



DOSSIER ENERGÉTICO

CENTROAMÉRICA



ÍNDICE

Prólogo.....	4
Introducción.....	5
■ 01. República Dominicana	6
■ 02. Honduras	60
■ 03. Costa Rica	124
■ 04. El Salvador	186
■ 05. Guatemala	248
■ 06. Panamá	308
■ 07. Nicaragua	376
■ 08. México	462

Prólogo

Esta publicación forma parte de una serie de monografías producidas por la División de Energía del Departamento de Infraestructura y Medio Ambiente de la Vicepresidencia de Sectores y Conocimiento del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) como un bien público regional, destinado a incrementar el acervo de conocimiento sobre las características y el funcionamiento del Sector Energía en los países de América Latina y el Caribe (LAC).

Es el primer documento compilando todos los países de la región del Istmo Centroamericano, México, Panamá y República Dominicana (CID), siguiendo la publicación de documentos similares para cada país de esta región y retroalimentado por autoridades locales, académicos y el público lector en general.

Las críticas y observaciones se pueden hacer llegar a los autores por vía electrónica a la siguiente dirección: ramones@iadb.org

Las fuentes de información se hacen explícitas y la responsabilidad de su utilización e interpretación es exclusiva de los autores de estas monografías.

Los autores queremos agradecer el apoyo incondicional que hemos tenido de nuestros supervisores en el Banco Interamericano de Desarrollo: el Jefe de la División de Energía, Leandro Alves; el Gerente del Departamento de Infraestructura y Medio Ambiente, Alexandre Rosa; y el Vicepresidente de Sectores y Conocimiento, Santiago Levy.

Esperamos que esta contribución al conocimiento regional sea de utilidad,

Ramón Espinasa

Lenin Balza

Carlos Hinestrosa

Carlos Sucre

Sergio Guerra

Las opiniones expresadas en esta publicación son exclusivamente de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del Banco Interamericano de Desarrollo, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.

Se prohíbe el uso comercial o personal no autorizado de los documentos del Banco, y tal podría castigarse de conformidad con las políticas del Banco y/o las legislaciones aplicables.

Copyright © 2013 Banco Interamericano de Desarrollo. Todos los derechos reservados; este documento puede reproducirse libremente para fines no comerciales.

Banco Interamericano de Desarrollo
1300 New York Avenue, N.W.
Washington, DC 20577 USA

Introducción

Este Dossier Energético es parte de una serie que incluye todos los países de América Latina y el Caribe (LAC) miembros del Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Las publicaciones se harán en forma secuencial agrupadas de acuerdo a las regiones geográficas en las que se organiza el BID, en el siguiente orden: países del Istmo Centroamericano y República Dominicana (CID); países Andinos (CAN); países del Cono Sur (CSC); y países del Caribe (CCB).

El Dossier de cada país tiene dos componentes: los Flujos de Energía y la Descripción de la Organización Industrial y del Marco Institucional del sector energético. Para ambos componentes se presenta primero la descripción más reciente y después la evolución histórica.

En el caso de los Flujos de Energía, la información se toma de los balances energéticos que produce para casi todos los países del mundo la Agencia Internacional de Energía (AIE). Usar una única fuente permite la comparación entre países y el análisis a lo largo del tiempo sin distorsiones metodológicas. A partir de esta información se producen los flujos esquemáticos que se usan para describir el sector energético de cada país en un período determinado.

La 'foto' más reciente con información de la AIE es la de 2009. Si bien con cierto rezago, para asegurar la consistencia entre países, esta matriz refleja bien la situación actual, dado que las matrices energéticas cambian muy lentamente. Después se analiza la evolución histórica de la matriz desde 1971 hasta 2008, dividido en cuatro períodos: 1971-74; 1984-87; 1999-02; y 2005-08.

La razón por la que se toma el promedio de cuatro años en el quiebre entre períodos es para neutralizar el impacto distorsionador que pudieran tener eventos sobrevenidos de carácter natural, económico o político en un año puntual. La unidad de medida para los flujos de energía es miles de barriles equivalentes de petróleo por día (mbepd), una transformación sencilla de la unidad de medida que utiliza la AIE, toneladas equivalentes de petróleo por año.

Para la descripción de la Organización Industrial y el Marco Regulatorio, el trabajo es más complejo, en la medida que no se cuenta con una única fuente de información común. Aun cuando todos los países se presentan bajo un mismo esquema descriptivo, el trabajo de recabar la información básica fue ad-hoc por país.

Además de la información pública de las distintas agencias y organismos, se recurrió a textos legales, publicaciones académicas e información de prensa. Más allá de la descripción del sector en forma estricta, se busca vincularlo a la evolución política del país, lo cual hace la lectura más amena y le da un claro sentido a los cambios institucionales.



República Dominicana

Con un producto interno bruto de USD 46,6 mil millones (año 2009) y un área de 48.442 kilómetros cuadrados (Km²), República Dominicana se posiciona como la segunda economía de Centroamérica y el Caribe, excluyendo a México. Su población para el año 2009 alcanzó 9,8 millones de habitantes, ubicando su PIB per cápita en USD 4.756.

Para el año 2008, 50,5% de la población de República Dominicana se ubicaba por debajo de la línea de pobreza y 69% de los habitantes vivía en zonas urbanas. El país se ubica en el lugar 98 de 169 incluidos en la medición del índice de desarrollo humano y posee un nivel de cobertura eléctrica de 96,2%, ubicándose por encima de la media de América Latina.

GUÍA DE ACRÓNIMOS

CDE	Comisión Dominicana de Electricidad
CDEEE	Consortio Dominicano de Empresas Eléctricas Estatales
CECCOM	Cuerpo Especializado de Control de Combustibles
CNE	Comisión Nacional de Energía
DCU	Derecho de Conexión Unitario
DIGENOR	Dirección de Normas y Sistemas de Calidad
EGEHID	Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana
ETED	Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana
FETE	Fondo de Estabilización de la Tarifa Eléctrica
GWh	Giga watts hora
mbepd	Mil Barriles Equivalentes de Petróleo por Día
MIC	Ministerio de Industrias y Comercios
MW	Mega watts
OC	Organismo Coordinador
OEP	Oferta de Energía Primaria
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
PARA	Programa de Reducción de Apagones
PDVSA	Petróleos de Venezuela
PEN	Plan Estratégico Nacional
REFIDOMSA	Refinería Dominicana de Petróleo S.A.
SENI	Sistema Eléctrico Nacional Interconectado
SIE	Superintendencia de Electricidad
STE	Suministro Total de Energía
UERS	Unidad de Electrificación Rural y Suburbana

Sector Energético Actual



El Suministro Total de Energía (STE) de República Dominicana totalizó 165 mil barriles equivalentes de petróleo por día (mbepd) para 2009, un incremento de casi 1% sobre el promedio simple del período 2005-2008, que llegó a 164 mbepd. Este suministro se compone principalmente de petróleo crudo y combustibles líquidos, ambos importados en su totalidad. Otras fuentes importantes son los combustibles renovables (esencialmente leña de consumo rural), el carbón importado, el gas natural y la energía hidráulica, en decreciente orden de magnitud.

CURRENT

Energy Flow

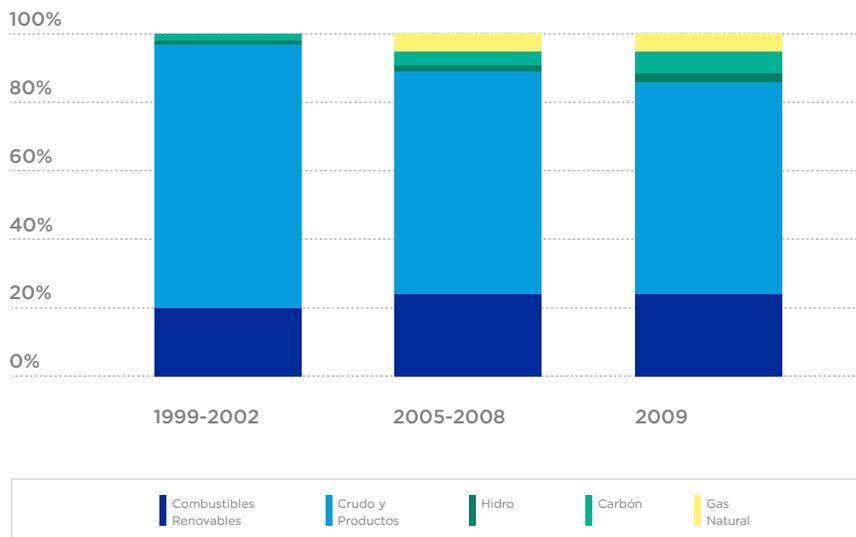
(kboe/day)



De estos 165 mbepe suministrados en 2009, 107 mil vinieron a partir de las importaciones de crudo y combustibles líquidos - cerca de 65% del suministro total. Entre 2005 y 2008, estas importaciones representaban 67% del STE. La siguiente fuente en importancia, como en la mayoría de los países que se encuentran al mismo nivel de desarrollo de República Dominicana, fueron biomasa y desperdicios. Esta fuente totalizó 35 mbepe y representó 21% del STE, manteniendo así su nivel de contribución al STE desde 2005.

En un tercer nivel de importancia podemos ubicar al suministro de carbón, gas natural y energía hidráulica. El carbón aportó 11 mbepe al STE (6.6% del total suministrado), el gas natural 9 mbepe (5.4%) y la hidráulica solo 3 mbepe (1.8%). En líneas generales, el carbón y el gas aumentaron ligeramente su proporción dentro del STE, al representar 5.4% y 4.3% respectivamente, entre 2005 y 2008.

SUMINISTRO TOTAL DE ENERGÍA



Fuente: Cálculos propios basados en los balances de la IEA

Producción doméstica

Para 2009, República Dominicana produjo domésticamente 38 mil barriles equivalentes de petróleo al día de energía primaria - manteniendo a un idéntico nivel la producción promediada entre 2005 y 2008. De esta energía primaria doméstica, la gran mayoría vino a partir de combustibles renovables (biomasa) y desechos. La producción de estos totalizó 35 mbepe, más de 92% de la producción primaria, de nuevo al mismo nivel promediado en el período 2005-2008.

El resto de esta producción primaria vino a partir de energía hidráulica con 3 mbepd, el mismo nivel que entre 2005 y 2008. Esta producción hidráulica estuvo controlada en su totalidad por la Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID). Hoy en día existen 15 centrales hidroeléctricas en el país, construidas entre 1950 y 2001. La central más grande del país, Jigüey, cuenta con 98 MW de capacidad y fue inaugurada en 1992.

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA
miles de barriles equivalentes de petróleo por día (mbepd)



Fuente: Cálculos propios basados en los balances de la IEA

Balance comercial de energía primaria

La importación de petróleo crudo llegó a 27 mil barriles por día y fue procesada en la única refinería del país, Refidomsa, 51% propiedad del Estado dominicano y 49% de PDVSA, la petrolera del Estado venezolano. Esta refinería cuenta con una capacidad para procesar 35 mil barriles diarios de petróleo crudo. Estas importaciones representan 57% de las compras externas primarias y 32% de la oferta primaria total.

