

INFORME FINAL

Asistencia Técnica- Guatemala

Proyecto: Planificación Energética

Fecha: Septiembre 2009



**Canadian International
Development Agency**



**UNIVERSITY OF
CALGARY**

La autora del presente documento es la consultora: Carmenza Chahin Álvarez

Los criterios expresados en el documento son de responsabilidad de los autores y no comprometen a las organizaciones auspiciantes Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), Agencia Canadiense para el Desarrollo Internacional (ACDI) y Universidad de.

Se autoriza la utilización de la información contenida en este documento con la condición de que se cite la fuente.

RESUMEN EJECUTIVO

En el Estudio de Caso – Guatemala se analiza la incidencia de la planeación en el desarrollo del sector energético del país abordando, entre otros, los siguientes aspectos: descripción del sector energético; descripción del marco institucional del sector energético; descripción del marco normativo del sector energético; política energética y planeación energética; y sistema de información energético y herramientas de planificación energética.

En desarrollo de los aspectos mencionados se referencia el marco bajo el cual se rigen y operan los agentes que participan en el sector energético e igualmente, se evalúa en detalle el rol de la instancia institucional de planificación, analizando la operatividad de sus funciones y su interacción con otras instancias institucionales.

Finalmente, se hace un balance sobre las lecciones aprendidas en materia de planificación y se plantean algunas recomendaciones.

El portafolio energético de Guatemala si bien es diverso, no cuenta con todo el espectro de fuentes primarias de energía. Están ausentes de la canasta energética doméstica el Carbón Mineral y el Gas Natural. No obstante, se destaca el potencial del país en fuentes no convencionales como la Geotermia y el Bagazo de Caña y el potencial explotable de Hidroenergía en proyectos de mediana y pequeña escala. Con relación a las fuentes secundarias, Guatemala es importador neto de derivados del petróleo, energéticos de los cuales el país muestra una significativa dependencia, resultando vulnerable ante las variaciones internacionales de precios de los estos combustibles.

Sobre el patrón de uso y la cobertura de las fuentes energéticas, cabe mencionar el notable esfuerzo que se registra en los programas de electrificación rural, la instalación de paneles solares fotovoltaicos y el aumento de la oferta de Gas Licuado del Petróleo para cocción en las áreas rurales. En el último caso, aún cuando la sustitución del consumo de Leña por Gas Licuado del Petróleo, ha incidido positivamente en términos ambientales, la sostenibilidad del programa dependerá de la remoción de las barreras que enfrenta la comercialización de este energético en las zonas periféricas del país.

En Guatemala, la variable ambiental en el ámbito energético está claramente definida como directriz de política, debido en parte al consumo generalizado de Leña y en parte a la alta dependencia del país de fuentes no renovables. Sin embargo, aunque el país registra avances normativos en esta materia, el nivel de inversión en proyectos ambientalmente sostenibles todavía no es satisfactorio, dependiendo su ejecución de los recursos provistos por agencias internacionales de cooperación, en menor medida de recursos de presupuesto nacional y en algunos casos de iniciativas aisladas.

Otro aspecto relevante del portafolio energético de Guatemala, se relaciona con el proceso de integración regional que se encuentra en marcha y que es producto del desarrollo del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, suscrito en 1996, y que sustenta el Mercado Eléctrico Regional (MER) que se encuentra en fase de implantación. Como resultado del proceso de integración, Guatemala tendrá acceso abierto a la infraestructura de transmisión regional que interconecta los países del área centroamericana, así como, acceso a los mercados de los países de la región.

Este tipo de iniciativa de integración regional no se circunscribe al Sector Eléctrico. En Centroamérica, se ha venido discutiendo la posibilidad de instalar una refinería con capacidad de abastecer el mercado regional. En principio, Guatemala y Panamá son los países más opcionados para este propósito. Puerto Quetzal, en la costa sur guatemalteca, tendría condiciones económicas óptimas y de infraestructura para el desarrollo de ese proyecto.

Es en el contexto descrito que Guatemala debe desarrollar el proceso de planeamiento energético, destacándose la complejidad del mismo, en la medida en que el país no es ajeno a las definiciones de política y de planeamiento que adopten los restantes países de la región. Es decir, en adición a la coherencia que debe mostrar el proceso de planeación interna, éste debe ser armonizado, en la medida de lo posible, con los procesos de planeación energética de los otros países del área centroamericana.

Como resultado de las reestructuraciones de carácter institucional y normativo que se implantaron en las últimas décadas en el sector de hidrocarburos y en el sector eléctrico, la planeación energética en Guatemala no aparece como elemento con suficiente relevancia en la reforma sectorial. Si bien, el marco legal que definió los términos de las reformas, contiene disposiciones explícitas sobre los requerimientos de planeación sectorial y subsectorial, no se establecieron cuáles eran las instancias, o dependencias institucionales, encargadas de adelantar las funciones inherentes al proceso de planificación. En la práctica, se produjo la supresión de las instancias institucionales de planeamiento.

Mientras las reformas delimitaron el papel del Estado como hacedor de política, regulador y controlador en los distintos mercados energéticos, la función de planeación como soporte del proceso de adopción de políticas, se encuentra en la actualidad disgregada y fragmentada a nivel institucional.

Los principales objetivos de política energética en Guatemala, se fundamentan en la consecución de las siguientes metas generales:

- Seguridad de suministro;
- Diversificación del suministro;
- Calidad y precios competitivos de los productos energéticos;
- Eficiencia energética y uso racional de energía;
- Incremento en la cobertura del servicio eléctrico;
- Integración energética regional;
- Manejo sostenible de la leña; y
- Mitigación del cambio climático.

El desarrollo de estas políticas, a través del marco normativo, se refleja en la apertura del sector a la inversión privada y la desregulación de aquellos segmentos de la industria en los que es posible la competencia y el desarrollo de mercado.

Aún cuando la desregulación de los mercados, en aquellos casos en que la competencia es de hecho posible, produce eficiencias en la medida en que evitan la distorsión de los precios relativos de los distintos energéticos, no es suficiente para que los agentes sectoriales de manera individual, direccionen sus actividades de tal manera que sus objetivos individuales coincidan con los objetivos del Estado. Así mismo, no resulta suficiente en períodos de crisis que comprometen la sostenibilidad de las reformas.

El Ministerio de Energía y Minas es la máxima instancia sectorial y es responsable de la formulación de las políticas, estrategias y planes de acción del sector energético, que comprende los subsectores electricidad, energías renovables e hidrocarburos. Es función del Ministerio fomentar el uso de fuentes nuevas y renovables de energía; promover su aprovechamiento racional y estimular el desarrollo y aprovechamiento racional de energía en sus diferentes formas y tipos, procurando una política nacional que tienda a lograr la autosuficiencia energética del país.

Cabe resaltar que con la creación del Mercado Eléctrico Regional (MER), el Subsector Eléctrico de Guatemala se encuentra inmerso en un doble contexto institucional, en el que las instancias institucionales domésticas tienen su correspondiente réplica regional. Este proceso de integración

regional, implica necesariamente la armonización de políticas de los países miembros.

Con el fin de dar soporte al proceso de definición de políticas energéticas, en el 2007 se creó al interior del Ministerio de Energía y Minas (MEM) la Unidad de Planeación Energético Minero, cuya función principal es establecer la demanda energética y minera de la población y de la actividad económica productiva del país, con base en proyecciones que tomen en cuenta la evolución más probable de las variables demográficas y económicas y de precios de los recursos energético-mineros destinados al desarrollo del mercado nacional, regional y mundial en un entorno global.

Hasta donde se cuenta con información, la Unidad no ha entrado en operación y a la fecha, no se le han asignado recursos humanos, tecnológicos y presupuestales para asumir sus funciones. El proceso de planificación energética solo existe parcialmente y se desarrolla en un marco institucional y normativo caracterizado por la transitoriedad, por lo que puede afirmarse que se encuentra en un estadio inicial de desarrollo.

En el contexto de una economía mundial globalizada, con sistemas energéticos interdependientes, los países son vulnerables frente a requerimientos de importación de energéticos, eventuales crisis energéticas, incrementos o decrementos inesperados de los precios, e incertidumbre sobre la garantía de abastecimiento futuro de fuentes primarias y/o secundarias de energía.

El desarrollo socioeconómico de un país, tiene como condición necesaria la disponibilidad de una oferta energética eficiente, segura, competitiva y duradera, razón por la cual la planificación energética se constituye en un instrumento determinante para establecer una matriz energética diversificada que contribuya a disminuir la alta dependencia de los combustibles fósiles y a ampliar la oferta, con base en la identificación de la disponibilidad de fuentes energéticas renovables más limpias, que redunden en beneficios económicos y sociales para los usuarios finales.

En ausencia de planeamiento, las decisiones de política se tornan casuísticas y carecen de credibilidad. Una iniciativa legislativa, o la adopción de un esquema de incentivos subsectorial, o los simples planes previstos en la agenda política, se vuelven cuestionables y fácilmente convocan detractores. Solo con los fundamentos provistos por un ejercicio de planeamiento, es posible defender cualquier tipo de iniciativa en materia política.

Los correctivos que en la temática de planeamiento, parece estar en proceso de adoptar Guatemala, si bien, implican que se debe surtir una curva de aprendizaje, seguramente reforzarán de manera positiva los logros que el país ha alcanzado con las reformas.

En un estadio posterior, se deberá pasar de la elaboración de planes subsectoriales, a la elaboración de planes sectoriales, lo que fortalecería el proceso de toma de decisiones en el campo energético.

Finalmente, Guatemala enfrenta el reto de la puesta en operación del Mercado Eléctrico Regional (MER), lo que necesariamente implicará el desarrollo de procesos de planeamiento más complejos y de cuyo éxito dependerá la sostenibilidad de su sector eléctrico doméstico.

Con base en la aproximación realizada, se plantean las siguientes recomendaciones:

En Materia Institucional

Concluir el proceso de puesta en marcha y consolidación de la recién creada Unidad de Planeación Energético Minero, dotándola, entre otros, de los siguientes recursos:

✓ **Recursos Humanos:**

Personal altamente calificado desde el punto de vista de las competencias técnicas y económicas; y diversificado con relación a la experiencia en los distintos subsectores energéticos, manejo de modelos y bases de datos. Así mismo, se requeriría soporte de especialistas en sistemas de información.

Adicionalmente, se requeriría la capacitación inicial y continuada del grupo de funcionarios que entrarán a conformar la Unidad, en la medida en que las técnicas de planeamiento son dinámicas en el tiempo, como dinámicos son los subsectores de energía.

✓ **Recursos Tecnológicos:**

Dotar a la Unidad de hardware y el software necesario para que esté en capacidad de cumplir con las funciones que se le han asignando.

✓ **Recursos Presupuestales:**

Los Recursos Humanos y Tecnológicos que requeriría la Unidad de Planeación Energético Minero, difícilmente se ajustan a los recursos con los que pueden funcionar la mayoría de las entidades estatales.

Podría considerarse la opción de solicitar el apoyo de las organizaciones multilaterales, con el fin de que aporten, o cofinancien, la dotación inicial que requeriría la Unidad para entrar en operación efectiva.

En Materia de Información

Por vía normativa, establecer la obligación de las instancias institucionales sectoriales y de los agentes que actúan en los diferentes subsectores del sector energético, de suministrarle a la Unidad de Planeación Energético Minero, la información que esta requiera en desarrollo de sus funciones. Se deberán establecer definiciones, protocolos y procedimientos para el reporte y captura de la información.

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO

1. INTRODUCCION.....	9
2. DESCRIPCIÓN SECTOR ENERGÉTICO.....	11
2.1.....SECTOR ELÉCTRICO	11
2.1.1.....SECTOR ELÉCTRICO - LOCAL	12
2.1.1.1. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO	15
2.1.1.2.....SISTEMAS AISLADOS	28
2.1.1.3.....AUTOPRODUCTORES	30
2.1.2. SECTOR ELÉCTRICO - REGIONAL.....	31
2.2.....SECTOR DE HIDROCARBUROS	34
2.3.....SECTOR DE GAS LICUADO DEL PETRÓLEO	47
2.4.....SECTOR ENERGÍAS RENOVABLES Y NO CONVENCIONALES	49
2.4.1.....ENERGÍA GEOTÉRMICA	51
2.4.2.....ENERGÍA SOLAR	54
2.4.3.....ENERGÍA EÓLICA	56
2.4.4.....BIOMASA	58
2.4.5.....ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE	61
3. DESCRIPCIÓN DEL MARCO INSTITUCIONAL DEL SECTOR ENERGÉTICO.....	65
3.1.....MARCO INSTITUCIONAL DEL SECTOR ELÉCTRICO	65
3.1.1.....MARCO INSTITUCIONAL DEL SECTOR ELÉCTRICO - LOCAL	66
3.1.2.....MARCO INSTITUCIONAL DEL SECTOR ELÉCTRICO - REGIONAL	68
3.2.....MARCO INSTITUCIONAL DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS	72
3.3.....MARCO INSTITUCIONAL DEL SECTOR DE ENERGÍAS RENOVABLES Y NO CONVENCIONALES.....	75
4. DESCRIPCIÓN DEL MARCO NORMATIVO DEL SECTOR ENERGÉTICO.....	80
4.1.....MARCO NORMATIVO DEL SECTOR ELÉCTRICO	80
4.1.1.....MARCO NORMATIVO DEL SECTOR ELÉCTRICO - LOCAL	80
4.1.2.....MARCO NORMATIVO DEL SECTOR ELÉCTRICO - REGIONAL	85
4.2.....MARCO NORMATIVO DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS	90
4.3.MARCO NORMATIVO DEL SECTOR DE ENERGÍAS RENOVABLES Y NO CONVENCIONALES.....	95

5. POLÍTICA Y PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA.....	100
5.1.POLÍTICA ENERGÉTICA	106
5.2.PLANES DE EXPANSIÓN	107
6. SISTEMA DE INFORMACIÓN ENERGÉTICA.....	110
7. LECCIONES APRENDIDAS Y RECOMENDACIONES.....	113

1. INTRODUCCION

En este segundo Estudio de Caso se analizará la incidencia de la planeación en el desarrollo del sector energético en Guatemala, abordando, entre otros, los siguientes aspectos: descripción del sector energético; descripción del marco institucional del sector energético; descripción del marco normativo del sector energético; política energética y planeación energética; y sistema de información energético y herramientas de planificación energética.

En desarrollo de los aspectos mencionados se referenciará el marco bajo el cual se rigen y operan los agentes que participan en el sector energético e igualmente, se evaluará en detalle el rol de la instancia institucional de planificación, analizando la operatividad de sus funciones y su interacción con otras instancias institucionales.

Finalmente, se hace un balance sobre las lecciones aprendidas en materia de planificación y se plantean algunas recomendaciones.

Con el objetivo de dar contexto al sector energético guatemalteco, a continuación se consigna información general sobre Guatemala:



Capital:	Ciudad de Guatemala
Población:	13.667.815 (2008)
Idioma Oficial:	Español (Español, 60%; Nativas, 40%). 22 Idiomas Indígenas, incluyendo Quiche, Cakchiquel, Kekchi, Mam, Garifuna, y Xinca.
Moneda:	Quetzal (Q).
PIB:	35.729 Millones de USD (2008).
Superficie:	108.890 km ²
Fronteras Terrestres:	México, Belize, Honduras, El Salvador.

Costas:	Océano Atlántico, Océano Pacífico.
Clima:	Subtropical, modificado por la altitud. Existen dos estaciones; estación seca de noviembre a abril y estación lluviosa de mayo a octubre; la temperatura varía de acuerdo a la elevación y posición geográfica de la región, de 25 a 38 °C para alturas entre los 800 y 2000 msnm y de 5 a 20 °C en el altiplano.
Biodiversidad:	19 Ecosistemas, 350 Microclimas.
Tasa Alfabetismo:	76.1%.
División Político Administrativa:	Guatemala se divide en 8 Regiones, 22 Departamentos y 333 Municipios. Existen tres niveles de gobierno: Nacional, Departamental y Municipal. Los gobiernos departamentales son nombrados por el Presidente de la República, mientras que las municipalidades tienen autonomía y las autoridades son elegidas democráticamente por la población. Por lo general la cabecera municipal es la sede del gobierno municipal (alcaldía). Guatemala cuenta con un gobierno democrático y representativo, ejercido por los Organismos Ejecutivo (Presidente), Legislativo (Congreso) y Judicial (Corte Suprema de Justicia). La potestad legislativa corresponde al Congreso de la República, integrado por 158 miembros electos por sufragio directo.
Recursos Naturales:	Petróleo, Oro, Níquel, Estaño, Plomo-Zinc, Plata-Cobre, Antimonio-Tungsteno, Madera, Pescado, Chicle.
Carreteras:	Asfalto: 6.418.11 km; Terracería 5.126.90 km; Caminos Rurales 3.642.69 km; Total 15.187.70 km.
Vías Férreas:	La red conecta el litoral Pacífico y Atlántico pasando por Ciudad de Guatemala. Además, la red cuenta con un ramal hacia el oeste que une la Ciudad de Escuintla con la frontera de México sobre la costa del Pacífico, y otro ramal que une la ciudad de Zacapa con la frontera de El Salvador en la zona oriental de Guatemala. Total: 885 km.
Aeropuertos y Pistas:	2 Internacionales, 17 Locales.
Puertos Marítimos:	Atlántico: Puerto Santo Tomás de Castilla y Puerto Barrios; Pacífico: Puerto Quetzal.
Telefonía Fija:	1.413.695 (2007).
Telefonía Celular:	11.897.560 (2007).
Servicio de Internet:	1.320.000 Usuarios (Agosto de 2007).
Alianzas Económicas:	TLC con México y Taiwán; DR-CAFTA con USA; TLC Proceso de Aprobación: Colombia y Chile; Acuerdos de Asociación en Negociación con UE, Centroamérica, Canadá, Panamá y CARICOM. Acuerdos de Protección de Inversiones con Argentina, Cuba, Corea, Chile, Taiwán, México, Ecuador, Colombia, España, Francia, Holanda, República Checa, Suiza, Suecia, Alemania, Bélgica, Finlandia, Israel, Canadá, USA y Centroamérica.

2. DESCRIPCIÓN SECTOR ENERGÉTICO

El Sector Energético de Guatemala se clasifica en los siguientes Subsectores:

- Subsector Eléctrico;
- Subsector de Hidrocarburos;
- Subsector de Gas Licuado del Petróleo;
- Subsector de Energías Renovables y No Convencionales.

Si bien, los dos últimos Subsectores, presenta traslapes con el Subsector Eléctrico y el Subsector de Hidrocarburos, en la medida en que estas fuentes energéticas son clasificables en estos subsectores, ya sea por su naturales, o porque constituyen fuentes primarias de generación eléctrica, o porque constituyen fuentes secundarias sustitutas de combustibles carburantes, ameritan una descripción separada, dadas sus particulares características.

En los siguientes apartes se describen las características más relevantes de los Subsectores referenciados.

2.1. SECTOR ELÉCTRICO

El Sector Eléctrico ha enfrentado una reforma sustancial durante la última década. Con la expedición de la Ley General de Electricidad en 1996, se dio inicio al proceso de privatización de los activos sectoriales y a la apertura del mercado eléctrico hacia un esquema de mercado competitivo

En materia de privatización, ésta se inició con la privatización de la división de generación de la Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. (EEGSA) en 1993, seguida por la privatización de la división de distribución en 1998. En la distribuidora EEGSA, el Estado aún mantiene la propiedad del 14.2% de las acciones.

Adicionalmente, el Instituto Nacional de Electrificación (INDE) vendió 80% de sus acciones a la empresa española Unión Fenosa, quien asumió la distribución eléctrica en las regiones de oriental y occidental a través de dos compañías regionales: DEORSA y DEOCAS. De las acciones restantes un 7% fue adquirido por los empleados, un 5% se puso a la venta en el mercado local y un 8% aún se mantiene en poder del Estado.

El Instituto Nacional de Electrificación (INDE) de propiedad estatal, mantiene una posición dominante como principal transportador del Sistema. El INDE continúa siendo propietario y operador de la red nacional de transporte de energía. Así mismo, el INDE aún controla alrededor de la mitad de las centrales de generación, principalmente hidroeléctrica, pero compite con productores independientes que controlan el resto de la capacidad, principalmente térmica.

Los recursos recibidos producto de las privatizaciones han sido utilizados para impulsar la electrificación rural del país.

Otro aspecto relevante del Sector Eléctrico de Guatemala, se relaciona con el proceso de integración regional que se encuentra en marcha y que es producto del desarrollo del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, suscrito en 1996, y que sustenta el Mercado Eléctrico Regional (MER) que se encuentra en fase de implantación. Como resultado del proceso de integración, Guatemala tendrá acceso abierto a la infraestructura de transmisión regional que interconecta los países del área centroamericana, así como, acceso a los mercados de los países de la región.

A continuación se presentan las características más relevantes del Sector Eléctrico Local y del

Sector Eléctrico Regional en desarrollo, en este último caso, en aquello que resulta pertinente.

2.1.1. SECTOR ELÉCTRICO - LOCAL

En su representación más simplificada, el Sistema Eléctrico se divide en Generación (oferta de energía eléctrica), Transporte y Distribución (medio de transferencia de la energía eléctrica desde los centros de producción a los centros de consumo) y Distribución-Comercialización y Comercialización (demanda de energía eléctrica).

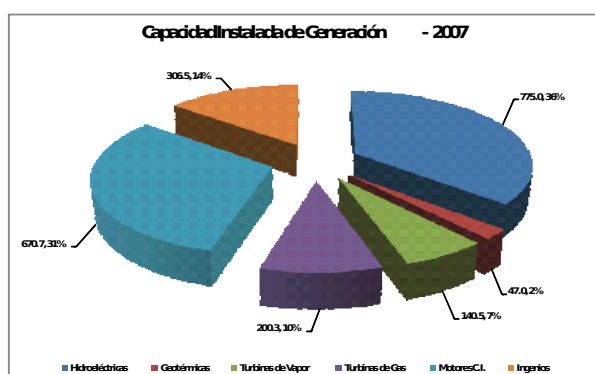
En Guatemala, el Sistema Eléctrico está conformado por el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), integrado por el Sistema Nacional Interconectado (SNI), los Sistemas Aislados y los Autoprodutores.

El país cuenta con una Capacidad Instalada de Generación de 2.140 MW representados en centrales hidroeléctricas, turbinas de vapor, turbinas de gas, motores de combustión interna y centrales geotérmicas. En el parque actual predominan las centrales hidroeléctricas y los motores de combustión interna. No es despreciable la Capacidad Instalada por los Ingenios Azucareros:

CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN POR TIPO DE PLANTA - SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL							
Tipo de Central	MW						
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Hidroeléctricas	544.2	605.8	653.9	716.9	716.9	734.0	775.0
Geotérmicas	29.0	29.0	29.0	29.0	29.0	29.0	47.0
Turbinas de Vapor	192.0	192.0	192.0	322.8	192.0	192.0	140.5
Turbinas de Gas	146.9	146.9	146.9	146.9	146.9	146.9	200.3
Motores C.I.	467.8	467.8	654.8	669.8	683.0	683.0	670.7
Ingenios	322.8	322.8	322.8	0.0	322.8	322.8	306.5
TOTAL	1702.7	1764.3	1999.4	1885.4	2090.6	2107.7	2140.1

Fuente: MEM

Durante el período considerado, las Turbinas de Vapor han perdido participación dentro del portafolio tecnológico, pasando de 192.0 MW instalados en el 2001 a 140.5 MW instalados en el 2007. Las categorías restantes han incrementado, o prácticamente mantenido constante su Capacidad.



Fuente: MEM

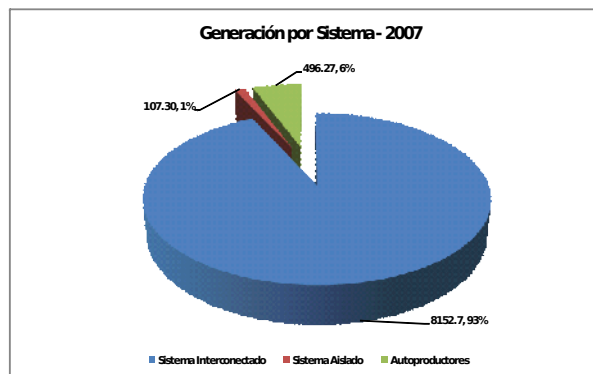
En la siguiente tabla se presenta la evolución de la Generación, según la conformación del Sistema ya descrita:

GENERACIÓN POR SISTEMA							
Tipo de Central	GWh						
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Sistema Interconectado	5991.2	6430.6	6782.4	7244.2	7446.8	7685.5	8152.7
Sistema Aislado	43.77	45.92	52.04	52.06	53.90	68.73	107.30
Autoproductores	347.63	495.60	449.69	395.07	548.10	410.93	496.27
TOTAL	6382.64	6972.16	7284.08	7691.31	8048.77	8165.12	8756.25

Fuente: MEM

Mientras en el SNI la generación vienen creciendo a una tasa del 5.3% promedio anual, en los Sistemas Aislados esta tasa es del 16.1%. La Autoproducción se ha incrementado al 6.1% promedio anual.

En el gráfico, a continuación, se presenta la distribución de la Generación en las categorías señaladas:



Fuente: MEM

El 93% de la Generación se concentra en el SNI, el 6% en el Sistema Aislado, y el 1% restante es provisto por los Autoproductores, especialmente Ingenios Azucareros.

La producción de electricidad por fuente primaria tiene la siguiente composición y evolución:

GENERACIÓN POR TIPO DE ENERGÉTICO - SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL							
Tipo de Central	GWh						
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Hidroenergía	2276.6	2122.0	2186.5	2565.4	2939.0	3302.5	3030.6
Geoenergía	222.1	150.4	219.7	219.1	165.8	163.2	263.1
Bagazo de Caña	520.6	619.3	582.2	660.0	716.6	777.2	876.4
Carbón Mineral	919.3	1022.2	967.6	1116.4	1064.8	1102.5	1128.9
Fuel Oil	2362.1	2919.4	3264.1	2146.1	2125.2	2533.7	3434.6
Diesel Oil	82.1	138.8	64.1	36.7	20.2	12.9	22.6
Orimulsión	0.0	0.0	0.0	947.8	1017.1	273.2	0.0
TOTAL	6382.6	6972.2	7284.1	7691.4	8048.7	8165.1	8756.2

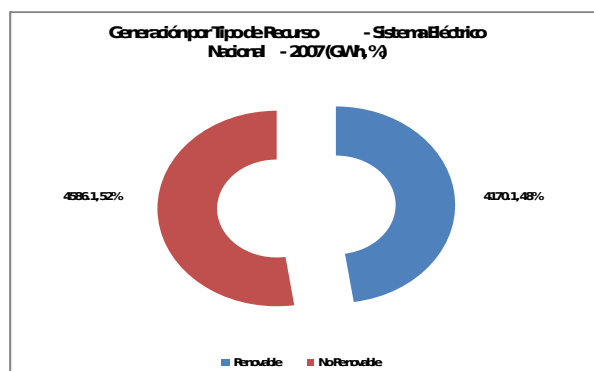
Fuente: MEM

Con excepción de algunos cambios puntuales, el patrón de generación por fuente primaria no ha mostrado cambios destacables durante el período considerado. Siguen predominando el Fuel Oil (Bunker) y la Hidroenergía como fuentes principales.

Clasificando la generación según la fuente primaria de producción, en renovable y no renovable, se obtienen los siguientes resultados:

GENERACIÓN POR TIPO DE RECURSO - SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL							
Tipo de Recurso	GWh						
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Renovable	3019.3	2891.8	2988.4	3444.4	3821.4	4242.9	4170.1
No Renovable	3363.4	4080.4	4295.7	4246.9	4227.3	3922.3	4586.1
TOTAL	6382.6	6972.2	7284.1	7691.4	8048.7	8165.1	8756.2

Fuente: MEM



Fuente: MEM

La generación con fuentes de energía no renovable, prima en el país. En el 2007, el 52% de la generación de energía eléctrica provino de la transformación de fuentes no renovables.

La demanda de fuentes combustibles, en unidades originales, con destino a la generación eléctrica, ha tenido el siguiente comportamiento:

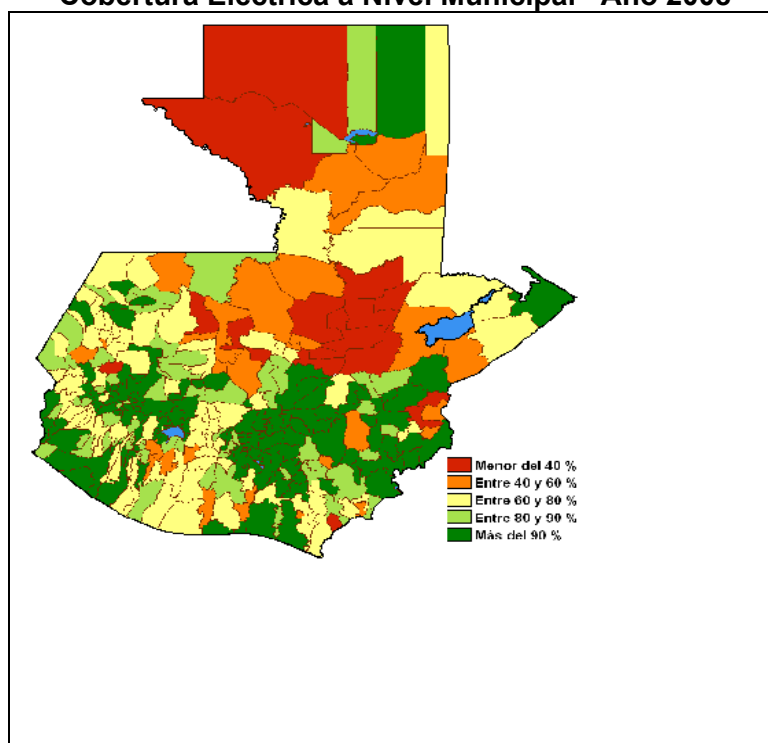
GENERACIÓN POR TIPO DE ENERGÉTICO - SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL							
Tipo de Central	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Bagazo de Caña (Ton)	2,257,655	4,131,771	3,884,880	268	3,067,006	3,035,398	3,388,411
Carbón Mineral (Ton)	356,086	389,854	365,968	115,531	408,878	428,462	447,538
Fuel Oil (Gal)	138,504,999	178,451,521	201,244,011	77,729,941	133,974,552	156,207,984	209,891,495
Diesel Oil (Gal)	7,239,079	10,703,943	5,389,095	2,448	1,594,869	991,858	1,417,015
Orimulsión (Gal)	-	-	-	546	76,372,139	21,106,322	-

Fuente: MEM

Teniendo en cuenta que Guatemala, es un importador neto de derivados del petróleo, como se mostrará posteriormente, el país y su Sector Eléctrico, resultan muy vulnerables ante las variaciones internacionales de precios de los estos combustibles.

Con relación a la cobertura del servicio eléctrico en el Sistema Eléctrico Nacional, en el siguiente mapa se muestran los niveles alcanzados en los distintos Municipios del país, resultado de estimaciones efectuadas con base en el Censo de 2002, efectuado por el Instituto Nacional de Estadística (INE):

Cobertura Eléctrica a Nivel Municipal - Año 2008



Fuente: INE. Base Censo 2002

Los datos de hogares con paneles solares de energía eléctrica se obtuvieron de información publicada por el INE en el Censo del 2002. Los datos sobre hogares conectados en zonas fronterizas se obtuvieron de las autorizaciones realizadas por el Ministerio de Energía y Minas para la asociación o consejos que están conectadas de esta forma.

En cuanto a la cantidad de hogares se tuvo como base el Censo del 1994 y el Censo 2002, ambos realizados por el INE. Con estas dos series a nivel departamental se obtuvo una tasa promedio de crecimiento anual por Departamento. Se estimó la cantidad de hogares para el año 2008 mediante el método de serie geométrica, en base a la tasa promedio de crecimiento anual por cada uno de los Departamentos. Se aplicó la misma tasa departamental a todos los municipios que pertenecen a cada departamento.

Con los datos anteriores se realizó el cálculo del índice de cobertura eléctrica a nivel municipal, departamental y nacional.

2.1.1.1. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

A continuación se describe el SNI, teniendo en cuenta las actividades que se desarrollan los agentes en el mercado eléctrico:

- **GENERACIÓN.** Veintidós (22) empresas actúan como generadores en el SNI, seis (6) de ellas corresponden a Ingenios Azucareros. La lista de generadores es la siguiente:

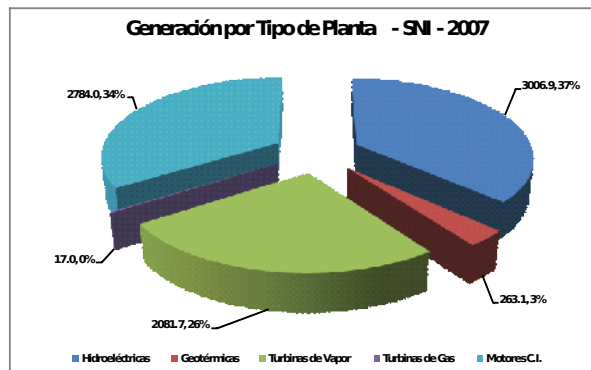
GENERADORES	
No.	NOMBRE
1	CENTRAL AGROINDUSTRIAL GUATEMALTECA S.A. (INGENIO MADRE TIERRA)
2	CENTRAL GENERADORA ELÉCTRICA SAN JOSÉ LTDA (SAN JOSÉ)
3	ÍA. AGRÍCOLA INDUSTRIAL SANTA ANA S.A. (INGENIO SANTA ANA)
4	ELECTRO GENERACION S.A.
5	GENERADORA ELÉCTRICA CENTRAL S.A.
6	CONCEPCIÓN S.A. (INGENIO CONCEPCIÓN)
7	EMPRESA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL INDE (EGEE)
8	GENERADOR ELÉCTRICA DEL NORTE LTDA (GENOR)
9	GENERADORA LA LAGUNA LTDA
10	GENERADORADORA MONTECRISTO S. A.
11	DUKE ENERGY INTERNATIONAL GUATEMALA Y CIA S.C.A.
12	HIDROELÉCTRICA SECACAO S.A.
13	HIDROTAMA S. A.
14	INGENIO LA UNIÓN S.A.
15	INGENIO MAGDALENA S.A.
16	INVERSIONES PASABIEN S.A.
17	PANTALEÓN S.A. (INGENIO PANTALEÓN)
18	PUERTO QUETZAL POWER LLC (POP LLC)
19	SIDERÚRGICA DE GUATEMALA S.A. (SIDEQUA)
20	TAMPA CENTROAMERICANA DE ELECTRICIDAD LTDA
21	TEXTILES AMATITLAN S.A. (AMATEX)
22	TECNOGUAT S.A.