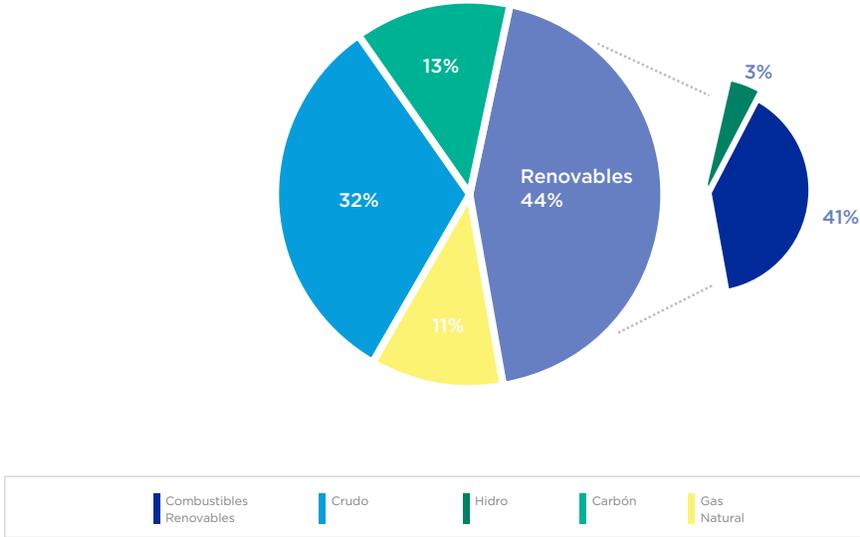
Acompañando las importaciones de crudo, República Dominicana compró 11 mbepd de carbón durante 2009 en el mercado internacional, ligeramente por encima del nivel promediado entre 2005 y 2008 por las importaciones de esta fuente. Así, el carbón aportó 23% de las importaciones primarias y 13% de la oferta primaria total de 2009, cuando para 2005-2008 el carbón abarcaba 16% de la importación primaria y 9.6% de la Oferta de Energía Primaria (OEP).

Por último, República Dominicana importó gas natural a niveles similares al carbón. Con 9 mil barriles diarios, el gas natural aportó casi 20% de la energía primaria importada y cerca de 11% de la oferta de energía primaria de ese año. La importación de gas natural se llevó a cabo en Punta Caucedo, en Andrés de Boca Chica, al este de Santo Domingo, donde la empresa estadounidense AES construyó en 2003 una terminal de importación y almacenamiento. Estos 9 mbepd representaron un incremento de 28.5% sobre el promedio del período anterior.

Oferta interna de energía primaria

Combinando la producción interna de energías renovables, como combustibles y energía hidráulica, con las importaciones de petróleo crudo, gas natural y carbón, la Oferta de Energía Primaria (OEP) en República Dominicana alcanzó 85 mbepd durante 2009, lo cual es 4.4% menos que la oferta primaria interna promediada entre 2005 y 2008. Esta caída se explica principalmente por la reducción en la cantidad de crudo importado, que pasó de 39 mil barriles diarios en promedio entre 2005 y 2008 a 27 mil barriles diarios para 2009. Las demás fuentes energéticas primarias, como hemos visto, mantuvieron o expandieron ligeramente su oferta.

OFERTA DE ENERGÍA PRIMARIA



Fuente: Cálculos propios basados en los balances de la IEA

Existe entonces una bien definida división en la oferta primaria entre hidrocarburos por un lado y la energía renovable por el otro. Los primeros representan 44% de la OEP, con el crudo aportando 32% y el gas natural otro 11%. Es importante notar la importante caída de los hidrocarburos dentro de la oferta primaria, ya que entre 2005 y 2008 estos contribuían en promedio con 59% de la oferta primaria. De nuevo, la reducción en las importaciones de crudo explica este cambio.

Por su parte, las fuentes renovables representaron otro 44% de la oferta primaria, aumentando su importancia relativa a partir del 41% que representaban entre 2005 y 2008. Manteniendo la producción a un nivel idéntico al promediado entre 2005 y 2008, el aumento en la importancia relativa de las energías renovables se debe casi exclusivamente a la caída en la oferta de energía primaria del crudo. Dentro de estos renovables hay que destacar la importancia de la biomasa, que con 35 mil barriles equivalentes de petróleo por día son de hecho la fuente primaria más grande del país. Según la OLADE, dos tercios de esta producción es a partir del uso de la leña como fuente energética y el tercio restante proviene de productos derivados de la caña.

Por último, y de rezagada importancia, está el suministro de carbón dentro de la oferta primaria, que sólo llegó a 13%. Esto es un aumento de casi 4 puntos por encima de su nivel promedio entre 2005 y 2008 en su participación dentro del OEP – también explicado por la caída en las importaciones de crudo entre 2005-2008 y 2009.

Electricidad

Capacidad instalada

Al cierre de 2009, República Dominicana tenía 2992 MW de capacidad instalada para la generación eléctrica, a partir de datos de OLADE. Esta capacidad generadora yace principalmente en la generación termoeléctrica, al representar 82.5% del total instalado, con 2469.23 MW. El resto lo compone la generación hidroeléctrica, que totalizó 523.15 MW al finalizar el año 2009.

Capacidad Instalada (%)	2000	2005	2009
Total Renovables	14.7	14.9	17.5
Hidroeléctrico	14.7	14.9	17.5
No hidroeléctrico	0.0	0.0	0.0
Termoeléctrico	85.3	85.1	82.5
Total	100	100	100

Fuente: OLADE

Como vemos en la tabla, la participación de la capacidad instalada de generación termoeléctrica ha caído levemente desde el año 2000, disminuyendo 2.8 puntos porcentuales. A pesar de que hubo un crecimiento en las capacidad termoeléctrica de casi 6%, el aumento de casi 30% de la hidroelectricidad explica el cambio en la composición de la capacidad instalada en el país. Gracias a este incremento notable – pasando de 400.5 MW en el 2000 a 523.13 MW en el 2009 – la fuente hidroeléctrica aumentó su participación en la capacidad instalada, pasando de 14.7% a 17.5%.

Insumos a la generación eléctrica

De los 59 mbepd destinados a la generación eléctrica, un poco más de 38 mil provinieron de combustibles líquidos, lo cual representó 64% del total. Durante 2009, otras importantes fuentes para la generación eléctrica fueron el carbón, con casi 10 mbepd, y el gas natural con 8.7 mbepd. Estas dos fuentes representaron así 16% y 15%, respectivamente, de los insumos a la generación eléctrica. Toda la energía hidráulica producida en 2009 fue destinada a la generación eléctrica, 3 mbepd. Finalmente, 400 bepd a partir de combustibles renovables y desechos también se usaron para generar electricidad.

República Dominicana	2005-2008		2009	
Insumos Totales para Generación (mbepd)	61.6	100%	59.3	100%
Combustibles líquidos	43.3	70%	38.1	64%
Carbón	8.3	13%	9.6	16%
Gas natural	6.6	11%	8.7	15%
Renovables	3.4	6%	2.9	5%

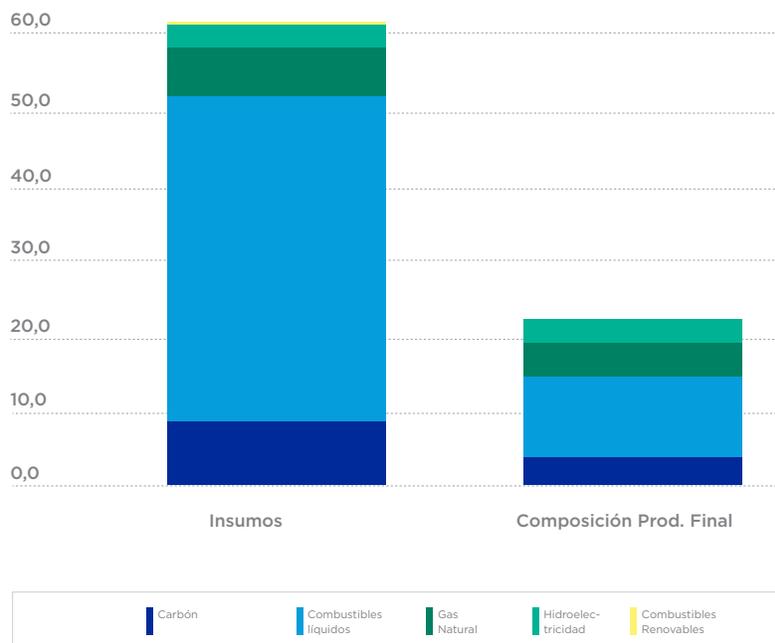
Fuente: Cálculos propios basados en los balances de la IEA

Cabe destacar que el carbón y el gas natural ampliaron notablemente su contribución a la generación eléctrica. El carbón pasó de representar 13% de los insumos a 16%, mientras que el gas natural avanzó 4 puntos, desde el 11% que promedió entre 2005 y 2008. Sin embargo, el más importante cambio es la reducción en aporte a la generación eléctrica de los combustibles líquidos. Estos disminuyeron de 43.3 mbepd en promedio durante 2005-2008, a los 38.1 mbepd arriba descritos. A la par de un aumento a los insumos a partir de las demás fuentes, esta reducción se traduce en una disminución en la importancia relativa de los combustibles líquidos dentro de los insumos eléctricos, cayendo 6 puntos, desde el 70% promediado entre 2005 y 2008.

Matriz de electricidad

La producción de electricidad en 2009 alcanzó 14,982 GWh, principalmente apoyada sobre la generación termoeléctrica, que aportó 90% del total. Esta contribución se dividió entre tres principales fuentes energéticas: los combustibles líquidos con 9,533 GWh y 64% del total; el carbón, con 13% y 1,939 GWh generados; y el gas natural con 2,17 GWh generados y 13% del total. La hidrogenación aportó el 10% restante, con 1,464 GWh.

MATRIZ DE GENERACIÓN REPÚBLICA DOMINICANA 2009



Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

Esta electricidad generada se distribuyó en 40.7% al sector industrial durante 2009, con cerca de 33% yendo al consumo residencial. Estos patrones de distribución para el consumo industrial y residencial se mantienen, en líneas generales, estables desde el año 2005. Es importante mencionar la reducción en la electricidad distribuida al sector comercial, que pasó de 19.4% entre 2005 y 2008 a 15.3% en 2009. Otro cambio a destacar es el aumento de la electricidad distribuida a otros sectores, pasando de 6% entre 2005-2008 a 11% durante 2009.

Generación Eléctrica (GWh) 2009	14,982	100%
Carbón	1,939	13%
Combustibles líquidos	9,533	64%
Gas natural	2,017	13%
Hidroeléctrica	1,464	10%
Combustibles renovables	29	0.002%

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de la IEA

Balance secundario y consumo

Balance de energía secundaria

República Dominicana no cuenta con suficiente capacidad de refinación para suplir la demanda de derivados que tiene su economía, ya que Refidomsa sólo contribuye con cerca de 25% de las necesidades de combustibles líquidos del país. Esto obliga a efectuar grandes importaciones de productos derivados, que para 2009 llegaron a 80 mbepd, 13% por encima del promedio entre 2005 y 2008.