Fuente: AMM

Por tipo de tecnología de generación, la producción durante el período 2001 – 2007, fue la siguiente:

Tipo de Central	GENERACIÓN POR TIPO DE PLANTA - SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO						
	GWh						
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Hidroeléctricas	2275.7	2121.2	2185.6	2564.5	2938.2	3277.8	3006.9
Geotérmicas	222.1	150.4	219.7	219.1	165.8	163.2	263.1
Turbinas de Vapor	1506.6	1658.8	1573.9	1727.3	1794.5	1914.9	2081.7
Turbinas de Gas	61.2	113.9	44.6	5.6	16.6	8.9	17.0
Motores C.I.	1925.7	2386.4	2758.6	2727.7	2531.7	2320.8	2784.0
TOTAL	5991.2	6430.6	6782.4	7244.2	7446.8	7685.5	8152.7

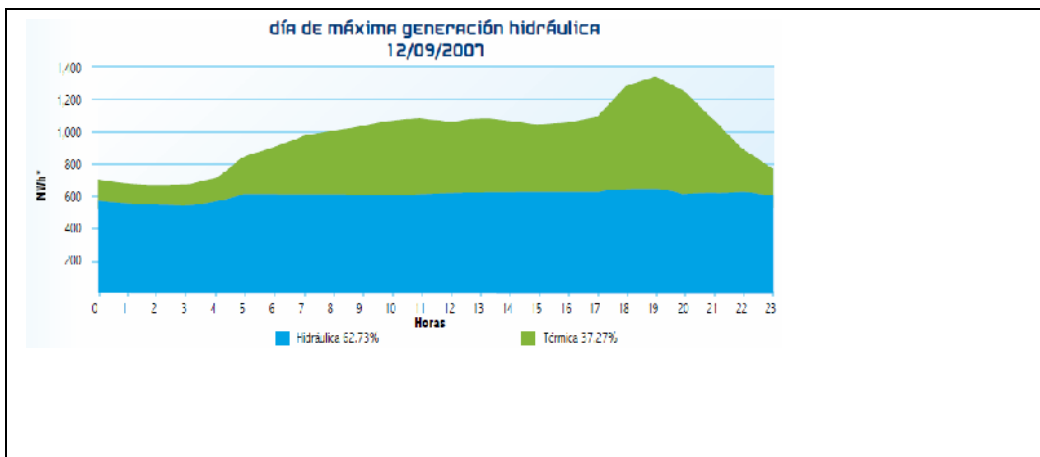
Fuente: MEM



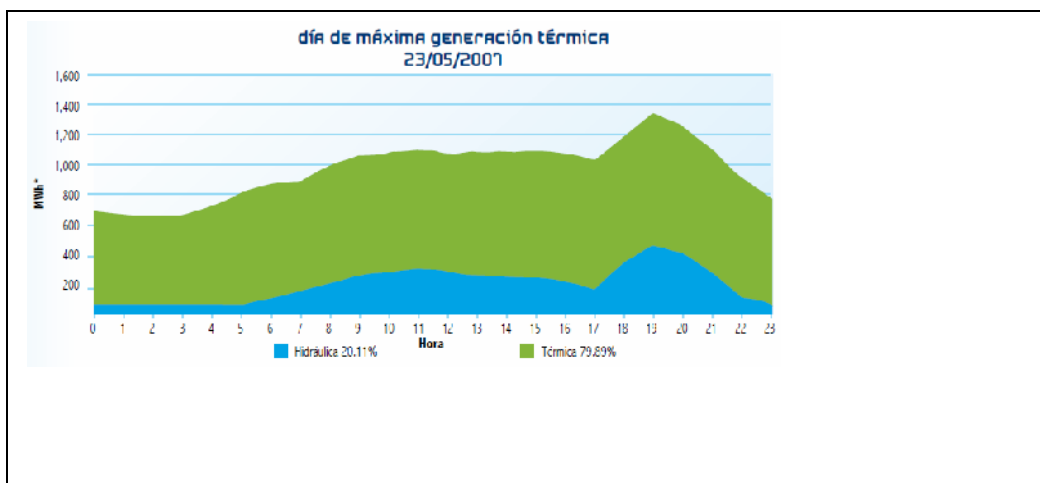
Fuente: MEM

La tecnología dominante en la generación, durante el 2007, fue la proveniente de plantas hidroeléctricas con el 37%, seguida de los motores de combustión interna con el 34% y las Turbinas de Vapor con el 26%.

La máxima generación con recursos hidráulicos y la máxima generación con recursos térmicos, durante el 2007, se muestra en las siguientes gráficas:



Fuente: AMM

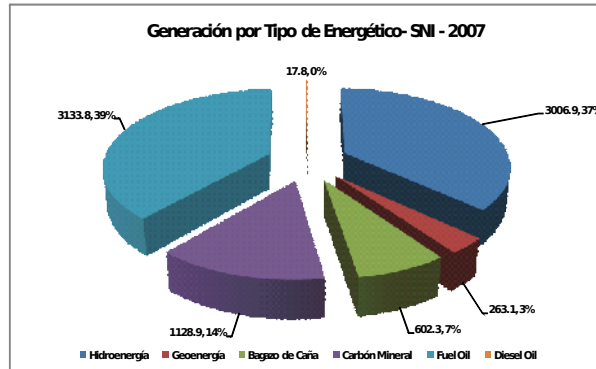


Fuente: AMM

Por fuente primaria, los principales energéticos son la Hidroenergía y el Fuel, alternándose como energético principal a lo largo del período:

GENERACIÓN POR TIPO DE ENERGÉTICO - SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO							
Tipo de Central	GWh						
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Hidroenergía	2275.7	2121.2	2185.6	2564.5	2938.2	3277.8	3006.9
Geoenergía	222.1	150.4	219.7	219.1	165.8	163.2	263.1
Bagazo de Caña	362.3	399.4	378.0	418.2	473.8	543.9	602.3
Carbón Mineral	919.3	1022.2	967.6	1116.4	1064.8	1102.5	1128.9
Fuel Oil	2148.8	2623.8	2997.8	1973.3	1776.4	2314.3	3133.8
Diesel Oil	63.0	113.8	33.7	5.1	10.6	10.6	17.8
Omnibus	0.0	0.0	0.0	947.8	1017.1	273.2	0.0
TOTAL	5991.2	6430.7	6782.3	7244.2	7446.7	7685.5	8152.7

Fuente: MEM

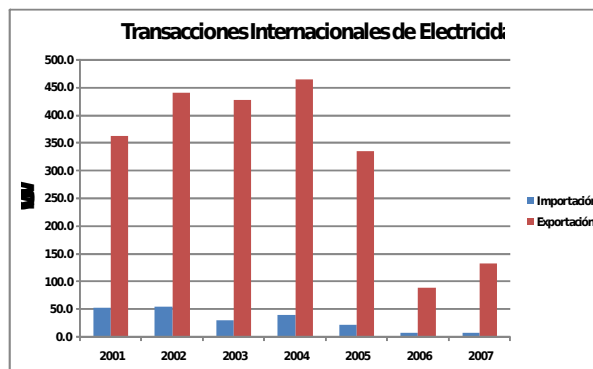


Fuente: MEM

Guatemala en la actualidad, es excedentaria en generación eléctrica, los intercambios internacionales con los países vecinos se muestran a continuación:

IMPORTACION Y EXPORTACION DE ENERGIA - SNI							
Tipo de Transacción	GWh						
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Importación	52.99	54.88	30.53	40.91	23.19	8.41	8.11
Exportación	362.84	439.78	427.79	464.19	335.44	88.22	131.88
Exp - Imp	309.85	384.90	397.26	423.28	312.25	79.81	123.77

Fuente: MEM



Fuente: MEM

Como se observa, Guatemala es un exportador neto de electricidad, siendo el principal socio comprador El Salvador.

- **TRANSMISIÓN.** El Sistema de Transporte está conformado por el Sistema Principal y el Sistema Secundario. El Sistema Principal es compartido por los generadores e incluye la interconexión Guatemala - El Salvador; el Sistema Secundario está conformado por la infraestructura eléctrica utilizada por los generadores para el suministro de energía al Sistema Principal y está dividido geográficamente en tres áreas: Central, Occidental y Oriental. La red de transporte opera básicamente en tres niveles de voltaje: 230, 138 y 69 kV.

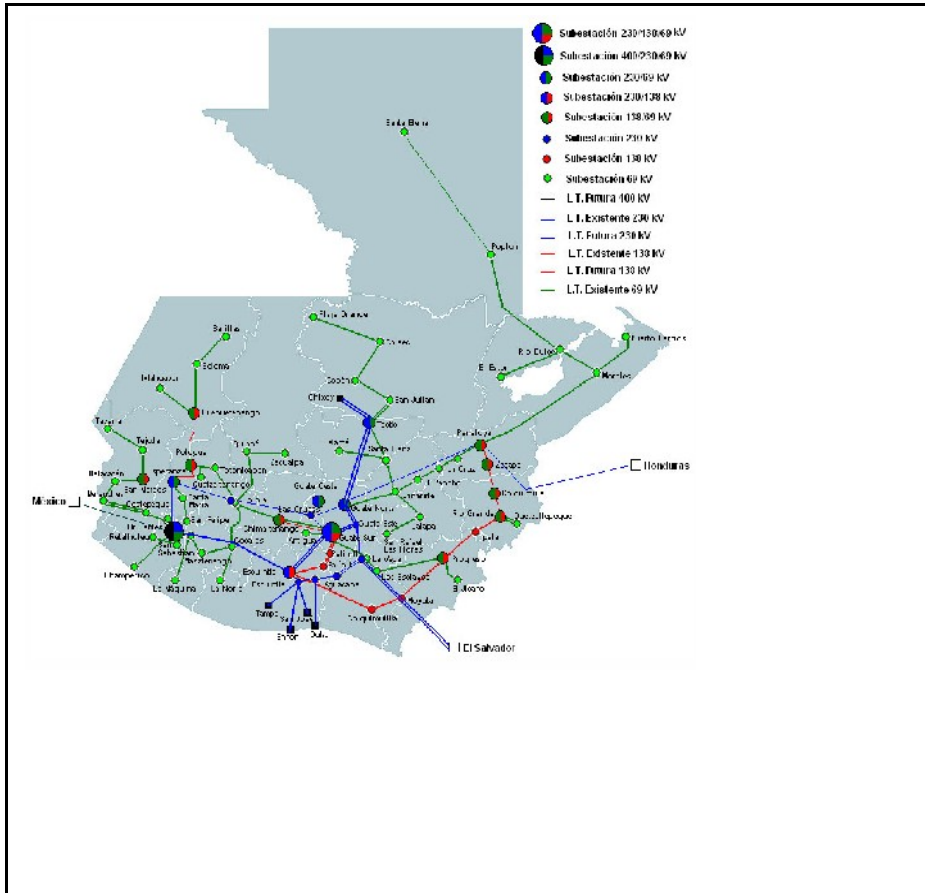
Cuatro (4) empresas actúan como transportistas en el SNI. Como se mencionó, la más importante de ellas es el INDE de propiedad estatal:

TRANSPORTISTAS	
No.	NOMBRE
1	EMPRESA DE TRANSPORTE Y CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL INDE (ETCEE)
2	TRANSPORTISTA ELÉCTRICA CENTROAMERICANA S.A. (TRELEC)
3	DUKE ENERGY INTERNATIONAL TRANSMISION GUATEMALA, LTDA
4	REDES ELÉCTRICAS DE CENTROAMERICA S.A. (RECSA)

Fuente: AMM

En el siguiente mapa se muestra la red de transmisión, indicando además de las líneas de transporte y las subestaciones existentes, las líneas y subestaciones proyectadas:

Sistema Nacional Interconectado



Fuente: CNEE

La infraestructura del Sistema Nacional Interconectado consiste en la actualidad de los siguientes elementos:

SUBESTACIONES TRANSPORTE - SNI		
S/E	KV	MVA
1	230/138	150
9	230/69	1,295
4	138/70	222
4	138/13.9	97

Fuente: MBM

LÍNEAS TRANSPORTE	
KV	Longitud (km)
230	766
138	297
69	2,687

Fuente: MBM

El Sistema cuenta con 1.764 MVA de Capacidad de Transformación y 3.750 kilómetros de Líneas.

El Sistema de Transporte en el futuro, estará interconectado con Centroamérica, México y Belice, a través de:

- Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central, SIEPAC.
 - Interconexión Guatemala - México.
 - Interconexión Guatemala - Belice.
- **DISTRIBUCIÓN.** El Sistema de Distribución Final está integrado por la infraestructura de distribución (líneas, subestaciones y redes de distribución) que opera a tensiones menores a los 34.5 kV.

Tres (3) empresas principales actúan como distribuidores en el SNI, todas ellas mayoritariamente privadas:

DISTRIBUIDORES	
No.	NOMBRE
1	DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE OCCIDENTE (DEOCSA)
2	DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE ORIENTE (DEORSA)
3	EMPRESA ELÉCTRICA DE GUATEMALA S.A. (EEGSA)

Fuente: AMM

Adicionalmente, otros distribuidores menores desarrollan actividades en este segmento de la industria: Las Empresas Eléctricas Municipales (EMM)¹, de propiedad pública, y Empresas de Distribución Privada.

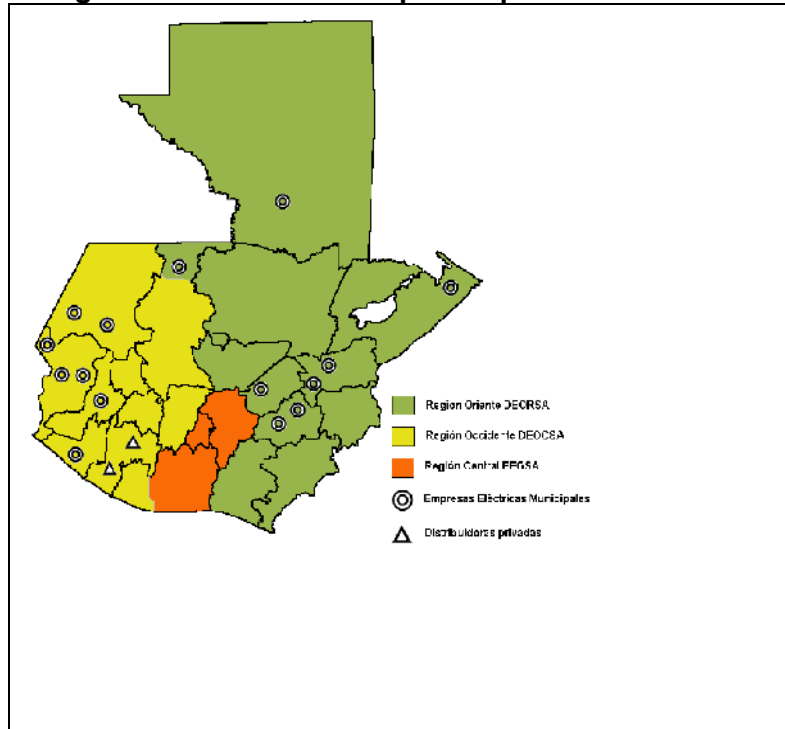
Las áreas de cobertura de los distribuidores principales son las siguientes:

- Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. (EEGSA), presta el servicio eléctrico en el área central del país;
- Distribuidora de Electricidad de Occidente S.A. (DEOCSA), presta el servicio eléctrico en los departamentos del occidente del país; y
- Distribuidora de Electricidad de Oriente S.A. (DEORSA), presta el servicio eléctrico en los departamentos del oriente.

En el siguiente mapa se muestran las áreas geográficas cubiertas por las distribuidoras conectadas al SNI:

¹ EEM de Gualán, EEM de Guastatoya, EEM de Huehuetenango, EEM de Jalapa, EEM de Joyabaj, EEM de Puerto Barrios, EEM de Quetzaltenango, EEM de Retalhuleu, EEM de San Marcos, EEM de San Pedro Pinula (Jalapa), EEM de San Pedro Sac. (San Marcos), EEM de Santa Eulalia, y EEM de Zacapa.

Regiones de Distribución por Empresa Distribuidora



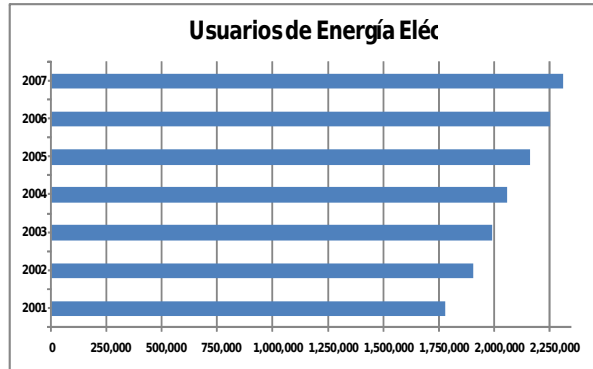
Fuente: MEM

El Número de Usuarios conectados a los Sistemas de Distribución por las distintas empresas, ha mostrado la siguiente evolución:

USUARIOS DEL SERVICIO DE ELECTRICIDAD POR DISTRIBUIDORA							
AÑO	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
EEGSA	622,519	676,522	717,015	750,765	775,827	809,294	844,410
DEORSA	345,228	383,213	415,171	421,281	448,614	464,749	485,420
DEOCSA	653,050	685,893	720,169	740,511	763,369	786,413	815,405
Municipalidades	126,159	130,231	135,628	141,759	147,728	156,016	162,330

Fuente: MEM

Al cierre del 2007, el SNI contaba con 2.307.565 Usuarios, el 37% de los cuales es servido por EEGSA, el 35% por DEOCSA, el 21% por DEORSA, y el 7% restante por las Municipalidades.



Fuente: MEM

Guatemala durante el período 2001 – 2007, registró un incremento de 560.609 Usuarios en el Sistema Nacional Interconectado. Esto representa un incremento promedio anual del 4.7%. Por empresa, EEGSA tuvo una tasa del 5.2%, DEORSA del 5.8%, DEOCSA del 3.8%, y finalmente, las Municipalidades crecieron al 4.3% promedio anual.

La infraestructura de los Sistemas de Distribución Final operados por las empresas, consta en la actualidad de los siguientes elementos:

SUBESTACIONES DISTRIBUCIÓN - SNI		
S/E	kV	MVA
23	69/ 34.5	376
89	69/ 13.8	1,523
2	69/ 13.2	21
1	69/ 2.4	4
15	34.5/ 13.8	77

Fuente: MEM

LÍNEAS DISTRIBUCIÓN	
kV	Longitud (km)
34.5	9,015
13.8	25,952
0.12 / 0.24	189,636

Fuente: MEM

Los Sistemas de Distribución cuentan con 2.001 MVA de Capacidad de Transformación y 224.603 kilómetros de Líneas.

En materia de cobertura, el país, básicamente con recursos provenientes de la privatización de las empresas estatales en los 90s, logró un aumento cercano a 35 puntos en la cobertura del servicio, durante el período 1991 - 2008. Se pasó de una cobertura del 49% a una del 84% en diez y siete (17) años:

COBERTURA A NIVEL NACIONAL			
Año	Índice	Año	Índice
1991	49.1	2000	74.3
1992	51.7	2001	80.7
1993	54.7	2002	82.3
1994	56.2	2003	82.5
1995	59.3	2004	82.8
1996	60.3	2005	84.0
1997	63.6	2006	85.1
1998	66.4	2007	84.7
1999	69.2	2008	83.5

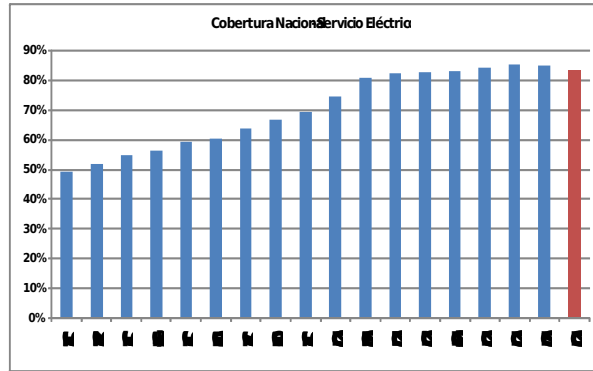
Fuente: MEM

Por Departamentos, las coberturas actuales van desde un máximo del 95.4% en el Departamento de Guatemala, hasta un mínimo de 37.4% en el Departamento de Alta Verapaz:

COBERTURA A NIVEL DEPARTAMENTAL Año 2008			
Departamento	Hogares	Usuarios	Índice
ALTA VERAPAZ	171,418	64,115	37.4%
BAJA VERAPAZ	53,873	37,520	69.6%
CHIMALTENANGO	109,142	92,829	85.1%
CHIQUMULA	73,524	57,534	78.3%
EL PROGRESO	37,462	34,261	91.5%
ESQUINTLA	156,199	120,754	77.3%
GUATEMALA	761,004	725,815	95.4%
HUEHUETENANGO	179,705	157,617	87.7%
IZABAL	75,338	55,917	74.2%
JALAPA	54,672	46,821	85.6%
JUTIAPA	97,882	83,630	85.4%
PETEN	97,451	54,293	55.7%
QUEZALTENANGO	162,240	151,590	93.4%
QUICHE	149,089	107,514	72.1%
RETALHULEJ	59,074	49,372	83.6%
SACATEPEQUEZ	66,076	62,219	94.2%
SAN MARCOS	175,772	154,416	87.9%
SANTA ROSA	74,915	65,258	87.1%
SOLOLA	69,942	64,935	92.8%
SUCHITEPEQUEZ	97,996	77,592	79.2%
TOTONICAPAN	82,523	77,740	94.2%
ZACAPA	52,665	45,327	86.1%
NACIONAL	2,857,961	2,387,069	83.5%

Fuente: MEM

Durante el 2008 la cobertura disminuyó ligeramente con respecto a los dos años inmediatamente precedentes, debido en parte a la reducción de los recursos disponibles para la extensión del servicio hacia áreas rurales:



Fuente: MEM

Desde el año de 1971, el INDE ha impulsado proyectos de electrificación significativos, denominados Proyectos de Electrificación Rural I, II y III:

- PER I (1971 - 1978)
- PER II (1979 - 1989)
- PER III (1990 - 1996)

Posteriormente se implementaron programas bipartitos (1997 - 1999) y el PER (*"Fideicomiso de Administración INDE Obras Rurales de Occidente y Oriente"*) (1999 - a la fecha).

Para alcanzar un mayor índice de cobertura eléctrica, satisfacer la demanda de servicio de electricidad por parte de la población y promover el desarrollo de las comunidades, el Estado de Guatemala, a través del INDE, promovieron el proyecto de electrificación rural a nivel nacional más agresivo de las últimas décadas, administrado a través del *"Fideicomiso de Administración INDE Obras Rurales de Occidente y Oriente"*.

Como parte del proceso de privatización de las empresas Distribuidoras del INDE, el adjudicatario (DEOCSA-DEORSA UNION FENOSA) adquirió el compromiso de construir los proyectos del Plan de Electrificación Rural.

El Patrimonio del Fideicomiso ascendió a US\$ 333.6 millones, de los cuales US\$ 182.6 millones correspondían a Obras de Distribución y US\$ 151.0 millones a Obras de Transmisión.

El PER tiene planteado como objetivo al final de su ejecución, ampliar la cobertura del servicio eléctrico a 280.629 nuevos usuarios, equivalentes a 1.5 millones de habitantes, y aumentar el índice de electrificación rural al 90% entre el 2000 y el 2010.

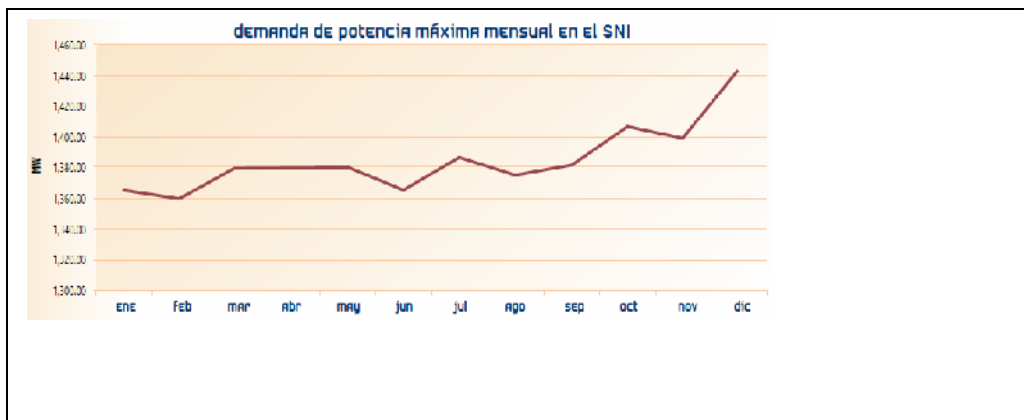
- **COMERCIALIZACIÓN.** Catorce (14) empresas actúan como comercializadoras en el SNI, actividad que consistente en la compra venta de bloques de energía eléctrica con carácter de intermediación y sin participación en la generación, transporte, distribución y consumo de energía eléctrica. La lista de comercializadores es la siguiente:

COMERCIALIZADORES	
No.	NOMBRE
1	CENTRAL COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A. (COEESA)
2	COMERCIALIZADORA DE ELECTRICIDAD CENTROAMERICANA S.A. (CEC)
3	COMERCIALIZADORA DUKE ENERGY DE CENTRO AMÉRICA LTDA
4	COMERCIALIZADORA ELÉCTRICA DE GUATEMALA S.A. (COMEGSA)
5	MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD S.A. (MEL)
6	POLIWATT LTDA (POLIWATT)
7	COMERCIALIZADORA GUATEMALTECA MAYORISTA DE ELECTRICIDAD S. A. (GUATEMEL)
8	GLOBEIQ ENERGY GUATEMALA LTDA
9	COMERCIALIZADORA ELECTRICA DEL SUR S.A.
10	COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA S.A.
11	CONTRATACIONES ELÉCTRICAS S.A.
12	EMPRESA DE COMERCIALIZACION DE ENERGIA ELECTRICA DEL INDE
13	EXCEBERGY S.A.
14	COMERCIALIZADORA COMERITTALN S.A.

Fuente: AMM

Al cierre de 2008, el mercado eléctrico contaba con 869 Grandes de Usuarios, con una Demanda en Firme de Potencia de 373.95 MW.

La demanda máxima de potencia del SIN, durante el 2007, se muestra a continuación:



Fuente: AMM

En la práctica, son también comercializadores de energía eléctrica, las empresas de distribución, con respecto a sus usuarios “cautivos”.

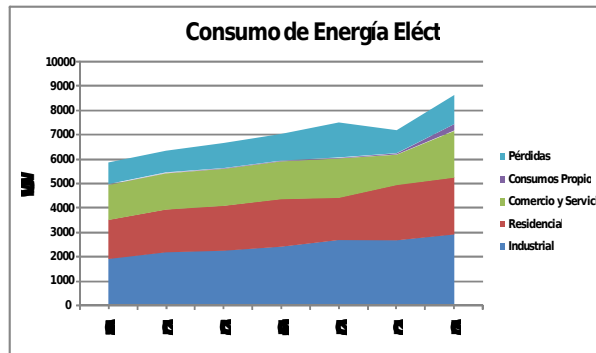
El Consumo de Energía Eléctrica Total por parte de los Usuarios del SIN, ha presentado la siguiente evolución:

Actividad	CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL						
	GWh						
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Industrial	1915.1	2190.6	2254.1	2412.5	2692.3	2678.2	2921.8
Residencial	1594.7	1745.6	1840.8	1959.7	1730.8	2271.1	2332.5
Comercio y Servicios	1448.6	1505.4	1526.5	1552.7	1622.2	1253.6	1924.8
Consumos Propios	11.6	14.6	13.3	15.0	22.5	40.7	257.5
Pérdidas	887.3	891.5	1030.9	1093.3	1441.8	945.8	1195.9
TOTAL	5857.3	6347.7	6663.6	7033.1	7509.5	7189.4	8632.5

Fuente: MEM

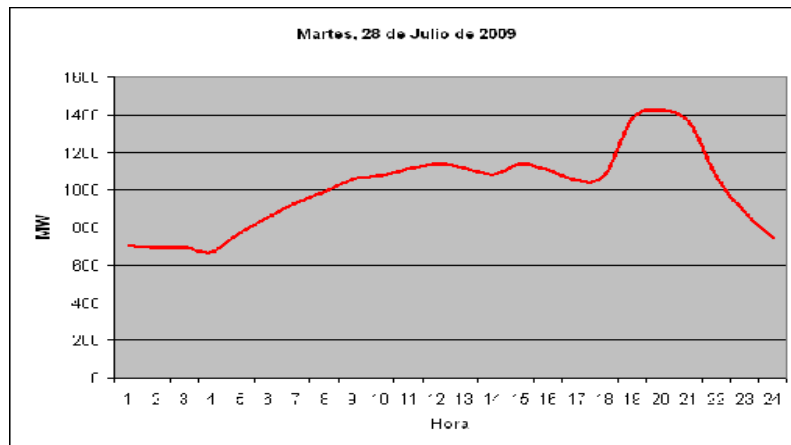
En promedio anual, el Consumo Eléctrico se incrementó a una tasa del 6.7% durante el período considerado. Obviando los consumos propios, el sector de consumo de mayor crecimiento fue el Industrial, registrando una tasa promedio anual del 7.3%, seguido por el Residencial con una tasa

del 6.5%.



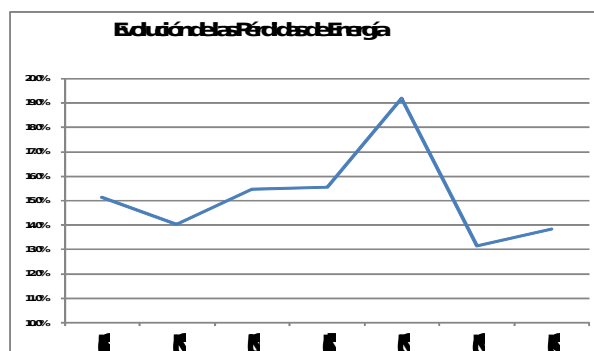
Fuente: MEM

La Curva de Carga típica del Sistema es la siguiente:



Fuente: AMM

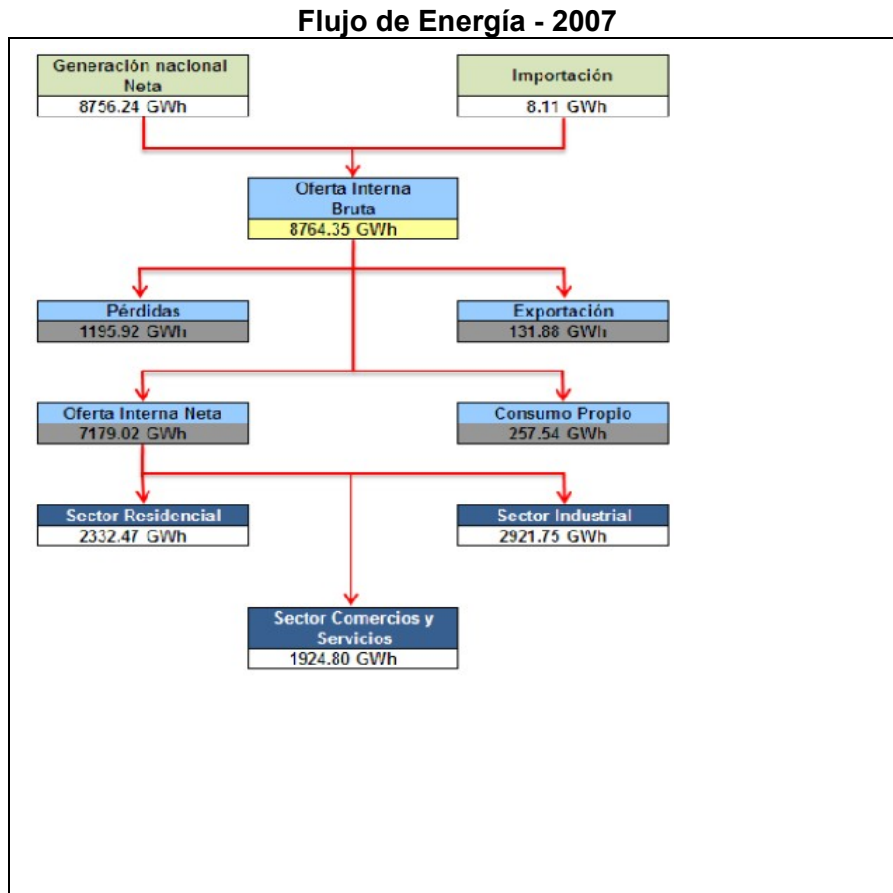
Las pérdidas de energía, como porcentaje del Consumo Total, han presentado la siguiente evolución:



Fuente: MEM. Cálculos Propios

El comportamiento de las pérdidas de energía ha sido errático durante el período considerado.

Finalmente, el Balance Eléctrico, esquematizado como Flujo, se presenta a continuación:



Fuente: MEM

2.1.1.2. SISTEMAS AISLADOS

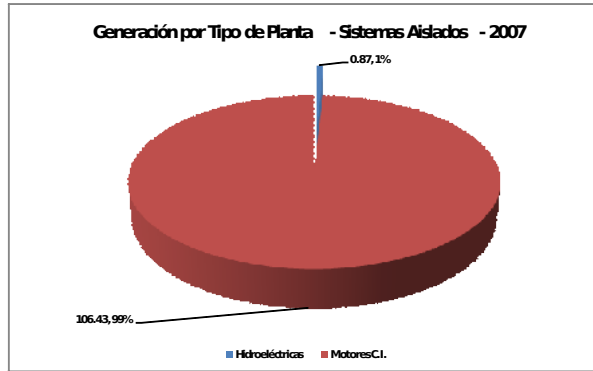
Existen Sistemas Aislados de generación en Petén, Tacaná y Patulul, con tecnologías de mini-centrales hidráulicas y motores de combustión interna.

La producción de energía eléctrica, con el parque disponible, ha mostrado la siguiente evolución:

GENERACIÓN POR TIPO DE PLANTA - SISTEMAS AISLADOS							
Tipo de Central	GWh						
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Hidroeléctricas	0.88	0.87	0.92	0.93	0.84	0.87	0.87
Motores CI.	42.89	45.05	51.12	51.13	53.06	67.86	106.43
TOTAL	43.77	45.92	52.04	52.06	53.90	68.73	107.30

Fuente: MEM

La generación más que se duplicó en el transcurso de seis (6) años, lo que implica una tasa de crecimiento promedio anual del 16%.

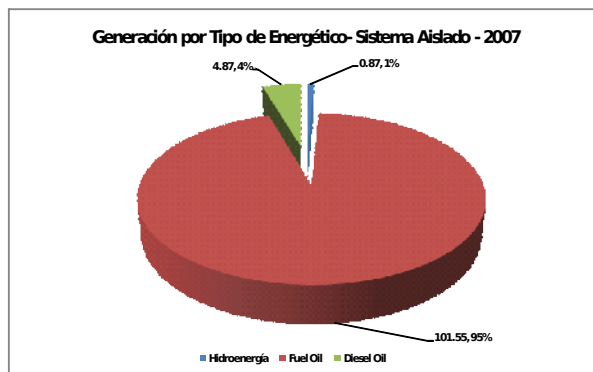


Fuente: MEM

No hubo expansión de la tecnología hidráulica, sustentándose el crecimiento de la producción, en la generación con motores de combustión con fuente primaria Fuel Oil.

Tipo de Central	GENERACIÓN POR TIPO DE ENERGÉTICO - SISTEMA AISLADO						
	GWh						
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Hidroenergía	0.88	0.87	0.92	0.93	0.84	0.87	0.87
Fuel Oil	23.81	20.03	20.67	19.59	43.50	65.56	101.55
Diesel Oil	19.08	25.02	30.45	31.54	9.57	2.30	4.87
TOTAL	43.77	45.92	52.04	52.06	53.91	68.73	107.29

Fuente: MEM



Fuente: MEM

Recientemente, se logró la integración del Departamento de Petén al Sistema Nacional Interconectado. En los centros poblados de Petén con disponibilidad de otros energéticos, y como Sistemas Aislados, se generaba energía, como se señaló, con motores de combustible fósil, a precios elevados y con un servicio poco confiable.

Los doce (12) municipios quedaron interconectados a través de una línea de más de 100 kilómetros.

2.1.1.3. AUTOPRODUCTORES

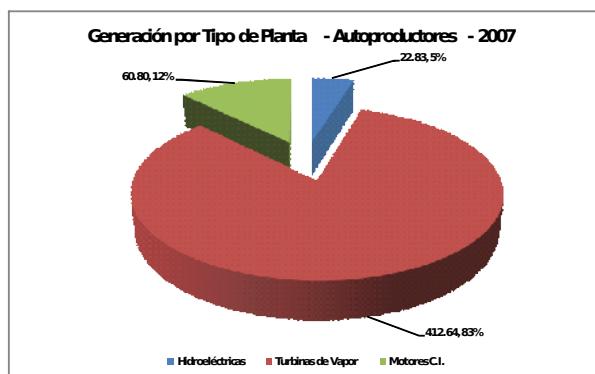
La autoproducción de energía eléctrica se concentra en los Ingenios Azucareros, en la industria siderúrgica y en otros subsectores industriales cuyos procesos productivos facilitan la cogeneración, o la autogeneración de energía eléctrica.

Además de autoabastecerse, los Autoprodutores pueden, y de hecho lo hacen, vender sus excedentes al SNI.