Consumo final por sectores

El consumo energético para 2009 totalizó 112 mbepd, el mismo nivel que promedió entre 2005 y 2008. Este uso se dividió casi equitativamente en tres sectores de la economía dominicana: residencial, transporte e industrial. El primero usó 41 mbepd (36.6% del total), principalmente como biomasa (44% de su total), productos derivados del petróleo (38.2%) y electricidad (17.8) y no tuvo cambios en el consumo desde el promedio 2005-2008. El sector transporte con 37 mil barriles equivalentes diarios - 33% del total - únicamente utilizó combustibles líquidos como fuente energética y tampoco registró importantes cambios en su consumo final desde el 2005-2008.

La industria dominicana, por su parte, consumió 24% del total con 27 mbepd - registrando así un leve aumento desde 2005-2008 de 1 mbepd. De estos, 33.7% fueron como electricidad, 30.6% como combustibles renovables, 29.6% como combustibles líquidos con 5.4% a partir del carbón y sólo 1% a partir del gas natural. El sector comercial, con 4 mil bep consumidos diarios y representando sólo 3.5% del consumo final, dependió en 77% de la electricidad y en 23% de los productos derivados para sus necesidades energéticas. Otros sectores, totalizando 3 mbepd en consumo, usaron electricidad en 84% y combustibles líquidos en 16%. La actividad comercial muestra así un ligero descenso en su consumo energético final desde el promedio 2005-2008, mientras que otros sectores se mantienen sin cambios desde ese período.



Organización Institucional del Sector Energético

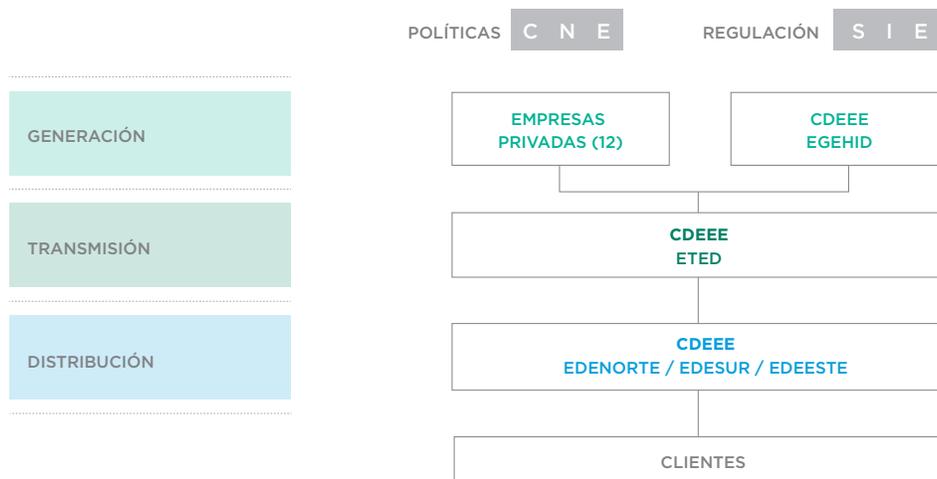
Estructura Institucional

La Comisión Nacional de Energía (CNE) tiene la responsabilidad de diseñar las políticas y es el principal organismo público involucrado en el sector energético dominicano. En el sub-sector de hidrocarburos, la regulación es responsabilidad del Ministerio de Industrias y Comercios (MIC). En el sub-sector eléctrico, el ente regulador es la Superintendencia de Electricidad (SIE).

El participante más importante en el sub-sector eléctrico es el Consorcio Dominicano de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) que reúne a la única empresa de transmisión, las tres empresas de distribución, el monopolio de generación hidráulica (con una capacidad instalada de 525,5 MW) y la única empresa completamente pública de generación térmica (1,9 MW). El resto de la capacidad instalada (generación térmica) se distribuye en 12 empresas privadas y mixtas (el Estado tiene 49% de propiedad) que tienen una capacidad instalada conjunta de 2.434,2 MW que representa 82,3% del total del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI). Las tarifas eléctricas a los consumidores finales son fijadas mensualmente por la superintendencia.

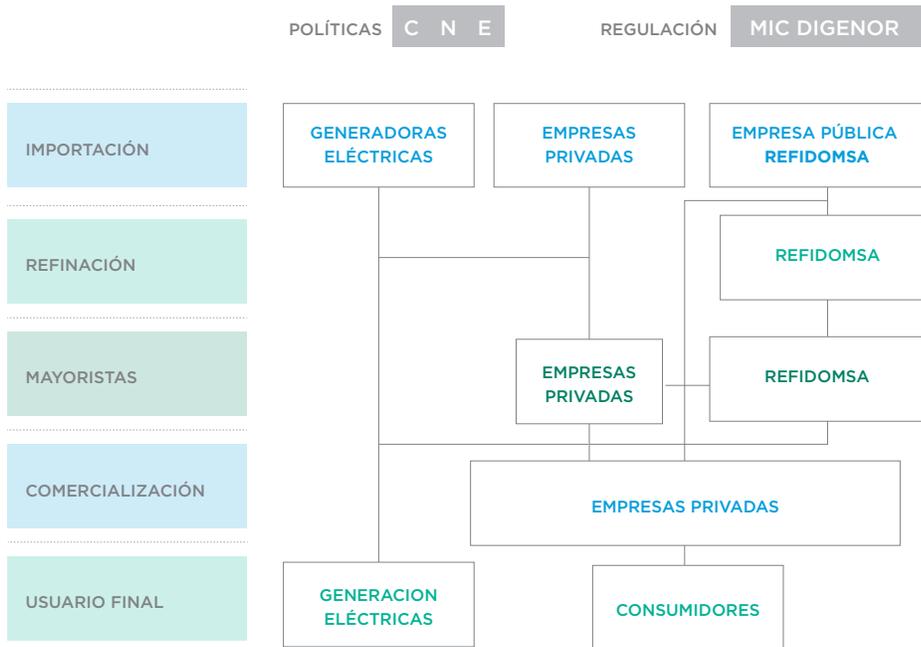
En el sub-sector de los hidrocarburos, el Estado participa en 51% de la única refinería del país REFI-DOMSA, que tiene una capacidad de 35.000 bbl/día y suple aproximadamente 25% de la demanda local de combustibles. El transporte y la comercialización están controlados por empresas de capital privado. Los precios de venta de los combustibles son fijados semanalmente por el MIC.

Estructura del sub-sector eléctrico en República Dominicana, año 2010



Fuente: Elaboración propia a partir de información de CEPAL, SIE, CDEEE, OLADE, y BID.

Estructura del sub-sector hidrocarburos en República Dominicana, año 2010



Fuente: Elaboración propia a partir de información de CEPAL, SIE, CDEEE, OLADE, y BID.

Formulación de políticas del sector energético

Las políticas del sector energético son actualmente definidas por la Comisión Nacional de Energía (CNE), creada en 2001 mediante la Ley General de Electricidad. La comisión está presidida por el Secretario de Industrias y Comercio e incluye a varios secretarios de Estado como Finanzas, Agricultura, Medio Ambiente, al gobernador del Banco Central y al director del Instituto Dominicano de Telecomunicaciones.

La CNE es responsable de elaborar y coordinar los proyectos de normativa legal y reglamentaria, proponer y adoptar políticas y normas, elaborar planes indicativos, proponerlos al Poder Ejecutivo y velar por su cumplimiento, promover las decisiones de inversión en concordancia con dichos planes y asesorar al Poder Ejecutivo.

Siguiendo los lineamientos del Reglamento a la Ley General de Electricidad, el CNE presentó en el 2004 el Plan Energético Nacional (PEN) 2004-2015. En el PEN se definen las políticas energéticas del país hasta el año 2015, siendo los principales objetivos: 1. Garantizar seguridad y eficiencia en la oferta; 2. Impulsar la gestión eficiente de la demanda y uso racional de energía; 3. Desarrollar los recursos energéticos nacionales; 4. Reducir la vulnerabilidad del sistema energético y del abastecimiento externo; 5. Ampliar la cobertura y mejorar la calidad de servicio de energía de las comunidades rurales y semi-rurales; 6. Proporcionar un apropiado marco institucional, legal y regulatorio.

Regulador

En República Dominicana no existe un organismo que se dedique a la regulación del sector energético en su totalidad. Para la regulación del sub-sector eléctrico se creó la Superintendencia de Electricidad (SIE) (Ley General de Electricidad). En el sub-sector de hidrocarburos, el principal organismo encargado de la regulación es el Ministerio de Industrias y Comercio (MIC) que tiene bajo su control la Dirección de Hidrocarburos, la Dirección de Normas y Sistemas de Calidad (DIGENOR), el Cuerpo Especializado de Control de Combustibles (CECCOM) y la Dirección General de Minería. En este sub-sector, sin embargo, otras instituciones del Estado tienen participación en la regulación, como el Ministerio de Hacienda, la SIE y el Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales, entre otros.

La Superintendencia de Electricidad (SIE), al igual que el CNE, fue creada en la Ley General de Electricidad de 2001. Su creación contempla un organismo autónomo con patrimonio propio que cuenta con un directorio cuyos miembros son propuestos por el CNE y deben ser ratificados por el Congreso Nacional. Entre las principales funciones de la SIE están:

- Fijar las tarifas y peajes sujetos a regulación y fiscalizar los niveles tarifarios de las empresas.
- Fiscalizar y supervisar todas las actividades concernientes al mercado eléctrico. En particular, verificar el cumplimiento de la calidad y continuidad del suministro, la preservación del medio ambiente, la seguridad de las instalaciones y otras condiciones de eficiencia de los servicios que se presten a los usuarios.
- Supervisar el comportamiento del mercado de electricidad a fin de evitar prácticas monopólicas en las empresas del subsector que operen en régimen de competencia.
- Aplicar multas, penalizaciones y amonestaciones a los concesionarios.
- Analizar, tramitar y enviar la recomendación al CNE sobre las solicitudes de concesión definitivas para la instalación de obras de generación, transmisión y distribución de electricidad.
- Supervisar la instalación de obras de generación, transmisión y distribución de electricidad.
- Recabar la información sobre los antecedentes técnicos, económicos y estadísticos de las empresas eléctricas, de los autoprodutores, de los cogeneradores y de sus organismos operativos.
- Arbitrar en la resolución de conflictos entre los participantes del sub-sector eléctrico.
- Proporcionar a La Comisión y a su director ejecutivo los antecedentes que le soliciten y que requiera para cumplir adecuadamente sus funciones.
- Autorizar todas las licencias para ejercer los servicios eléctricos locales así como fiscalizar su desempeño.
- Presidir el Organismo Coordinador (OC) con el derecho al voto de desempate.
- Supervisar el funcionamiento del Organismo Coordinador.

El Ministerio de Industrias y Comercio (MIC) mediante su Dirección de Hidrocarburos se encarga parcialmente de la regulación del sub-sector de hidrocarburos en el país. Sus principales funciones son establecer semanalmente los precios de los combustibles y supervisar la aplicación de las políticas y regulaciones que rigen el mercado de hidrocarburos. Adicionalmente, bajo el MIC se encuentra la Dirección General de Normas y Sistemas de Calidad (DIGENOR) que se encarga del control de calidad de los combustibles y el Cuerpo Especializado de Control de Combustibles (CECCOM) que se creó para hacer cumplir las regulaciones en materia de seguridad y control en el proceso de distribución y comercialización de los combustibles.