La producción de electricidad proveniente de los Autoprodutores se consigna a continuación:

GENERACIÓN POR TIPO DE PLANTA - AUTOPRODUCTORES							
Tipo de Central	GWh						
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Hidroeléctricas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	23.83	22.83
Turbinas de Vapor	243.73	292.74	303.50	318.92	369.05	330.95	412.64
Motores C.I.	103.90	202.86	146.19	76.15	179.05	56.15	60.80
TOTAL	347.63	495.60	449.69	395.07	548.10	410.93	496.27

Fuente: MEM



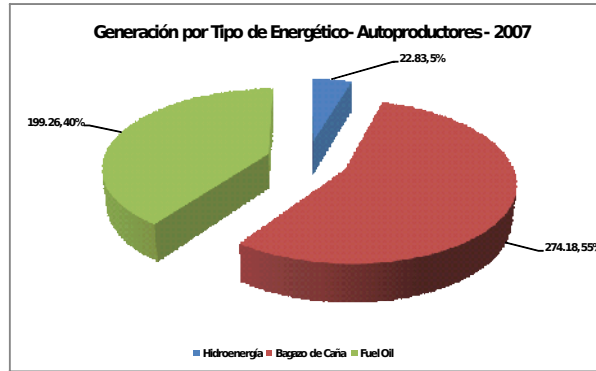
Fuente: MEM

La tecnología de generación predominante son las Turbinas a Vapor, seguida por los Motores de Combustión Interna y finalmente las Hidroeléctricas.

La fuente energética primaria predominante es el Bagazo de Caña, que representa el 55% de las fuentes primarias utilizadas y el 58% de los combustibles empleados en el proceso de producción de electricidad:

GENERACIÓN POR TIPO DE ENERGÉTICO - AUTOPRODUCTORES							
Tipo de Central	GWh						
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Hidroenergía	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	23.83	22.83
Bagazo de Caña	158.22	219.94	204.14	241.81	242.81	233.25	274.18
Fuel Oil	189.40	275.66	245.55	153.25	305.29	153.83	199.26
TOTAL	347.62	495.60	449.69	395.06	548.10	410.91	496.27

Fuente: MEM



Fuente: MEM

2.1.2. SECTOR ELÉCTRICO - REGIONAL

El Proyecto SIEPAC fue visualizado por los gobiernos centroamericanos y el de España en 1987. Los estudios realizados hasta 1995 demostraron las amplias oportunidades que tendría la región de llevarse a cabo una integración eléctrica mayor entre los países. En 1995 los gobiernos centroamericanos, el de España y el BID acordaron proseguir con la ejecución del Proyecto SIEPAC, acordando una cooperación técnica que permitiera desarrollar los estudios de factibilidad técnico económica, estudios de la empresa propietaria de la línea y la formulación de un Tratado Marco.

Los estudios de factibilidad elaborados por la Power Technologies Inc. (PTI) de USA y el Instituto de Investigaciones Tecnológicas (IIT) de la Universidad Pontificia de Comillas, en España, demostraron que la creación de Mercado Eléctrico Regional con la disponibilidad de un primer sistema de transmisión regional a construir, en paralelo con el sistema eléctrico existente, sería positivo para la región, permitiendo reducir los costos de suministro de electricidad, aumentar la continuidad y seguridad del suministro, e incentivar la inversión privada en el sector.

La importancia de interconexión actual puede resumirse en los siguientes términos:

- Permite intercambios de excedentes;
- Facilita apoyo en emergencias;
- Ha atenuado racionamientos eléctricos;
- Mejora el uso de la capacidad instalada; y
- Reduce el consumo de combustibles.

Las capacidades de transferencia de las interconexiones existentes se presentan en la siguiente tabla:

Interconexión	Capacidad (MW) de 1 a 2	Capacidad (MW) de 2 a 1
GUATEMALA - EL SALVADOR	80	100
EL SALVADOR - HONDURAS	80	80
HONDURAS - NICARAGUA	80	80
NICARAGUA - COSTA RICA	80	80
COSTA RICA - PANAMÁ	30	100

Fuente: Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación período 2005-2019. GIPR. Abril 2005

El SIEPAC se constituye en una necesidad debido a la debilidad de las interconexiones actuales, que se resumen a continuación:

- Consiste en interconectores entre redes;
- Confiabilidad de un solo circuito a 230 kV;
- Restricciones por seguridad operativa;
- Algunos flujos deben limitarse a 50 MW;
- No poseen comunicación incorporada;
- Solo son útiles para contratos de corto plazo; y
- Requiere refuerzos y compensación.

El primer circuito de la Línea SIEPAC estará disponible a partir de enero del 2008, con una capacidad de transmisión de 300 MW de Sur a Norte y de Norte a Sur.



Fuente: EPR

La infraestructura del Proyecto SIEPAC consiste en la ejecución del Primer Sistema de Transmisión Eléctrica Regional que reforzará la red eléctrica de América Central (Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá). Consta de líneas de transmisión eléctrica a 230 kV de un circuito, con torres previstas para un segundo circuito futuro. Las longitudes estimadas de la red son las siguientes:

País	Tramo	Longitud aproximada (km)	Longitud aproximada por país (km)
Guatemala	Aguacapa - Frontera El Salvador	96	281
	Guatemala Norte - Panaluya	106	
	Panaluya - Frontera Honduras	74	
El Salvador	Frontera Guatemala - Ahuachapán	19	286
	Ahuachapán - Nejapa. Doble Circuito (1)	89	
	Nejapa - 15 Septiembre. Doble Circuito (1)	85	
Honduras	15 Septiembre - Frontera Honduras	93	270
	Frontera El Salvador - Agua Caliente	54	
	Agua Caliente - Frontera Nicaragua	61	
Nicaragua	Torre "T" - Río Lindo. Doble Circuito (2)	14	310
	Río Lindo - Frontera Guatemala	141	
	Frontera Honduras - Sandino	122	
Costa Rica	Sandino - Ticuantepe	63	488
	Ticuantepe - Frontera Costa Rica	125	
	Frontera Nicaragua - Cañas	130	
Panamá	Cañas - Parrita	159	150
	Parrita - Palmar Norte	130	
	Palmar Norte - Río Claro	51	
	Río Claro - Frontera Panamá	23	
TOTAL			1790

Fuente: EPR

Además se incluyen aproximadamente 298 MVAR de equipos de compensación. La Línea SIEPAC se conectará a las redes nacionales de cada país mediante un total de veintiocho (28) bahías de acceso en las siguientes subestaciones:

- Guatemala - Norte, Panaluya y Guatemala - Este en Guatemala;
- Ahuachapán, Nejapa y 15 de Septiembre en El Salvador;
- Río Lindo y Agua Caliente en Honduras;
- Planta Nicaragua y Ticuantepe en Nicaragua;
- Cañas, Parrita, Río Claro y Palmar Norte en Costa Rica; y
- Veladero en Panamá.

En el tramo Ahuachapán – Nejapa-15 de Septiembre en El Salvador, el segundo circuito quedará de una vez habilitado.

Las magnitudes del Proyecto Línea SIEPAC son las siguientes:

Estructuras de Alta Tensión	4,600
Toneladas de Acero	32,000
Toneladas de Concreto	110,000
Toneladas de Aluminio	4,000
Kilómetros de Fibra Óptica	65,000
Kilómetros de Servidumbres	1,800
Permisos de Paso	7,000

El Proyecto SIEPAC tiene dos objetivos principales: (a) apoyar la formación y consolidación

progresiva de un Mercado Eléctrico Regional (MER) mediante la creación y establecimiento de los mecanismos legales, institucionales y técnicos apropiados, que faciliten la participación del sector privado en el desarrollo de las adiciones de generación eléctrica; y (b) establecer la infraestructura de interconexión eléctrica (líneas de transmisión, equipos de compensación y subestaciones) que permita los intercambios de energía eléctrica entre los participantes del MER.

En la actualidad se están efectuando los trámites necesarios para que el Proyecto SIEPAC, obtenga calificación como proyecto de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL).

2.2. SECTOR DE HIDROCARBUROS

La organización del sector de hidrocarburos, en lo referente a los segmentos que componen la cadena de prestación del servicio se describe a continuación:

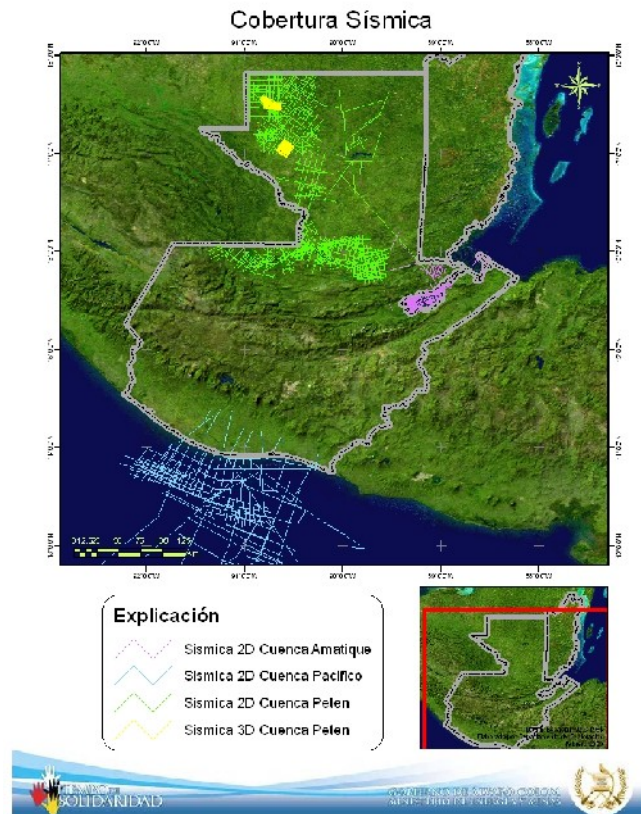
- **EXPLORACIÓN.** La exploración petrolera en Guatemala se ha llevado a cabo por cerca de 70 años. Desde el inicio de actividades en el sector de hidrocarburos, en Guatemala se han perforado 156 pozos.

Se inicia a fines de los años 30, cuando se ejecutó un programa foto-geológico en las regiones de La Libertad, Chinajá y Río La Pasión. En 1944 se iniciaron estudios geológicos que incluían mapeo superficial, aeromagnometría y levantamientos gravimétricos. Esta primera actividad exploratoria llega a su fin en 1949, por cambios en la legislación petrolera, reiniciándose en 1955. En este año se expide nueva legislación contenida en el “*Código Petrolero*”, el cual permite concesiones de 400.000 hectáreas en un solo bloque, o dividido en no más de 10 partes². En 1956 se reinician trabajos de mapeo superficial, continuando en 1957 con levantamientos gravimétricos y aero-magnéticos en las áreas de Petén, Izabal y Amatique. Durante ese período se realizaron los primeros registros sísmicos e interpretaciones estratigráficas, cerrando el año con 44 concesiones.

²

En cuanto a la Extensión de la Áreas, según la Ley de Hidrocarburos vigentes (Decreto Ley 109-83): “El área original del contrato podrá contener uno o más bloques hasta un máximo de seis. En el área terrestre los bloques tendrán una extensión no mayor de cincuenta mil (50,000) hectáreas y en la plataforma continental y su zona económica exclusiva, los bloques tendrán una extensión no mayor de ochenta mil (80,000) hectáreas.

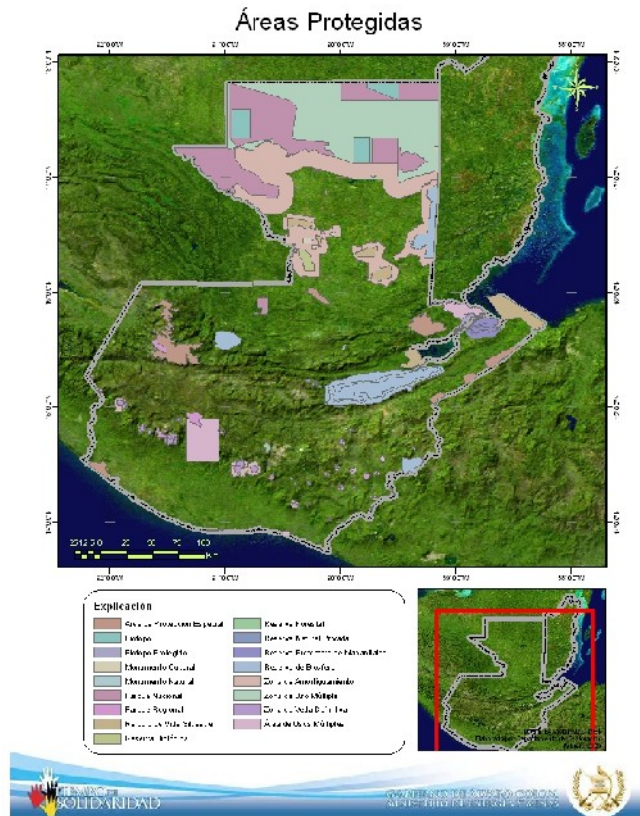
En ningún caso, un contratista podrá obtener ni retener áreas de contrato con una extensión mayor de: a) Trescientas mil (300,000) hectáreas en exploración en el área terrestre; b) Cuatrocientos ochenta mil (480,000) hectáreas en exploración en la plataforma continental y su zona económica exclusiva o cuando se explote simultáneamente parte de ésta y el área terrestre; y c) Ciento cincuenta mil (150,000) hectáreas en explotación”.



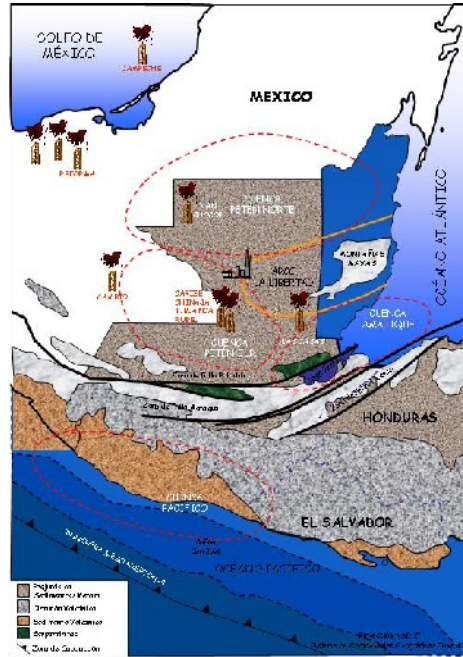
El primer pozo exploratorio fue “Castillo Armas - 1” perforado en 1958, seguido de 10 pozos exploratorios perforados entre 1958 y 1962.

Una segunda fase de la actividad de exploración se inicia en 1964, cuando se perfora el pozo San José - 1, dando como resultado la columna estratigráfica de la Cuenca del Pacifico, reportando resultados positivos de gas, continuándose con la evaluación de dicha Cuenca entre los años 1969 y 1971. Para 1974 las empresas devuelven los bloques sin haber realizado trabajos adicionales.

Un Acuerdo Gubernativo expedido en el año 1967 permitió que en los Parques Nacionales se realizaran exploraciones. Esto dio lugar a los primeros trabajos en el área de Rubelsanto, en la estructura Tortugas. El área de exploró en búsqueda de azufre, dando como resultado Petróleo.



En 1975 se publica el Decreto Gubernamental 96-75, denominado “Ley de Régimen Petrolero de la Nación”, cambiándose la modalidad de concesiones por contratos de exploración y explotación. Bajo esta Ley únicamente dos empresas continuaron operaciones: SHENANDOAH (Shenandoah, SAGA y Basic) y CENTRAM. En 1976 se anuncia la creación de la “Comisión Nacional Petrolera” para controlar las operaciones petroleras nacionales.



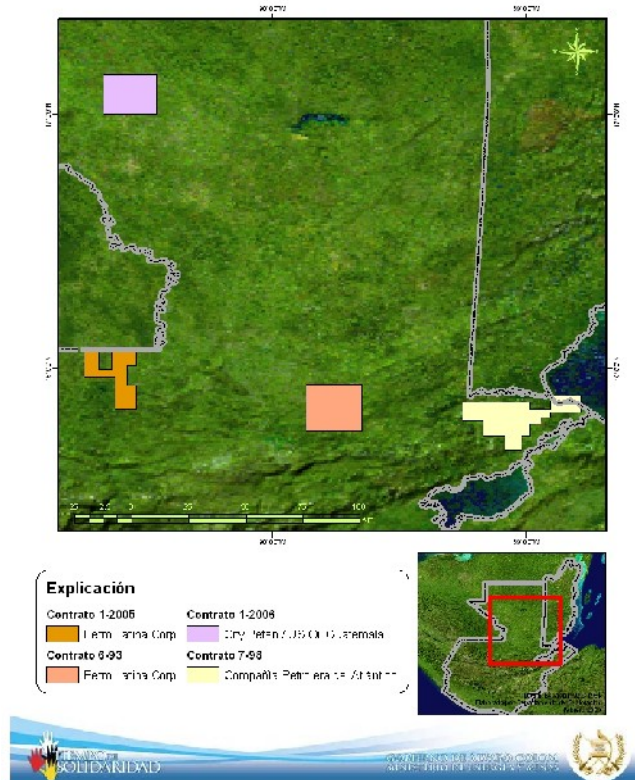
Son cuatro (4) las Cuencas Sedimentarias en Guatemala: La Cuenca de Petén Norte, la Cuenca de Petén Sur, la Cuenca Amatique y la Cuenca Pacífico. La Cuenca Petén cubre la mayor parte del área continental del centro y norte de Guatemala; la Cuenca Amatique cubre la región offshore del Atlántico de Guatemala y la zona inmediata adyacente; y la Cuenca Pacífico cubre la totalidad de la zona onshore y offshore del sur del Cinturón Volcánico de Guatemala.

Un estudio realizado por PDVESA, Grupo Asesor Petrolero Venezolano (GAPV), para el Ministerio de Energía sugiere que Guatemala contaría con las siguientes reservas de crudo:

- Reservas Posibles (la probabilidad de que esta cantidad de crudo pueda ser confirmada es de un 10%) entre 4 mil y 6 mil millones de barriles;
- Reservas Probables (el margen de probabilidad se eleva a un 50%) podrían ascender a 850 millones de barriles distribuidos en cuatro cuencas.
- Reservas Probadas (cantidad de petróleo, que por análisis de datos de geología e ingeniería, pueden ser estimadas con “razonable certeza” que serán recuperables comercialmente) ascienden a 150 millones de barriles.

De confirmarse las Reservas Probables, Guatemala podría alcanzar una producción petrolera de 50 mil barriles diarios y se cuadruplicarían los actuales niveles de producción que promedian los 14 mil barriles diarios.

Contratos en Fase de Exploración



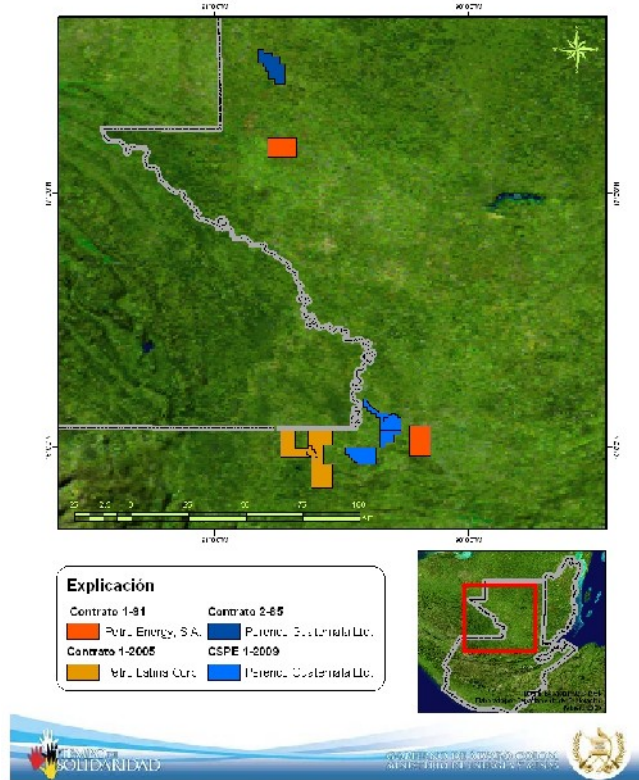
Actualmente se encuentran cinco (5) empresas que operan contratos de exploración y explotación de hidrocarburos: PERENCO GUATEMALA LIMITED, PETRO ENERGY S.A., PETRO LATINA CORPORATION, COMPAÑÍA PETROLERA DEL ATLÁNTICO y US OIL GUATEMALA. Así mismo, operan alrededor de veintisiete (27) subcontratistas de servicios petroleros.

- **PRODUCCIÓN.** La producción actual es aproximadamente de 14.000 barriles/día provenientes de las Cuencas Petroleras Petén Norte y Petén Sur.

En el período 1976 a 1980 fueron perforados 7 pozos, incluyendo el descubrimiento del Campo Chinaja Oeste. En 1978 se inicia la construcción del oleoducto Rubelsanto-Santo Tomás, con el objetivo de transportar la producción de petróleo para su exportación, iniciando las operaciones en enero de 1980.

En el periodo 1980-1985 se perforó y completó el Pozo Yalpemech - 1, resultando exitoso. Así mismo, en los pozos Caribe, San Diego, Yalpemech y Tierra Blanca se descubrieron hidrocarburos, sumándose a los de Chinaja Oeste, Tortugas y Rubelsanto, ubicados todos ellos en la Cuenca Petén Sur.

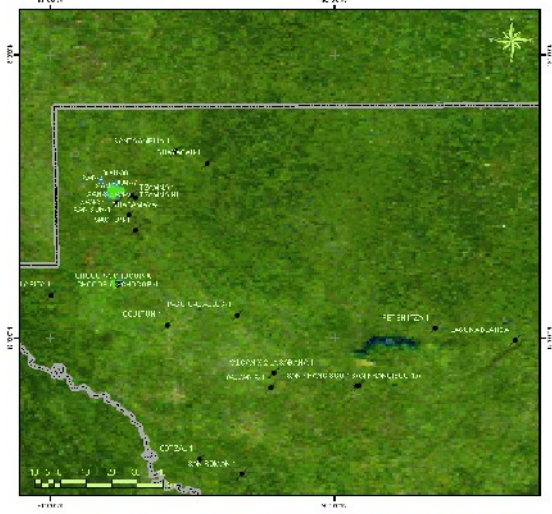
Contratos en Fase de Explotación



Debido al auge exploratorio y los inicios de producción, se instituye el Ministerio de Energía y Minas, en julio de 1983, promulgándose la nueva *“Ley de Hidrocarburos”* (Decreto 109-83). A comienzos de los 80s TEXACO EXPLORATION GUATEMALA INC, perfora 4 pozos exploratorios, descubriéndose el Campo Xan, posteriormente se suscribe el Contrato No. 2-85, en la modalidad de operaciones petroleras de participación en la producción, contrato derivado de una estimación de petróleo in-situ de 400 millones de barriles. Se construye luego el oleoducto que da inicio en la Estación de Bombeo El Nance, Municipio de La Libertad, Petén, con 232 kilómetros.

De 1985 a 1995 se perforan pozos en las áreas de Caribe, Rubelsanto, Atzam, Yalpemech, actividades que son realizadas por las empresas HISPANOIL, BASIC RESOURCES, PETÉN PETROLEUM, teniéndose producción y presencia de hidrocarburos en éstos. De 1995 hasta la fecha, en lo relacionado a explotación, el Campo Xan aumentó su producción, al perforarse con éxito 24 pozos de desarrollo.

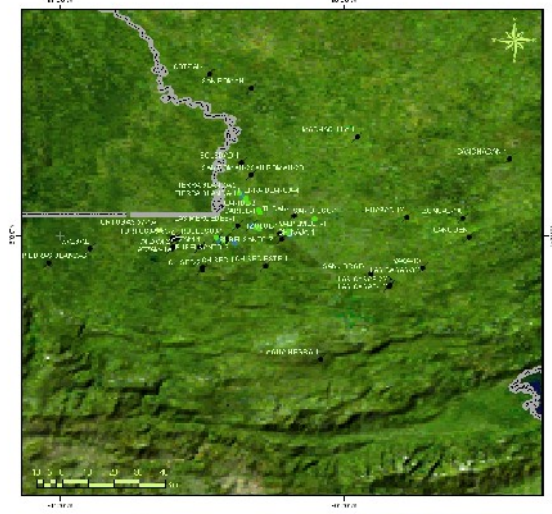
Pozos Cuenca Peten Norte



- Explicación**
- ▲ ABA-DONADO
 - ◆ CERRADO
 - ▶ INFECTOR
 - MANIFESTACION
 - PRODUCTOR
 - SECC



Pozos Cuenca Peten Sur



- Explicación**
- ▲ ABA-DONADO
 - ◆ CERRADO
 - ▶ INFECTOR
 - MANIFESTACION
 - PRODUCTOR
 - SECC



Pozos Cuenca Amatique



- Explicación**
- ▲ ABA-DONADO
 - ◆ CERRADO
 - ▶ INFECTOR
 - MANIFESTACION
 - PRODUCTOR
 - SECC



Pozos Cuenca Pacifico



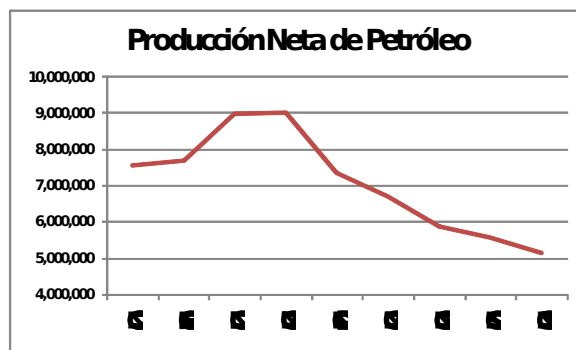
- Explicación**
- ▲ ABA-DONADO
 - ◆ CERRADO
 - ▶ INFECTOR
 - MANIFESTACION
 - PRODUCTOR
 - SECC



La producción de petróleo, en desarrollo de los contratos que se encuentran vigentes, se presenta a continuación:

PRODUCCION NETA DE LOS CONTRATOS							
BARRILES							
AÑO	CONTRATO 1-2005	CONTRATO 1-97	CONTRATO 1-91	CONTRATO DE SERVICIOS PETROLEROS DE EMERGENCIA	CONTRATO 2-85	TOTAL GLOBAL	TOTAL GLOBAL BBL'S/DIA
	ATZAM	YALCANIX	CHOCOP y YALPEMECH	RUBELSANTO, CHINAJA OESTE, CARIBE y TIERRA BLANCA	TOTAL		
2000			42,425.25	187,791.43	7,340,944.01	7,571,160.69	20,742.91
2001			37,743.03	165,270.45	7,492,338.85	7,695,352.33	21,083.16
2002			59,581.93	171,049.60	8,774,320.53	9,004,952.06	24,671.10
2003			69,976.05	431,162.02	8,526,529.64	9,027,667.71	24,733.34
2004		862.03	52,501.36	527,169.38	6,803,591.71	7,384,124.48	20,230.48
2005		38.91	68,847.01	427,982.33	6,230,772.68	6,727,640.93	18,431.89
2006			75,937.73	321,175.10	5,495,754.18	5,892,867.01	16,144.84
2007			67,729.51	259,886.84	5,256,395.80	5,584,012.15	15,298.66
2008	14,279.24		79,232.97	267,247.01	4,797,524.72	5,158,283.94	14,132.28

Fuente: Departamento de Análisis Económico. DGH. MEM



Fuente: Departamento de Análisis Económico. DGH. MEM

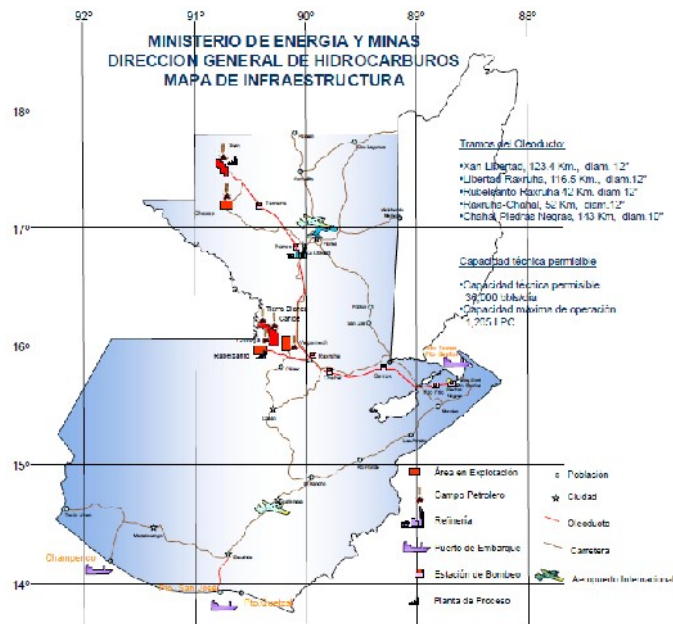
Con relación a la calidad del Petróleo Crudo extraído, éste se clasifica como Liviano/Amargo, Mediano/Amargo, o Pesado/Amargo. Su °API, así como, los contenidos de Azufre, es el siguiente:

CALIDAD DEL PETROLEO CRUDO NACIONAL				
CONTRATO	PETROLEO	°API	%S	DENOMINACION
C2-85	XAN	15.8	6.54	Pesado/ Amargo
CL-2005	ATZAM	37.4	1.08	Liviano/ Amargo
CL-91	CHOCOP	13.4	6.91	Pesado/ Amargo
CL-92	YALPEMECH	33.8	1.81	Liviano/ Amargo
CSPE	RUBELSANTO	25.7	3.28	Mediano/ Amargo
CSPE	CHINAJA OESTE	29.7	2.14	Mediano/ Amargo
CSPE	CARIBE	21.8	3.34	Pesado/ Amargo
CSPE	TIERRA BLANCA	22.7	3.65	Pesado/ Amargo
CSPE	MEZCLA COBAN	23.3	3.52	Mediano/ Amargo

Fuente: Departamento de Análisis Económico. DGH. MEM

El petróleo es transportado por medio de un oleoducto que parte desde el Campo de Rubelsanto en el norte de del Departamento de Alta Verapaz y del Campo de Xan, Municipio de San Andrés, en el norte del Petén, interceptándose en la Estación de Bombeo Raxruja

localizada en el Departamento de Alta Verapaz. En este cruce sigue en una sola línea con tubería de diámetro de 12” y 10”. El crudo es transportado a la Terminal Petrolera Piedras Negras en Santo Tomás de Castilla, Departamento de Izabal, donde el crudo es exportado para su refinación.



- **REFINACIÓN.** A comienzos de la presente década, Guatemala contaba con dos refinerías de petróleo: La Refinería Texaco en Escuintla y la Mini-Refinería La Libertad. No obstante, en Diciembre de 2002 la Refinería Texaco, propiedad de ChevronTexaco, anunció el cese de operaciones como consecuencia del vencimiento del Derecho Petrolero para adelantar actividades de refinación y la baja competitividad de la Refinería. La Refinería de Escuintla inició operaciones en Febrero de 1965, y llegó a procesar hasta 17.000 barriles de crudo al día.

Para el transporte del crudo pesado hacia la Mini-Refinería La Libertad, en el Departamento de El Petén, se cuenta con un oleoducto de 30.000 bpd de capacidad. Esta capacidad disminuye en la época de invierno, por el cambio en la viscosidad que generan las bajas temperaturas. La Mini-Refinería, que produce derivados a pequeña escala, también mejora el crudo doméstico antes de su exportación.

Guatemala no tiene la capacidad para procesar la totalidad de su crudo que produce. La mayor parte del petróleo crudo se exporta a refinerías en los Estados Unidos, siendo Guatemala un importador neto de productos derivados del petróleo.

En la siguiente tabla se presenta la producción doméstica de derivados del petróleo:

PRODUCCIÓN DE PRODUCTOS DERIVADOS DE PETRÓLEO							
REFINERÍA	(Miles de Barriles)						
MINI-REFINERÍA LALIBERTAD	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Asfalto	303.94	568.40	390.07	277.75	271.89	348.66	210.00
Nafta*	9.74	1.65	3.93	5.13	5.01	2.59	0.55
Kerosina*	2.66	8.31	4.84	1.80	5.23	7.45	5.38
Diesel*	54.88	74.96	147.68	161.27	137.25	161.15	144.01
Gas Oil de Vacío*	14.55	24.84	31.60	26.21	29.10	28.04	20.16
TOTAL	365.77	678.16	578.12	472.16	448.48	547.89	379.90
TEXPET	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
GLP	64,376	-	-	-	-	-	-
Gasolina Superior	607,642	-	-	-	-	-	-
Gasolina Regular	315,063	-	-	-	-	-	-
Kerosina	211,938	-	-	-	-	-	-
Diesel	1,516,835	-	-	-	-	-	-
Bunker	1,402,201	-	-	-	-	-	-
TOTAL	4,118,055	-	-	-	-	-	-

* NO COMERCIALES

Fuente: Departamento de Análisis Económico, DGH, MEM








Debido a que esta oferta local, es insuficiente para suplir la demanda de derivados del país, se requiere importar la mayor parte de estos productos:

IMPORTACIÓN DE PRODUCTOS DERIVADOS DE PETRÓLEO							
	(Miles de Barriles)						
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
GLP	2,363.77	2,558.65	2,714.70	3,333.18	3,554.04	3,732.19	3,776.48
Gasolina de Aviación	18.89	15.16	12.59	17.35	19.16	16.42	17.22
Gasolina Superior	3,949.22	4,441.78	4,553.31	4,566.69	4,833.57	5,378.96	4,649.00
Gasolina Regular	1,989.30	2,275.64	2,377.80	2,460.00	2,617.96	3,001.75	2,704.47
Kerosina	383.34	664.68	729.28	588.34	609.42	752.38	691.31
Diesel	6,616.45	8,164.19	7,914.58	9,085.58	8,932.06	9,512.93	7,888.21
Bunker (Fuel Oil)	4,173.92	5,535.89	4,291.82	4,266.10	4,827.77	6,156.09	5,294.90
Asfalto	46.24	69.98	132.13	153.64	105.29	124.43	89.69
Petróleo Reconstituido	4,016.50	-	-	-	-	-	-
MTBE	54.95	-	-	-	-	-	-
Orimulsión	-	-	1,821.08	1,967.35	302.67	-	-
PetCoke	-	-	-	1,154.42	1,195.43	1,262.15	894.75
TOTAL	23,612.58	23,725.97	24,547.29	27,602.65	27,007.37	29,937.30	26,016.03

Fuente: Departamento de Análisis Económico, DGH, MEM

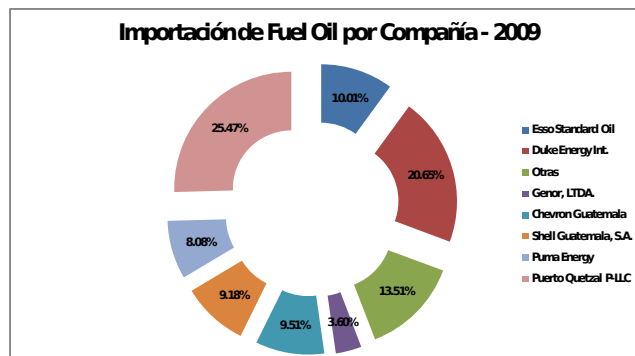
Los principales importadores de Gasolina y Diesel son PUMA ENERGY con el 37% del total de barriles importados, SHELL y BLUE OIL con el 19% cada una, ESSO con el 14%, y CHEVRON con el 11% restante.

La participación de estas empresas en las importaciones, por tipo de combustible, se presenta a continuación:

Importaciones Junio/Julio 2009		Barriles		
		Gasolina Superior	Gasolina Regular	Diesel
	SHELL GUATEMALA	88,046	37,540	122,366
	CHEVRON GUATEMALA	20,871	14,763	110,735
	ESSO STANDARD	18,280	14,141	153,917
	BLUE OIL	-	81,157	163,776
	PUMA ENERGY	-	223,225	299,502
TOTAL		127,197	370,826	810,296
Importaciones Junio/Julio 2009		%		
		Gasolina Superior	Gasolina Regular	Diesel
	SHELL GUATEMALA	69%	10%	15%
	CHEVRON GUATEMALA	16%	4%	14%
	ESSO STANDARD	14%	4%	19%
	BLUE OIL	0%	22%	20%
	PUMA ENERGY	0%	60%	32%
TOTAL		100%	100%	100%

Fuente: Departamento de Análisis Económico, DGH MEM

Con relación a las importaciones de Bunker (Fuel Oil), el mercado se distribuye entre las siguientes compañías:



Otros: Combustibles y Derivados, Industrias Textiles del Lago, Electrogeneración, Transportes Bel-Trans y Ecofuels, S.A.