Otras instituciones del Estado también tienen algunas actividades regulatorias sobre el sub-sector de los hidrocarburos. Entre ellas se encuentran: (i) la Secretaría de Estado de Finanzas en su Dirección de Aduanas y el Departamento de Fiscalización de Combustibles; (ii) Secretario de Estado de Medio Ambiente y Recursos Naturales; (iii) la Refinería Dominicana de Petróleo; (iv) Banco Central, en la subdirección de importación de petróleo y sus derivados; (v) Corporación Dominicana de Electricidad; y la (vi) Superintendencia de Electricidad.

Matriz Institucional sub-sector eléctrico en República Dominicana

Generación		Transmisión		Distribución	
	Capacidad Instalada	Empresa	ETED		EDESUR (33.5%)
Hidroeléctrica	17.7%	Propiedad	Estatal	Empresas ^c	EDENORTE (27.9%)
Solar & Eólica	n.a.	Mercado	Monopolio		EDEESTE (27.8%)
Termoeléctrica	82.4%		La operación del SENI está a cargo del Organismo Coordinador (OC)	Cobertura Nac. ^d	96.20%
Geotérmica	n.a.	Funciones		Mercado	Monopolios regionales
Ppal Empresa Estatal	CDEEE 17.7%	Política de precios	Parcialmente regulado	Part. privada	No
Participación Privada	Permitida	Part. Privados?	No	Concesiones	n.a.
Requisitos	Mínimos	Comercializadoras	n.a.		
Registros	12 Empresas	Grandes Usuarios	n.a.	Usuarios subsidiados	< 300 Kwh ^e
Integración Vertical	Permitida parcialmente ^a			Política de precios	Regulados
Incentivos Fiscales					
(a) Equipos	Sólo para energías renovables				
(b) Combustibles	Cero Impuestos a las transacciones ^b				
(c) Pequeños generadores	Libre de concesión				
Política de Precios					
Mercado de contratos	Precio libre mediante Licitación				
Mercado de ocasión	P=Cmg. (regulado)				
Regulador		Superintendencia de Electricidad (SIE)			
Miembros integrantes en la directiva		3			
Nombrados por el presidente de la república?		Nombrados por el poder ejecutivo y aprobados por el Congreso Nacional			

Fuente: CEPAL, SIE, CDEEE, OLADE, BID y Cálculos Propios

a. Permitida para la generación para las empresas distribuidoras pero sólo hasta el 15% de la demanda del sistema. Sólo la CDEEE tiene integración vertical

b. Según Ley 557-05

c. Retiros de Electricidad en el año 2010

d. Según cifras de OLADE de 2010

e. Dependiendo del nivel de los precios de los combustibles es posible ver subsidios en bloques tarifarios superiores a ese nivel.

Descripción de sub-sector eléctrico

Actualmente el sub-sector eléctrico en República Dominicana opera bajo la estructura legal e institucional diseñada en la Ley General de Electricidad (125-01) y sus modificaciones posteriores y la Ley de Incentivo a la Energías Renovables y Regímenes Especiales (57-07).

Entre las provisiones más importantes de la ley 125-01, su reglamento y las posteriores reformas se encuentran:

- Limita la integración vertical de las empresas del sector eléctrico, con la excepción de aquellas que vayan a generar electricidad usando fuentes renovables y las compañías de distribución participantes del proceso de capitalización¹.
- Permite el otorgamiento de concesiones hasta por 40 años a los interesados en participar en el negocio de generación o distribución eléctrica. No necesitarán concesión los sistemas eléctricos aislados con una demanda menor a 2 megavatios (MW).
- Incorpora la figura de la compensación monetaria (peaje) por el uso de las líneas de transmisión.
- Establece que las empresas de distribución tienen la obligación de suministrar el servicio de energía eléctrica a todos los que lo soliciten en los tres días laborales siguientes a la solicitud.
- Establece que el sistema de precios de la electricidad debe ser por lo general libre y que sólo serán objetos de regulación las tarifas eléctricas a los usuarios regulados en las zonas de concesión de las empresas distribuidoras.
- Establece que las ventas de electricidad por contrato no deben exceder 80% de la demanda del sistema eléctrico interconectado, lo que garantiza que el mercado ocasional deberá ser al menos 20% del total consumido en el sistema.
- Incorpora penas de cárcel que van desde tres días hasta tres años a las personas que cometan “fraude eléctrico”.

Entre las disposiciones más importantes de la Ley de Incentivo a la Energías Renovables y Regímenes Especiales 57-07 se encuentra:

- Da prioridad a las empresas de generación de energías renovables en el orden de retiros de electricidad.
- Exonera a las empresas de generación eléctrica de fuentes renovables de la obligación de ofertar su generación en el mercado mayorista, pero tienen derecho a vender sus volúmenes de producción al precio marginal de producción de energía eléctrica.
- Permite al CNE el establecimiento de una cuota obligatoria del mercado total de energía eléctrica y/o combustibles para las energías de fuentes renovables o los biocombustibles.

¹ Las empresas que participan de la distribución sí pueden ser propietarias de instalaciones de generación siempre que esta capacidad no exceda el 15% de la demanda.

- Establece incentivos fiscales a todos los proyectos de producción y venta de energía usando fuentes renovables, incluyendo a los productores de biocombustibles, de la siguiente forma:
 - Exención de 100% de los impuestos aplicables a la importación de todo tipo de equipos.
 - Exención del Impuesto sobre la Renta (por 10 años no excediendo el año 2020) a todos los ingresos relacionados a la actividad.
 - Reduce a la mitad el impuesto al financiamiento externo, de 10% pasa a 5%.
 - Se introduce un crédito fiscal para autoprodutores que será equivalente a 75% del costo de las inversiones que realicen.
- Se crea un vehículo de financiamiento con fondos del CNE a bajas tasas de interés para proyectos comunitarios donde se desarrollen fuentes de energía renovables.
- Incorpora la posibilidad de que las empresas involucradas en actividades relacionadas a la energía con fuentes renovables negocien con certificados de reducción de emisiones contaminantes según el “Protocolo de Kyoto”.

Sistema Eléctrico Nacional Interconectado

Según el artículo 2 de la Ley General de Energía, el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) “es el conjunto de instalaciones de unidades eléctricas generadoras, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas y líneas de distribución interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir electricidad bajo la programación de operaciones del Organismo Coordinador”.

El Organismo Coordinador (OC) es un organismo independiente que planifica y coordina la operación del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de República Dominicana y determina las transacciones económicas entre sus agentes. La autoridad administrativa del OC es el Consejo de Coordinación, formado por cinco miembros, cuatro de ellos representantes de las empresas e instituciones del estado como la SIE, quien lo preside, un representante de EGEHID, uno de ETED, uno del bloque de las empresas de distribución y un representante de las empresas eléctricas de generación privada.

Las principales funciones del OC son: (i) planificar y coordinar la operación de los agentes del SENI; (ii) garantizar la venta de la potencia firme de las unidades generadoras del Sistema; (iii) calcular y valorizar las transferencias de energía que se produzcan por esta coordinación; (iv) facilitar el ejercicio del derecho de servidumbre sobre las líneas de transmisión; y (v) generar reportes para la SIE y la CNE.

El participante más resaltante del SENI es la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE). Este conglomerado de compañías estatales para diciembre del 2010 controlaba 17% (525,1 MW) de la capacidad instalada de generación, 100% de la transmisión y 100% de la distribución. Las empresas privadas o mixtas participan exclusivamente en la generación, donde acumulan 82,3% (2.434,5 MW) de la capacidad instalada².

² Cifras proporcionadas por el Informe Anual del 2010 del Organismo Coordinador.

Tabla 1. Distribución de la capacidad de generación eléctrica en República Dominicana, año 2010

Fuentes	Públicas	Privadas	Mixta	Total
Primarias				
Hidráulica	17.7%	n.a.	n.a.	17.7%
Secundarias				
Térmica	0.1%	55.1%	27.2%	82.3%
Total	17.7%	55.1%	27.2%	100%

Fuente: Organismo Coordinador y cálculos propios

La CDEEE está conformada por cinco empresas y una entidad funcional. En la generación cuenta con EGEHID, que se encarga de la generación hidráulica; en la transmisión tiene a ETED que controla el monopolio de transmisión; y en la distribución hay tres empresas: EDESUR, EDENORTE y EDEESTE que se distribuyen la mayoría de los usuarios finales del sistema. Adicionalmente bajo el control de la CDEEE se encuentra la Unidad de Electrificación Rural y Suburbana (UERS) que coordina las iniciativas para proveer acceso en las zonas rurales y suburbanas.

Generación

Actualmente existen en el sistema eléctrico dominicano 12 empresas privadas o mixtas dedicadas exclusivamente a la generación. Todas ellas producen electricidad a partir de plantas termoeléctricas. En la tabla 2 se muestra la distribución de tecnologías y el combustible utilizado por el sector privado para la generación. La Ley de Hidrocarburos no establece impuestos a la importación de los hidrocarburos usados en la generación eléctrica.

Tabla 2. Distribución de la capacidad instalada según tecnologías y combustibles en las plantas de generación privada, año 2010. (MW)

	Fuel Oil No. 6	Fuel Oil No. 2	Gas natural	Carbón	Total
Ciclo Combinado		485.0	319.0		804.0
Motores Diesel	691.4				691.4
Turbinas a Gas		100.0	236		336.0
Turbinas a vapor	289.5				603.2
Total	980.9	585.0	555.0	313.6	2434.5

Fuente: Organismo Coordinador y cálculos propios

Según la legislación vigente, los precios en el mercado eléctrico mayorista deben estar determinados libremente entre las partes. La ley 112-00 estipula que al menos 20% de la demanda de energía y potencia debe estar suplida por el mercado ocasional, mientras que no más de 80% debe ser suministrada bajo contratos de largo plazo.

El precio a pagar el mercado ocasional debe ser el equivalente al costo marginal de corto plazo³ de la generación y el costo marginal de potencia⁴. En los casos en que haya racionamiento eléctrico, el precio a pagar deberá ser el valor equivalente al costo de desabastecimiento o el costo marginal tope de energía en el corto plazo⁵, que es determinado anualmente por la SIE mediante una fórmula. Los precios en el mercado de contratos deben ser determinados en licitaciones públicas que están reglamentadas por la SIE.

En la práctica, los precios de la electricidad pagados por las empresas distribuidoras están determinados principalmente por los contratos a largo plazo que se firmaron en el año 2001 bajo el “Acuerdo de Madrid” que en su mayoría tienen vigencia hasta 2016. Un estudio de tarifas contratado por la SIE⁶ calcula que para agosto del año 2010, 91,3% de las compras de electricidad se realizaron bajo estos contratos. El volumen restante (8,7%) fue comprado en el mercado ocasional a un precio promedio 27% superior al precio estipulado en los contratos. Este precio, sin embargo, fue determinado principalmente por la SIE mediante la fijación del costo de desabastecimiento.

En ciertas franjas horarias no es posible satisfacer la demanda, ya que algunas empresas generadoras no están dispuestas a producir energía a los costos fijados por la SIE. No obstante, el ente regulador tiene la facultad de forzar a algunas de ellas a operar. Estos generadores, que tienen costos variables superiores a los valores tope fijados por la SIE, son compensados a través de la figura de la “compensación por máquinas forzadas”, que básicamente indemniza a las unidades de generación por la diferencia en costos.

Transmisión

La transmisión eléctrica en República Dominicana es un monopolio estatal manejado por la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED). Para el año 2010, ETED contaba con 435 líneas de alto voltaje (69 Kv y 138 Kv) con una extensión total de 3.634 km y 254 subestaciones. Los costos de operación de las líneas y las subestaciones utilizadas para la transmisión son cobrados a los generadores en base al peaje de transmisión.

3 Es el costo variable necesario para producir una unidad adicional de energía considerando la demanda y el parque de generación disponible.

4 Es el costo unitario de incrementar la capacidad instalada de generación de Potencia de Punta.

5 Es el costo en que incurrir los clientes, al no disponer de energía y tener que obtenerla de fuentes alternativas; o bien la pérdida económica derivada de la falta de producción y/o venta de bienes y servicios, y la pérdida de bienestar por disminución de la calidad de vida, en el caso del sector residencial.

6 INECON. Determinación y ajuste de las tarifas de suministro de energía eléctrica a clientes regulados (tarifa técnica) y diseño de un esquema de implementación progresivo. Marzo 2011.

El pago que cada generador hace mensualmente a la ETED es el producto de multiplicar el Derecho de Conexión Unitario (DCU)⁷ por la Potencia Firme del agente. Este valor se calcula en base a varios parámetros como Peaje Unitario (Valor Unitario del Peaje de Transmisión), Derechos de Usos y la potencia de punta. El parámetro primordial para el cálculo del pago de los agentes del SENI a la ETED es el Valor Unitario del Peaje de Transmisión, una cifra que fue establecida en 0,006 USD/KWh por la SIE en el año 2001. A partir de entonces este valor se ha indexado anualmente por la inflación (CPI) de Estados Unidos siempre que este índice no exceda 2%. Para septiembre del año 2011, el valor indexado de este parámetro se ubicaba en 0,0068 USD/KWh. Los Derechos de Usos se componen de Derechos de Usos de Potencia y Derechos de Usos de Energía que son calculados a partir de los balances de energía del SENI en el período determinado.

Distribución

Como ha sido explicado anteriormente, tres empresas estatales son las encargadas de la distribución de la energía eléctrica a los usuarios finales. Estas tres empresas son EDESUR que hasta diciembre de 2010 retiró 33,5% (4.018,9 GWh) de la energía producida en el SENI y tenía 27,81% (523.136) de los clientes del sistema interconectado; EDENORTE, que retiró 27,9% (3.354,2 GWh) y servía a 38,83% (730.337) de los usuarios; y EDEESTE que durante el mismo período retiró 27,8% (3.337,7 GWh) de la energía producida y suplía a 33,4% (627.546) del número total de consumidores. Sus autoridades administrativas son nombradas por el poder ejecutivo.

La SIE determina mensualmente las tarifas aplicadas y las indexadas, la diferencia entre estas dos tarifas equivale al monto del subsidio pagado a las distribuidoras a través del FETE. A pesar de que la legislación sólo comprende un subsidio a los consumidores residenciales ubicados en la franja tarifaria BTS1, para septiembre de 2011 todas las tarifas cobradas a los usuarios finales contenían un subsidio que iba de 10,4% para los usuarios con suministro de media tensión (MTD1) hasta 59,3% para los usuarios con conexión de baja tensión y consumo mensual menor a 300 KWh (BTS1). En ese mismo mes, el monto pagado por el FETE a las distribuidoras como consecuencia del subsidio fue de aproximadamente USD 23,5 millones.

A partir del 2009 se instauró el programa de subsidios eléctricos denominado Bonoluz. Este programa que está manejado por el Gabinete de Coordinación de Políticas Sociales subsidia hasta 100 KWh a los usuarios que cumplan con los requisitos establecidos en el Sistema Único de Beneficiarios. El subsidio es pagado a través de la Tarjeta Solidaridad.⁸

7 Fórmula de cálculo del DCU = [(Peaje Unitario x total retiros de energía) - Derecho de Uso] / Potencia de Punta. Para septiembre de 2011 el DCU pagado por los agentes del SENI fue 3,17 US\$/Kwh.

8 Plan de Acción del Sector Eléctrico 2010-2015. Gobierno de la República Dominicana. Diciembre 2009.

Matriz institucional del sector hidrocarburos en República Dominicana

Importación		Transformación / Refinación		Comercialización	
Ppal. Empresa Estatal	Refidomsa	Empresa	Refidomsa	Combustibles líquidos	
Propiedad	51% Estado Dominicano.	Propiedad	Pública	Generación eléctrica (40,7%)	Generadores eléctricos privados
Participación Privada	49% PDVSA	Propietario	Estado Dominicano 51% PDVSA de Venezuela 49%	Total de estaciones de servicios (59,3%)	640 Propagas Puma Sunix - GB Group Sol Group
Importadores por producto		Crudo		GLP	
Crudo	Refidomsa (100%) Falcondo ^f / Xstrata	Capacidad de refinación	34.400 bpd	Total de envasadoras	850
Derivados líquidos del petróleo	Refidomsa EGE Haina Grupo Propagas Otras generadoras eléctricas privadas	Participación de mercado (2011) ^g	25%	Consumo envasado	Hogares
		Productos refinados: ^h	Gasolina Regular (22,1%) Diesel Oil (26,6%) Jet Kerosene (17%) Fuel Oil (30,8%) GLP (3,5%)	Transporte	Transporte público y privado
Gas Natural	AES	Gas Natural		Gas Natural	
GLP	Grupo Propagas EGE Haina	Empresa	AES Dominicana	Generación eléctrica	AES Falcondo / Xstrata
		Propiedad	Privada	Transporte (GNC y GNL)	Transporte público y privado
		Infraestructura	Terminal de regasificación	Política de precios:	Regulados
		Capacidad	160.000 m ³	Subsidios:	GLP
		Participación de mercado	100%	Incentivos fiscales:	
				Exoneración al impuesto de los combustibles de la ley 112-00	GLP y combustibles para la generación eléctrica y construcción

Regulador

Ministerio de Industria y Comercio - Dirección de Hidrocarburos, la Dirección de Normas y Sistemas de Calidad (DIGENOR), el Cuerpo Especializado de Control de Combustibles (CECCOM) y la Dirección General de Minería

Nombrados por el Presidente de la República	Libre nombramiento del Presidente de la República
Financiamiento	Presupuesto ordinario de la nación

Fuente: MIC, CNE y legislación vigente.

f. Falcondo es una empresa minera que cuenta con una refinería de crudo que le suplía sus requerimientos energéticos. No importa crudo desde el año 2008.

g. Cifras de la IEA. Cálculos propios.

h. Fuente: ATLAS Marine Caribbean, Inc. Movimiento de Hidrocarburos en República Dominicana. Marzo-Abril 2009.

Descripción de sub-sector de hidrocarburos

La Constitución aprobada el 26 de abril de 2010 estipula que los recursos naturales no renovables son patrimonio de la nación, pero permite que particulares participen en las actividades de exploración y explotación de estos recursos.

República Dominicana no es un país productor de hidrocarburos, todos los combustibles usados en su territorio son importados. El Estado dominicano es socio del 51% de la única refinería en el país (REFIDOMSA), mientras que el otro 49% está controlado por PDVSA, la empresa petrolera del Estado venezolano. La refinería tiene una capacidad instalada de 35.000 bbl/día ⁹, lo que representa aproximadamente 25% de las necesidades de combustibles del país. El resto de los combustibles son importados por el sector privado.

El precio de venta de los combustibles es determinado semanalmente por el MIC basado en los precios internacionales de los hidrocarburos y el tipo de cambio oficial fijado por el Banco Central. Como se ha hecho referencia anteriormente, los combustibles usados para la generación eléctrica están exentos del pago de impuestos.

La comercialización de los productos derivados del petróleo está dominado por seis operadores privados de capital extranjero. El transporte de los combustibles a los puntos de venta minoristas está controlado por unidades de transporte que están agrupadas en el Sindicato de Choferes y la Asociación de Propietarios de Camiones, el número de cisternas está regulado por el MIC.

⁹ CNE. Plan Energético Nacional 2004-2015. Julio 2004.



Evolución Sector Energético





Evolución Matriz Energética 1971 - 2008

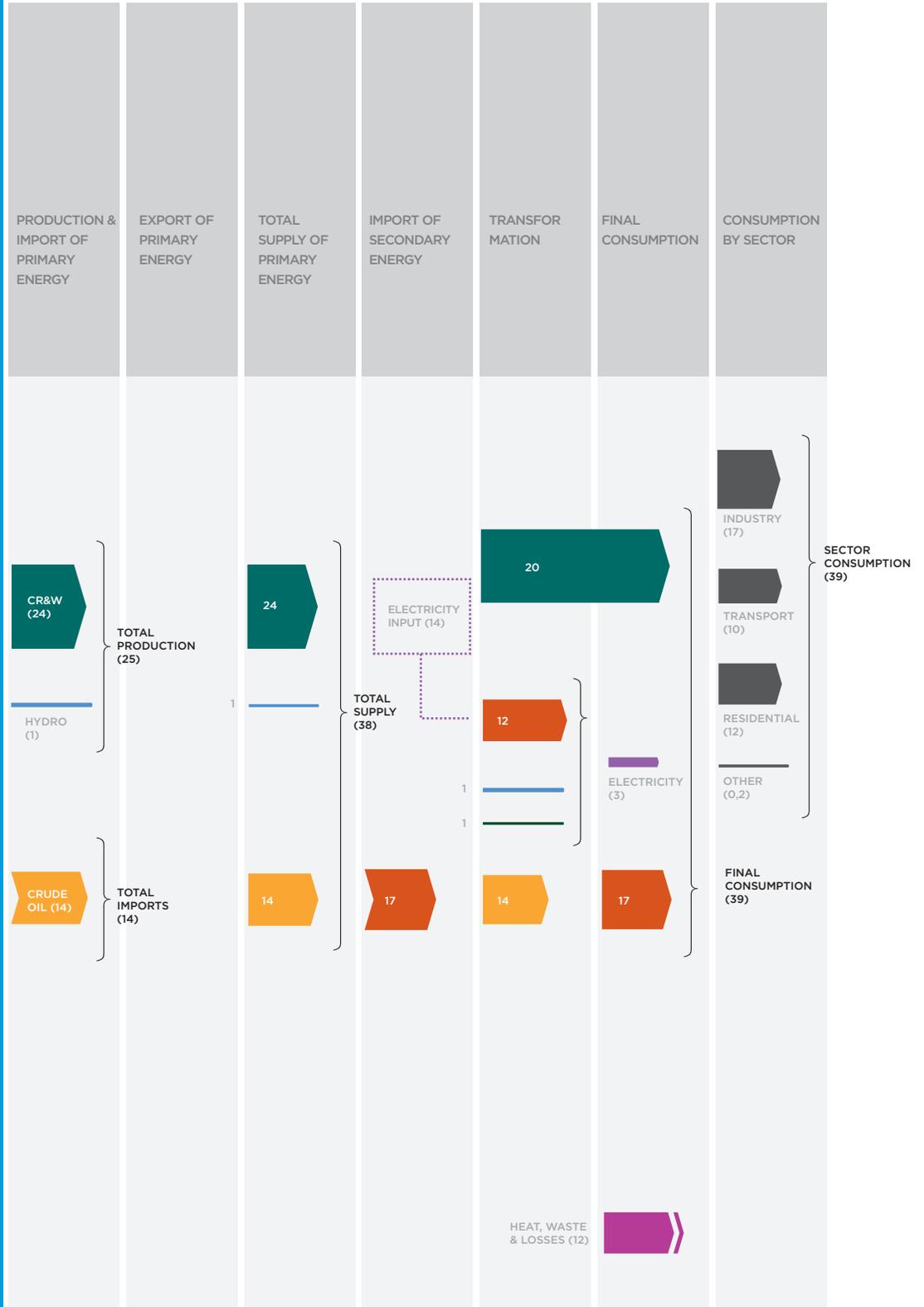


1971-1974

Al inicio de este análisis histórico, resulta claro que hace 40 años, la matriz energética de la República Dominicana consistía esencialmente de dos fuentes de energía: hidrocarburos y biocombustibles, con una participación minúscula de la energía hidráulica.