Fuente: Departamento de Análisis Económico. DGH. MEM

DUKE ENERGY es el mayor importador con el 25% de participación, situación que se explica en la medida en que es propietario de plantas de generación eléctrica que operan con este combustible.

Aunque Guatemala, es un importador neto de derivados del petróleo, como ya se indicó, además de las exportaciones del crudo nacional, también exporta marginalmente derivados.

Las exportaciones de hidrocarburos se presentan en la siguiente tabla:

EXPORTACIONES DE PETRÓLEO Y PRODUCTOS DERIVADOS DE PETRÓLEO							
(Miles de Barriles)							
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
GLP	-	-	-	32.10	682.99	872.25	887.56
Gasolina Superior	-	-	-	18.49	16.24	140.02	158.47
Gasolina Regular	-	-	-	-	77.59	169.85	116.81
Diesel	-	-	-	18.66	408.10	42.92	196.57
Bunker (Fuel Oil)	-	-	-	-	3.55	74.10	85.42
Asfalto	108.99	211.00	138.39	95.41	14.44	46.38	17.85
Crudo Nacional	8,441.99	8,246.96	6,987.68	5,976.45	5,599.95	4,783.33	4,770.08
Petróleo Crudo (Comb.)	-	-	-	-	17.81	-	-
Orimulsión	-	-	-	98.50	1.61	-	-
Gas Oil de Vacío (VGO)	-	-	-	1.72	2.36	0.68	-
Aceites Lubricantes	-	-	-	-	65.41	63.16	45.96
Ceras	-	-	-	-	2.25	-	-
TOTAL	8,550.98	8,457.96	7,126.07	6,241.32	6,882.29	6,192.68	6,278.72

Fuente: Departamento de Análisis Económico, DGH, MEM

Durante el 2008, con una producción de derivados de 380 mil barriles, e importaciones de estos productos de 26.016 miles de barriles, las exportaciones representaron el 6% del agregado de producción e importaciones. En este sentido, Guatemala se ha constituido en un país de tránsito de estos productos.

En Centroamérica, se ha venido discutiendo la posibilidad de instalar una planta de refinación con capacidad de abastecer el mercado regional. En principio, Guatemala y Panamá son los países más opeonados para este propósito. Según análisis promovido por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Puerto Quetzal, en la costa sur guatemalteca, tendría mejores condiciones económicas y de infraestructura que la alternativa panameña en el Puerto Armuelles.

La refinería mesoamericana, de ser instalada en Puerto Quetzal, produciría unas 6.500 toneladas de Carbón de Petróleo (Petcoke) que permitirían instalar generación eléctrica equivalente a 730 MW, de los cuales 200 MW serían para consumo propio de la refinería y los 530 MW restantes serían instalados en el mercado interno.

La refinería procesaría 360 mil barriles diarios de crudo y abastecería a México, Belice, Centroamérica, Panamá, República Dominicana y Colombia. Se estima que la inversión ascendería a USD 6.700 millones y USD 1.000 millones adicionales para la termoeléctrica.

En principio han mostrado interés en el proyecto, con licitación prevista en el presente año, las siguientes firmas: Chevron-Texaco, Conoco Phillips, Shell, Oxxi, Mitsubishi, Velero Energy, British Petroleum, Marubeni, Mitsui y posiblemente Petrobras. El agente financiero de la licitación podría ser el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Banamex de México, Scotia Financiera de Canadá, o las firmas estadounidenses Morgan Stanley y Global Resource.

- **DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN.** En Guatemala existen 1.374 Estaciones de Servicio, de las cuales 909 son operadas por independientes. Las 465 restantes son propiedad de las compañías SHELL, TEXACO, ESSO, QUETZAL y PUMA ENERGY.

La distribución de las Estaciones de Servicio por propietario, así como, su distribución geográfica, se presentan a continuación:

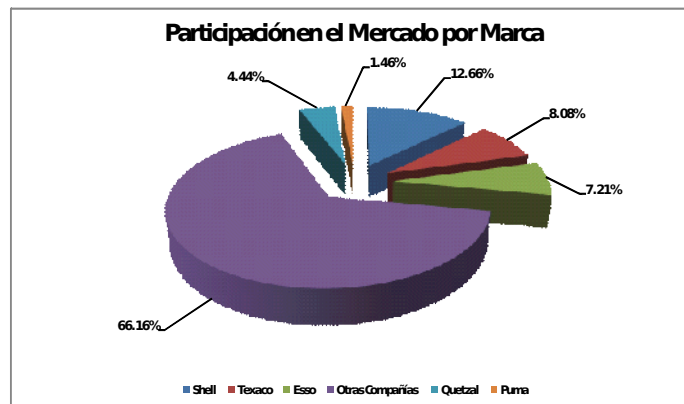
ESTACIONES DE SERVICIO A NIVEL NACIONAL							
DEPARTAMENTO	INDEPENDIENTES	SHELL	TEXACO	ESSO	QUETZAL	PUMA ENERGY	TOTAL POR DEPARTAMENTO
ALTA VERAPAZ	27	4	8	3	-	-	42
BAJA VERAPAZ	14	2	2	1	1	-	20
CHIMALTENANGO	39	1	3	3	2	1	49
CHIMULULA	15	6	3	1	2	1	28
EL PROGRESO	17	2	4	-	1	1	25
EL QUICHE	38	2	2	-	4	1	47
ESCUINTLA	62	11	10	7	2	2	94
GUATEMALA	195	98	36	42	8	9	388
HUEHUETENANGO	66	6	4	2	5	-	83
IZABAL	29	5	-	4	9	2	49
JALAPA	16	2	1	2	3	-	24
JUTIAPA	32	4	3	1	3	-	43
PETEN	38	3	4	4	-	2	51
QUETZALTENANGO	63	9	10	6	7	1	96
RETALHULEJ	25	3	2	3	2	-	35
SACATEPEQUEZ	14	2	4	6	2	-	28
SAN MARCOS	78	4	-	3	4	-	89
SANTA ROSA	35	4	2	3	1	-	45
SOLOLA	21	-	2	1	2	-	26
SUCHITEPEQUEZ	37	9	6	3	1	-	56
TOTONICAPAN	21	2	1	1	2	-	27
ZACAPA	27	-	4	3	-	-	34
TOTAL NACIONAL	909	174	111	99	61	20	1,374
Porcentaje	66.2%	12.7%	8.1%	7.2%	4.4%	1.5%	100.0%

Fuente: Departamento de Análisis Económico. DGH. MEM

Las Estaciones de Servicio distribuyen y comercializan los derivados provistos por las siguientes compañías:

PARTICIPACION EN EL MERCADO DE ESTACIONES DE SERVICIO POR MARCA			
MARCA/GASOLINERA	PRINCIPAL ABASTECEDORA	No. ESTACIONES	PORCENTAJE
Shell	SHELL	174	12.66%
Texaco	TEXACO	111	8.08%
Eso	ESSO	99	7.21%
Otras Compañías	PUMA ENERGY, ECOPETROLEOS, PETROLATIN	909	66.16%
Quetzal	ECOPETROLEOS Y OTRAS	61	4.44%
Puma	PUMA ENERGY	20	1.46%
TOTAL		1,374	100.00%

Fuente: Departamento de Análisis Económico. DGH. MEM



Fuente: Departamento de Análisis Económico. DGH. MEM

A nivel de Marcas, los principales abastecedores de las Estaciones de Servicio son PUMA ENERGY, ECOPETROLEOS y PETROLATIN, quienes suministran los combustibles a las Estaciones operadas por agentes independientes. SHELL, TEXACO, ESSO y PUMA ENERGY autoabastecen sus Estaciones de Servicio, en tanto que QUETZAL adquiere los combustibles principalmente de ECOPETROLEOS.

2.3. SECTOR DE GAS LICUADO DEL PETRÓLEO

Si bien, el Subsector de Gas Licuado del Petróleo (GLP), no existe un marco institucional, ni normativo independiente, y recibe el mismo tratamiento aplicable a los restantes derivados del petróleo, algunas de sus características se describen separadamente en el presente numeral, en especial las relacionadas con el down-stream, dadas sus características de cuasi servicio público domiciliario.

Para el suministro al usuario final de este energético, existen en la actualidad dos (2) Terminales de Almacenamiento de GLP, así como, cuarenta y siete (47) Plantas de Almacenamiento y Envasado. Dos (2) Plantas adicionales se encuentran en construcción.

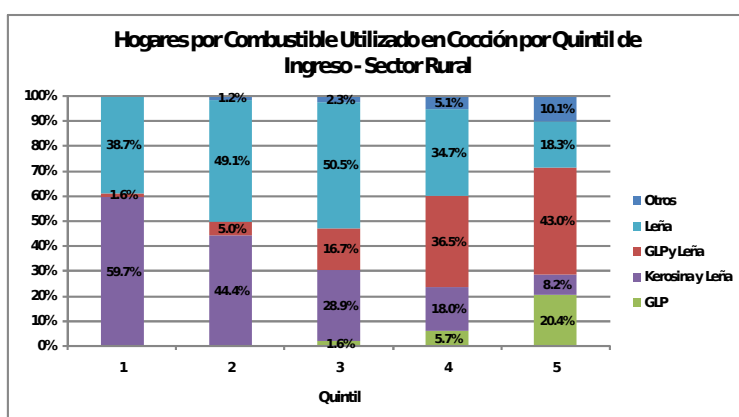
En la siguiente tabla se presenta la información con la infraestructura referida:

INFRAESTRUCTURA DEL GLP		
NOMBRE DE PLANTA	MUNICIPIO	DEPARTAMENTO
TERMINALES DE ALMACENAMIENTO DE GLP		
1 Gas del Pacífico S.A. (TOMZA)	Puerto Barrios	Izabal
2 Zeta Gas de C.A.	Puerto San José	Escuintla
PLANTAS DE ALMACENAMIENTO Y ENVASADO DE GLP		
GRUPO TOMZA		
3 Gas Metropolitano S.A.	Guatemala	Guatemala
4 Gas Metropolitano S.A.	Guatemala	Guatemala
5 Gas Metropolitano S.A.	El Progreso	Juliapa
6 Gas Metropolitano S.A.	Jalapa	Jalapa
7 Gas Metropolitano S.A.	Zacapa	Zacapa
8 Gas Metropolitano S.A.	Morales	Izabal
9 Gas Metropolitano S.A.	San Agustín Acaaguatlán	El Progreso
10 Gas Metropolitano S.A.	San Benito	El Petén
11 Gas Metropolitano S.A.	Carcha	Alta Verapaz
12 Gas Metropolitano S.A.	Cuyotenango	Suchitepequez
13 Gas Metropolitano S.A.	Ayutla	San Marcos
14 Gas Metropolitano S.A.	El Tejar	Chimaltenango
15 Gas Metropolitano S.A.	San Cristóbal	Totonicapán
16 Tropigas de Guatemala S.A.	Guatemala	Guatemala
17 Tropigas de Guatemala S.A.	Petalhuleu	Petalhuleu
18 Tropigas de Guatemala S.A.	Quetzaltenango	Quetzaltenango
19 Quategas S.A.	Mixco	Guatemala
20 Quategas S.A.	Chiquimula	Chiquimula
21 Quategas S.A.	Escuintla	Escuintla
22 Quategas S.A.	Escuintla	Escuintla
23 Quategas S.A.	Ayutla	San Marcos
GRUPO ZETA		
24 Gas Zeta S.A.	Villa Nueva	Guatemala
25 Gas Nacional S.A.	Guatemala	Guatemala
26 Gas Nacional S.A.	Estrazuela	Zacapa
27 Gas Nacional S.A.	Cobán	Alta Verapaz
28 Gas Nacional S.A.	Escuintla	Escuintla
29 Gas Nacional S.A.	San Sebastián	Petalhuleu
30 Gas Nacional S.A.	Ayutla	San Marcos
31 Gas Nacional S.A.	Chimaltenango	Chimaltenango
32 Gas Nacional S.A.	Sacajá	Quetzaltenango
GRUPO GASÚNICO		
33 Gas Único S.A.	Guatemala	Guatemala
34 Gas Único S.A.	Guatemala	Guatemala
35 Gas Único S.A.	Puerto Barrios	Izabal
36 Gas Único S.A.	San José del Golfo	El Progreso
37 Gas Único S.A.	Canal	Quetzaltenango
38 Gas Único S.A.	San Juan Ostuncalco	Quetzaltenango
INDEPENDIENTES		
39 Max Gas Importación	Mixco	Guatemala
40 Gas Bety	Guatemala	Guatemala
41 Movilgas	Frajanes	Guatemala
42 Gas Chimalteco	Chimaltenango	Chimaltenango
43 Expendio de Gas Chipo	Santa Bárbara	Suchitepequez
44 Venta de Gas Propano la Celba	Guatemala	Guatemala
45 Mini Planta de Gas Canal	Canal	Quetzaltenango
46 Gas de Suroccidente	Cabrán	Quetzaltenango
47 Rapigas	Villa Canales	Guatemala
48 Mini Planta Jój	San Agustín Acaaguatlán	El Progreso
49 Movil Gas Milpas Altas	Santa Lucía Milpas Altas	Suchitepequez
PLANTAS EN CONSTRUCCIÓN (INDEPENDIENTES)		
50 Gas Interamericana	Patzún	Chimaltenango
51 Planta de Gas Trinidad	Guatemala	Guatemala

Fuente: Departamento de Análisis Económico, DGH, MBM

Tres Grupos dominan el suministro de GLP: El Grupo TOMZA, el Grupo Zeta y el Grupo Único. Estos Grupos son los propietarios de las dos (2) Terminales de Almacenamiento de GLP, así como, de treinta y seis (36) de las cuarenta y siete (47) Plantas de Almacenamiento y Envasado que operan en la actualidad.

Según datos de la Encuesta Nacional de Condiciones de Vida del año 2000, el consumo de combustibles para cocción, por parte de los hogares rurales guatemaltecos era el siguiente:



Fuente: Encuesta Nacional de Condiciones de Vida - 2000

Con el fin de sustituir el consumo de Leña para cocción, si bien, los esfuerzos realizados son importantes y significativos, se han centrado más en llevar Estufas de GLP a las familias más pobres en zonas específicas, al tiempo que se ha descuidado la estrategia para lograr la sostenibilidad, y se enfrentan limitaciones en la comercialización de este energético.

Un examen de la evolución de los consumos de GLP per cápita se muestra en la siguiente tabla:

Consumo de GLP per cápita	
Año	Barriles/ Habitante
1980	0.06
1990	0.13
2000	0.21
2004	0.22
2006	0.21

Fuente: SIEde OLADE

Se registra una evolución creciente del consumo per cápita, no obstante la desaceleración registrada entre el 2004 y el 2006. Según la misma fuente, la participación del Sector Residencial en el Consumo de GLP durante el 2005, fue del 77%.

Un hecho destacable del consumo de GLP en Guatemala, es el contrabando de Cilindros y de Gas Propano desde El Salvador. Este trasiego se presenta debido a que mientras Guatemala ha liberalizado los precios de este energético, en el vecino país existen subsidios significativos al GLP.

2.4. SECTOR ENERGÍAS RENOVABLES Y NO CONVENCIONALES

En Guatemala, la energía renovable ha formado parte de la política nacional desde los 60s. En el 2007, como ya se señaló, el 48% de la generación de energía eléctrica provenía de fuentes renovables: 35% de Hidroenergía, 10% de Bagazo de Caña y 3% de Geoenergía.

Se estima que los recursos naturales del país para la generación de energía eléctrica son los

siguientes:

Recurso	Disponibile	Aprovechado
Hidroeléctrico	10,890 MW	775 MW
Geotérmico	700 MW	47 MW
Bagazo de Caña	N.D.	3 x 10 ⁶ Ton

Fuente: MIM. Ajustes Propios

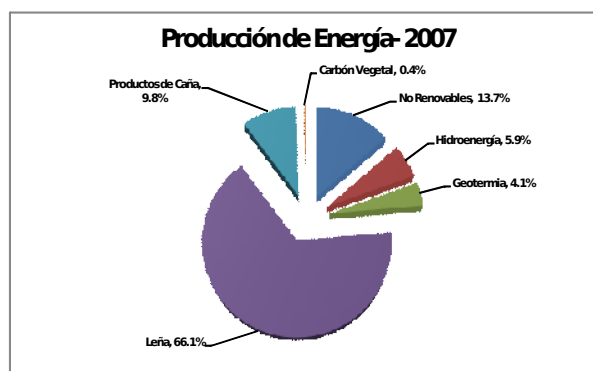
Así mismo, Guatemala es un país que cuenta con una gran cantidad de recursos naturales de tipo renovable, con un potencial energético significativo. En el país, además del bagazo de caña, se utiliza la biomasa en forma de leña y biodigestión.

En 2003 se promulgó la “Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable”, que establece medidas de estímulo para emprender programas y adelantar proyectos de energía renovable en el país.

Con estos lineamientos de política, el Gobierno ha establecido programas concretos para desarrollar estas fuentes de energía. Los más destacables son el “Programa de Promoción de Proyectos Energéticos” y el “Centro de Información y Promoción de Recursos Renovables”.

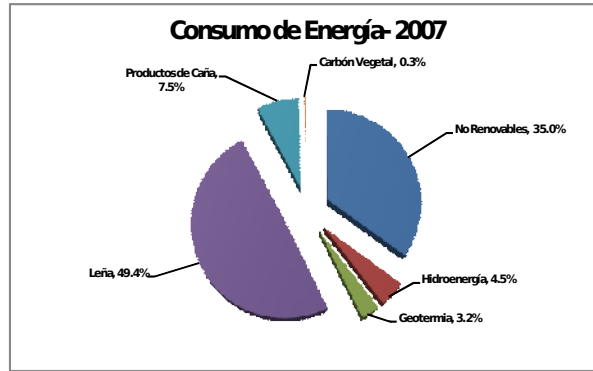
Derivado de los programas anteriores, existe el “Programa de Identificación, Localización y Evaluación del Potencial Energético Renovable”. Este Programa incluye: el desarrollo de proyectos de bioenergía (etanol, biodiesel y desechos urbanos); la ejecución de estudios hidrológicos en cuencas fluviales del país; y un proyecto destinado a explorar los recursos geotérmicos. Dentro de este programa ya se encuentra en ejecución el Sistema de Información Hidrometeorológica, cuyo objetivo es desarrollar el estudio hidrológico de las cuencas fluviales y la actualización de los mapas nacionales del potencial de energía eólica y solar.

El 2007 la producción de fuentes de energía renovable, primarias y secundarias, representaron el 86.3% del total:



Fuente: Balances de Energía MME

Así mismo, en términos del Consumo estas fuentes, en el mismo año, representaron el XX% del total:



Fuente: Balances de Energía MME

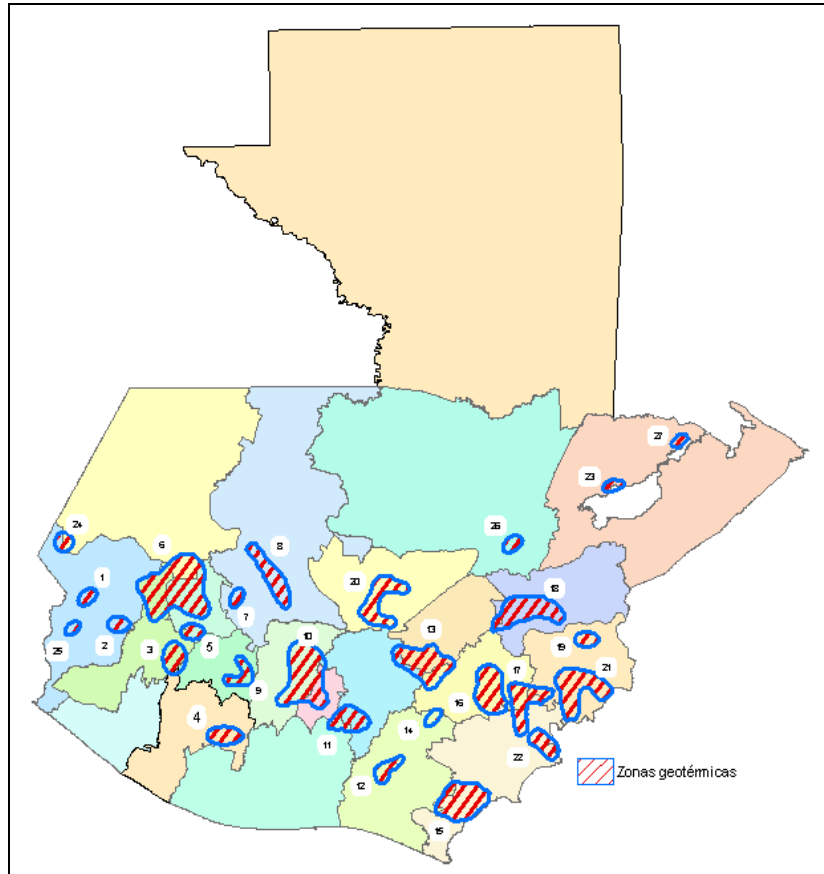
A continuación, se hace una descripción de los recursos renovables de energía disponibles en Guatemala, con excepción de la Hidroenergía. Es decir, se incluye la siguientes gama: Geoenergía, Energía Solar, Energía Eólica y Biomasa.

Adicionalmente, se presenta un breve resumen sobre la relación entre el Sector de Energía y la Política Ambiental en Guatemala.

2.4.1. ENERGÍA GEOTÉRMICA

En el siguiente mapa se presenta la localización de manifestaciones de Geoenergía en Guatemala:

Manifestaciones Geoenergía



Fuente: MME

Existen veintisiete (27) ubicaciones en las que se registran manifestaciones geotérmicas. Guatemala tiene treinta y seis (36) volcanes y una intensa actividad volcánica. Los volcanes están ubicados en las áreas montañosas, especialmente en la Sierra Madre Sur, tanto al este como al oeste del país.

En las áreas estudiadas, se han encontrado reservorios con rangos de temperatura que oscilan entre los 14 °C y los 300 °C. En adición a la alta entalpía de los recursos, Guatemala tiene significativas oportunidades para adelantar desarrollos geotérmicos de pequeña escala.

El INDE se ha reservado las cinco (5) áreas geotérmicas más promisorias, con miras a su posible desarrollo. Estas son: Amatitlán, Tecuamburro, Zúnil, San Marcos y Moyuta.

Manifestaciones Geotérmicas			
	Área Geotérmica	Temperatura Superficial °C	Temperatura Deducida °C
1	Tajumulco		
2	San Marcos	87	185 (284)
3	Zúnil	87	208
4	La Memoria	60	160
5	Totonicapán	49	199
6	Momostenango	95	180 (234)
7	Quiché		
8	Sacapulas-Zacualpa	45	160
9	Atitlán	47	150 (195)
10	Chimaltenango	48	185
11	Amatitlán	90	240 (237)
12	Ixtepeque	95	205 (195)
13	Sanarate	93	185
14	Ayarza		
15	Moyuta	88	185 (193)
16	Morjas	49	160
17	Ipala	64	180
18	Zacapa	86	160
19	Camotán	49	150
20	Granados	87	200
21	Esquipulas	50	221
22	Asunción Mita	94	200
23	Polochic - Agua Caliente		
24	San Marcos - Tacaná		
25	San Marcos - Malacatán		
26	Polochic - Carilún		
27	Polochic - Livingston		

Fuente: MBM

Las áreas en segunda prioridad, con temperaturas entre 130 °C y 180 °C son: Los Achiotés, Totonicapán e Ixtepeque. Palencia, Retana, Ayarza, Atitlán, y Motagua clasifican en tercera prioridad.

Los recursos geotérmicos actualmente en desarrollo incluyen Amatitlán, Zúnil I y Orzúnil. Con excepción del proyecto Orzúnil de capital privado, los desarrollos de energía geotérmica han sido llevados a cabo por el INDE desde 1972.

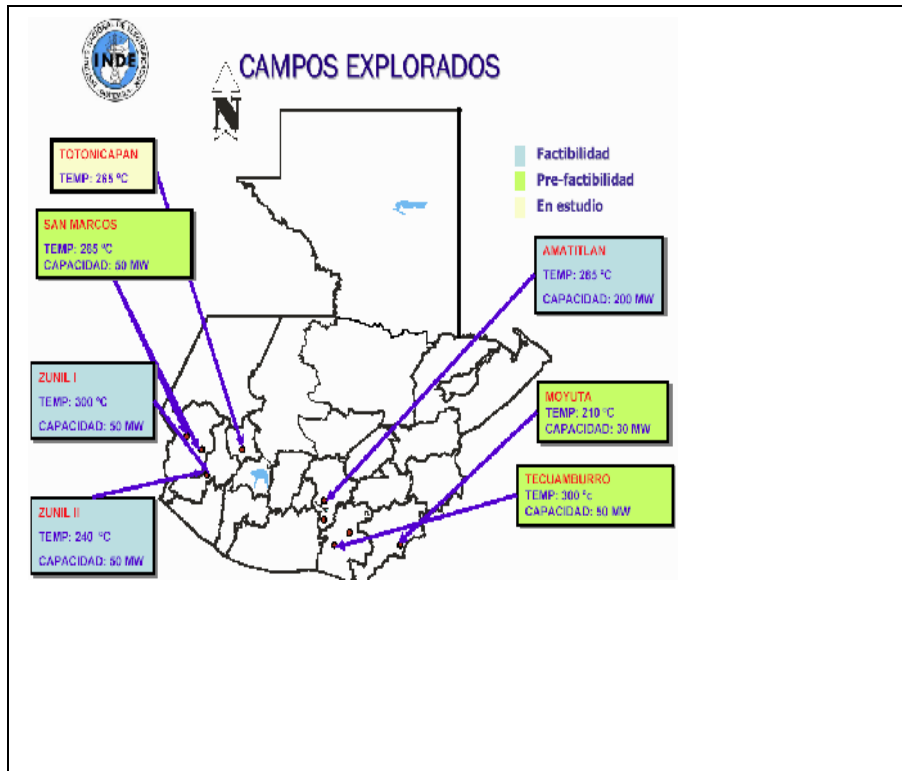
La primera planta geotérmica de Guatemala fue Amatitlán de 5 MW, que opera desde 1998; la segunda planta fue Zúnil de 18 MW, que inició operación en 1999; y la tercera fue Orzúnil de 18 MW, que entró en operación en el 2007.

Guatemala ha recibido asistencia de diversas fuentes incluyendo: IDB; Gobierno de Japón; OPEC; OLADE; USAID³; International Atomic Energy Agency (IAEA); y Comunidad Económico Europea.

En el siguiente mapa se presentan los principales proyectos de generación geotérmica identificados y su estado desde el punto de vista de viabilidad:

³ A través de Los Alamos National Lab (LANL) y US Geological Survey (USGS).

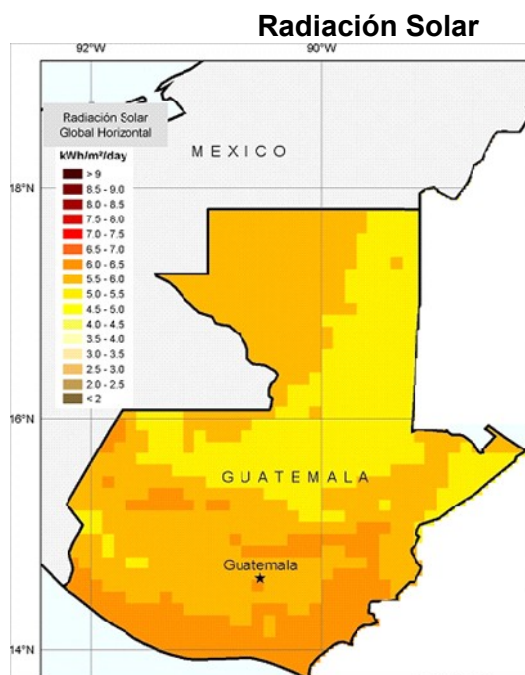
RECURSOS GEOTÉRMICOS



Fuente: MME

2.4.2. ENERGÍA SOLAR

El potencial de la radiación solar incidente en Guatemala, tiene un valor promedio de 5.4 kWh/m²/día. En el siguiente mapa se muestra la distribución de la radiación sobre la superficie del país.



Fuente: SWERA. Departamento de Energías Renovables de la Dirección General de Energía del MEM

Con la ayuda técnica y financiera del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) a través del Proyecto Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA) se cuentan con los siguientes mapas del potencial solar de la República de Guatemala:

- Velocidad de viento a 50 m, para los países de Centroamérica y Cuba.
- Radiación Solar Directa Normal, Anual en kWh/m²/día.
- Promedio de Radiación Global en W/m² para Centroamérica y Cuba

El primer proyecto de electrificación fotovoltaica fue desarrollado por EEGSA en 1993. Este proyecto, dirigido a la comunidad de San Buenaventura, consistió en la instalación de sistemas de 50 Wp en 68 hogares. Por su parte de la entidad Fundación Solar⁴, también en 1993, instaló más de 3.000 soluciones fotovoltaicas, principalmente en las regiones de El Quiché y Verapaz.

La misma Fundación Solar y la Fundación para el Desarrollo Rural de Guatemala, en el 2000, comenzaron a usar instalaciones fotovoltaicas para que áreas remotas pudieran acceder a programas de educación a distancia. Los sistemas fotovoltaicos fueron usados para operar televisores, videocaseteras y computadores, modernizando los programas de educación en zonas rurales.

Al iniciar la década más de 220 kW de sistemas fotovoltaicos habían sido instalados en las áreas rurales del país, generando cerca de 400.000 kWh por año. El número de soluciones implantadas

⁴ La Fundación Solar es una Organización Privada de Desarrollo (OPD) establecida en Guatemala al amparo del Acuerdo Ministerial No. 302 que le faculta para operar con personalidad Jurídica desde septiembre de 1994; sin embargo, sus operaciones formales iniciaron en 1993.

que se encontraban operativas, eran aproximadamente de 1.100.

En la actualidad, en Guatemala el Gobierno se está ejecutando un proyecto para llevar electricidad a las zonas rurales del país, a través de la utilización de energía solar. Este proyecto es impulsado por el Ministerio de Energía y Minas y a la fecha ha permitido la instalación de 140 sistemas de paneles solares fotovoltaicos que han llevado energía a los caseríos del Palmar en Rabinal y Chitomax, en la aldea Los Pajales, ubicada en Cubulco, Baja Verapaz, y en la comunidad Carchelá, en Santa Cruz, Alta Verapaz.

Así mismo, en la zona de Alta Verapaz, la Fundación Solar está ejecutando un programa con fondos de CARE/USAID, para la instalación de 800 sistemas de iluminación fotovoltaica. Una de las barreras identificadas para el logro de la sostenibilidad de estos sistemas es la falta del servicio de operación y mantenimiento, por lo que se está buscando fortalecer esquemas micro-empresariales para brindar este servicio a los sistemas instalados en el campo.

2.4.3. ENERGÍA EÓLICA

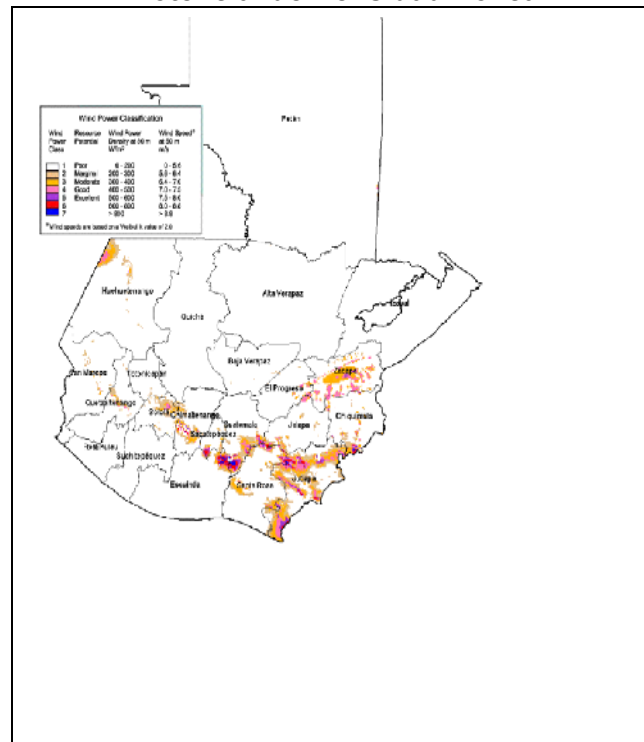
El desarrollo de la energía eólica en América Central ha estado limitado, no por la disponibilidad del recurso “viento” en la región, sino por una serie de obstáculos o barreras externas que se pueden considerar comunes en todos los países. Estos se pueden resumir en las siguientes categorías:

- a. Barreras de Información
- b. Barreras Financieras
- c. Barreras Tecnológicas
- d. Barreras de Mercado

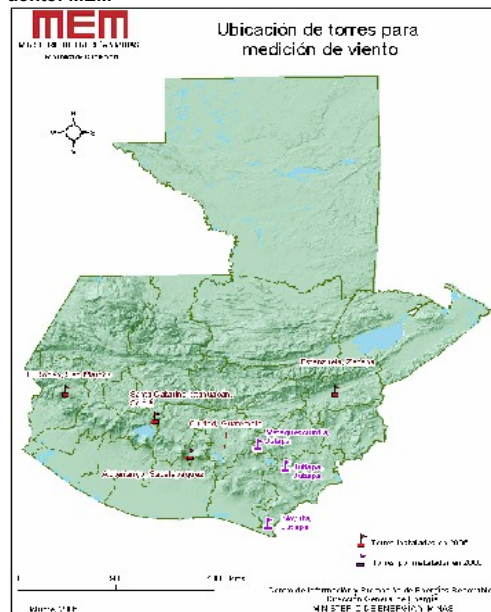
En Guatemala, aunque existe potencial para el desarrollo de este tipo de proyectos, las barreras referidas, han impedido en el pasado la promoción de proyectos piloto de esta energía alternativa.

El mapa del potencial eólico de Guatemala, así como la ubicación de las torres para la medición del viento, se presentan a continuación:

Potencial de Densidad Eólica



Fuente: MEM



No obstante, en la actualidad cabe resaltar la puesta en marcha de dos programas piloto:

- Proyecto Eólico El Rodeo de 3 MW, desarrollado por la Empresa Eléctrica Municipal de San Marcos en Guatemala, con asistencia técnica de NRECA. La Empresa Eléctrica Municipal de San Marcos (EEMSM) conjuntamente con NRECA-Guatemala, y con el apoyo de

FOCER⁵, ejecuta una iniciativa orientada hacia la generación de electricidad basada en el aprovechamiento del recurso eólico del municipio.

- Recientemente, ingenieros voluntarios⁶, desarrollaron una turbina eólica hogareña que sólo cuesta 100 dólares. Produce de 10 a 15 W de electricidad, suficiente para cargar una batería de 12 V, que a su vez puede alimentar luces simples como las LED. La turbina fue desarrollada con el objetivo de llevar electricidad a pueblos alejados de Guatemala que no cuentan con el beneficio de la energía eléctrica.

La turbina tiene un eje vertical, en vez del horizontal, como las turbinas de los parques eólicos. Según los diseñadores es porque el eje vertical funciona mejor en ambientes como casas, o edificios. Por ahora se trata de un prototipo, pero pronto los ingenieros llevarán los planos a Guatemala. Allí los trabajadores del pueblo Quetzaltenango fabricarán las turbinas que apenas tienen 1 metro de alto y 80 centímetros de ancho.

2.4.4. BIOMASA

La fuente energética más importante que se utiliza en Guatemala es la leña, cuya participación en el Consumo Final Total del país, en el 2007, alcanzó el 66.1%.

Así mismo, el total de biomasa que se consumió con fines energéticos, representó el 76.3% del total de fuentes de suministro. Lo anterior significa que el bagazo de caña y el carbón vegetal participaron dentro del Consumo Final con el 10.2% (bagazo de caña, 9.8% y carbón vegetal, 0.4%).

Mientras la explotación del bagazo de caña con fines energéticos, se efectúa con métodos industriales y constituye un aprovechamiento de residuos, la explotación de leña tiene mayores impactos ambientales y causa deforestación.

De la Leña:

El alto consumo de leña obedece a que la mayor parte de la población vive en el área rural y cuenta con escasos recursos económicos, lo que le impide tener acceso a otras fuentes energéticas. Tradicionalmente, se utiliza un tipo de estufa para cocción, conocida "*Tres Piedras*". Este tipo de estufa resulta ineficiente para cocción y desaprovecha el 90% de la energía que se emplea durante el proceso⁷.

En la actualidad se encuentra en ejecución un programa que se espera permanente, denominado: "*Programa de Estufas Mejoradas*". El Programa se describe a continuación:

- Impulsa la utilización de estufas que ahorren leña, promoviendo también la investigación para el diseño de modelos de estufas.
- El uso de estas estufas produce un impacto de diversa índole en los habitantes:
 - Reduce el consumo de leña al hacer más eficiente la combustión.
 - Mejora las condiciones higiénicas al cocinar.
 - Mejora las condiciones de salud de los integrantes del hogar.

⁵ FOCER: Fortalecimiento de la Capacidad en Energía Renovable para América Central.

⁶ Malcolm Knapp y Heather Fleming.

⁷ "Memoria - Reunión Regional sobre Generación de Electricidad a partir de Biomasa". Dirección de Productos Forestales, FAO, Roma. Oficina Regional de la FAO para América Latina y el Caribe. Montevideo, Uruguay, 23 al 27 de octubre, 1995. SERIE FORESTAL No 7. Santiago, Chile, 1996.

- Contribuye a elevar el nivel de vida.
- Reduce el daño al ambiente por menor extracción de leña del bosque.
- Reduce el daño al ambiente por la reducción del humo en los inmuebles.
- Reduce el tiempo de recolección de leña.

No obstante lo anterior, el problema ambiental más crítico que enfrenta Guatemala es la deforestación en la región de Petén, al norte del país. La tasa anual de deforestación es del 1.7%, más de tres veces la tasa promedio de Latinoamérica y el Caribe⁸. Se han cuantificado pérdidas en Guatemala de 82.000 hectáreas de bosque al año, principalmente en las zonas de Petén y Verapaz⁹.

Del Bagazo de Caña:

En la actualidad operan en Guatemala catorce (14) ingenios azucareros. Las plantaciones de caña de azúcar al cierre de 2007 ocupaban 216 mil hectáreas cultivadas, una extensión considerable considerando el tamaño del país (108.889 km²).

La mayoría de los ingenios autogenera la energía eléctrica que requiere y vende excedentes a la red. Los siguientes ingenios se encuentran registrados como generadores ante el Administrador del Mercado Mayorista (AMM):

INGENIOS AZUCAREROS	MW		Municipio	Departamento	Combustible
	Potencia Nominal	Potencia Efectiva			
MAGDALENA	40.0	40.0	La Democracia	Escuintla	Biomasa/Bunker
MAGDALENA EXCEDENTES	41.0	40.0	La Democracia	Escuintla	Biomasa/Bunker
PANTALEÓN	35.0	35.0	Siquinalá	Escuintla	Biomasa/Bunker
PANTALEÓN EXCEDENTES	20.0	20.0	Siquinalá	Escuintla	Biomasa/Bunker
LA UNIÓN	40.0	30.0	Santa Lucía Cotz	Escuintla	Biomasa/Bunker
SANTA ANA	35.0	33.8	Escuintla	Escuintla	Biomasa/Bunker
MADRE TIERRA	28.0	20.0	Santa Lucía Cotz	Escuintla	Biomasa/Bunker
CONCEPCIÓN	27.5	27.5	Escuintla	Escuintla	Biomasa/Bunker
TULULÁ	19.0	16.5	Cuyotenango	Escuintla	Biomasa/Bunker
TRINIDAD	16.0	11.3	Masagua	Suchitepequez	Biomasa
SAN DIEGO	5.0	2.0	Escuintla	Escuintla	Biomasa
Fuente: AMM	306.5	276.1			

Del Etanol:

El país cuenta con cinco (5) destilerías en funcionamiento:

- INGENIO PALO GORDO;
- DARSA;
- SERVICIOS MANUFACTUREROS;
- BIOETANOL; y
- ALCOHOLES MAG.

Únicamente la destilería BIOETANOL produce etanol anhidro, energético adecuado para el uso automotriz. Las capacidades de las destilerías instaladas se presentan a continuación:

⁸ Report No. 36459-GT. "Republic of Guatemala Country Environmental Analysis Addressing the Environmental Aspects of Trade and Infrastructure Expansion". June 22, 2006. Environmentally and Socially Sustainable Development. Department Latin America and the Caribbean Region. Document of the World Bank.

⁹ "Estrategia Nacional de Biodiversidad", CONAMA, 1999. CONAMA desaparece con la creación del MARN.

Destilerías Nacionales				
Nombre	Capacidad Instalada (lt/ día)	Factor de Planta*	Días de Operación	Producción Anual Estimada (lt)
Palo Gordo	120,000	65%	150	12,000,000
Servicios Manufactureros	120,000	95%	330	38,000,000
DARSA	250,000	95%	330	80,000,000
Bioetanol	150,000	95%	150	22,000,000
Alcoholes MAG	300,000	95%	150	45,000,000
Total	940,000			197,000,000

*Se considera un Factor de Planta del 65% de Palo Gordo debido a su antigüedad

Fuente: Unidad de Biocombustibles, MEM

La producción anual estimada de Etanol en Guatemala, según la Asociación de Combustibles (ACR) sería potencialmente de 203.000.000 litros, si se asumiera un Factor de Planta para la Destilería de Palo Gordo del 95%.

En el 2008, el Etanol producido en Guatemala se exportó a los siguientes destinos: 96.63% a Europa; 2.91% a México; y 0.47% a Centroamérica.

A continuación se detalla el listado de exportaciones correspondiente al 2008, según la Asociación Guatemalteca de Exportadores (AGEXPORT):

EXPORTACIONES DE ALCOHOLETILICO		
Mes	US\$ Miles	Kilogramos Brutos
Enero	18,609	27,131,912
Febrero	7,181	10,073,347
Marzo	5,950	8,307,263
Abril	6,815	9,999,457
Mayo	7,791	11,587,947
Junio	7,533	10,017,899
Julio	5,682	7,787,399
Agosto	680	1,544,775
Septiembre	15,090	21,211,333
Octubre	7,967	9,926,135
Noviembre	143	121,447
Diciembre	5,354	6,127,534
TOTAL 2008	88,763	123,886,409

Fuente: Asociación Guatemalteca de Exportadores (AGEXPORT)

El precio promedio de venta del Etanol producido por BIOETANOL, que como se indicó, es la única destilería que produce Etanol para uso automotriz, es el siguiente:

BIOETANOL	
Zafra	Precio (US\$/lt)
2008/2009	0.5 a 0.6

Asociación Guatemalteca de Exportadores (AGEXPORT)

Los precios del etanol difieren en los diferentes países debido a derechos de importación, USA, por ejemplo, aplica un derecho de importación al Etanol de 52 centavos por galón¹⁰. Esta barrera no se aplica a Etanol producido en Centro América.

¹⁰ 1 Galón = 3.75 Litros.

Del Biodiesel:

La industria de Biodiesel en Guatemala se encuentra en sus primeras etapas de desarrollo tecnológico. El país cuenta con ocho (8) productores de este energético a pequeña escala:

PRODUCTOR	Capacidad Instalada (Gal/ día)	Materia Prima
Biocombustibles de Guatemala S.A. (Octagón)	1,500	Jatropha Curcas. Aceite Reciclado.
Combustibles Ecológicos S.A.	500	Aceite Reciclado.
Comunidad Nueva Alianza	50	Aceite Reciclado. Jatropha Curcas.
Empacadora Toledo	N.D.	Aceite Reciclado propio.
Fuerza Verde	50	Aceite Reciclado.
Guatebiodiesel S.A.	1,500	Aceite Reciclado. Soya, Maiz, Girasol.
Helios S.A.	290	Aceite Reciclado. Jatropha Curcas.
Tecnoserve	250	Jatropha Curcas. Aceite Reciclado. Semilla de Hule
	4,140	

Fuente: Unidad de Biocombustibles. DGH, MEM

La capacidad de producción de Biodiesel en Guatemala es de 4.140 Gal/día. El Biodiesel producido se usa en vehículos propios, generadores de prueba, y con fines investigativos. Es decir, no existe un “mercado” de Biodiesel en el país.

2.4.5. ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE

La Política Marco Ambiental desarrollada por el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales (MARN), contempla dos áreas, siete ejes y tres ámbitos temáticos, para lograr armonizar en el nivel nacional los diferentes esfuerzos e iniciativas de gestión ambiental y de gestión de los recursos naturales.

Áreas de Política:

- i) Área de Gestión de la Calidad Ambiental; y
- ii) Área de Manejo Sostenible del Patrimonio Natural.

Ejes de Política:

Área de Gestión de la Calidad Ambiental:

- i) Eje Prevención Ambiental;
- ii) Eje de Evaluación, Control y Seguimiento Ambiental;
- iii) Eje Restauración/Compensación Ambiental y
- iv) Área de Manejo Sostenible del Patrimonio Natural.

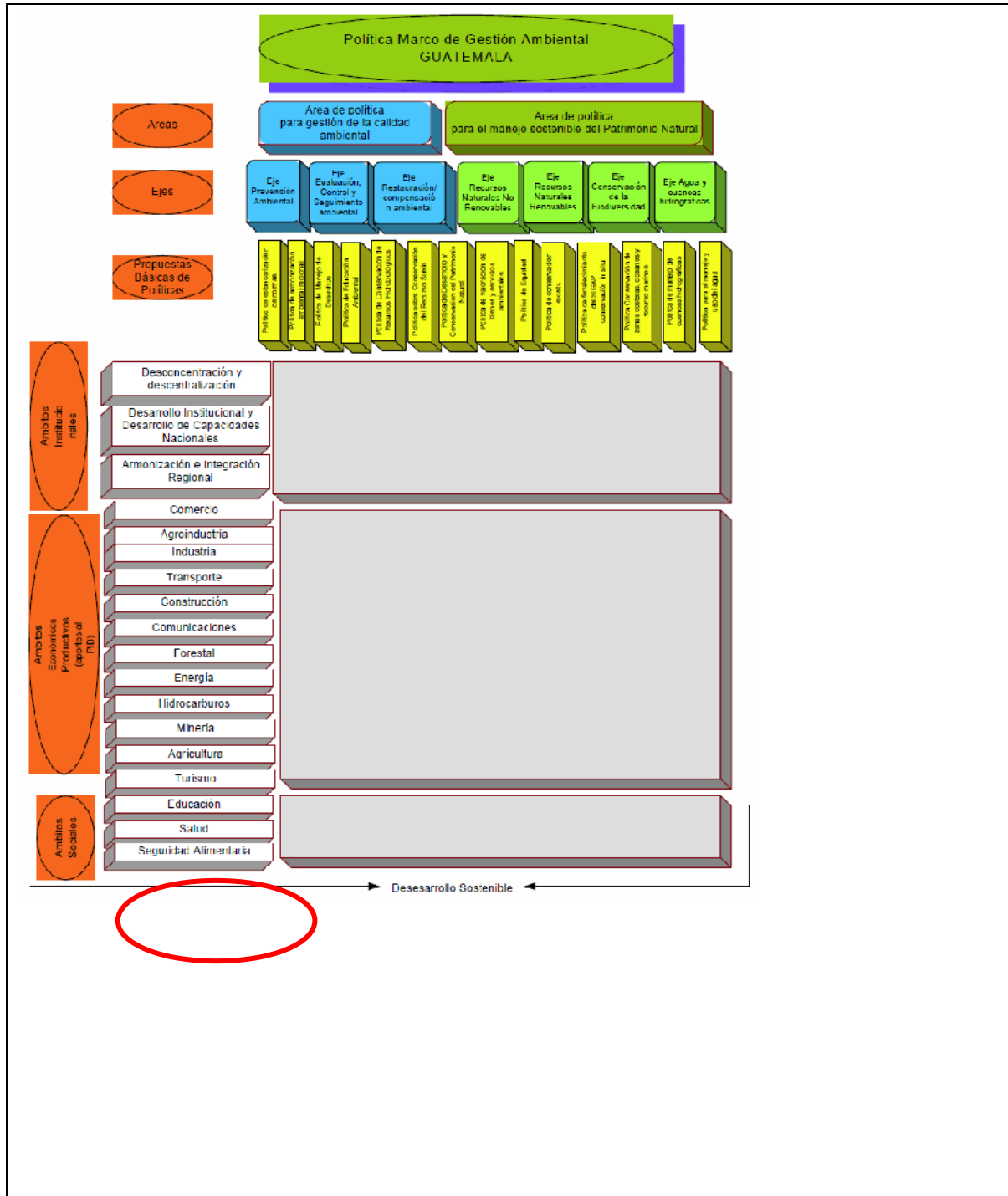
Área de Manejo Sostenible del Patrimonio Natural:

- v) Eje Recursos Naturales No Renovables;
- vi) Eje Recursos Naturales Renovables;
- vii) Eje Conservación de la Biodiversidad; y
- viii) Eje Agua y Cuencas Hidrográficas.

De manera transversal estas Áreas de Política, con sus respectivos Ejes de Política, aplican y se relacionan con tres ámbitos temáticos:

- i) Ámbito del Desarrollo Institucional y Desarrollo de Capacidades Nacionales;
- ii) Ámbito Productivo – Sectores Cuentas Nacionales de Aporte al PIB; y
- iii) Ámbito Social.

El Sector de Energía Eléctrica y el Sector de Hidrocarburos se traslapan con la Política Marco Ambiental, al pertenecer al Ámbito Productivo, como se muestra en la siguiente tabla:



Fuente: Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales (MARN)

Los principios de la Política Marco emanan de una serie de consultas a diferentes sectores y actores que intervienen diariamente en la gestión ambiental y de recursos naturales, así como, de marcos políticos nacionales sobre las áreas protegidas y las áreas forestales, convenios internacionales ratificados por Guatemala, como es el caso de la Agenda 21, la Alianza Centroamericana para el Desarrollo Sostenible (ALIDES), Convenio de Diversidad Biológica y otros que se enmarcan en la misma línea.

Es el contexto de la Política Ambiental de Guatemala, que se expide normatividad alineada con los objetivos ambientales del país, siendo de particular relevancia la “*Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable*”.

Al amparo de esta Ley referenciada y desde su entrada en vigencia, han calificado doce (12) proyectos del Sector Eléctrico de diferentes tecnologías basadas en energías renovables, algunos de ellos ya en operación:

PROYECTO CALIFICADOS, LEY DE INCENTIVOS			
	Proyecto Hidroeléctrico	Potencia (MW)	Etapas
1	Hidrocanadá	40.0	Operación
2	Hidroeléctrica Candelaria	4.5	Operación
3	Generadora Montecristo	12.9	Operación
4	Hidroeléctrica El Recreo	26.0	Construcción
5	Hidro Xatzel	94.0	Construcción
		177.4	
Proyecto Biomasa (Ingenios)			
6	Ingenio San Diego S.A.	16.0	Operación
7	Ingenio Magdalena	30.0	Construcción
8	Centro Agroindustrial Guatemalteco	20.0	Operación
		66.0	
Proyecto Eólico			
9	Estudio Buenos Aires	15.0	Construcción
10	La Colina, San Vicente Pacaya		Preinversión
11	Los Llanos, Villa Canales		Preinversión
		15.0	
Proyecto Geotérmico			
12	Ortitlán, San Vicente Pacaya	25.0	Construcción
		25.0	
	TOTAL	283.4	

Fuente: MEM

Así mismo, calificó el siguiente proyecto de Biocombustibles:

PROYECTO CALIFICADOS, LEY DE INCENTIVOS			
	Proyecto Biocombustibles	Capacidad (MW)	Etapas
1	(Helios) Producción de Aceite Combustible y Biodiesel	340,000.0	Preinversión

Fuente: MEM

Otros Proyectos y Programas que se vienen adelantando en el Sector Energético son los siguientes:

- Proyecto Biocombustibles en Guatemala
- ✓ Elaboración de la Estrategia de Implementación de un Programa de Etanol Carburante.
- ✓ Elaboración de Propuesta de Ley del Etanol Carburante.
- ✓ Armonización de Normas a Nivel Centroamericano.
- ✓ Elaboración del Reglamento Técnico Centro Americano de Biodiesel. Especificación ASTM D 6751-03a para Biodiesel.
- Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable.
- ✓ Plantaciones de Jatropha Curcas para Biocombustibles.

- Proyectos de Cooperación
 - ✓ “Cooperación Técnica del Gobierno de Brasil” para el diseño de un Programa de Etanol Carburante.
 - ✓ “Utilización de Bioetanol para Apoyar el Desarrollo Sustentable de América Central”. Financiamiento CEPAL/Italia. Duración: 2 años. Estado: 50 % de avance.
 - ✓ “Grupo Regional de Biocombustibles”. Financiamiento por el BID/GTZ, coordinado por SG-SICA.
 - ✓ “Proyecto de Biocombustibles para Guatemala”. Financiamiento de UNCTAD. Duración: 1 año. Estado: En proceso de elaboración.

- Proyectos con Apoyo AEA
 - ✓ Agroindustria la Laguna, Uso Directo de la Geotermia en Alimentos.
 - ✓ Factibilidad para Proyecto Buenos Aires.

- Otros Proyectos Diversos
 - ✓ Proyecto de Generación de Energía Eléctrica en la Costa Sur usando Bosques Energéticos (variedad de Eucalipto). Con el Instituto Nacional de Bosques (INAB).
 - ✓ Producción de Biogás en Granjas Porcinas. Convenio con Asociación de Porcicultores de Guatemala.

Se han planteado también las siguientes Medidas Estratégicas:

- (a) Actualización de los Reglamentos de la Ley de Electricidad y AMM, para promover fuentes renovables:
 - Generación Distribuida: Normativa Pequeñas Centrales de Generación con Fuentes Renovables.
 - Expansión y Acceso a la Red de Transmisión.
- (b) Abordar Barrera de Oposición a Proyectos Hidroeléctricos.

Finalmente, existen las siguientes Iniciativas en el Campo de la Educación, para la creación de carreras universitarias en el campo de las energías renovables:

- (a) Maestría en Energía Renovable, Universidad Galileo.
- (b) Maestría en Ambiente y Energía. Universidad de San Carlos de Guatemala.
- (c) Maestría en Estudios Ambientales, con especialidad Energía en la Universidad del Valle de Guatemala.

3. DESCRIPCIÓN DEL MARCO INSTITUCIONAL DEL SECTOR ENERGÉTICO

Actualmente las funciones sustantivas del Ministerio de Energía y Minas (MEM) se encuentran establecidas en el Artículo 34 del Decreto No. 114 de 1997, Ley del Organismo Ejecutivo, en el que se define que este Ministerio atenderá lo relativo al régimen jurídico aplicable a la producción distribución y comercialización de la energía, los hidrocarburos, y la explotación de los recursos mineros. En este sentido, el MEM, es el responsable de formular y coordinar las políticas concernientes a las tres áreas de su competencia, sin embargo es preciso mencionar que, a partir de la promulgación de la “*Ley General de Electricidad*” (LGE) en 1996, se tienen otras instancias que lo conforman, como se verá más adelante.

El Subsector Eléctrico, en la actualidad se rige por la LGE, Decreto No. 93 de 1996 y se desarrolla bajo un esquema de descentralización de las actividades de generación, transporte, comercialización y distribución de energía eléctrica; donde el desarrollo simultáneo de las actividades es realizado a través de empresas o personas jurídicas diferentes. Esta misma Ley determina los aspectos asociados a la rectoría, la regulación y la coordinación comercial de las actividades del Subsector, y define como autoridad máxima y ente rector al MEM, encargado de formular y coordinar las políticas, planes de Estado, programas indicativos relativos al Subsector Eléctrico y aplicar la ley y su reglamento. Las otras instancias que funcionan en el subsector son: la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) como ente regulador y el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) encargado del despacho energético.

Con la creación del Mercado Eléctrico Regional (MER), en desarrollo del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, suscrito en 1996, el Subsector Eléctrico de Guatemala se encuentra inmerso en un doble contexto institucional, en el que las instancias institucionales domésticas tienen su correspondiente réplica regional. Mientras a nivel local, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) es el ente regulador, a nivel regional este papel lo desempeña la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE); mientras a nivel local, el operador del sistema y del mercado es el Administrador del Mercado Mayorista (AMM), a nivel regional este papel es asumido por el Ente Operador Regional (EOR).

En el Subsector de Hidrocarburos, el MEM es la institución nacional encargada de la rectoría y la reglamentación subsectorial. Dentro del MEM, la supervisión del sector petrolero, incluyendo la exploración y explotación petrolera, la lleva a cabo la Dirección General de Hidrocarburos. La Dirección es el ente encargado de emitir las licencias para: la apertura de estaciones de servicio; importación; exportación; operación; instalación; refinería y transformación; apertura de plantas de asfalto; almacenamiento; y preparación de mezclas oleosas. La Comisión Nacional Petrolera, establecida por la Ley de Hidrocarburos, es el órgano encargado de emitir opiniones sobre cuestiones relativas a los contratos de exploración y explotación y la fijación de los precios de exportación del petróleo crudo.

En el Subsector de Energía Renovable, el Decreto No. 52 de 2003, “*Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable*”, declara de urgencia e interés nacional el desarrollo racional de los recursos energéticos renovables y ordena al MEM, estimular, promover y crear condiciones adecuadas para el fomento de inversiones que se hagan con ese fin. En tal sentido, el Ministerio ha realizado acciones tendientes a la promoción de este tipo de proyectos en el interior del país, a través de proyectos como la instalación de paneles solares fotovoltaicos, torres de medición eólicas, la participación en la Comisión de Dendroenergía y la reciente conformación de la Comisión Nacional de Biocombustibles.

3.1. MARCO INSTITUCIONAL DEL SECTOR ELÉCTRICO

El Sector Eléctrico de Guatemala desarrolla sus actividades en el contexto de dos marcos

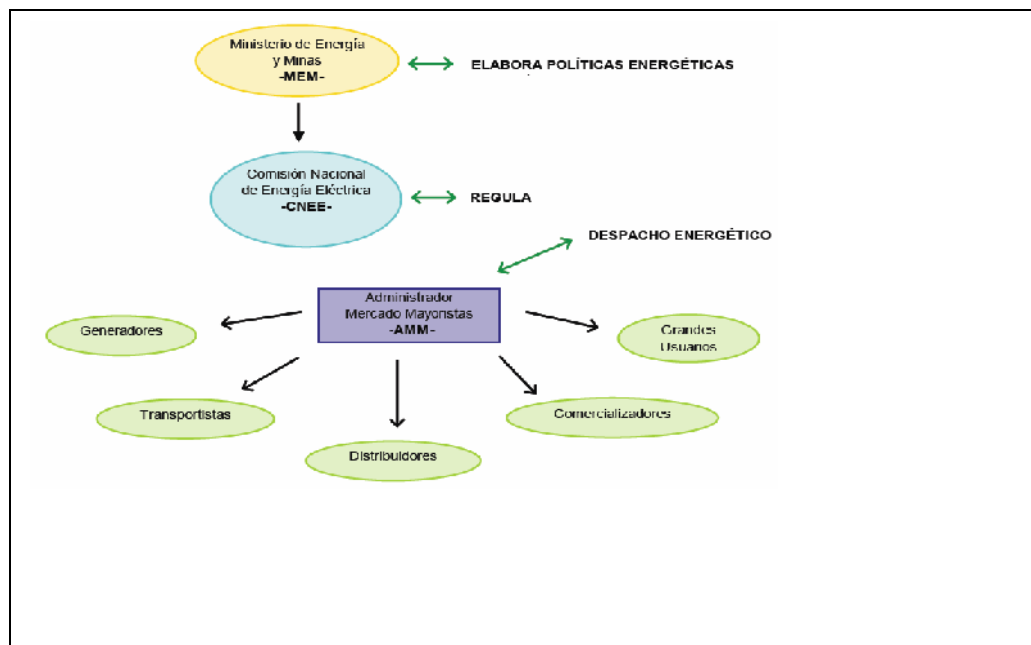
institucionales: El Marco Institucional Local y el Marco Institucional Regional. Mientras el primero define el contexto operativo del mercado eléctrico doméstico, el segundo define el contexto operativo del mercado eléctrico que se instauró en Centroamérica.

A continuación se describen los dos Marcos Institucionales y sus principales características.

3.1.1. MARCO INSTITUCIONAL DEL SECTOR ELÉCTRICO - LOCAL

La Ley General de Electricidad, determina con claridad los aspectos asociados a la rectoría, la regulación y la coordinación comercial de las actividades del subsector eléctrico y la sustenta en un marco institucional conformado por tres entidades:

- Ministerio de Energía y Minas (MEM)
- Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)
- Administrador de Mercado Mayorista (AMM)



Fuente: CNEE

Ministerio de Energía y Minas:

Es el órgano del Estado responsable de formular y coordinar las políticas, los planes de Estado, los programas indicativos relativos al subsector eléctrico y aplicar la ley y su reglamento para dar cumplimiento a sus obligaciones.

El MEM para dar cumplimiento a lo que establece la Ley General de Electricidad y sus reglamentos, tiene las siguientes áreas de competencia:

- Otorgar autorizaciones definitivas para utilizar bienes de dominio público para la instalación de centrales generadoras y para prestar los servicios de transporte y de distribución final de la electricidad. Para la instalación de centrales generadoras con potencia superior a 5 MW y para prestar los servicios de transporte y distribución final de electricidad, el Ministerio puede

otorgar Autorización Definitiva, mediante Acuerdo Ministerial, no pudiendo exceder el plazo de cincuenta (50) años.

Para la realización de estudios de proyectos de generación, transporte y distribución de electricidad que deban establecerse mediante autorización, se puede otorgar Autorización Temporal por un plazo máximo de un (1) año, la cual no es exclusiva, ni limitativa para que otros interesados requieran autorización sobre el mismo objeto.

- Inscribir a los Agentes y Grandes Usuarios para que puedan realizar operaciones comerciales en el Mercado Mayorista;
- Elaborar informes de evaluación socioeconómica para costear total o parcialmente proyectos de electrificación rural;
- Determinar la procedencia de constituciones de servidumbre de utilidad pública para la conducción de energía eléctrica; y
- Formular y coordinar las políticas y planes de Estado y Programas Indicativos relativos al subsector eléctrico.
- Promover la modernización del Ministerio y el desarrollo de la Planificación Estratégica.
- Promover el desarrollo de proyectos de energía renovable.
- Calificar proyectos de fuentes renovables de energía, al amparo de la Ley de Incentivos.
- Impulsar la Interconexión Eléctrica Mesoamericana.

Comisión Nacional de Energía Eléctrica:

La Comisión está integrada por tres (3) miembros que son nombrados por el Ejecutivo de entre cada una de las ternas, uno de cada terna, propuestas por: i) Los Rectores de las Universidades del país; ii) El MEM; y iii) Los Agentes del Mercado Mayorista.

Es el órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas, con independencia funcional, encargada de cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad y sus reglamentos, en materia de su competencia; de las obligaciones de los adjudicatarios, definir tarifas, fiscalizar y emitir normas técnicas 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, 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.
- Dirimir 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 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.

Administrador del Mercado Mayorista:

Es una entidad privada sin fines de lucro, que coordina las transacciones entre los participantes del Mercado Mayorista.

La Junta Directiva del AMM está integrada por representantes de cada una de las cinco (5)

categorías de participantes en el mercado mayorista. Los representantes deben ser electos por un período de dos años, pudiendo ser reelegidos.

Sus 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.
- Establece 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.
- Garantiza la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica.
- 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.

Son Agentes del Mercado Mayorista: Los generadores, comercializadores, distribuidores, transportistas y grandes usuarios.

Participante	Requisito
Generadores	Potencia Máxima ≥ 10 MW
Transportistas	Potencia Firme Conectada ≥ 10 MW
Distribuidores	≥ 20.000 Usuarios
Comercializadores	Comprar o Vender de Energía Asociada a Potencia Firme ≥ 10 MW
Grandes Usuarios	Demanda Máxima ≥ 100 KW

Fuente: AMM

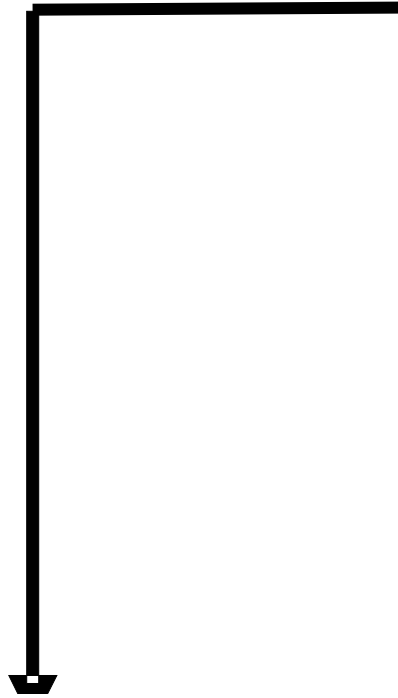
3.1.2. MARCO INSTITUCIONAL DEL SECTOR ELÉCTRICO - REGIONAL

En desarrollo del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, suscrito el 30 de Diciembre de 1996 entre los Gobiernos de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, se constituye el Mercado Eléctrico Regional (MER), soportado en el proyecto SIEPAC, y se crean las siguientes organizaciones:

- La Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE).
- El Ente Operador Regional (EOR).
- La Empresa Propietaria de la Red (EPR).

En el Mercado Eléctrico Regional (MER) se realizan transacciones comerciales de electricidad, intercambios de corto plazo, y contratos de mediano y largo plazo entre los participantes, que son las empresas dedicadas a la generación, la transmisión, la distribución, la comercialización y los grandes consumidores.

El MER es un séptimo mercado, superpuesto con los seis mercados o sistemas nacionales existentes, regulado por la CRIE, en el cual los agentes habilitados por el EOR, operador del Mercado, realizan transacciones internacionales de energía eléctrica en la región centroamericana. El MER es regulado por la Comisión de Interconexión Eléctrica Regional. La EPR, es la entidad encargada de desarrollar, diseñar, financiar, construir y mantener el Sistema de Interconexión Eléctrica de los países de América Central.



REGULADORES NACIONALES:

- Costa Rica, ARESEP: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.
- El Salvador, SIGET: Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones.
- Guatemala, CNEE: Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
- Honduras, CNE: Comisión Nacional de Energía; SERNA: Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente.
- Nicaragua, INE: Instituto Nicaragüense de Electricidad.
- Panamá, ASEP: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

OPERADORES DE LOS SISTEMAS Y MERCADOS NACIONALES:

- Costa Rica, CENCE: Centro Nacional de Control de Energía; ICE: Instituto Costarricense de Electricidad.
- El Salvador, UT: Unidad de Transacciones.
- Guatemala, AMM: Administración del Mercado Mayorista.
- Honduras, ENEE: Empresa Nacional de Energía Eléctrica.
- Nicaragua, CNDC: Centro Nacional de Despacho de Cargas; ENTRESA: Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica S.A.
- Panamá, CND: Centro Nacional de Despacho; ETESA: Empresa de Transmisión Eléctrica.

La organización del Mercado Eléctrico Regulado (MER) de estos países en su mayoría ha estado

conformada por los agentes de cada uno de los países miembros, quienes constituyen la base de este mercado; son los Operadores de Sistema y de Mercado (OS&M) de cada uno de los países, quienes fungen como los representantes intermediarios de los agentes de cada uno de los países del área.

Las características, composición o gobierno, recursos, objetivos y funciones de los organismos regionales, se describen a continuación:

Organización	CRIE Ente Regulador del MER
Características	Personería jurídica propia y capacidad de derecho público internacional. Tendrá capacidad jurídica suficiente para actuar judicial y extrajudicialmente y realizar todos los actos, contratos y operaciones necesarias.
Composición	Un comisionado por cada país miembro, designado por el correspondiente gobierno con mandato por cinco años prorrogables. Estructura técnica y administrativa.
Recursos	Proveerán principalmente de cargos pagados por los agentes, aportes de los gobiernos y sanciones económicas.
Objetivos	Hacer cumplir el Tratado y sus protocolos, reglamentos, y demás instrumentos complementarios. Procurar el desarrollo y consolidación del mercado, así como velar por su transparencia y buen funcionamiento. Promover la competencia entre los agentes del mercado.
Funciones	Regular el funcionamiento del MER Garantizar condiciones de competencia y no discriminación Propiciar el desarrollo del mercado tanto en su funcionamiento inicial como su evolución Resolver sobre las autorizaciones para integrarse al mercado y para compra y venta de energía Adoptar medidas para evitar el abuso de posición dominante Imponer las sanciones establecidas en los protocolos relacionadas con incumplimientos al Tratado o la regulación. Aprobar las tarifas por el uso del Sistema de Transmisión. Resolver conflictos entre agentes Habilitar las empresas como agentes del mercado. Aprobar los cargos por servicios del BOR Evaluar la evolución del mercado Solicitar información contable auditada a las unidades de negocio Coordinar con organismos regulatorios nacionales las medidas necesarias para el buen funcionamiento del mercado.

Fuente: EPR

Organización	EOR: Ente Operador del MER
Características	Personería jurídica propia y capacidad de derecho público internacional aplicable a las partes. Tendrá capacidad jurídica propia para adquirir derechos y contraer obligaciones, actuar judicial y extrajudicialmente y realizar todos los actos, contratos y operaciones necesarias para cumplir con su finalidad
Gobierno	Será dirigido por una junta directiva, constituida por dos directores por cada país, designados por los respectivos gobiernos y propuestos por los agentes del mercado de dicho país. Estructura técnica y administrativa.
Recursos	Proveerán principalmente de cargos de servicio de operación del sistema aprobados por la CRIE, otros cargos pagados por los agentes y sanciones económicas.
Objetivos Fundones	<p>Proponer a la CRIE los procedimientos de operación del mercado y del uso de la Red de Transmisión Regional (RTR).</p> <p>Asegurar que la operación y el despacho regional de energía sea realizado con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad.</p> <p>Llevar a cabo la gestión comercial de las transacciones entre agentes del mercado.</p> <p>Apoyar, mediante el suministro de información, los procesos de evolución del mercado.</p> <p>Formular el plan indicativo de expansión de la generación y transmisión regional, previendo el establecimiento de márgenes regionales de reserva y ponerlo a disposición de los agentes del mercado</p>

Fuente: EPR

Organización	EPR: Empresa Propietaria de la Red
Características	Empresa de capital público o con participación privada, regida por el derecho privado.
Accionistas	Compañías de Electricidad de cada país de América Central que son responsables por la transmisión nacional: INDE de Guatemala, CEL y ETESAL de El Salvador, BNEE de Honduras, ENATREL de Nicaragua, ICE y CNFL de Costa Rica, ETESA de Panamá. Los accionistas extraregionales son ENDESA de España, ISA de Colombia y CFE de México.
Fundón	Desarrollar, diseñar, financiar, construir y mantener un primer sistema de transmisión regional que interconectará los sistemas eléctricos de los seis países, denominado línea SIEPAC.

Fuente: EPR

El ente regulador del MER, la CRIE, entró en funcionamiento a finales del 2002 y su sede se localiza en Guatemala.

La Unidad de Transacciones (UT) de El Salvador ha sido subcontratada por el EOR para realizar la gestión comercial transitoria del MER.

La EPR fue constituida en el año 1998 en la ciudad de Panamá. Sus oficinas gerenciales se instalaron en San José, Costa Rica, en Marzo de 2002 y actualmente se encuentra en la fase de inversión de una línea de transmisión de 1.785 km, 230 KV, a través de América Central.