Energy Flow 1971-1974

(kboe/day)



Consumo Total de Energía

Entre 1971 y 1974, el consumo total de energía totalizó 56 mil barriles equivalentes de petróleo por día (mbepd), de los cuales el 55% son importaciones de crudo y productos derivados. Los 14 mbd en importaciones de crudo los manejó la Refinería Dominicana de Petróleo, S.A. (Refidomsa), inaugurada en 1973. En segundo plano están los combustibles renovables, con 24 mbepd y 43%. Según OLADE, 54% de este total es leña. La pequeña producción hidráulica, 1 mbepd, vino a partir de las centrales Jimenoa de 8.4 MW de capacidad, Las Damas de 7.5 MW, y Tavera, de 96 MW desde 1973.

Electricidad

Entre 1971 y 1974 se consumieron 13.4 mbepd para generar electricidad. Los combustibles líquidos representaron el 87% con 12 mbd, la hidrogenación aportó 7%, y los combustibles renovables otro 6%. Las pérdidas de transformación y transmisión eléctrica fueron masivas, ya que el consumo final de electricidad (2.73 mbepd) equivale a 21% de los insumos (14 mbepd), lo que significa pérdidas de 79% en la generación.

Durante este periodo, se generaron 1791.75 GWh de electricidad. Esta provino en un 67% de los combustibles líquidos. La hidrogenación aportó 536 GWh, lo que es 30% de la generación total. Finalmente, el uso de combustibles líquidos aportó el 3% restante, con 59 GWh.

Electricidad	Insumos (mbepd)	%	Generación (GWh)	Generación (mbepd)	%
Combustibles líquidos	11.6	87	1,196.75	1.83	67
Hidrogenación	0.9	7	536.00	0.82	30
Combustibles renovables	0.8	6	59.00	0.08	3
Total	13.4	100	1,791.75	2.73	100

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de la IEA

Consumo Final por Sectores

Por sectores, el consumo final fue principalmente industrial, con 17 mbepd, 44% del total. Este uso industrial se basó 64% en los combustibles renovables, con los combustibles líquidos aportando 30%, y la electricidad 6%. El uso residencial, 31% del consumo final dependió en un 76.1% en los combustibles renovables y desecho. 14.4% de su consumo vino a partir de la electricidad, con el porcentaje restante, 9.5, a partir de productos derivados del petróleo. El sector de transporte, 25% el consumo final, únicamente usó combustibles líquidos.

Consumo por Sectores	Industria	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Combustibles líquidos	30.4%	100%	9.5%	N/A	100.0%
Combustibles renovables	63.6%	0%	76.1%	N/A	0%
Electricidad	5.9%	0%	14.4%	N/A	0.0%
Total	100%	100%	100%	N/A	100%

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de la IEA

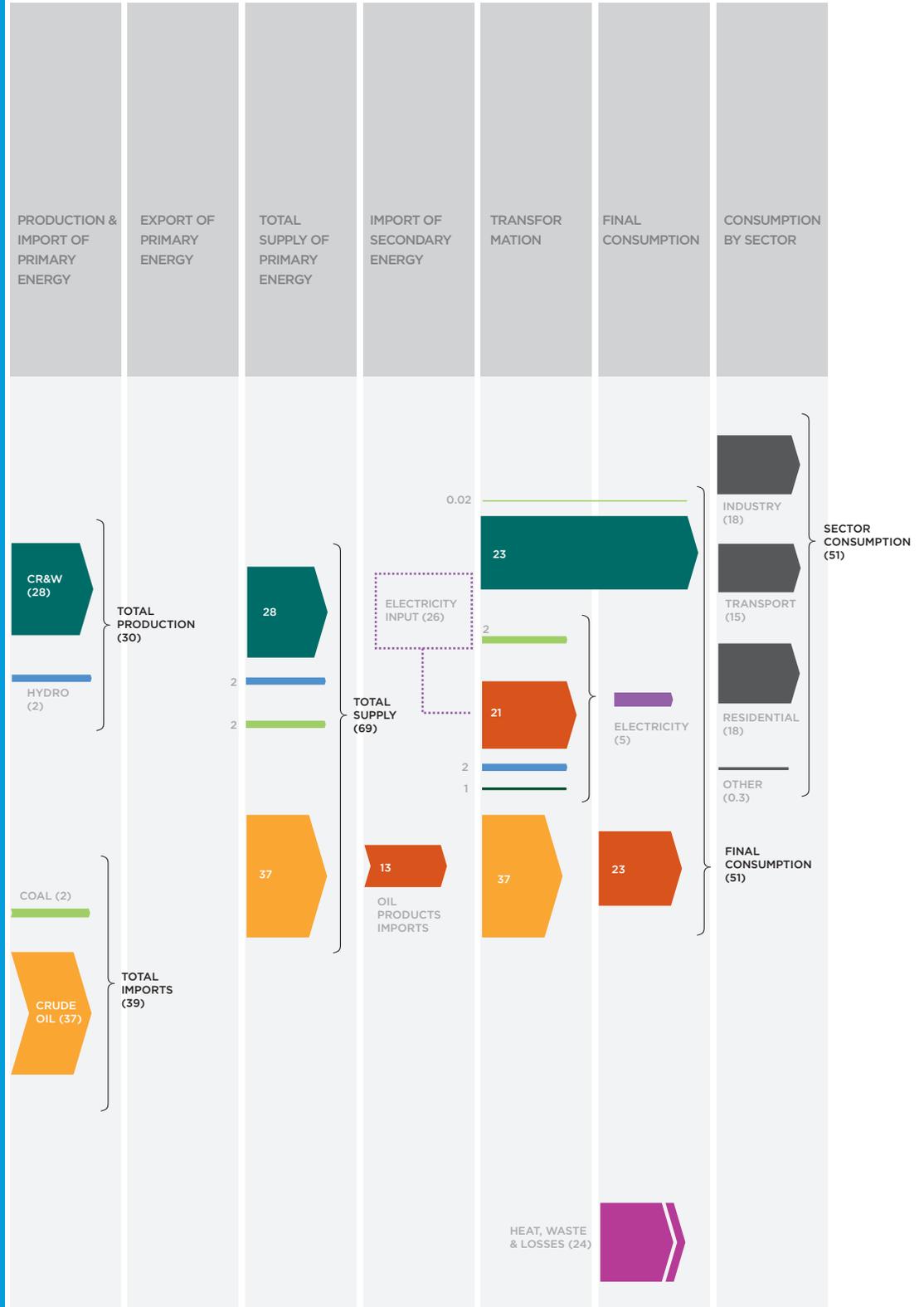


1984-1987

En este segundo período, después de 13 años, la matriz energética de República Dominicana seguía consistiendo esencialmente de biocombustibles e hidrocarburos como fuentes de energía primaria. Sin embargo, el proceso de urbanización y electrificación, junto con el aumento del consumo per cápita de la población, se traducen en una disminución relativa de los biocombustibles, en particular la leña.

Energy Flow 1984-1987

(kboe/day)



Consumo Total de Energía

El consumo de energía creció 46%, ubicándose en 82 mbepd entre 1984 y 1987, compuestos por 50 mbepd de hidrocarburos, 28 de biocombustibles, 2 de carbón y 2 de recursos hídricos, en proporciones 61, 33, 2 y 2 %. El crecimiento se explica por el incremento del 164% de las importaciones de crudo, gracias a la incorporación de Refidomsa con capacidad de 40 mbd. La importación de producto se mantuvo en 13 mbd, prácticamente inalterada. La incorporación del carbón totaliza 2 mbepd. Mientras que los biocombustibles llegan a 28 mbepd, de los cuales 64% fue leña, la energía hidráulica pasó de 1 a 2.25 mbepd. Este salto se explica por la incorporación entre 1974 y 1987 de Valdesia con 54 MW de capacidad instalada (1975), Rincón con 10.1 MW (1978), Sabana Yegua con 13 MW (1979), Sabaneta con 6.4 MW (1981), Hatillo con 8 MW (1984) y la Lopez-Angostura con 18 MW (1987).

Electricidad

La generación eléctrica consumió 85% más de energía, llegando a 26 mbepd, Este consumo se compuso en su amplia mayoría por combustibles líquidos, que bajaron su participación del 87% a 82%. Las demás fuentes para la generación eléctrica fueron el carbón con 6% del total, la hidrogenación con 9% y los combustibles renovables con 4%. A partir de este consumo, la República Dominicana generó total de 4,233.5 GWh por año, casi 2.4 veces el total promedio del periodo 1971-1974. El patrón de composición se mantuvo relativamente sin cambios, y así se mantienen pérdidas masivas de transformación y distribución del orden del 80% de la energía consumida en generación eléctrica.

Electricidad	Insumos (mbepd)	%	Generación (GWh)	Generación (mbepd)	%
Carbón	1.50	5.7	303.5	0.36	7
Combustibles líquidos	21.40	81.7	2552.0	3.12	60
Hidrogenación	2.25	8.6	1304.5	1.61	31
Combustibles renovables	1.0	3.8	73.5	0.10	2
Total	26.20	100	4,233.5	5.20	100

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de la IEA

Consumo Final por Sectores

Para el periodo 1984-1987, el sector industrial cayó de 44 a 35% del consumo final, con 60% de su uso viniendo de combustibles líquidos y 13% de electricidad – el doble del promedio anterior. La industria dejó de ser el segmento de mayor consumo y ahora comparte esta posición con el sector residencial, totalizando 18 mbepd cada uno. Este segmento disminuyó su consumo de leña y caña del 76% al 70% y aumentó su uso de productos derivados del 9.5% al 15%. El consumo residencial aumentó 4% debido al proceso de urbanización. El transporte también tuvo un repunte, llegando a 29% de 26% anteriormente.