Otra instancia institucional regional es el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC). El 8 de Noviembre de 1985 fue suscrito por representantes de los Gobiernos de las Repúblicas de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Nicaragua y Panamá, el Convenio Constitutivo del Consejo de Electrificación de América Central, como organismo regional de cooperación, coordinación e integración cuya finalidad primordial es lograr el mejor aprovechamiento de los recursos

energéticos de los Estados Miembros.

La Reunión Conjunta constituye la autoridad suprema del CEAC, y está integrada por las máximas autoridades ejecutivas de las Instituciones o Empresas que representan los Estados Miembros.

Dados los objetivos de este organismo y su carácter regional, todos los fondos de cooperación técnica para los estudios iniciales y la preparación de la reglamentación del Mercado Eléctrico Regional fueron otorgados al CEAC para que los ejecutase por medio de una Secretaría Ejecutiva o Unidad Ejecutora.

- **Secretaría Ejecutiva de Proyecto:** Para coordinar las tareas de elaboración del Tratado Marco, los estudios de factibilidad complementaria, estudios eléctricos avanzados, estudios sobre la Empresa Propietaria de la Red, la región constituyó una Secretaría Ejecutiva del Proyecto. Dichas actividades fueron financiadas por cooperación técnica no reembolsable otorgada por el BID y el Gobierno de España. Las decisiones relevantes asociadas a estos aspectos eran tomadas, por el Consejo de Coordinación del Proyecto SIEPAC en que participaron representantes de los seis países.
- **La Unidad Ejecutora del Proyecto:** La Cooperación Técnica para la formación y consolidación progresiva del Mercado Eléctrico Regional (MER), fue asumida por el BID. Los seis países participantes conformaron un Grupo Director del Proyecto integrado por un representante por país con la autoridad suficiente para ser vocero de la política energética de su país en relación al Proyecto. El Grupo Director tiene la responsabilidad por el desarrollo del MER y por tomar las decisiones necesarias para lograr los objetivos integrales del Proyecto. El Grupo Director estableció los mecanismos de coordinación con la CRIE y el EOR para someter a consideración de tales organismos regionales los productos del Proyecto en los ámbitos de responsabilidad de cada uno de ellos. Se formó también un Comité de Programación y Evaluación (CPE) integrado por dos representantes de cada país, designados por sus gobiernos, que representan al sector eléctrico.

3.2. MARCO INSTITUCIONAL DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS

La Ley de Hidrocarburos, el Decreto Ley No. 106 de 1983, la Ley de Comercialización de Hidrocarburos, el Decreto No. 114 de 1997, y el Acuerdo Ministerial No. 180 de 2006, establecen los aspectos asociados con la rectoría, la regulación y la coordinación comercial de las actividades del subsector de hidrocarburos y la sustenta en un marco institucional conformado por tres entidades:

- Ministerio de Energía y Minas (MEM)
- Comisión Nacional Petrolera (CNP)
- Dirección General de Hidrocarburos (DGH)



Ministerio de Energía y Minas:

Es el órgano del Estado responsable de formular y coordinar las políticas del subsector de hidrocarburos y aplicar la ley y su reglamento para dar cumplimiento a sus obligaciones.

El MEM tiene las siguientes áreas de competencia en relación con los hidrocarburos:

- Velar por el cumplimiento de las leyes y reglamentos vigentes de hidrocarburos.
- Formular y coordinar el marco de las políticas en el área de hidrocarburos.
- Formular planes indicativos para promover y facilitar la inversión privada, nacional e internacional en el área de hidrocarburos.
- Coordinar las actividades de hidrocarburos con otros Ministerios e instituciones nacionales e internacionales.
- Promover en la región la convergencia de las asimetrías regulatorias del mercado de hidrocarburos.
- Atender las recomendaciones relativas a la política energética considerando el ámbito económico, regional y el entorno internacional.
- Promover la modernización del Ministerio y el desarrollo de la Planificación Estratégica.
- Divulgar las actividades e información de hidrocarburos para conocimiento y toma de decisiones.

Comisión Nacional Petrolera:

Para los efectos de los trámites administrativos derivados de sus actuaciones y resoluciones, la Comisión depende directamente del Ministerio.

La Comisión está integrada por los siguientes miembros:

- a) El Ministro de Energía y Minas, quien la preside;
- b) Un representante del Ministerio de la Defensa Nacional;
- c) Un representante del Ministerio de Finanzas Públicas;
- d) Un representante del Ministerio de Economía;
- e) Un representante del Ministerio Público; y

Transporte

f) Un representante del Banco de Guatemala.

No pueden ser miembros de la Comisión quienes sean o hubieren sido accionistas o representantes de intereses de compañías petroleras que operen o hayan operado en el país.

Son atribuciones de la Comisión como órgano asesor del Ministerio, las siguientes:

- Opinar, en forma previa, para el caso de los contratos de operaciones petroleras que le corresponda suscribir o haya suscrito el Ministerio, sobre las aprobaciones de: i) La selección de áreas destinadas a la exploración y/o explotación de hidrocarburos, estipulaciones mínimas, modelo de contrato y convocatoria para la presentación de ofertas para la suscripción de contratos de operaciones petroleras; ii) Los programas de trabajo y presupuesto anuales que en cumplimiento de los contratos deban presentar los contratistas; iii) Los informes de trabajo, reconocimiento de inversiones y reducción de garantías relacionadas con los contratos de operaciones petroleras; y iv) Las liquidaciones para el pago de las regalías y la participación en la producción de los hidrocarburos compartibles y otros pagos diferentes a los impuestos, comisiones, cargos y otros tributos fiscales que se deriven de los contratos de operaciones petroleras.
- Opinar, en forma previa, sobre: i) La fijación de los precios de los hidrocarburos y de las sustancias no hidrocarburíferas asociadas a la producción de hidrocarburos derivados de la ejecución de los contratos de operaciones petroleras, así como de las tarifas de transporte, almacenamiento y trasiego; y ii) La autorización sobre cualquier cesión de contratos que se solicite.
- Opinar, en forma previa, sobre la contratación de personas, firmas asesoras o consultoras, servicios petroleros especializados y/o de emergencia, que solicite el Ministerio, para obtener asistencia y servicios técnicos.
- Realizar los estudios en que se evalúen y determine la política petrolera en general y, en particular, sobre los ingresos estatales que se obtengan como resultado de la ejecución de los contratos de operaciones petroleras y, oportunamente, elevarlos al Ministerio para su conocimiento y demás efectos consiguientes.
- Opinar sobre otros asuntos que el Ministerio someta a su consideración.

Dirección General de Hidrocarburos:

Son funciones y atribuciones de la Dirección las siguientes:

- Cumplir y hacer que se cumplan las leyes, reglamentos y estipulaciones contractuales atinentes a operaciones petroleras;
- Asesorar en la materia de su competencia, a las dependencias públicas;
- Inspeccionar, vigilar, supervisar y fiscalizar las operaciones petroleras, inclusive, cuando sea el caso, la determinación de los volúmenes de hidrocarburos y sus calidades;
- Estudiar y evaluar las reservas de hidrocarburos del país;
- Recopilar y analizar los datos estadísticos referentes a la industria petrolera, preparar publicaciones que tiendan a difundir el conocimiento de los recursos hidrocarburíferos y de sus posibilidades en el país, así como servir de órgano de información del Ministerio, para el inversionista nacional o extranjero y otros interesados.
- Estudiar y emitir dictámenes en forma previa a la construcción de cualquier tipo de instalación que se relacionen con la transformación, transporte, almacenamiento y comercialización de petróleo crudo, gas natural comerciable, condensados y productos petroleros.

- Asesorar sobre la determinación de los precios del petróleo crudo, gas natural comerciable, condensados y productos petroleros, así como, sobre la determinación de las tarifas de los sistemas de transporte y almacenamiento.
- Verificar que se cumpla con el procedimiento establecido por la ley, para la constitución de servidumbres, ocupación temporal y/o expropiación de los inmuebles, como consecuencia de la ejecución de operaciones petroleras.
- Cuando lo juzgue necesario, emitir las guías circulares, disposiciones y resoluciones que regulen las diferentes actividades técnicas de las operaciones petroleras.
- Efectuar, controlar y verificar la liquidación y el pago de las regalías, participación en la producción de los hidrocarburos compartibles y otros pagos que se deriven de la ejecución de cualquier contrato de operaciones petroleras.
- Efectuar los cálculos para la fijación de los precios de los hidrocarburos y las sustancias no hidrocarbúferas asociadas a la producción de hidrocarburos; así como de las tarifas de transporte, almacenamiento y trasiego.
- Controlar que los contratistas cumplan con la obligación de dar opción a guatemaltecos naturales a participar en las operaciones petroleras.
- Las demás que le correspondan conforme a la normatividad vigente y aunque no estén específicamente determinadas, sean inherentes al cumplimiento de sus funciones.

3.3. MARCO INSTITUCIONAL DEL SECTOR DE ENERGÍAS RENOVABLES Y NO CONVENCIONALES

La Ley General de Electricidad, la Ley de Hidrocarburos, la Ley de Comercialización de Hidrocarburos, la Ley de Protección y Mejoramiento del Medio Ambiente, la Ley de Áreas Protegidas, la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable y la Ley del Alcohol Carburante, así como, el esquema institucional del Sector Energético, le dan contexto al marco institucional que rige la temática de las Energías Renovables.

Las actividades relacionadas con las Energías Renovables, se encuentran inmersas en la estructura institucional conformada por las siguientes instancias:

- Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales (MARN)
- Ministerio de Energía y Minas (MEM)
- Ministerio de Economía
- Ministerio de Agricultura

- Comisión Nacional de Biocombustibles
- Consejo Nacional de Áreas Protegidas (CONEP)

- Unidad de Gestión Socio Ambiental (Dependencia del MEM)
- Dirección General de Energía (DGE)
- Departamento de Energías Renovables (Dependencia de la DGE)
- Dirección General de Hidrocarburos (DGH)
- Unidad de Biocombustibles (Dependencia No Oficial de la DGH)

Las funciones de todas ellas no serán descritas en detalle, ya sea porque es obvia la naturaleza, los objetivos y las funciones de las mismas, o porque tienen funciones de carácter general sin énfasis específico en el tema de las fuentes renovables.

Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales (MARN):

- Cumplir y hacer cumplir el régimen jurídico del ambiente y de los recursos naturales, dirigiendo las funciones generales asignadas al Ministerio y, especialmente, de las funciones normativas, de control y supervisión.
- Formular, aprobar, orientar, coordinar, promover, dirigir y conducir las políticas nacionales de ambiente y recursos naturales, para el corto, mediano y largo plazo, en íntima relación con las políticas económica, social y de desarrollo del país y sus instituciones de conformidad con las instrucciones del Presidente y Consejo de Ministros.
- Ejercer la rectoría sectorial y coordinar las acciones del Ministerio con otros ministerios e instituciones públicas y del sector privado, promoviendo la participación social en su diálogo, con el propósito de facilitar el desarrollo nacional en materia de ambiente y recursos naturales, y así propiciar una cultura ambiental y de conservación y aprovechamiento racional de los recursos naturales.
- Formular participativamente la política de conservación, protección y mejoramiento del ambiente y de los recursos naturales, y ejecutarla en conjunto con las otras autoridades con competencia legal en la materia dentro del marco normativo nacional e internacional.
- Formular políticas para el mejoramiento y modernización de la administración descentralizada del sistema guatemalteco de áreas protegidas.
- Formular la política para el manejo de recursos hídrico en lo que corresponda a contaminación, calidad y para renovación de dicho recurso.

Comisión Nacional de Biocombustibles:

La Comisión Nacional de Biocombustibles es integrada por el Ministerio de Energía y Minas, quien la preside, el Ministerio de Agricultura, el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales y el Ministerio de Economía.

Son funciones de la Comisión Nacional de Biocombustibles las siguientes:

- Efectuar un diagnóstico sobre el potencial del país en la industria de biocombustibles.
- Definir la política nacional de combustibles alternativos, teniendo en cuenta los precios internacionales del petróleo y sus derivados.
- Diseñar una estrategia para la producción y el comercio de biocombustibles, teniendo en cuenta el impacto social, económico y ambiental para el país.

Consejo Nacional de Áreas Protegidas (CONEP):

Los fines principales del Consejo Nacional de Áreas protegidas son los siguientes:

- Propiciar y fomentar la conservación y el mejoramiento del patrimonio natural de Guatemala.
- Organizar, dirigir y desarrollar el Sistema Guatemalteco de Áreas Protegidas, SIGAP.
- Planificar, conducir y difundir la Estrategia Nacional de Conservación de la Diversidad Biológica y los Recursos Naturales Renovables de Guatemala.
- Coordinar la administración de los recursos de Flora y Fauna Silvestre y de la diversidad biológica de la Nación, por medio de sus respectivos órganos ejecutores.

- Planificar y coordinar la aplicación de las disposiciones en materia de conservación de la diversidad biológica contenidos en los instrumentos internacionales ratificados por Guatemala.
- Constituir un Fondo Nacional para la conservación de la Naturaleza, nutrido con recursos financieros provenientes de cooperación interna y externa.

Unidad de Gestión Socio Ambiental:

Son funciones que se infieren para la Unidad de Gestión Socio Ambiental las siguientes:

- Proponer ante el despacho Superior del Ministerio de Energía y Minas para su consideración las políticas, regulaciones, normas y recomendaciones en la materia.
- Asesorar al Despacho Superior y Direcciones Generales de Energía Minería e Hidrocarburos en materia de protección del medio ambiente, conforme a las actividades que se realizan en las áreas o zonas de influjo en las que tenga injerencia el Ministerio de Energía y Minas.
- Analizar, evaluar y dictaminar sobre los Estudios de Impacto Ambiental sometidos a su consideración, además de la supervisión y control de cumplimiento de las medidas de mitigación establecidos en los mismos.
- Realizar el Monitoreo y control de las actividades o acciones en las áreas o zonas de influjo del Ministerio.
- Servir de enlace entre el Ministerio, el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales (MARN), Consejo Nacional de Áreas Protegidas (CONAP) y otras instituciones afines, involucradas en la temática ambiental.

**Ministerio
Economi**

ELABORA PO

Departamento de Energías Renovables:

Son funciones del Departamento de Energías Renovables las siguientes;

- Formular planes de acción para incrementar el conocimiento del potencial de las energías renovables del país.
- Identificar, localizar, reevaluar e inventariar el potencial energético renovable del país.
- Promover convenios con entidades públicas y privadas que formulen proyectos de generación eléctrica para establecer catálogos de los mismos.
- Propiciar convenios con entidades públicas y privadas que registren información de energías renovables, en cuanto a la sistematización de la transferencia de información.
- Contribuir en la formulación de políticas y estrategias de desarrollo de las energías renovables.
- Establecer un sistema de información seleccionada, sistemática, actualizada, consistente y confiable que en forma oportuna, permanente y dinámica, proporcione información para elevar la capacidad de la planificación indicativa del sector eléctrico.
- Establecer y proponer los mecanismos de recopilación, almacenamiento, administración y divulgación de la información relativa a las energías renovables.
- Implementar los conceptos científicos y tecnológicos para asegurar la homogeneidad y consistencia de la información.

- Apoyar en la elaboración de propuestas de normativas y leyes relacionadas con energías renovables.
- Cumplir con las actividades relacionadas con las leyes de las energías renovables, encontrándose dentro de estas: “La Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable” y su reglamento; “Ley del Alcohol Carburante” y todas aquellas normativas relacionadas con energías renovables.
- Atender las solicitudes de entidades nacionales e internacionales sobre los avances y expectativas en el campo de las energías renovables.

Unidad de Biocombustibles:

Son funciones que se infieren para la Unidad de Biocombustibles las siguientes:

- Apoyar al MEM en la elaboración de un diagnóstico sobre el potencial del país en la industria de biocombustibles.
- Apoyar al MEM en la definición de la política nacional de combustibles alternativos, teniendo en cuenta los precios internacionales del petróleo y sus derivados.
- Apoyar al MEM en el diseño de una estrategia para la producción y el comercio de biocombustibles, teniendo en cuenta el impacto social, económico y ambiental para el país.

4. DESCRIPCIÓN DEL MARCO NORMATIVO DEL SECTOR ENERGÉTICO

Los principales objetivos de política energética en Guatemala, se fundamentan en la consecución de las siguientes metas generales:

- Seguridad de suministro;
- Diversificación del suministro;
- Calidad y precios competitivos de los productos energéticos;
- Eficiencia energética y uso racional de energía;
- Incremento en la cobertura del servicio eléctrico;
- Integración energética regional;
- Manejo sostenible de la leña;
- Mitigación del cambio climático; e

El desarrollo de estas políticas, a través del marco normativo, se ha visto reflejado en la apertura del sector a la inversión privada y la desregulación de aquellos segmentos de la industria en los que es posible la competencia y el desarrollo de mercado.

A continuación se describen los marcos regulatorios que rigen las actividades del Subsector Eléctrico, del Subsector de Hidrocarburos y del Subsector de Energías Renovables.

4.1. MARCO NORMATIVO DEL SECTOR ELÉCTRICO

Como sucede con el Marco Institucional, el Sector Eléctrico de Guatemala desarrolla sus actividades en el contexto de dos marcos regulatorios: El Marco Regulatorio Local y el Marco Regulatorio Regional. Mientras el primero define el contexto operativo del mercado eléctrico doméstico, el segundo define el contexto operativo del mercado eléctrico que se instauró en Centroamérica.

A continuación se describen ambos Marcos:

4.1.1. MARCO NORMATIVO DEL SECTOR ELÉCTRICO - LOCAL

El sector eléctrico se rige por lo dispuesto en los siguientes actos administrativos:

- Constitución Política de la República.
- Ley General de Electricidad, Decreto No. 93 de 1996.
- Reglamento de la Ley General de Electricidad, Acuerdo Gubernativo No. 256 de 1997.
- Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, Acuerdo Gubernativo No. 299 de 1998.
- Ley de Tarifa Social, Decreto No. 96 de 2000.
- Reformas al Acuerdo Gubernativo No. 256 de 1997, contenidas en el Acuerdo Gubernativo No. 68 de 2007.
- Reformas al Acuerdo Gubernativo No. 299 de 1998, contenidas en el Acuerdo Gubernativo No. 69 de 2007.
- Normas emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, entre ellas, las Normas de Coordinación Operativa y las Normas de Coordinación Comercial.
- Ley de Protección y Mejoramiento del Medio Ambiente, Decreto No. 68 de 1986, y su reglamento.

Ley General de Electricidad:

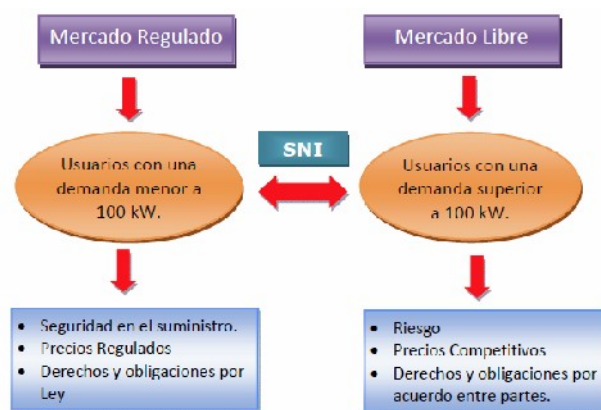
La Ley General de Electricidad se sustenta en los siguientes principios:

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

En materia de separación de actividades, la Ley dispone que:

- Una misma persona, individual o jurídica, al efectuar simultáneamente las actividades de generar y transportar y/o distribuir energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) deberá realizarlo a través de empresas o personas jurídicas diferentes.
- Los generadores y los adjudicatarios de servicio de distribución final podrán ser propietarios de líneas de transmisión secundarias, para conectarse al Sistema Nacional Interconectado (SNI), y los adjudicatarios de servicios de distribución final, de centrales de generación de hasta 5 MW.
- Las disposiciones anteriores no serán aplicables a las empresas con potencias de generación instaladas de hasta 5 MW, ni a las empresas eléctricas municipales, cualquiera que sea su capacidad instalada, salvo el caso cuando se trate de empresas o entidades municipales de capital mixto, o financiadas con recursos no municipales.

La Ley General de Electricidad, determina que el Mercado de Energía está constituido por el Mercado Mayorista (mercado libre) y el Mercado Regulado.

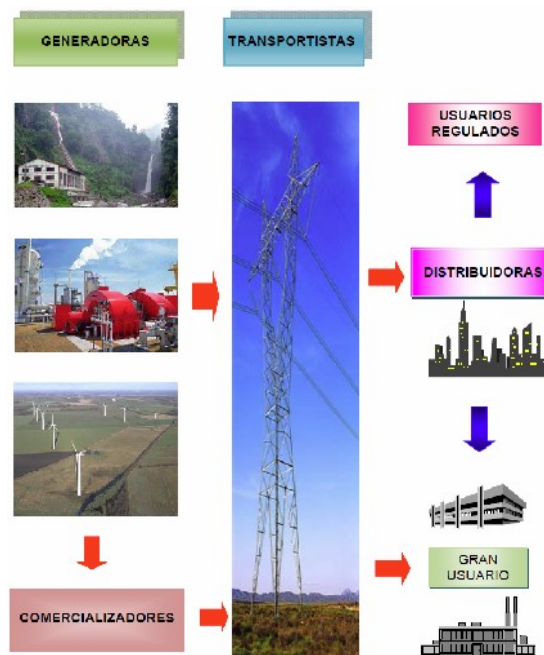


Fuente: Dirección de Energía. MEM

Del Mercado Mayorista de Electricidad:

Los principios del Mercado Mayorista son los siguientes:

- Los generadores compiten por suministrar la energía. Son despachados en función de su costo variable, es decir, el costo que les representa suministrar un kWh. El costo variable es declarado periódicamente y los generadores hidroeléctricos declaran un valor del agua.
- Todos los participantes consumidores deben cubrir su demanda de potencia por medio de un contrato con un agente productor pagando un cargo por potencia. Esto permite cubrir los costos fijos (costos de inversión) de los generadores.
- Existen tres (3) tipos de mercado:
 - Mercado de Oportunidad de la Energía
 - Mercado a Término (Contratos)
 - Mercado de Desvíos de Potencia
- En el Mercado de Oportunidad se realizan transacciones de energía al “*Precio de Oportunidad de la Energía*”, que es el máximo costo variable en que se incurre cada hora para abastecer un kWh adicional (costo marginal de corto plazo).
- En el Mercado a Término, los participantes pueden pactar libremente las condiciones de compraventa de potencia y energía a través de contratos. Poseer un contrato en el Mercado a Término, implica operar en el Mercado de Oportunidad para transar los saldos.
- En el Mercado de Desvíos de Potencia se compran los faltantes de los participantes productores que no puedan suministrar la potencia que tienen comprometida. Así mismo, en este mercado se compran los faltantes de los participantes consumidores que tienen una demanda mayor que la cubierta por contratos.



Fuente: Dirección de Energía. MEM

Están sujetos a regulación los precios de los siguientes suministros:

- (a) Las transferencias de potencia y energía eléctrica entre generadores, distribuidores, comercializadores, importadores y exportadores que resulten de la operación a mínimo

- costo del SEN, cuando dichas transferencias no estén contempladas en contratos de suministro libremente pactados entre las partes.
- (b) Los peajes a que están sometidos las líneas de transporte, subestaciones de transformación e instalaciones de distribución, en los casos en que no haya sido posible establecerlos por libre acuerdo entre las partes. En estos casos, los peajes serán determinados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).
 - (c) Los suministros a usuarios del Servicio de Distribución Final, cuya demanda máxima de potencia se encuentre por debajo del límite regulado. Los usuarios de demanda máxima de potencia superior al límite regulado no estarán sujetos a fijación de precio y las condiciones de suministro serán libremente pactadas con el distribuidor, o bien con cualquier otro suministrador.

Los precios no señalados anteriormente, de manera explícita, no son sujetos de regulación.

Las compras de electricidad por parte de los distribuidores de Servicio de Distribución Final se efectuarán mediante licitación abierta. Toda la información relativa a la licitación y adjudicación de oferta será de acceso público.

De los Sistemas de Transmisión y Distribución:

La Ley establece que 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. Así mismo, están obligados a efectuar las ampliaciones que les sean requeridas para estos fines, previo pago de garantías.

El uso de las instalaciones de transmisión y transformación principal y secundarios devengarán el pago de peajes a su propietario. Los peajes serán acordados entre las partes; a falta de acuerdo, se aplican los peajes que determine la CNEE.

Todos los generadores e importadores de energía eléctrica, conectados al SEN, deben pagar peajes por el uso del sistema principal, por kW de potencia firme conectada. En los sistemas secundarios los peajes se pagan de acuerdo con los usos específicos que los generadores hagan de estos sistemas. Es obligación de los generadores interconectados al SEN construir las instalaciones de transmisión para llevar su energía al sistema principal, o bien efectuar los pagos de peajes secundarios para tal finalidad.

La fijación de peajes por parte de la CNEE, está sujeta a los siguientes lineamientos generales:

- Los peajes deben reflejar en forma estricta los costos medios de capital y operación de sistemas de transporte, transformación y distribución económicamente adaptados. Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deben corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes.
- El peaje en el sistema principal se calcula dividiendo la anualidad de la inversión y los costos de operación y mantenimiento del sistema principal, para instalaciones óptimamente dimensionadas, entre la potencia firme total conectada al sistema eléctrico correspondiente. La anualidad de la inversión se calcula sobre la base del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones, óptimamente dimensionadas, considerando la tasa de actualización que se utilice en el cálculo de las tarifas y una vida útil de treinta (30) años.
- El peaje secundario sólo se paga si el uso de las instalaciones se hace en el sentido del flujo preponderante de energía. El pago del peaje secundario da derecho a efectuar retiros de electricidad, en todos los puntos del sistema desde los cuales, en condiciones típicas de operación del sistema, se produzcan transmisiones físicas netas hacia puntos cubiertos por los peajes secundarios. El peaje secundario corresponde a los costos totales de la parte del sistema de transmisión secundario utilizado, o de la red de distribución utilizada, y es

pagado por los generadores que usen estas instalaciones, a prorrata de la potencia transmitida en ellas. El costo total está constituido por la anualidad de la inversión, y los costos de operación y mantenimiento, considerando instalaciones económicamente adaptadas. Las pérdidas medias de potencia y energía en la red secundaria involucrada, son absorbidas por los generadores usuarios de dicha red. En el caso de uso de redes de distribución, el peaje secundario corresponde al Valor Agregado de Distribución por unidad de potencia máxima.

- Las tarifas a usuarios de Servicio de Distribución Final deben ser el resultado de adicionar las componentes de costos de adquisición de potencia y energía, libremente pactados entre generadores y distribuidores y referidos a la entrada de la red de distribución con los componentes de costos eficientes de distribución. Las tarifas se deben estructurar de modo que promuevan la igualdad de tratamiento a los consumidores y la eficiencia económica del sector. En ningún caso los costos atribuibles al servicio prestado a una categoría de usuarios pueden ser recuperados mediante tarifas cobradas a otros usuarios.

Del Mercado Regulado:

Hacen parte del Mercado Regulado:

- Por el lado de la oferta, las distribuidoras autorizadas que tienen definida la zona de autorización y el área obligatoria de servicio (franja no menor de 200 metros entorno a sus instalaciones).
- Por el lado de la demanda, todos los usuarios del servicio eléctrico con una demanda de potencia menor a 100 kW, situados dentro del área obligatoria de servicio de un distribuidor.

Todos los usuarios con las características indicadas forman parte del “mercado cautivo” del distribuidor. Así mismo, todos los interesados en el servicio de energía eléctrica, situados dentro del área obligatoria de servicio de un distribuidor, tienen derecho a que éste se lo suministre. Dicho derecho también existe para el interesado, que estando ubicado fuera del área obligatoria de servicio, llegue al límite de dicha área mediante líneas propias o de terceros.

Las tarifas aplicables a los consumidores finales de Servicio de Distribución Final, en sus componentes de potencia y energía, son calculadas por la Comisión, siguiendo las siguientes directrices:

- Las tarifas son el resultado de sumar el precio ponderado de todas las compras del distribuidor, referidas a la entrada de la red de distribución y el Valor Agregado de Distribución (VAD). Para referir los precios de adquisición de potencia y energía a la entrada de la red de distribución, se agregan los peajes por sub-transmisión que sean pertinentes. Los precios de adquisición de potencia y energía a la entrada de la red de distribución deben necesariamente expresarse de acuerdo a una componente de potencia relativa a la demanda máxima anual de la distribuidora (Q/kw-mes), y a una componente de energía (Q/kwh).
- Cada distribuidor deberá calcular los componentes de los VAD mediante un estudio encargado a una firma de ingeniería precalificada por la Comisión.
- La Comisión usará los VAD y los precios de adquisición de energía, referidos a la entrada de la red de distribución, para estructurar un conjunto de tarifas para cada adjudicatario. Estas tarifas deberán reflejar en forma estricta el costo económico de adquirir y distribuir la energía eléctrica.

Ley de Tarifa Social:

Esta Ley autoriza la creación de una tarifa especial con carácter social, denominada “*Tarifa Social*”

para el Suministro de Energía Eléctrica”, dirigida a usuarios con consumos de hasta 300 kWh-mes, y autoriza a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para determinar las normas, metodología, procedimientos y fuente energética necesarios para la implementación de dicha Tarifa.

Se dispone que las empresas distribuidoras, deben realizar licitación abierta para la adquisición de potencia y energía eléctrica cuyo destino sea abastecer a los consumidores de la “Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica”.

La CNEE, a través de la Resolución reglamentaria de la Ley, determinó que la “Tarifa Social” aplicaría sobre consumos de hasta de 100 kWh-mes.

La diferencia entre la “Tarifa Social” y la “Tarifa Plena” es financiada por el INDE¹¹, a través de fondos asignados para tal efecto por el Estado, ya que la Ley de Electricidad no permite los subsidios cruzados en las Tarifas de Distribución.

4.1.2. MARCO NORMATIVO DEL SECTOR ELÉCTRICO - REGIONAL

Los principios que rigen el Tratado Marco para el funcionamiento del MER son los siguientes:

- a) Competencia: Libertad en el desarrollo de las actividades con base en reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias;
- b) Gradualidad: Evolución progresiva mediante la incorporación de nuevos participantes, el aumento progresivo de la operación coordinada, el desarrollo de las redes de interconexión y el fortalecimiento de los organismos regionales; y
- c) Reciprocidad: Derecho de cada Estado de aplicar a otro Estado las mismas reglas y normas que ese Estado aplica temporalmente de conformidad con el principio de Gradualidad.

El Tratado Marco contempla, dentro de sus fines, el establecimiento de reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias para regular el funcionamiento del MER y las relaciones entre los agentes del mercado que participan en él. Así mismo, el Tratado Marco establece que la participación de los agentes en el MER estará regida por las reglas contenidas en el Tratado Marco, sus Protocolos y Reglamentos.

El Tratado Marco con su primer protocolo entró en vigencia en Junio de 1998, una vez que fueron depositados los primeros instrumentos de ratificación en la Secretaria General del Sistema de la Integración Centroamericana (SG-SICA). Con la ratificación de Panamá en Diciembre de 1998 se completó la vigencia para los seis países.

El Reglamento del Mercado Eléctrico de América Central, elaborado en función del Tratado Marco ha quedado plasmado en los siguientes cinco (5) libros:

- Libro I – De los Aspectos Generales.
- Libro II – De la Operación Técnica y Comercial.
- Libro III – De la Transmisión.
- Libro IV – De las Sanciones y Controversias.
- Libro V – De las Disposiciones Transitorias.

Previo a ser sometidos a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) para su aprobación final, la cual se produjo en Diciembre del 2005, el EOR realizó una exhaustiva revisión de los mismos, efectuando consultas a los diversos agentes del Mercado.

¹¹ INDE: Instituto Nacional de Electricidad. Empresa pública que desarrolla actividades de Generación, Transporte y Comercialización de Electricidad.

El Diseño General del MER, desarrollado teniendo como normativa fundamental el Tratado Marco, fue aprobado por representantes de los Gobiernos en el Grupo Director en Mayo de 2000. El Diseño General del MER establece lo siguiente: El MER es un séptimo mercado, superpuesto con los seis mercados o sistemas nacionales existentes, con regulación regional, en el cual los agentes habilitados por el EOR realizan transacciones internacionales de energía eléctrica en la región centroamericana.

La operación del MER será jerárquica, con un despacho central de la capacidad de transmisión y un despacho descentralizado de energía. El primer nivel jerárquico de la operación será ocupado por el EOR y el segundo lo ocuparán los Operadores del Sistema y del Mercado Nacionales (OS&M). La administración técnica y comercial del MER estará normada por la reglamentación que dicte la CRIE.

Los productos que se comercializarán en el MER serán energía eléctrica horaria, servicios de transmisión, servicios auxiliares y servicios de operación del sistema y administración del MER. Estos productos se transarán en el Mercado Regional de Contratos y en el Mercado Regional de Oportunidad.

La Red de Transmisión Regional (RTR) estará formada por las líneas que puedan influir significativamente en los intercambios regionales, estará sujeta a la regulación regional y nacional, y la coordinación técnica y comercial será realizada por el EOR. Las ampliaciones de la RTR serán ampliaciones a riesgo y ampliaciones planificadas de acuerdo al Sistema de Planeación de la Transmisión Regional (SPTR).

Del Mercado Eléctrico Regional (MER):

Los objetivos del MER son los siguientes:

- a) Optimización de los recursos energéticos usados para el abastecimiento regional de electricidad;
- b) Permitir el desarrollo de proyectos de generación para abastecer la demanda regional;
- c) Viabilizar el desarrollo de las redes de transmisión regional;
- d) Aumentar la confiabilidad y eficiencia económica en el suministro de electricidad;
- e) Homogenizar los criterios operativos de calidad, seguridad y desempeño; y
- f) Promover la participación competitiva del sector privado.

La organización y funcionamiento del se basa en las siguientes premisas:

- En el Mercado se realizan transacciones comerciales de electricidad mediante intercambios de oportunidad producto de un despacho económico regional y mediante contratos entre los agentes del mercado;
- Los agentes del mercado a excepción de los agentes transmisores pueden comprar y vender energía eléctrica libremente sin discriminación de ninguna índole y se garantiza el libre tránsito de energía eléctrica por las redes eléctricas en los países miembros del MER;
- Los agentes del mercado pueden instalar plantas de generación en cualquiera de las redes de los países miembros del MER para la comercialización a nivel regional de la energía producida;
- Los agentes del mercado tienen libre acceso a las redes de transmisión regional y nacional. La transmisión regional es el transporte de energía a través de las redes de alta tensión que conforman la Red de Transmisión Regional (RTR);
- El MER es un mercado con reglas propias, independiente de los mercados nacionales de los países miembros, cuyas transacciones se realizan a través de la infraestructura de la RTR y de las redes nacionales. Los puntos de conexión entre el MER y los mercados nacionales son los nodos de la RTR.

Los productos y servicios que se prestan en el MER son los siguientes: (i) energía eléctrica, (ii) servicios auxiliares, (iii) servicio de transmisión regional, (iv) servicio de operación del sistema y (v) servicio de regulación del MER.

Las transacciones de energía en el MER se realizan en el Mercado de Contratos Regional o en el Mercado de Oportunidad Regional.

- El Mercado de Contratos Regional (MCR) está conformado por el conjunto de contratos de inyección y retiro de energía eléctrica en el MER, celebrados entre agentes, junto con las reglas para su administración y despacho a nivel regional. Existen dos tipos principales de contratos en el MER, atendiendo a su prioridad de suministro: (i) los Contratos Firmes y (ii) los Contratos No Firmes.
- El Mercado de Oportunidad Regional (MOR) es un mercado de corto plazo, basado en ofertas diarias de inyección y retiro de energía, para cada período de mercado, en los nodos de la RTR habilitados comercialmente. Las ofertas al Mercado de Oportunidad Regional son informadas por los OS&OM de cada país miembro con base en las ofertas de sus agentes. Las transacciones en el MOR son producto de un predespacho regional y de la operación en tiempo real y son las que posibilitan la optimización del despacho regional.

Las transacciones comerciales de energía que se realizan en el MER se valoran aplicando un sistema de precios nodales. Los precios nodales son los precios de corto plazo que representan los costos marginales de operación debido a las inyecciones y retiros de energía programados o reales en cada nodo de la RTR.

La operación técnica del MER se lleva a cabo a través de una estructura jerárquica descentralizada, en la cual el EOR es responsable y coordina la operación del MER y la RTR mientras que los OS&M son responsables de la coordinación de la operación en cada uno de sus países.

El planeamiento y la operación técnica del MER comprenden el planeamiento operativo y, la seguridad operativa, el predespacho regional diario y la supervisión de la operación en tiempo real.

Del Servicio de Transmisión Regional:

El Servicio de Transmisión Regional es la actividad de transmitir energía eléctrica por medio de la RTR y de los sistemas de transmisión nacionales, permitiendo los intercambios regionales de energía. El EOR realiza la coordinación del Servicio de Transmisión Regional.

La RTR está conformada por instalaciones que son propiedad de agentes transmisores y su operación es coordinada y supervisada por el EOR y los OS&OM. El EOR es el responsable de identificar las instalaciones que componen la RTR como parte del Sistema de Planeamiento de la Transmisión Regional (SPTR), cumpliendo con los criterios y procedimientos establecidos en la Regulación Regional.

El Servicio de Transmisión Regional se relaciona con las transacciones en el MER mediante el Cargo Variable de Transmisión (CVT). El peaje y el cargo complementario de transmisión son los otros componentes de la remuneración final del Servicio de Transmisión Regional.

El riesgo por el pago de CVT se puede cubrir mediante la adquisición de Derechos de Transmisión o a través de las ofertas de pago máximo por CVT.

Un Derecho de Transmisión asigna a su Titular un derecho de uso o financiero sobre la Red de

Transmisión Regional por un determinado Periodo de Validez. En la RTR se definen los siguientes tipos de Derechos Transmisión (DT): (i) Derechos Firmes (DF); y (ii) Derechos Financieros Punto a Punto (DFPP).

- Un Derecho Firme está siempre asociado a un Contrato Firme y es un DT que asigna a su Titular, durante el Período de Validez, el derecho pero no la obligación de inyectar potencia en un nodo de la RTR y a retirar potencia en otro nodo de la RTR y el derecho a percibir, o la obligación de pagar, según el resultado de la diferencia entre el producto del Precio Nodal por la Potencia de Retiro del DF menos el producto del Precio Nodal por la Potencia de Inyección del DF. La Potencia de Inyección y la Potencia de Retiro del DF son fijas por el Período de Validez del DF.
- Un Derecho Financiero Punto a Punto es un DT que asigna a su Titular el derecho a percibir, o la obligación de pagar, según el resultado de la diferencia entre el producto del Precio Nodal por la Potencia de Retiro del DFPP menos el producto del Precio Nodal por la Potencia de Inyección del DFPP. La Potencia de Inyección y la Potencia de Retiro del DFPP son fijas por el Período de Validez del DFPP.

La relación entre la Potencia de Inyección y la Potencia de Retiro de los DT será determinada en el proceso de la Prueba de Factibilidad Simultánea (PFS) de la subasta de DT. La PFS es el proceso mediante el cual se limita la cantidad de DT a ser adjudicados a no más que la máxima cantidad de electricidad equivalente que es físicamente despachable como inyecciones y retiros en la red (independientemente de la localización física de la generación y la demanda).

Los titulares de DT pueden ser los Agentes del MER, excepto los Transmisores. Los Agentes Transmisores tienen derecho a percibir el CVT de la correspondiente instalación de la RTR después de descontar los pagos a los Titulares de Derechos de Transmisión. En caso que estos derechos sean asignados a nuevos titulares a través de las subastas de DT, los Agentes Transmisores tendrán derecho percibir la parte proporcional de los ingresos que se recolecten en estas subastas.

La titularidad de los DT se basará en los siguientes criterios:

- a) Compradores de DT en las subastas organizadas por el EOR: Los Agentes, excepto Transmisores, que adquieran DT en las subastas periódicas organizadas por el EOR. Vencidos los plazos por los que se otorgan DT en las subastas, los mismos expirarán. Las subastas consideraran la entrada de ampliaciones de la RTR y los cambios en la formulación de la Prueba de Factibilidad Simultánea.
- b) Compradores de DT a otros Titulares: Los Agentes, excepto Transmisores, que compren DT a Titulares de los mismos mediante transacciones bilaterales. A su vez estos Titulares podrán ofrecer los DT que poseen en las subastas periódicas de DT que organiza el EOR, o en transacciones bilaterales.

Finalmente, a continuación, se describen las principales características del Régimen Tarifario aplicable a la RTR:

El Ingreso Autorizado Regional, para un determinado año, de cada Agente Transmisor, será la suma de los Ingresos Autorizados Regionales de cada una de sus instalaciones en operación comercial. Los Ingresos Autorizados Regionales se calcularán según los siguientes criterios:

- a) Para las instalaciones del primer sistema de transmisión regional (la Línea SIEPAC), cuyas instalaciones son propiedad de la EPR, el Ingreso Autorizado Regional, para un determinado año, será la suma de los Ingresos Autorizados Regionales de cada una de sus instalaciones en operación comercial. El Ingreso Autorizado Regional será el monto que cubra: los costos

de administración, operación y mantenimiento de una Empresa Eficientemente Operada; el servicio de la deuda, hasta por un monto de US\$ 320 millones, que la EPR contraiga para financiar las inversiones asociadas a la construcción y entrada en operación de la Línea SIEPAC; el Valor Esperado por Disponibilidad (VEI); los tributos, que pudieran corresponderle; y una rentabilidad regulada, autorizada por la CRIE, considerando un aporte patrimonial de hasta US\$ 47 millones.

- b) Para las instalaciones de las Ampliaciones Planificadas, el Ingreso Autorizado Regional será el Canon resultante de una licitación pública internacional más el VEI. El Canon retribuirá la inversión, administración, operación y mantenimiento, los impuestos, la rentabilidad y cualquier otro gasto asociado a la Ampliación Planificada;
- c) Para las instalaciones existentes y Ampliaciones a Riesgo que pertenezcan a la RTR, los Ingresos Autorizados Regionales solo incluirán el Valor Esperado por Disponibilidad; y
- d) Para las Ampliaciones a Riesgo con Beneficio Regional, el Ingreso Autorizado Regional será aprobado por la CRIE, de acuerdo con los siguientes criterios: (i) Si el Iniciador realizó una licitación pública internacional para contratar la construcción, mantenimiento y operación de la Ampliación a Riesgo con Beneficio Regional, el Ingreso Autorizado Regional se calculará como un porcentaje del Canon más el VEI. El Canon retribuirá la inversión, administración, operación y mantenimiento, los impuestos, la rentabilidad y cualquier otro gasto asociado a la Ampliación a Riesgo con Beneficio Regional; y (ii) Si la Ampliación a Riesgo con Beneficio Regional es realizada por el Iniciador en forma privada, el Ingreso Autorizado Regional se calculará como un porcentaje del Costo Estándar Anual¹² de la instalación más el VEI; y (iii) El porcentaje mencionado en los dos literales anteriores será igual a la relación entre el Beneficio Social Total (BST) menos el Beneficio Privado del Iniciador (BPI), dividido por el Beneficio Social Total.

Cumplido el Período de Amortización de la Línea SIEPAC, de las Ampliaciones Planificadas y de las Ampliaciones a Riesgo con Beneficio Regional, su Ingreso Autorizado Regional solo considerara: (1) los costos eficientes de administración, operación y mantenimiento, (2) el Valor Esperado por Disponibilidad, (3) los tributos que pudieran corresponderle y (4) una rentabilidad regulada por la CRIE.

Del Ingreso Autorizado Regional se derivan los Cargos Regionales de Transmisión que tienen dos componentes: el Cargo Variable de Transmisión (CVT) y el Peaje y el Cargo Complementario. El CVT es pagado implícitamente en el Mercado de Oportunidad Regional o explícitamente en el Mercado de Contratos Regional. El Peaje y el Cargo Complementario conforman el Cargo por Uso de la RTR (CURTR). Los CURTR serán calculados para los agentes que inyectan y agentes que retiran energía eléctrica.

Mientras el MER entra a regir de manera integral, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) expidió el denominado “Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional (MER)”. Este reglamento contiene y aborda los siguientes temas:

- Glosario;
- Base de Datos Regional;

¹²

El Costo Estándar de una instalación se calculará de la siguiente forma: a) Los costos serán calculados usando como activos las instalaciones económicamente adaptadas, valorizadas con los Costos Unitarios Estándar; b) Se supondrá un cronograma de construcción no mayor a dos (2) años, distribuyéndose sobre el mismo, cada año en partes iguales, los costos de construcción calculados en el literal anterior; c) El Costo Estándar será igual al valor presente neto de las inversiones distribuidas a lo largo del cronograma de construcción, calculado usando la tasa de descuento fijada por la CRIE para las tareas de planeamiento que realiza el EOR; y d) Una vez fijado el Costo Estándar de una instalación, éste podrá modificarse sólo por cambio en los Costos Unitarios Estándar, los cuales serán revisados anualmente por la CRIE; o en caso que la CRIE modifique la tasa de descuento.

- Servicios Auxiliares Regionales, Criterios y Parámetros de Calidad y Seguridad Operativa y su Verificación;
- Informes y Análisis de Perturbaciones que afecten al Sistema Eléctrico Regional;
- Operación Técnica del Mercado Eléctrico Regional;
- Estudios Eléctricos;
- Organización Comercial del MER;
- Conciliación de las Transacciones Internacionales;
- Coordinación de Predespachos; y
- Modificaciones al Reglamento.

4.2. MARCO NORMATIVO DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS

El sector de hidrocarburos se rige por lo dispuesto en los siguientes actos administrativos:

- Constitución Política de la República.
- Ley de Hidrocarburos: Decreto Ley No. 109 de 1983.
- Ley del Fondo para el Desarrollo Económico de la Nación (FONPETROL): Decreto No. 71 de 2008.
- Reglamento de la Ley de Hidrocarburos: Acuerdo Gubernativo No. 1034 de 1983.
- Reglamento para la Celebración de Contratos de Servicios PET: Acuerdo Gubernativo No. 167 de 1984.
- Reglamento para Operar como Contratista o Subcontratista: Acuerdo Gubernativo No. 299 de 1984.
- Reglamento de Convocatoria para la Celebración de Contratos: Acuerdo Gubernativo No. 754 de 1992.
- Ley de Comercialización de Hidrocarburos: Decreto No. 109 de 1997.
- Reglamento de de Comercialización de Hidrocarburos: Acuerdo Gubernativo No. 522 de 1999.
- Anexo Contable para los Contratos de Operaciones Petroleras de Administración y Producción Incremental y Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos: Acuerdo Gubernativo No. 189 de 2005.
- Modelo de Contrato Exploración y Explotación: Acuerdo Gubernativo No. 190 de 2005.
- Modelo de Contrato de Administración y Producción Incremental: Acuerdo Gubernativo No. 194 de 2005.
- Nómina de Productos Petroleros con sus respectivas Denominaciones, Características y Especificaciones de Calidad: Acuerdo Ministerial No. 265 de 2008.

Los principales lineamientos normativos se encuentran en las disposiciones establecidas en la “Ley de Hidrocarburos” y en la “Ley de Comercialización de Hidrocarburos”, cuya orientación se describe a continuación:

Ley de Hidrocarburos:

Establece que es deber del Estado propiciar el aprovechamiento de las riquezas del país, especialmente los yacimientos de hidrocarburos, así como, adoptar una política petrolera orientada a obtener mejores resultados en la exploración y explotación de dichos recursos, con el objeto de lograr la independencia energética del país y el autoabastecimiento de los hidrocarburos.

Son relevantes las siguientes disposiciones y declaraciones:

- Son bienes de la Nación, todos los yacimientos de hidrocarburos que se encuentren en el territorio de la República de Guatemala, su plataforma continental y su zona económica exclusiva en la forma establecida en las leyes del país o en los convenios internacionales ratificados por Guatemala.
- Las operaciones petroleras pueden ser ejecutadas por el Estado o por medio de contratistas en base a contratos de operaciones petroleras. Salvo derechos adquiridos, el Estado se reserva el derecho de ejecutar operaciones petroleras de transporte y de transformación de los hidrocarburos que se produzcan en el país.
- Las operaciones petroleras a contratarse entre el Gobierno y los contratistas se deben ajustar a modelos de contratos aprobados por el Jefe de Estado en Consejo de Ministros.
- El plazo de los contratos de operaciones petroleras, en ningún caso, podrá exceder de veinticinco (25) años.
- Los contratos de operaciones petroleras, no constituyen concesión, ni generan más derechos y obligaciones para los contratistas que los específicamente estipulados en cada contrato.
- Previa opinión de la Comisión Nacional Petrolera, el Ministerio determinará y adaptará el precio de mercado de cada uno de los diversos tipos de petróleo crudo producidos en el país, con base en los precios del mercado internacional.
- Previa opinión de la Comisión Nacional Petrolera, el Ministerio determinará y adaptará los precios para el gas natural comerciable y condensados producidos en el país, con base en el precio de mercado para petróleo crudo y la equivalencia del valor calorífico del gas natural comerciable y condensados.
- Las regalías y la participación de los hidrocarburos que corresponden al Estado y los demás ingresos por cualquier concepto provenientes de los contratos de operaciones petroleras, pasarán a integrar un Fondo para el Desarrollo Económico de la Nación, el cual se destinará exclusivamente al desarrollo del interior del país y al estudio y desarrollo de fuentes nuevas y renovables de energía.
- Previa opinión de la Comisión Nacional Petrolera, el Ministerio determinará las tarifas de Transporte, Almacenamiento y Trasiego. Las tarifas por el uso de parte o el total de cualquier sistema estacionario de transporte de hidrocarburos, se determinarán sobre la base de principios generalmente aceptados en la industria petrolera; se establecerán tomando en cuenta la calidad y el total del volumen de hidrocarburos en consideración, y no podrán ser mayores que la cantidad necesaria para reembolsar la suma de todos los costos y gastos de capital y de operación efectivamente invertidos, en relación directa al sistema estacionario de transporte de hidrocarburos de que se trate, más una utilidad razonable.
- El contratista, contratista de servicios petroleros y subcontratistas de servicios petroleros, así como cualquier otra persona que realice operaciones petroleras, quedan obligados a permitir que los expertos, asesores, funcionarios y/o empleados del Gobierno, debidamente autorizados por el Ministerio o cualquier otra persona que realice operaciones petroleras, quedan obligados a permitir que los expertos, asesores, funcionarios y/o empleados del Gobierno, debidamente autorizados por el Ministerio o cualquier otra autoridad competente, tengan acceso y facilidades dentro de sus instalaciones y puedan inspeccionar las mismas, los libros de contabilidad y documentos de cualquier clase, así como proporcionar los datos que se les solicite.
- El Ministerio será el encargado de vigilar y exigir que los contratistas exploten racionalmente los yacimientos comerciales con la diligencia debida, así mismo, tendrá la facultad, a través de la Dirección General de Hidrocarburos, de autorizar los volúmenes de hidrocarburos a utilizarse en las operaciones de explotación, así como las cantidades de hidrocarburos que se destinen a la combustión.
- El área original de los Contratos de Exploración y/o Explotación de Hidrocarburos podrán contener uno o más bloques hasta un máximo de seis. En el área terrestre los bloques tendrán una extensión no mayor de cincuenta mil (50,000) hectáreas y en la plataforma continental y su zona económica exclusiva, los bloques tendrán una extensión no mayor de ochenta mil (80,000) hectáreas. En ningún caso, un contratista podrá obtener ni retener

áreas de contrato con una extensión mayor de: a) Trescientas mil (300,000) hectáreas en exploración en el área terrestre; b) Cuatrocientos ochenta mil (480,000) hectáreas en exploración en la plataforma continental y su zona económica exclusiva o cuando se explote simultáneamente parte de ésta y el área terrestre; y c) Ciento cincuenta mil (150,000) hectáreas en explotación.

- Los contratistas de operaciones petroleras de exploración y explotación, pagarán al Estado, con prioridad a la recuperación de cualquier costo, una regalía aplicada al volumen de la producción neta o al valor monetario de la misma. Se establece para cada área de contrato, una regalía para el petróleo crudo basada en el promedio mensual de la gravedad API de la manera siguiente: a) Si la gravedad API es igual a treinta grados, la regalía será de veinte por ciento (20%); b) El porcentaje indicado en el inciso anterior se incrementará o decrecerá en un uno por ciento (1%) por cada grado API mayor o menor a los treinta grados API, respectivamente; y c) La regalía no será inferior al cinco por ciento (5%). Se establece una regalía mínima de cinco por ciento (5%) para el gas natural comerciable y los condensados. Para aquellos casos en que se produzca petróleo crudo proveniente de yacimientos en los cuales no se haya hecho una declaración de comercialidad, se establece una regalía especial de treinta y cinco por ciento (35%) la cual deberá hacerse efectiva desde que se inició la producción, hasta que la declaración de comercialidad se verifique.
- Sin perjuicio de otros tipos de contratos de operaciones petroleras de exploración y/o explotación, que puedan adoptarse conforme a la ley, en los contratos de participación en la producción deberá incluirse como estipulación mínimas, que la participación estatal en la producción de los hidrocarburos compartibles sea, como mínimo, de un treinta por ciento (30%) en cada área de explotación, la cual aumentará en relación a la tasa de producción o al valor monetario de los hidrocarburos, de conformidad con las escalas que se establezcan para cada tipo de hidrocarburos en los contratos. Para el período de exploración deberán establecerse los trabajos mínimos a ejecutar, así como las multas aplicables cuando el contratista no ejecute los trabajos comprometidos o solo los efectúe parcialmente.
- Se declara de utilidad y necesidad públicas, en su orden, la constitución de servidumbres, ocupación temporal o expropiación de bienes de propiedad privada que de cualquier manera deban afectarse para la realización de operaciones petroleras, en la forma en que estas aparecen definidas en la ley.

Ley de Comercialización de Hidrocarburos:

Esta ley tiene por objeto:

- a) Propiciar el establecimiento de un mercado de libre competencia en materia de petróleo y productos petroleros, que provea beneficios máximos a los consumidores y a la economía nacional;
- b) Agilizar los procedimientos relativos a las autorizaciones y funcionamiento de las diversas actividades que conllevan la refinación, transformación y la comercialización de petróleo y productos petroleros;
- c) Velar por el cumplimiento de normas que fomenten y aseguren la comercialización, evitando las conductas contrarias a la libre y justa competencia;
- d) Velar por el cumplimiento de normas que protejan la integridad física de las personas, sus bienes y el medio ambiente; y,
- e) Establecer parámetros para garantizar la calidad, así como el despacho de la cantidad exacta del petróleo y productos petroleros.

Son relevantes las siguientes disposiciones y declaraciones:

- Son libres de participar en todas las actividades de refinación, transformación y de la cadena de comercialización de petróleo y productos petroleros, las personas que cumplan con los requisitos que establece esta ley y su reglamento.

- Las personas individuales o jurídicas que efectúen actividades de refinación, transformación y de la cadena de comercialización de petróleo y productos petroleros, establecerán libre e individualmente los precios de sus servicios y productos, los cuales, deben reflejar las condiciones del mercado internacional y nacional.
- El Ministerio, a través de la Dirección General de Hidrocarburos, debe velar por la eficacia y garantía del abastecimiento de productos petroleros en el país, así como por la correcta aplicación de esta ley y las normas reglamentarias que se emitan. La Dirección es el órgano encargado de conocer a instancia de parte o de oficio e imponer las sanciones a que haya lugar.
- La Dirección General de Hidrocarburos es la dependencia competente para fiscalizar y controlar todo lo concerniente al origen o procedencia, calidad y cantidad exacta de los productos petroleros que se comercialicen.

Los lineamientos regulatorios aplicables a las distintas actividades que hacen parte de la cadena de prestación del servicio, son los siguientes:

De la Importación:

- Toda persona individual o jurídica podrá ingresar al territorio nacional petróleo y productos petroleros por cualquier medio de transporte adecuado, cumpliendo con lo prescrito en la ley y su reglamento. Quienes importen petróleo y productos petroleros para comercializarlos, deberán venderlos a toda persona individual o jurídica, sin distingo alguno, que posea licencia para transformar, refinar, transportar y operar depósitos para expender y para consumo propio.
- La solicitud de licencia de importador debe tramitarse ante la Dirección General de Hidrocarburos. En sus operaciones, el importador está obligado a proporcionar a los inspectores de la Dirección General de Hidrocarburos la información y la documentación sobre cada producto que importa, volumen, procedencia, calidad y precios de adquisición.
- Las especificaciones de calidad son aprobadas por el Ministerio, conforme a la nómina de productos, para cada producto que ingrese al país; y las normas y sistemas de seguridad industrial y ambiental.

De la Refinación y Transformación:

- Toda persona individual o jurídica podrá instalar y operar refinerías de petróleo y plantas de transformación de petróleo y productos petroleros, cumpliendo previamente con lo establecido en la ley y su reglamento. Deben vender sus productos a toda persona individual o jurídica, sin distingo alguno, que posea licencia para transportar, almacenar, operar estaciones de servicio, expendio de GLP, exportar y para consumo propio.
- La solicitud de licencia de refinación de petróleo o de licencia de transformación de petróleo o de productos petroleros, debe tramitarse ante la Dirección General de Hidrocarburos.
- En sus operaciones, el titular de licencia de refinación de petróleo o de licencia de transformación de petróleo o productos petroleros, está obligado a cumplir con las especificaciones de calidad aprobadas por el Ministerio, conforme a la nómina de productos, para cada producto refinado o transformado que se obtenga.

Del Almacenamiento:

- Toda persona individual o jurídica podrá almacenar para sí o para terceros, petróleo y/o productos petroleros para el consumo propio o para su comercialización, cumpliendo con lo prescrito en la ley y su reglamento, y en las leyes ambientales.
- Quienes almacenen petróleo y productos petroleros para comercializarlos, deben venderlos a toda persona individual o jurídica, sin distingo alguno, que posea licencia para transformar,

transportar, operar estaciones de servicio, expendios de GLP, exportar y para consumo propio.

- La solicitud de licencia para instalar y operar depósitos de petróleo y/o productos petroleros para el consumo propio y/o para la comercialización, debe tramitarse ante la Dirección General de Hidrocarburos.
- En sus operaciones, el titular de la licencia de almacenamiento de petróleo y/o productos petroleros, está obligado a cumplir con las especificaciones de calidad aprobadas por el Ministerio, conforme a nómina de productos, para cada producto que almacene.

Del Transporte:

- Toda persona individual o jurídica podrá prestar los servicios de transporte de petróleo y productos petroleros, utilizando unidades móviles o sistemas estacionarios desde las instalaciones de suministro hasta los puntos de destino, cumpliendo con lo prescrito en la ley y su reglamento.
- La solicitud de licencia de transporte de petróleo y de productos petroleros debe tramitarse ante la Dirección General de Hidrocarburos.
- El transportista es responsable de que los productos que transporte no sean sometidos a adulteración, alteración y extracción indebida de la cantidad consignada; además cumplirá con las normas, sistemas y mecanismos de seguridad industrial y ambiental; también velará por la integridad física de las personas y sus bienes, conforme lo indique el reglamento de la ley.

De las Estaciones de Servicio y Expendios de GLP:

- Toda persona individual o jurídica puede instalar y operar una o varias estaciones de servicio o expendios de GLP, sin limitación de distancia entre estaciones de servicio o expendios de GLP, cumpliendo con lo prescrito en la ley y su reglamento, y las leyes ambientales. Las estaciones de servicio y expendios de GLP, deben vender sus productos al detalle, al público en general.
- Para las estaciones de servicio, así como, para los expendios de GLP, se debe solicitar licencia para instalar y operar depósitos de productos petroleros para la venta al público, tramitándose ante la Dirección General de Hidrocarburos.
- Se permite el expendio de GLP y Kerosina a través de unidad móvil, cumpliendo con los requisitos para la obtención de licencia de transporte y expendio de productos petroleros.

De las Exportaciones:

- Toda persona individual o jurídica puede exportar petróleo o productos petroleros por cualquier medio de transporte adecuado, cumpliendo con lo prescrito en la ley y su reglamento, las regulaciones ambientales y el pago de los impuestos de exportación respectivos.
- La solicitud de Licencia de Exportador de Petróleo y Productos Petroleros, debe tramitarse ante la Dirección General de Hidrocarburos.
- Las personas individuales o jurídicas que posean licencia de exportador, deben solicitar ante la Dirección, la autorización correspondiente para efectuar cada operación de exportación de petróleo o productos petroleros. La Dirección autorizará o denegará la exportación, en consideración a: a) Que el producto a exportarse no cause desabastecimiento en el país; y b) Que el producto a exportarse no cause distorsión de precios en la comercialización interna.

Con relación a las prácticas anticompetitivas, la Ley prohíbe las siguientes:

- Se incurre en práctica de cuota discriminatoria, cuando el importador, refinador y transformador limite o racione la cantidad de productos petroleros a cualquier comprador.
- Se incurre en práctica de coacción de precio, cuando personas individuales, entidades, asociaciones o gremiales de individuos que efectúan actividades de refinación, transformación y de la cadena de comercialización de petróleo y productos petroleros, presionen u obliguen a sus asociados, agremiados o compradores, a fijar o mantener un precio de venta de productos petroleros.
- Se incurre en práctica de concertación de precio, cuando dos o más personas que posean licencia para efectuar actividades de refinación, transformación y de la cadena de comercialización de petróleo y productos petroleros, acuerdan precios de venta de sus productos y sus servicios.
- Se incurre en práctica de rebaja discriminatoria, cuando el importador, almacenador, refinador o transformador, en igualdad de suministro, cantidad, calidad y condiciones de negociación de compra, ofrezca a un comprador, rebajas, subsidios o concesiones de tipo económico.

Las prácticas anticompetitivas, así como cualquier infracción a la ley y su reglamento dan lugar a la aplicación de sanciones.

Con relación a la Protección del Medio Ambiente, la ley establece que:

- En las especificaciones de calidad del aceite combustible para motores diesel, para uso automotriz, el contenido de azufre en ningún caso debe exceder las cinco décimas por ciento en masa, el contenido de agua y sedimento no debe exceder las cinco centésimas en porcentaje en volumen y la temperatura máxima al recuperar el noventa por ciento de su destilación no debe exceder los trescientos cincuenta grados centígrados; para las gasolinas de uso automotriz el contenido de azufre no debe exceder las quince centésimas en porcentaje en masa y el contenido del plomo no debe exceder las trece milésimas de gramo por litro;
- En las publicaciones anuales de la nómina de productos, la Dirección General de Hidrocarburos debe actualizar los valores de éstas y otras sustancias, así como, las propiedades físico - químicas de los productos petroleros, con el propósito de proteger la vida y el ambiente; y
- En la planificación y operación de proyectos de refinación, transformación y la cadena de comercialización de petróleo y productos petroleros, se deben acatar las leyes sobre protección ambiental.

Finalmente, la Ley, a través de Disposiciones Complementarias y Transitorias estableció las siguientes reglas:

Toda persona individual o jurídica debe constituirse en empresa distinta para poder efectuar cada una de las operaciones de importación, refinación, transformación, almacenamiento; transporte; estación de servicio, expendio de GLP; y exportación de petróleo y productos petroleros.

4.3. MARCO NORMATIVO DEL SECTOR DE ENERGÍAS RENOVABLES Y NO CONVENCIONALES

El Sector de Energías Renovables y No Convencionales se rige por lo dispuesto en los siguientes actos administrativos:

- Constitución Política de la República.
- Ley General de Electricidad.
- Ley de Hidrocarburos.
- Ley de Comercialización de Hidrocarburos.
- Ley de Protección y Mejoramiento del Medio Ambiente
- Ley de Áreas Protegidas
- Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable.
- Ley del Alcohol Carburante.

A continuación se efectúan los extractos pertinentes de la legislación en referencia, en lo que compete directa o indirectamente con la utilización de energías renovables y/o protección del medio ambiente:

Ley General de Electricidad:

Son relevantes las siguientes disposiciones:

- Es libre la instalación de centrales generadoras, las cuales no requerirán de autorización de ente gubernamental alguno, y sin más limitaciones que las que se den de la conservación del medio ambiente y de la protección a las personas, a sus derechos y a sus bienes.
- Los proyectos de generación y de transporte de energía eléctrica deberán adjuntar evaluación de impacto ambiental, que se determinará a partir del estudio respectivo, el que deberá ser objeto de dictamen por parte del Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales (MARN), dentro de un plazo no mayor de sesenta (60) días a partir de su recepción.

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

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

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

Ley de Hidrocarburos:

En materia de protección del medio ambiente, la ley dispone que:

- En el desarrollo de las operaciones petroleras, los contratistas, contratistas de servicios petroleros o subcontratistas de servicios petroleros, deben adoptar y ejecutar todas las medidas razonablemente necesarias para la protección del medio ambiente, incluyendo la no contaminación de la atmósfera, ríos, lagos, mares y aguas subterráneas.
- En el desarrollo de las operaciones petroleras, los contratistas, contratistas de servicios petroleros o subcontratistas de servicios petroleros, deben adoptar y ejecutar todas las

medidas razonablemente necesarias para la reforestación y la preservación de recursos naturales y sitios arqueológicos, así como otras áreas de valor científico, cultural y turístico.

Ley de Comercialización de Hidrocarburos:

En materia de protección del medio ambiente, la ley dispone que:

- En las especificaciones de calidad del aceite combustible para motores diesel, para uso automotriz, el contenido de azufre en ningún caso debe exceder las cinco décimas por ciento en masa, el contenido de agua y sedimento no debe exceder las cinco centésimas en porcentaje en volumen y la temperatura máxima al recuperar el noventa por ciento de su destilación no debe exceder los trescientos cincuenta grados centígrados; para las gasolinas de uso automotriz el contenido de azufre no debe exceder las quince centésimas en porcentaje en masa y el contenido del plomo no debe exceder las trece milésimas de gramo por litro;
- En las publicaciones anuales de la nómina de productos, la Dirección General de Hidrocarburos debe actualizar los valores de éstas y otras sustancias, así como, las propiedades físico - químicas de los productos petroleros, con el propósito de proteger la vida y el ambiente; y
- En la planificación y operación de proyectos de refinación, transformación y la cadena de comercialización de petróleo y productos petroleros, se deben acatar las leyes sobre protección ambiental.

Ley de Protección y Mejoramiento del Medio Ambiente:

Son objetivos específicos de la ley, los siguientes:

- La protección, conservación y mejoramiento de los recursos naturales del país, así como la prevención del deterioro y mal uso o destrucción de los mismos, y la restauración del medio ambiente en general.
- La prevención, regulación y control de cualesquiera de las causas o actividades que origine deterioro del medio ambiente y contaminación de los sistemas ecológicos, y excepcionalmente, la prohibición en casos que afecten la calidad de vida y el bien común, calificados así, previos dictámenes científicos y técnicos emitidos por organismos competentes.
- El diseño de la política ambiental y coadyuvar en la correcta ocupación del espacio.
- La creación de toda clase de incentivos y estímulos para fomentar programas e iniciativas que se encaminen a la protección, mejoramiento y restauración del medio ambiente.
- El uso integral y manejo racional de las cuencas y sistemas hídricos.
- La promoción de tecnología apropiada y aprovechamiento de fuentes limpias para la obtención de energía.
- Salvar y restaurar aquellos cuerpos de agua que estén amenazados o en grave peligro de extinción.

Sobre el Sistema Atmosférico, la Ley establece que para prevenir la contaminación atmosférica y mantener la calidad del aire, el Gobierno, emitirá los reglamentos correspondientes y dictará las disposiciones que sean necesarias, tendientes, entre otras cosas, a:

- Promover el empleo de métodos adecuados para reducir las emisiones contaminantes.

- Regular las sustancias contaminantes que provoquen alteraciones inconvenientes de la atmósfera.
- Regular la contaminación producida por el consumo de los diferentes energéticos.

Sobre el Sistema Hídrico, la Ley establece que en aras de velar por el mantenimiento de la cantidad del agua para el uso humano y otras actividades en las que su empleo sea indispensable, se emitirá las disposiciones que sean necesarias, tendientes, entre otras cosas, a:

- Ejercer control para que el aprovechamiento y uso de las aguas no cause deterioro ambiental.
- Promover el uso integral y el manejo racional de cuencas hídricas, manantiales y fuentes de abastecimiento de aguas.
- Velar por la conservación de la flora, principalmente los bosques, para el mantenimiento y el equilibrio del sistema hídrico, promoviendo la inmediata reforestación de las cuencas lacustres, de ríos y manantiales.

Ley de Áreas Protegidas:

Son objetivos de la ley, entre otros, los siguientes:

- Creación del Sistema Guatemalteco de Áreas Protegidas. Se crea el Sistema Guatemalteco de Áreas Protegidas (SIGAP), integrado por todas las áreas protegidas y entidades que las administran, cuya organización y características establece esta ley, a fin de lograr los objetivos de la misma en pro de la conservación, rehabilitación, mejoramiento y protección de los recursos naturales del país, y la diversidad biológica.
- Establecer las áreas protegidas necesarias en el territorio nacional, con carácter de utilidad pública e interés social.
- Las empresas públicas o privadas que tengan actualmente, o que en el futuro desarrollen instalaciones o actividades comerciales, industriales, turísticas, pesqueras, forestales, agropecuarias, experimentales o de transporte dentro del perímetro de las áreas protegidas, celebrarán de mutuo acuerdo con el CONAP, un contrato en el que se establecerán las condiciones y normas de operación, determinadas por un estudio de impacto ambiental, presentado por el interesado al Consejo Nacional de Áreas Protegidas, el cual, con su opinión lo remitirá al MARN para su evaluación, siempre y cuando su actividad sea compatible con los usos previstos en el plan maestro de la unidad de conservación de que se trate.
- Quienes posean concesiones de aprovechamiento de recursos naturales en regiones silvestres, aunque no estén bajo régimen de protección, tienen la obligación de evitar el uso de recursos no autorizados dentro del área de la concesión, por sus propios empleados, dependientes, concesionarios y personas ajenas. También, deben restaurar aquellas asociaciones o ecosistemas que fueron evidentemente transformados directa o indirectamente, así como limpiar y devolver la calidad de los medios que hubiesen contaminado.

Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable:

El objetivo de esta Ley es promover el desarrollo de proyectos de energía renovable y establecer los incentivos fiscales, económicos y administrativos para el efecto.

Dispone la norma que las Municipalidades, el Instituto Nacional de Electrificación (INDE), Empresas Mixtas, y las personas individuales y jurídicas que realicen proyectos de energía con recursos energéticos renovables gozarán de los siguientes incentivos:

- Exención de Derechos Arancelarios para las importaciones, incluyendo el Impuesto al Valor Agregado (IVA), Cargas y Derechos Consulares sobre la importación de maquinaria y equipo, utilizados exclusivamente para la generación de energía en el área donde se ubiquen los proyectos de energía renovable. La exención cubre los períodos de pre inversión y de construcción, los cuales no excederán de 10 años.
- Exención del Impuesto sobre la Renta (ISR) por 10 años. Este incentivo tendrá vigencia exclusiva a partir de la fecha en que el proyecto inicia la operación comercial.
- Exención del Impuesto a las Empresas Mercantiles y Agropecuarias (IEMA). Este incentivo tendrá vigencia exclusiva a partir de la fecha en que el proyecto inicia la operación comercial, por un período de 10 años.

Ley del Alcohol Carburante:

Esta Ley regula las actividades relacionadas con la producción, almacenamiento, manejo, uso, transporte y comercialización del alcohol carburante y su mezcla.

La vigente Ley del Alcohol Carburante, expedida en 1985, atribuye al Ministerio de Energía y Minas la determinación del porcentaje de mezcla de Etanol en las gasolinas, que no debe ser inferior al E5 (Etanol 5%) y contempla la previsión de definición pública de precios y cuotas de producción por destilería.

En 2006 se presentó ante el Legislativo otra iniciativa de ley¹³ con la cual se buscaba reformar la normativa vigente. El proyecto, que fue “engavetado”, obligaba a los expendedores y distribuidores de combustible a mezclar las gasolinas para vehículos automotores con un mínimo de E10 (Etanol 10%).

¹³ Proyecto de Ley de Oxigenación de Combustibles (Alcohol Carburante), Iniciativa No. 3469.