Consumo por sectores	Industria	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Carbón	0.1%	0%	0%	N/A	0.0%
Combustibles líquidos	27.7%	100%	14.5%	N/A	100.0%
Combustibles renovables	58.8%	0%	70.0%	N/A	0%
Electricidad	13.3%	0%	15.5%	N/A	0.0%
Total	100%	100%	100%	N/A	100%

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de la IEA

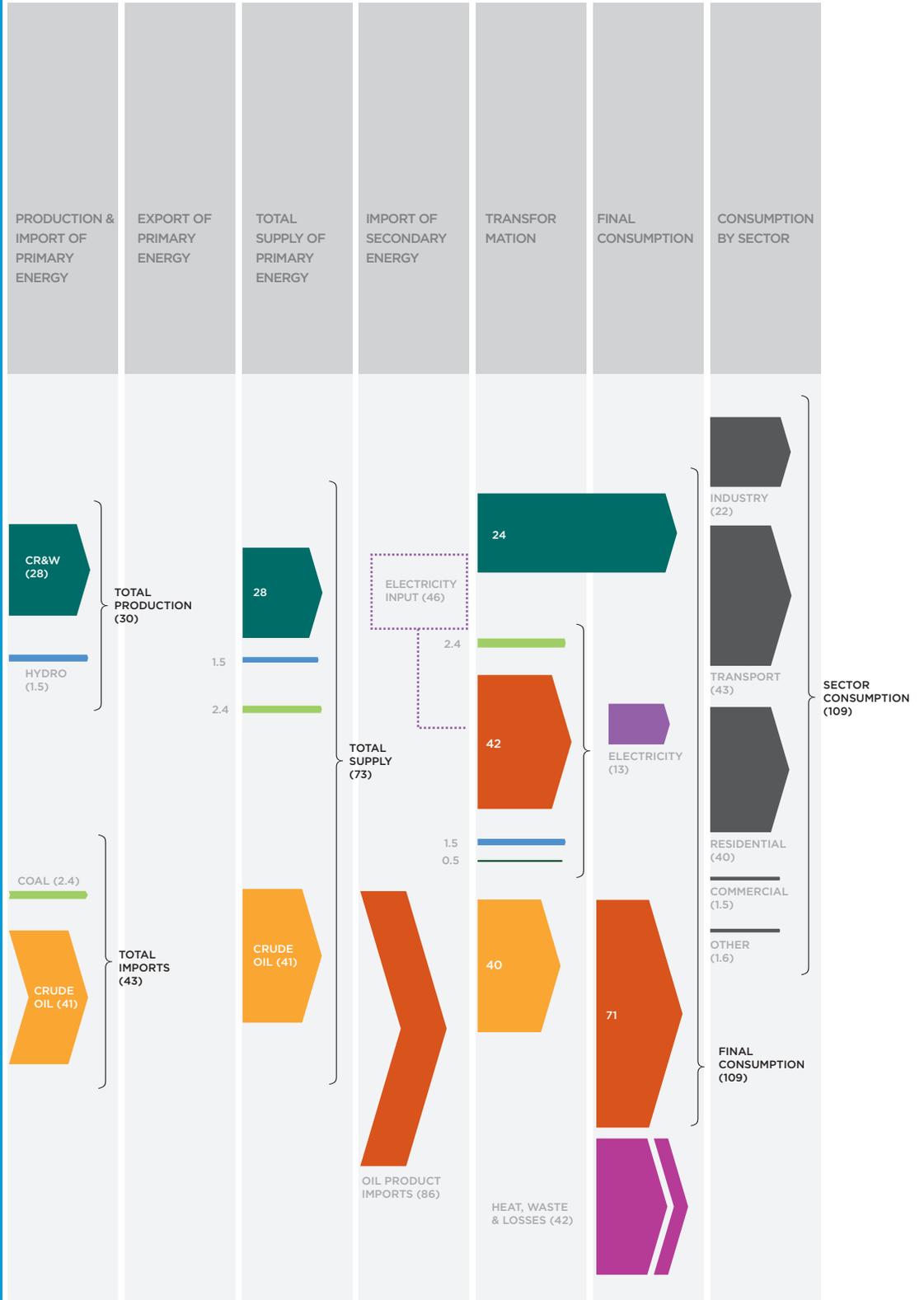


1999-2002

La matriz energética de República Dominicana para el tercer período, casi se duplica y se hace aún más dependiente de petróleo importado, crudo para procesamiento interno y productos para consumo final. De hecho, la fuente de energía que más crece son los combustibles de transporte, importados en su mayoría. La oferta de energía de otras fuentes prácticamente no crece. Esto refleja el continuo proceso de modernización y urbanización del país.

Energy Flow 1999-2002

(kboe/day)



Consumo Total de Energía

Entre 1984-1987 y 1999-2002, el consumo total de energía casi se duplica, ubicándose en 159 mbepd. Este aumento se debe al crecimiento en la importación de combustibles líquidos, que pasaron de 13 a 86 mbepd. El resto de las fuentes, incluido el crudo importado, se mantuvieron estables. En proporciones el consumo de hidrocarburos, biomasa, carbón e hidráulica es de 80, 18, 1 y 1%, respectivamente. Cabe mencionar la caída de la energía hidráulica de 2.25 a 1.5 mbepd, a causa de una sequía al comienzo de los años noventa. La inauguración en 1992 de las centrales Jigüey con 98 MW y Aguacate con 52 MW no logró contrarrestar sus efectos.

Electricidad

Para este periodo hay un aumento del 77% en el consumo para la generación eléctrica, llegando a 46 mbepd. Los combustibles líquidos pasaron de 21 a 42 mbepd, manteniéndose como la fuente más importante, con 91% de este consumo. Las demás fuentes fueron el carbón (5% del total), los combustibles renovables (1.2%) y la energía hidráulica (3.2%). El carbón creció en un 57%, la hidrogenación aportó 0.75 mbepd menos que antes y los biocombustibles bajaron de 1 a 0.48 mbepd. La electricidad generada durante 1999-2002 fue 9,758.25 GWh, más del doble del total anterior. De esta generación, 86% proviene de combustibles líquidos mientras que solo 9% viene de la hidrogenación, cayendo del 31% anterior. Solo 5% de la generación vino a partir del uso de carbón.

Electricidad	Insumos (mbepd)	%	Generación (GWh)	Generación (mbepd)	%
Carbón	2.36	5.1	478.25	0.64	5
Combustibles líquidos	41.95	90.5	8,385.00	11.01	86
Hidrogenación	1.48	3.2	857.00	1.15	9
Combustibles renovables	0.54	1.2	38.00	0.05	0.4
Total	46.33	100	9,758.25	12.8	100

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de la IEA

Consumo Final por Sectores

Entre 1987 y 1999 se produce un cambio importante en el patrón sectorial. Anteriormente, 70% del consumo se dividía entre industria y residencia. Para comienzo de siglo, es el transporte que tiene el mayor consumo, con 43 mbepd y 39% - casi tres veces su total anterior y compuesto por derivados. En segundo lugar está el consumo residencial, con 37% y 40 mbepd, más del doble de su consumo anterior y enfocado en combustibles líquidos (43.4%) y biocombustibles (41.4%), un crecimiento de los primeros en detrimento de los segundos. El consumo de la industria llega al 20% del consumo con 22 mbepd, un crecimiento de solo el 22% y pasando a usar mas derivados que biocombustibles por primera vez.

Consumo por sectores	Industria	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Carbón	0.0%	0%	0%	0%	0%
Combustibles líquidos	43.0%	100%	43.4%	0%	100%
Combustibles renovables	33.8%	0%	41.4%	0%	0%
Electricidad	23.2%	0%	15.2%	100%	0%
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de la IEA

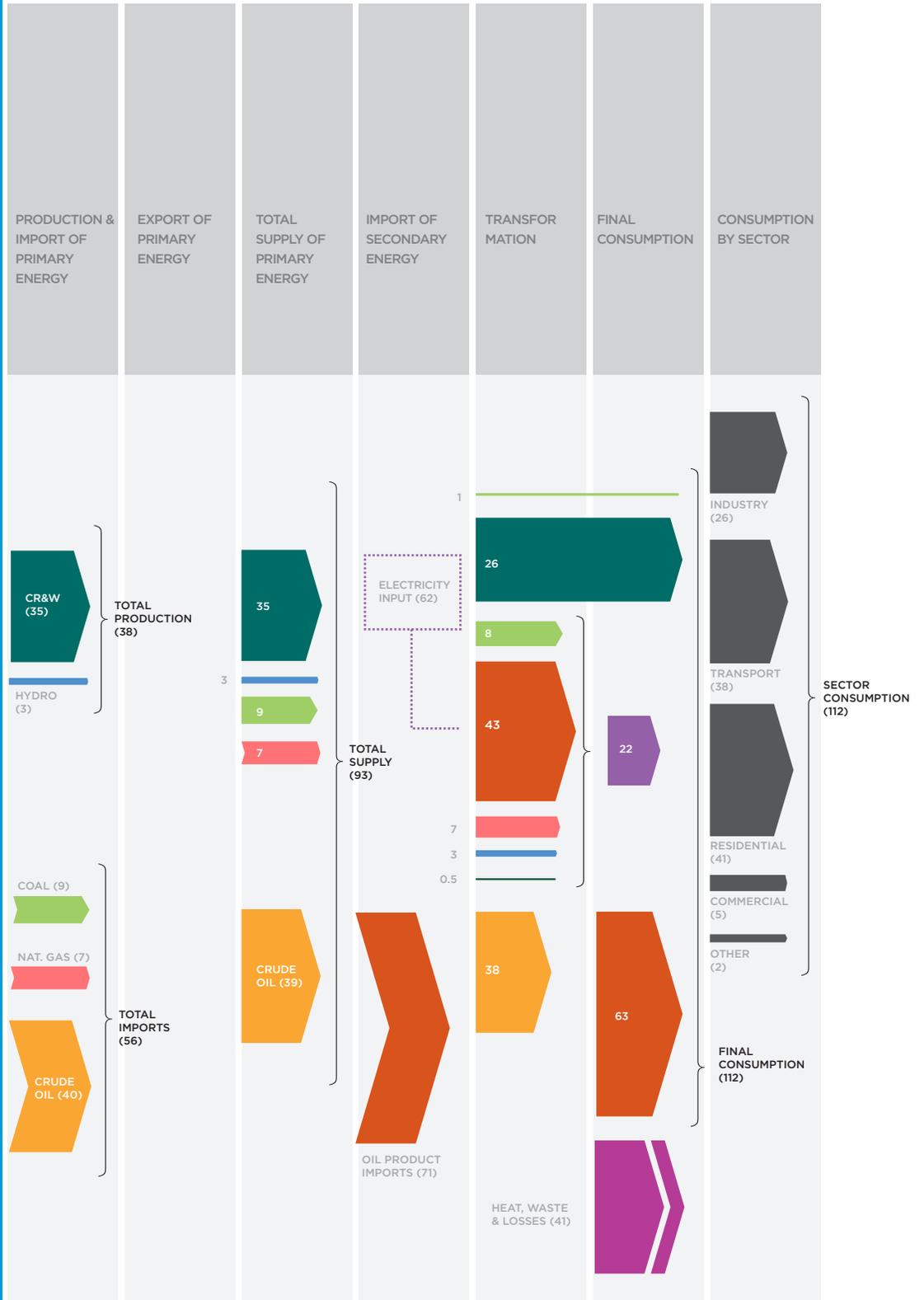


2005-2008

Este cuarto período aunque más corto que el anterior, un lustro contra tres, presenta importantes cambios en la matriz energética de República Dominicana por el salto cuántico en el precio del petróleo. El país redujo su consumo absoluto y relativo de petróleo por la vía de aumentar su eficiencia en el consumo y sustituir petróleo por carbón, gas, energía hidráulica y biocombustibles.