5. POLÍTICA Y PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA

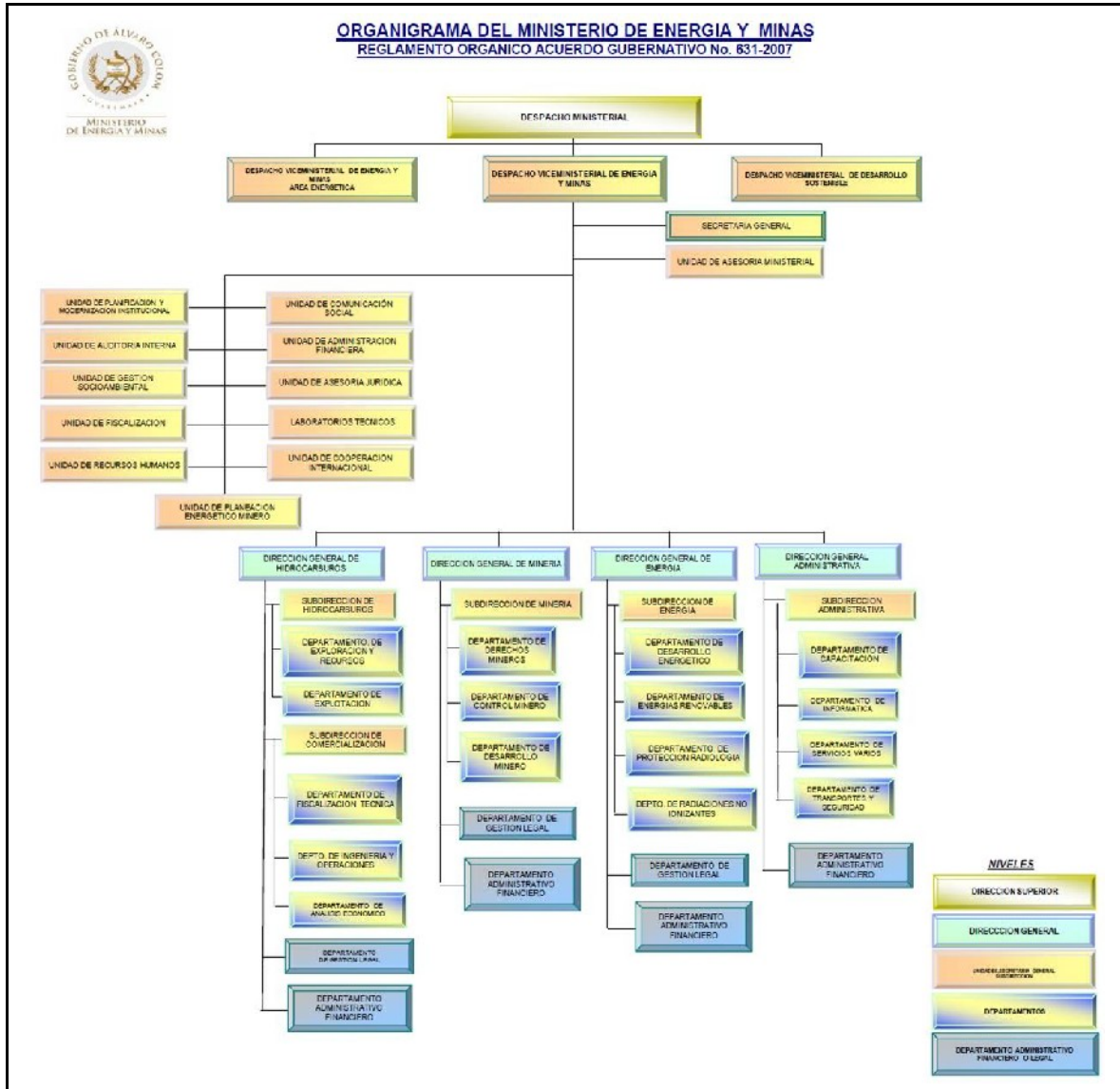
El Ministerio de Energía y Minas (MEM), máxima instancia institucional en materia de definición de políticas en el sector energético, tiene las siguientes funciones en el contexto del Decreto 114 de 1997 (Ley del Organismo Ejecutivo):

- Estudiar y fomentar el uso de fuentes nuevas y renovables de energía; promover su aprovechamiento racional y estimular el desarrollo y aprovechamiento racional de energía en sus diferentes formas y tipos, procurando una política nacional que tienda a lograr la autosuficiencia energética del país.
- Coordinar las acciones necesarias para mantener un adecuado y eficiente suministro de petróleo, productos petroleros y gas natural de acuerdo a la demanda del país, y conforme a la ley de la materia.
- Cumplir y hacer cumplir la legislación relacionada con el reconocimiento superficial, exploración, explotación, transporte y transformación de hidrocarburos, la compraventa o cualquier tipo de comercialización de petróleo crudo o reconstituido, gas natural y otros derivados, así como los derivados de los mismos.
- Formular la política, proponer la regulación respectiva y supervisar el sistema de exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos y minerales.
- Proponer y cumplir las normas ambientales en materia energética.
- Emitir opinión en el ámbito de su competencia sobre políticas o proyectos de otras instituciones públicas que incidan en el desarrollo energético del país.
- Ejercer las funciones normativas y de control y supervisión en materia de energía eléctrica que le asignen las leyes.

El Acuerdo Gubernativo No. 382 de 2006, modificado a su vez por el Acuerdo Gubernativo No. 631 de 2007, define las funciones específicas del Ministro y los Viceministros (Viceministro Encargado del Área Energética y Viceministro de Desarrollo Sostenible).

Entre las funciones asignadas al Ministro y los Viceministros, se encuentran las siguientes, funciones específicas relacionadas con política, o con planificación:

- Es función del Ministro orientar, promover y vigilar la ejecución de las políticas del Estado en los asuntos de su jurisdicción y competencia.
- Es función del Viceministro Encargado del Área Energética coordinar bajo la dirección del Ministro, la formulación de las políticas, estrategias y planes de acción del sector energético, que comprende los subsectores electricidad, energías renovables e hidrocarburos.
- Es función del Viceministro Encargado del Área Energética proponer y supervisar los planes indicativos del sector energía.
- Es función del Viceministro de Desarrollo Sostenible promover de forma periódica el desarrollo de diagnóstico ambiental del sector energético y de hidrocarburos, sugiriendo los esquemas de política de desarrollo a seguir, en el corto, mediano y largo plazo, para la efectiva protección y mejoramiento del medio ambiente en el ámbito de competencia del Ministerio.



Son funciones generales de las dependencias internas pertinentes, en el marco del planeamiento energético, las siguientes:

- *Unidad de Gestión Socio Ambiental*

→ Somete periódicamente a la consideración del Despacho Ministerial, el diagnóstico de la situación ambiental del desarrollo energético y sugerir los esquemas de políticas de desarrollo a seguir, en el corto, mediano y largo plazo, para la efectiva protección y mejoramiento del medio ambiente en el ámbito de competencia sectorial del Ministerio.

- *Dirección General de Hidrocarburos:*

La Dirección General de Hidrocarburos es la dependencia responsable, sin perjuicio de otras disposiciones, del estudio, fomento, control, supervisión y fiscalización de todo lo relacionado a operaciones en materia de hidrocarburos, como el reconocimiento superficial, exploración,

explotación, importación, exportación, transformación, almacenamiento, transporte, distribución, comercialización, y en general cualquier otra actividad que se relacione con estos aspectos.

- Asesora al Ministro sobre la política a adoptarse en operaciones petroleras, de acuerdo con los intereses económicos del país.
- Asesora al Ministro en la formulación de los programas de desarrollo de las operaciones petroleras, velando por la explotación y conservación adecuada de las reservas, aprovechamiento de los recursos y cumplimiento de la legislación vigente.
- Somete a consideración del Ministro, los reglamentos, disposiciones y resoluciones que sean necesarios para el mejor cumplimiento de la política petrolera.

- *Dirección General de Energía:*

La Dirección General de Energía es la dependencia responsable del estudio, fomento, control, supervisión, vigilancia técnica y fiscalización del uso técnico de la energía, de conformidad con lo establecido en la Ley y en los Reglamentos.

- Ejecuta las políticas, planes de Estado y programas indicativos de las diversas fuentes energéticas.

- *Subdirección de Energía:*

La Subdirección de Energía tiene como función principal apoyar a la Dirección en el proceso de formulación, control, supervisión y promoción de planes indicativos sobre el uso técnico de la energía, de conformidad con las leyes vigentes de la materia.

En adición a las Direcciones, Subdirecciones y Departamentos, el MEM cuenta con once (11) "Órganos de Apoyo Técnico". Dos (2) de estas dependencias tienen funciones relacionadas con políticas

Finalmente y dada su importancia, a continuación se describen las funciones de la Unidad de Planeación Energético Minero, creada mediante Acuerdo Gubernativo No. 631 de 2007:

- (a) Establecer la demanda energética y minera de la población y de la actividad económica productiva del país, con base en proyecciones que tomen en cuenta la evolución más probable de las variables demográficas y económicas y de precios de los recursos energético-mineros destinados al desarrollo del mercado nacional, regional y mundial en un entorno global.
- (b) Estudiar y proponer la manera de satisfacer dichos requerimientos teniendo en cuenta los recursos existentes, convencionales y no convencionales, según criterios económicos, sociales, tecnológicos y ambientales.
- (c) Elaborar el Plan Nacional de Desarrollo Minero, Plan Nacional de Hidrocarburos y los Planes de Expansión del Sistema Eléctrico considerando los planes de desarrollo social y económico del país y en consulta con entidades del marco institucional y los agentes del mercado de acuerdo a lo señalado en las leyes y reglamentos.
- (d) Desarrollar análisis técnicos, económicos y de mercado de las principales variables sectoriales, precios, tarifas, costos, subsidios y evaluar el impacto del subsector eléctrico, energético y minero en la economía del país.
- (e) Evaluar la conveniencia económica y social del desarrollo de fuentes y usos energéticos no convencionales, para la generación eléctrica.
- (f) Evaluar la rentabilidad económica y social de las exportaciones de electricidad y de otros energéticos.

- (g) Elaborar diagnósticos que permitan la formulación de planes y programas en materia de política energética y minera.
- (h) Establecer los mecanismos y procedimientos que permitan evaluar la oferta y demanda en los mercados de electricidad, hidrocarburos y minería.
- (i) Asesorar y preparar informes en materia de planeación, estudios técnicos y económicos y de mercado sobre temas específicos cuando se requiera a solicitud de las Direcciones Generales y del Despacho Superior.
- (j) Fomentar, diseñar y establecer de manera prioritaria los planes, programas y proyectos relacionados con el ahorro, conservación y uso eficiente de la energía en todos los campos de la actividad económica y adelantar las labores de difusión necesarias.
- (k) Organizar, operar y mantener una base de datos oficial de información estadística, de las características del mercado, infraestructura de los sectores, agentes y participantes del sector energético-minero, procurando la normalización de la información obtenida, elaborar y divulgar el balance energético nacional, la información estadística, los indicadores de los sectores, así como los informes y estudios de interés.
- (l) Establecer los indicadores de evaluación y desempeño del sector energético y minero, con el fin de elaborar informes que monitoreen y cuantifiquen su gestión.
- (m) Elaborar y proponer la memoria institucional de los sectores y el balance energético nacional.
- (n) Trabajar conjuntamente con la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, el Administrador del Mercado Mayorista y los agentes de dicho mercado, en la elaboración de los planes de expansión de la generación y transmisión del subsector eléctrico nacional, de acuerdo con lo señalado en los reglamentos de la Ley General de Electricidad.

Con relación al último literal (n), la Ley General de Electricidad establece que:

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

Así mismo, mediante Acuerdo Gubernativo No. 68 de 2007, se dispuso lo siguiente:

“Órgano Técnico Especializado y Plan de Expansión del Sistema de Transporte. El Ministerio en un plazo de doce (12) meses contados a partir de la entrada en vigencia del presente Acuerdo deberá crear un de Energía y Minas un Órgano Técnico Especializado facultado para elaborar el Plan de Expansión del Sistema de Transporte. El Ministerio a través de ese órgano, con participación de las instituciones que intervienen en el subsector eléctrico, elaborará el Plan de Expansión del Sistema de Transporte.

El Plan de Expansión del Sistema de Transporte deberá elaborarse cada dos (2) años y cubrir un horizonte mínimo de diez (10) años; debiendo considerar los proyectos de generación en construcción y aquellos que presenten evidencias de que entrarán en operación dentro del horizonte de estudio indicado.

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

El Órgano Técnico Especializado definirá el escenario de expansión de la generación e

interconexiones internacionales que estime más probables...”.

El mismo Acuerdo Gubernativo establece, entre las “Disposiciones Transitorias”, la siguiente:

“Plan de Expansión del Sistema de Transporte. En tanto se crea el Órgano Técnico Especializado por el Ministerio de Energía y Minas, el Plan de Expansión del Sistema de Transporte, será elaborado y ejecutado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica”.

En el contexto descrito y ya creada la Unidad de Planeación Energético Minero, como Órgano Técnico Especializado, se esperaría que la Unidad asumiera las funciones relacionadas con la elaboración del Plan de Expansión de Generación y del Plan de Expansión del Sistema de Transporte, en el 2010.

Hasta donde se cuenta con información, la Unidad no ha entrado en operación y a la fecha, no se le han asignado recursos humanos, tecnológicos y presupuestales para asumir sus funciones.

Si bien, desde el punto de vista conceptual, la Unidad de Planeación Energético Minero ha sido bien concebida, para su efectiva entrada en operación, se requeriría como mínimo de la siguiente dotación:

i) Recursos Humanos:

Personal altamente calificado desde el punto de vista de las competencias técnicas y económicas; y diversificado con relación a la experiencia en los distintos subsectores energéticos, manejo de modelos y bases de datos. Así mismo, se requeriría soporte de especialistas en sistemas de información.

Lo anterior implicaría un reacomodamiento parcial de los funcionarios que laboran en las Dirección General de Hidrocarburos y en la Dirección General de Energía y la vinculación de nuevos funcionarios que permitan conformar y complementar un equipo idóneo.

Adicionalmente, se requeriría la capacitación inicial y continuada del grupo de funcionarios que entraran a conformar la Unidad, en la medida en que las técnicas de planeamiento son dinámicas en el tiempo, como dinámicos son los subsectores de energía.

ii) Recursos Tecnológicos:

El MEM cuenta en la actualidad con diferentes herramientas computacionales, tanto de hardware, como de software. No obstante, la Unidad requeriría de recursos adicionales.

A nivel sectorial en Guatemala, se manejan los siguientes modelos:

MODELO	DESCRIPCIÓN
MAED	Model for Analysis of Energy Demand
MESSAGE EViews	Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impact Equation Views
SUPEROLADE	Sistema Unificado de Planificación Eléctrica Regional de OLADE
SDDP	Stochastic Dual Dynamic Programming
ArcGIS	Geographic Information System
PSAT	Power Analysis Toolbox
NEPLAN	Network Planning Analysis
PowerWork	Work Flows

De los modelos relacionados el MEM solo dispone de los tres (3) primeros, es decir: MAED, MESSAGE y EViews¹⁴. No obstante, requeriría como mínimo del SUPEROLADE, el SDDP y el NEPLAN para estar en capacidad de cumplir con las funciones que se le están asignando.

En consecuencia, además de los modelos mencionados, con sus respectivas licencias, será necesario capacitar a los funcionarios de la Unidad para el uso adecuado de los mismos. Es probable que requieran el acompañamiento de asesores externos, al menos para la elaboración de los primeros Planes.

Aunque algunas de las herramientas relacionadas, resultan también útiles en el subsector de hidrocarburos, es posible que se requieran modelos hidráulicos, tipo TGNET (Pipeline Simulator), para efectuar simulaciones de la red de ductos y evaluar requerimientos de expansión.

Así mismo, y en una etapa posterior de desarrollo de la metodología de planeamiento, sería necesarios contar con modelos tipo ENPEP (Energy and Power Evaluation Program). El módulo BALANCE del ENPEP, usa una aproximación de equilibrio no lineal para determinar el balance de oferta – demanda del sector energético.

iii) Recursos Presupuestales:

Los Recursos Humanos y Tecnológicos que requeriría la Unidad de Planeación Energético Minero, difícilmente se ajustan a los recursos con los que pueden funcionar la mayoría de las entidades estatales.

Podría considerarse la opción de solicitar el apoyo de las organizaciones multilaterales, con el fin de que aporten, o cofinancien, la dotación inicial que requeriría la Unidad para entrar en operación efectiva.

Si es posible llevar a cabo las políticas estatales en términos de planificación energética, se esperaría que en el mediano plazo la Unidad de Planeación Energético Minero, pudiera adoptar una metodología integrada de planeamiento donde se tengan en cuenta las interrelaciones entre los distintos subsectores energéticos. A manera de ejemplo, se presenta el siguiente esquema simplificado:

¹⁴ La CNEE cuenta con los siguientes Modelos: SUPEROLADE, SDDP, ArcGIS, PSAT, NEPLAN y Power Work.



Fuente: UPME. Colombia

El reto adicional que enfrenta Guatemala en materia de planeamiento energético, está asociado con la futura entrada en funcionamiento del Mercado Eléctrico Regional (MER). En la medida en que los agentes del sector eléctrico de los países miembros, pueden arbitrar entre el Mercado Local y el Mercado Regional, cambiará el status quo de los sectores eléctricos domésticos. Posiblemente los recursos de generación regionales basados en fuentes renovables o en fuentes fósiles más económicas, que las que emplea Guatemala en la actualidad, implicará en el mediano y largo plazo el desplazamiento de capacidad instalada local a favor de capacidad instalada externa, situación que siendo favorable para los usuarios, no es igual de positiva para los agentes generadores afectados.

Lo anterior también traería como consecuencia la imposibilidad de llevar a cabo la política estatal, en lo relacionado con el objetivo de autosuficiencia energética. La situación descrita tendría dos opciones para ser sorteada:

- 1) Propender por un Planeamiento Regional de la Expansión de Generación, lo que conllevaría al ajuste del Tratado Marco; o
- 2) Desarrollar una estrategia ambiciosa, no exenta de riesgos, de incentivar Planes de Expansión de Generación locales que tengan como objetivo no solo los requerimientos del Mercado Local, sino los requerimientos del Mercado Regional.

5.1. POLÍTICA ENERGÉTICA

En el documento *“Política Energética y Minera 2008 – 2015”*, el MME plantea como *“Objetivos de Política Energética”* los siguientes:

- (a) Aumentar la oferta energética del país a precios competitivos.
- (b) Diversificar la matriz energética del país, priorizando las energías renovables.
- (c) Promoción de la competencia e inversiones.
- (d) Promover el desarrollo sostenible y sustentable a partir de los recursos renovables y no renovables del país.

- (e) Incrementar la eficiencia energética.
- (f) Impulsar la integración energética.

Es en este contexto que presenta el documento referenciado, que tiene como finalidad plantear lineamientos generales que orienten el funcionamiento del Sector Energético en el corto y mediano plazo. *“El documento es el resultado de un breve diagnóstico realizado del sector energético, así como de los aportes y experiencias recogidas de varios talleres realizados en agosto de 2007, en los que se contó con la participación de los agentes que conforman el sector eléctrico y de hidrocarburos en el país, entidades gubernamentales directamente relacionadas, miembros de organismos internacionales, embajadas y entidades de financiamiento local, regionales e internacionales, así como representantes de la academia del país”.*

Cabe resaltar, con relación a la metodología de formulación empleada en la definición de la *“Matriz de Acciones de Política Energética”*, que ésta no se basó en la aplicación de herramientas analíticas.

Si el MEM contara con una Unidad de Planeación Energético Minero, que estuviera operativa, podría fundamentar con elementos cuantitativos y cualitativos la adopción de políticas sectoriales. La viabilidad de una política energética, además de depender de numerosas variables endógenas y exógenas, es sensible al comportamiento esperado de las mismas.

Adicionalmente, un ejercicio riguroso de planeamiento que involucre diferentes escenarios de proyección, como soporte al diseño de políticas sectoriales y subsectoriales, permitiría dimensionar las alternativas, cuantificar los costos inherentes a las mismas y evaluar su viabilidad en el corto, mediano y largo plazo.

5.2. PLANES DE EXPANSIÓN

En la actualidad en el Sector Energético, los únicos Planes de Expansión que se elaboran son los siguientes:

- El Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación del Sistema Nacional Interconectado; y
- El Plan de Expansión del Sistema de Transporte.

Como ya se mencionó, en el Reglamento de la Ley General de Electricidad, modificado mediante Acuerdo Gubernativo No. 68 de 2007, se le asignó a la CNEE la función de elaborar el Plan de Expansión del Sistema de Transporte, mientras el Ministerio de Energía y Minas creaba el Órgano Técnico Especializado (Unidad de Planeación Energético Minero).

Con el fin de elaborar el Plan de Expansión del Sistema Transporte, se hace necesario contar con un Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación del Sistema Nacional Interconectado.

Para elaborar el Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación del Sistema Nacional Interconectado, correspondiente al período 2008-2022, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica realizó las actividades que se describen a continuación:

- a) *Se realizó la proyección del crecimiento la demanda para el período de estudio, con base en modelos econométricos tomando en cuenta factores como producto interno bruto (PIB), crecimiento de usuarios y datos de demanda histórica, determinando de esta manera cuatro escenarios representativos del crecimiento.*
- b) *La CNEE adquirió el programa computacional “SUPER (Sistema Unificado de Planificación Eléctrica Regional)” de la Organización Latinoamericana de Energía*

(OLADE) en su versión 5.1. Dicho programa computacional permite evaluar diferentes escenarios de demanda, analizar beneficios de planes para conservación de energía y administración de carga, modelar la expansión de la generación e interconexiones de sistemas hidro-térmicos, establecer estrategias de mínimo riesgo en condiciones de incertidumbre, y definir planes indicativos mediante algoritmos de optimización de obras en generación, entre otras funcionalidades.

- c) Se contrató a un consultor para el desarrollo de un curso de capacitación para personal de la Comisión, sobre el modelo SUPER, contando también con la participación de personal del personal del Administrador del Mercado Mayorista, del Ministerio de Energía y Minas y del Instituto Nacional de Electrificación.*
- d) Se realizó un inventario de los proyectos generadores candidatos para ser incluidos dentro del procedimiento de optimización y determinación del cronograma, de los cuales se contaba con datos de caudales históricos de las cuencas de los ríos, capacidad, fecha programada de operación comercial, características técnico-económicas de los proyectos y ubicación geográfica.*
- e) Se realizó el levantamiento de la base de datos del modelo computacional “SUPER”, entre los cuales se encuentra: la demanda, los parámetros técnico-económicos, las proyecciones del precio de los combustibles, el historial hidrológico y los parámetros preliminares de diseño para los proyectos candidatos; incorporando también los criterios de evaluación la política energética emitida por el Ministerio de Energía y Minas. Asimismo, se definieron las condiciones, riesgos y restricciones a ser consideradas en la elaboración del Plan.*
- f) Se realizaron simulaciones del despacho de energía de las centrales generadoras consideradas por la optimización, con el modelo Stochastic Dual Dynamic Programming (SDDP) versión 9.0d, con el cual se obtuvo indicadores de déficit probable, costo marginal de la demanda y potencia efectiva disponible, como resultado de la implementación del Plan en sus diferentes escenarios.*
- g) Se calculó las emisiones de CO₂ que se producirían al implementarse el plan y se comparó con la que resultaría de no modificar la matriz energética actual”.*

Una vez elaborado el Plan de Expansión de Generación, la CNEE procedió a realizar el Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008 - 2022.

La Comisión desarrolló las siguientes actividades para elaborar dicho Plan, en las que mencionar las siguientes:

- “a) La contratación de una consultoría de expertos en el tema de estudios eléctricos con el fin de realizar una evaluación de la seguridad operativa del SNI. Como resultado de este estudio se sugirieron refuerzos del sistema de transporte para el corto, mediano y largo plazo.*
- b) Adquisición de modelos de cómputo especializados para el análisis de sistemas eléctricos de potencia. Con estas herramientas se realizaron análisis de estado estable para determinar las máximas transferencias de potencia entre secciones malladas del SIN hacia los centros de consumo.*
- c) Se utilizó el software SDDP para evaluar la reducción del costo operativo del sistema, la reducción de las pérdidas de transmisión, la reducción de la operación térmica con derivados del petróleo y los factores de pérdidas nodales.*
- d) Se utilizó el software ArcGIS para representar geográficamente los proyectos, tomando en cuenta su ubicación en coordenadas UTM (Universal Transverse Mercator)”.*

Adicionalmente, el Plan de Expansión del Sistema de Transporte implicó el desarrollo de las siguientes tareas: *“revisión de la base de datos que se utiliza en planificación eléctrica,... elaboración de un esquema básico de transmisión, construido a partir de la identificación de los problemas actuales de la red eléctrica y las expectativas del futuro inmediato. Además se*

complementó con los estudios eléctricos que han permitido identificar los puntos críticos en el sistema de transmisión de Guatemala en los años 2008, 2012 y 2015, así como recomendar los refuerzos de líneas de transmisión y equipos de subestaciones necesarios para cumplir con los criterios de calidad, seguridad y desempeño del RMER y los propuestos por la CNEE, NTAUCT y NEAST”.

Las actividades descritas, que requirió adelantar la CNEE para la elaboración de ambos Planes, son el tipo de actividades que deberá desarrollar la Unidad de Planeación Energético Minero, una vez entre en funciones.

6. SISTEMA DE INFORMACIÓN ENERGÉTICA

En Guatemala, no existe un Sistema de Información Energética propiamente dicho. La información se encuentra fragmentada en distintas entidades, sin que exista una política de manejo y administración de la información disponible.

Si bien, es posible finalmente conseguir suficiente información sectorial, el proceso de captura y recolección de la misma es dispendioso.

Las principales entidades que generan información sectorial son los siguientes:

- Ministerio de Energía y Minas (MME): Dirección General de Hidrocarburos (DGH) y Dirección General de Energía (DGE).
- Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).
- Administrador del Mercado Mayorista (AMM).

En la información que suministran estas entidades, se encontró que:

- En la mayoría de los casos no se tiene acceso a series históricas, o las series históricas disponibles son muy cortas.
- En ocasiones una misma información, suministrada por dos entidades diferentes, presentan divergencias significativas (caso DGE y AMM).
- La información provista por el MME no está estandarizada. Se encuentran más documentos y presentaciones que bases de datos.
- En los documentos, la información, en la mayoría de los casos, es muy escueta y se presenta sin análisis o comentarios.
- Los informes estadísticos que se publican, son en general muy útiles y alcanzan a subsanar parcialmente, los inconvenientes derivados de bases de datos incompletas o inexistentes.
- La información del MME, relacionada con el Marco Normativo, es exigua y no brinda claridad sobre cuáles son las normas vigentes.

A continuación se detalla, el tipo de información que se encuentra disponible en las páginas web de consulta de las entidades ya referidas:

CNNE	
Estadísticas del Mercado Mayorista	
Monitoreo del Mercado Eléctrico	Precio Spot y Demanda Semanal del SIN, Generación por Fuente Primaria de Energía, Exportación e Importación de Potencia al MER, Cotas de Chixoy y Amatitlán, Gráfica de Generación Semanal por Recursos Renovables, Gráfico de Generación por Fuente Primaria de Energía, Demanda Programada versus Demanda Real, Curva de Duración del Precio Spot, Identificación de Generador Marginal, Resumen.
Tarifas Vigentes Distribuidoras	
AMM	
Informes Estadísticos Anuales	Serie 1999 – 2008.
Informe de Hidrocarburos	Importaciones, Producción, Consumo, Exportaciones, Precios, Ingresos Estatales, Participación del Crudo, Internacionales. Último disponible Trimestre I de 2003.
DGE	
Informe Estadísticas Energéticas Subsector Eléctrico 2001 – 2007	Energía eléctrica producida por las centrales generadoras, capacidad instalada, consumos de energéticos, infraestructura de las empresas de transmisión y distribución, consumo de energía eléctrica de los sectores y usuarios a nivel nacional. Adicionalmente, cantidad de energía eléctrica importada y exportada a través del SIN, flujo de energía eléctrica durante el año 2007, cobertura de electricidad a nivel departamental y nacional para el año 2007, tarifas de la energía eléctrica.
Balance Energético de Guatemala	2005 – 2007.
DGH	
Área Petróleo: General	Historia de la Exploración y Explotación Petrolera, Características del Petróleo Crudo Nacional.
Área Petróleo: Geología	Cuenca Petén, Cuenca Hidrocarburíferas, Estratigrafía Generalizada de la cuenca Petén, Cuenca Pacífico, Cuenca Amatique, Lineamientos Estructurales en la Cuenca Petén.
Área Petróleo: Áreas de Exploración y Explotación	Pozos Petroleros, Sísmica, Áreas Protegidas, Accesibilidad
Petróleo Crudo Nacional	Regalías, Hidrocarburos Compartibles y Otros Ingresos generados por la Producción Nacional Petrolera, Exportaciones Petróleo Crudo Nacional, Producción Petróleo Crudo Nacional, Precios de Petróleo Crudo Nacional según Contratos.
Estadísticas Hidrocarburos	Trimestral Comparativo Año Anterior: Producción, importación, exportación, consumo y precios.
Precios Vigentes	Precio Combustible Nacional, Precio Combustible Internacional, Precio Crudo Internacional, Precio Crudo Nacional, Ingresos Estatales por Contrato, Estructura Porcentual -PRECIOS-, Precios en Rack.
Biocombustibles	Producción, Precios, Exportaciones de Etanol.
Infraestructura	Accesibilidad, Capacidad Almacenamiento Terminales, Oleoducto, Mapa Infraestructura, Estaciones Servicio NIVEL REPÚBLICA, Infraestructura -GLP-, Unidades de Transporte, Importadoras de Petróleo y/o Productos Petroleros, Depósitos de Almacenamiento para Consumo Propio, Exportadoras de Petróleo y/o Productos Petroleros, Contratos Petroleros.
Área de Comercialización:	Reportes de Inspecciones Años 2005 al 2009: Control de Calidad de Combustible Despachado en Gasolineras, Control de Cantidad de Combustible Despachado en Gasolineras, Verificación de Cantidad de Gas Licuado de Petróleo Envasado en Cilindros, Reporte de Funcionalidad a Unidades de Transporte de Combustible.

Fuente: CNEE, AMM, DGE, DGH

Un buen Sistema de Información, condición necesaria para que las decisiones de política sean correctas y los resultados de la planeación sean robustos, realiza cuatro actividades básicas: Entrada, Almacenamiento, Procesamiento y Salida de Información. La mayoría de la información consignada en la tabla anterior, no está inmersa en un Sistema de Información:

Los Sistemas de Información cumplen tres objetivos básicos dentro de las organizaciones:

- ✓ Automatización de procesos operativos.
- ✓ Proporcionar información que sirva de apoyo al proceso de toma de decisiones.
- ✓ Lograr ventajas competitivas a través de su implantación y uso.

Hasta tanto las entidades sectoriales no cuenten con Sistemas de Información, el proceso de planeamiento será dispendioso, debido a que la información básica que requiere debe allegarse manualmente y/o in situ.

7. LECCIONES APRENDIDAS Y RECOMENDACIONES

En el contexto de una economía mundial globalizada, con sistemas energéticos interdependientes, los países son vulnerables frente a requerimientos de importación de energéticos, eventuales crisis energéticas, incrementos o decrementos inesperados de los precios, e incertidumbre sobre la garantía de abastecimiento futuro de fuentes primarias y/o secundarias de energía.

El desarrollo socioeconómico de un país, tiene como condición necesaria la disponibilidad de una oferta energética eficiente, segura, competitiva y duradera, razón por la cual la planificación energética se constituye en un instrumento determinante para establecer una matriz energética diversificada que contribuya a disminuir la alta dependencia de los combustibles fósiles y a ampliar la oferta, con base en la identificación de la disponibilidad de fuentes energéticas renovables más limpias, que redunden en beneficios económicos y sociales para los usuarios finales.

En el caso de Guatemala, el proceso de planificación energética solo existe parcialmente y se desarrolla en un marco institucional y normativo caracterizado por la transitoriedad, por lo que puede afirmarse que se encuentra en un estadio inicial de desarrollo. En la práctica, los procesos de reforma y reestructuración de los diferentes subsectores de energía, que emprendió el país en las décadas de los 80s y 90s, conllevaron la supresión de las instancias institucionales de planeamiento.

Si bien, el marco legal que definió los términos de las reformas, contienen disposiciones explícitas sobre los requerimientos de planeación sectorial y subsectorial, no establecieron claramente cuáles eran las instancias, o dependencias institucionales, encargadas de adelantar las funciones inherentes a los procesos de planificación, ni se allegaron los recursos humanos, tecnológicos y presupuestales que requieren dichos procesos. Solamente, con la expedición del Acuerdo Gubernativo No. 631 de 2007, Guatemala retoma el camino de la planeación energética, como requisito necesario para el desarrollo de buenas políticas públicas.

Aún cuando la desregulación de los mercados, en aquellos casos en que la competencia es de hecho posible, produce eficiencias en la medida en que evitan la distorsión de los precios relativos de los distintos energéticos, no es suficiente para que los agentes sectoriales de manera individual, direccionen sus actividades de tal manera que sus objetivos individuales coincidan con los objetivos del Estado. Así mismo, no resulta suficiente en períodos de crisis que comprometen la sostenibilidad de las reformas,

En ausencia de planeamiento, las decisiones de política se tornan casuísticas y carecen de credibilidad. Una iniciativa legislativa, o la adopción de un esquema de incentivos subsectorial, o los simples planes previstos en la agenda política, se vuelven cuestionables y fácilmente convocan detractores. Solo con los fundamentos provistos por un ejercicio de planeamiento, es posible defender cualquier tipo de iniciativa en materia política.

Los correctivos que en la temática de planeamiento, parece estar en proceso de adoptar Guatemala, si bien, implican que se debe surtir una curva de aprendizaje, seguramente reforzarán de manera positiva los logros que el país ha alcanzado con las reformas.

En un estadio posterior, se deberá pasar de la elaboración de planes subsectoriales, a la elaboración de planes sectoriales, lo que fortalecería el proceso de toma de decisiones en el campo energético.

Finalmente, Guatemala enfrenta el reto de la puesta en operación del Mercado Eléctrico Regional (MER), lo que necesariamente implicará el desarrollo de procesos de planeamiento más

complejos y de cuyo éxito dependerá la sostenibilidad de su sector eléctrico doméstico.

Con base en la aproximación realizada, se plantean las siguientes recomendaciones:

En Materia Institucional

Concluir el proceso de puesta en marcha y consolidación de la recién creada Unidad de Planeación Energético Minero, dotándola, entre otros, de los siguientes recursos:

✓ **Recursos Humanos:**

Personal altamente calificado desde el punto de vista de las competencias técnicas y económicas; y diversificado con relación a la experiencia en los distintos subsectores energéticos, manejo de modelos y bases de datos. Así mismo, se requeriría soporte de especialistas en sistemas de información.

Adicionalmente, se requeriría la capacitación inicial y continuada del grupo de funcionarios que entraran a conformar la Unidad, en la medida en que las técnicas de planeamiento son dinámicas en el tiempo, como dinámicos son los subsectores de energía.

✓ **Recursos Tecnológicos:**

Dotar a la Unidad de hardware y el software necesario para que esté en capacidad de cumplir con las funciones que se le han asignando.

✓ **Recursos Presupuestales:**

Los Recursos Humanos y Tecnológicos que requeriría la Unidad de Planeación Energético Minero, difícilmente se ajustan a los recursos con los que pueden funcionar la mayoría de las entidades estatales.

Podría considerarse la opción de solicitar el apoyo de las organizaciones multilaterales, con el fin de que aporten, o cofinancien, la dotación inicial que requeriría la Unidad para entrar en operación efectiva.

En Materia de Información

Por vía normativa, establecer la obligación de las instancias institucionales sectoriales y de los agentes que actúan en los diferentes subsectores del sector energético, de suministrarle a la Unidad de Planeación Energético Minero, la información que esta requiera en desarrollo de sus funciones. Se deberán establecer definiciones, protocolos y procedimientos para el reporte y captura de la información.