Energy Flow 2005-2008

(kboe/day)



Consumo Total de Energía

Para este periodo ocurrieron importantes cambios en el consumo ya que inicia un proceso de diversificación hacia menor dependencia de derivados importados. El cambio más resaltable es la incorporación del gas natural importado con 7 mbepd. A partir del 2003, el país comenzó a importar gas luego de que la empresa AES convirtiera la termoeléctrica La Mina a gas y completara una terminal de importación. También se destaca el crecimiento del carbón importado, de 2.4 a 9 mbepd, gracias en parte a la rehabilitación de las plantas generadoras de Itabo, cuyo puerto es el único que recibe importaciones de carbón hoy en día. La importación de combustibles líquidos y petróleo crudo registraron caídas del 5% y 17%, respectivamente, mientras que los biocombustibles aumentaron 25%. La producción hidráulica llegó a 3 mbepd, gracias a la recuperación de la sequía y a la incorporación de la Río Blanco en 1996 con 25MW y de Mención en 2001 con de 50 MW.

Electricidad

Gracias a la introducción del gas natural y a la expansión del carbón, el consumo de generación creció 33%. Los derivados mantuvieron estable su aporte mientras que los biocombustibles bajaron de 0.52 a 0.45 mbepd. La hidrogenación aporta otros 3 mbepd. A partir de este consumo se generaron 13,996.25 GWh, un crecimiento del 43%. De nuevo los combustibles líquidos fueron la principal fuente, con 65% - lo cual es una caída del 86% anterior. Los derivados fueron parcialmente reemplazados por el gas natural, con 11% de la generación, y por el carbón, con 12%. La hidrogenación pasó de 9 al 12%.

Electricidad	Insumos (mbepd)	%	Generación (GWh)	Generación (mbepd)	%
Carbón	8.35	13.6	1,692.00	2.62	12.1
Combustibles líquidos	43.26	70.2	9,053.50	14.00	64.7
Gas natural	6.62	10.7	1,533.75	2.38	11
Hidrogenación	2.91	4.7	1,685.75	2.60	12
Combustibles renovables	0.45	0.7	31.25	0.43	0.2
Total	61.59	100	13,996.25	21.64	100

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de la IEA

Consumo Final por Sectores

El consumo final totalizó 112 mbepd, un crecimiento del 2.7%. El sector transportista perdió su lugar como el principal consumidor de energía, pasando del 39% al 34%. El sector residencial pasa al primer lugar con 37% del total y 41 mbepd compuesto 43% biocombustibles, 39% combustibles líquidos y 18% electricidad. El uso industrial llegó a 26 mbepd - 23% del total. El consumo comercial, compuesto 85% por electricidad y 15% por derivados es 4% del total - mientras que los demás sectores son solo 2%.

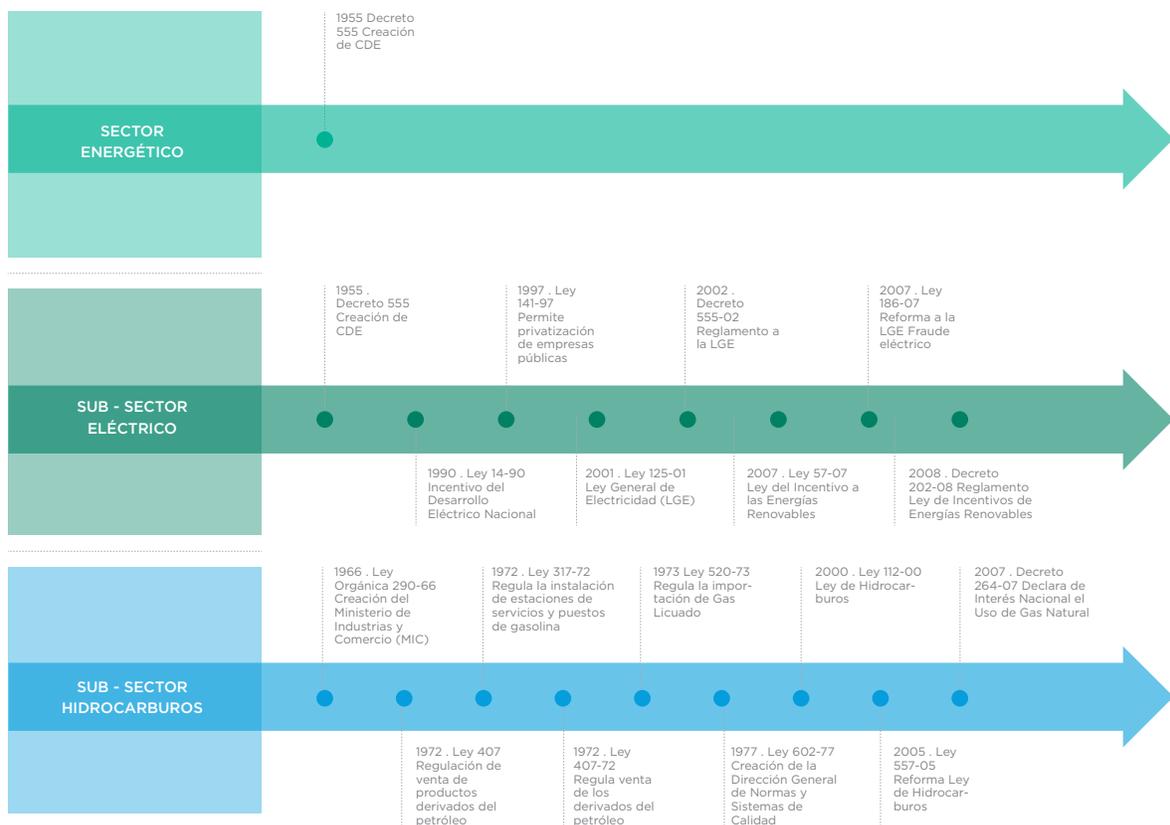
Consumo por sectores	Industria	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Carbón	4.2%	0%	0%	0%	0%
Combustibles líquidos	30.0%	100%	38.8%	15.4%	46.3%
Combustibles renovables	31.7%	0%	43.2%	0%	0%
Electricidad	34.1%	0%	18.0%	84.6%	53.7%
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de la IEA



Reformas Institucionales

Evolución del marco regulatorio del sector energético, sub-sector eléctrico y sub-sector de hidrocarburos en República Dominicana



Fuente: Elaboración propia

Origen

La configuración actual del sector energético de República Dominicana refleja los lineamientos trazados en la Ley de Hidrocarburos aprobada en 2000 y la Ley General de Electricidad firmada en 2001 y reformada en el año 2007. Estas leyes fueron los pilares fundamentales de la principal reforma estructural que ha sucedido en el sector desde la creación de la Corporación Dominicana de Electricidad (CDE) en 1955 y la firma en 1956 de la ley 4532-56 sobre la explotación de petróleo.

El 5 de mayo de 1955, bajo la presidencia de Héctor Trujillo, se firma la Ley Orgánica No. 4115 que crea la Corporación Dominicana de Electricidad. Esta ley y algunas posteriores le otorgaron a la recién creada institución el mandato de tomar el control monopólico del mercado eléctrico dominicano en todas sus fases. Al año siguiente, el gobierno publica también la ley 4532-56 que declara como utilidad pública todo lo relativo a la exploración, refinación y transporte de las reservas de petróleo que se encuentren en el país.

En 1966 se crea el Ministerio de Industrias y Comercios con la función de crear políticas y regular todas las actividades del sub-sector de hidrocarburos. Posteriormente, en 1972 y 1973 el Estado dominicano avanza con una serie de legislaciones¹⁰ que regulan todo lo referente a la importación y a la comercialización interna de productos derivados del petróleo. Dentro del grupo de leyes aprobadas se reconoce la participación privada en la comercialización de combustibles fósiles y sus derivados. En 1973 se funda REFIDOMSA, la única refinería de petróleo en el país, creada como una empresa mixta con 50% de participación de Shell Company y 50% en manos del Estado dominicano.

Los primeros pasos hacia la apertura del sector

A finales de los ochentas, después de décadas de control estatal, el sistema eléctrico dominicano presentaba una serie de deficiencias en la producción, transformación y uso final de la energía¹¹. El Banco Mundial calculaba¹² que para el año 1989 el déficit de electricidad se ubicaba en 800 GWh, lo que representaba aproximadamente el 20% de la demanda eléctrica. Asimismo, USAID¹³ estimaba que los constantes cortes eléctricos entre 1984 y 1988 costaban anualmente a la economía dominicana alrededor de 4% del PIB (USD 218,4 MM).

10 Las leyes aprobadas en el periodo: (i) Ley 317-72, aprobada el 18 de Abril de 1972, que regula la instalación de estaciones de servicios y puestos de gasolina; (ii) Ley 407-72, aprobada el 10 de Octubre de 1972, que regula la venta de gasolina, diesel oil, aceites, lubricantes y otros productos similares; (iii) Ley 520-73, aprobada el 25 de Mayo de 1973, que regula la importación de gas licuado de petróleo.

11 Dominican Republic: Issues and options in the Energy Sector Report No. 8234-

12 Idem

13 Environmental Assessment for the Dominican Republic Power Sector. Banco Mundial

El gobierno de Joaquín Balaguer, ante las dificultades que encontraba la Corporación Dominicana de Electricidad (CDE) para responder a la demanda eléctrica, firma en 1990 la Ley de Incentivos al Desarrollo Eléctrico Nacional (Ley No. 14-90). Esta legislación reconoce por primera vez la participación de empresas privadas en el sub-sector eléctrico, principalmente en la generación. La ley 14-90, que fue derogada dos años después al crearse el Código Tributario, buscaba el aumento de la generación eléctrica mediante incentivos fiscales como la exoneración de impuestos a la importación de equipos y a la importación y compra de combustibles. También exoneraba de varios impuestos a las transacciones económicas que involucraran combustibles. La legislación buscaba que las empresas autogeneradoras incrementaran la venta de sus excedentes de electricidad a la red nacional.

Figura 1. Estructura del sub-sector eléctrico en República Dominicana, año 1990



Fuente: Elaboración propia

A pesar de que la ley 14-90 fue derogada, la intención de darle más participación al sector privado en el mercado eléctrico se mantiene. En el año 1993, mediante el decreto 148-93, se crea el Consejo Nacional de Energía, su principal función fue la de diseñar una estrategia de reforma integral del sector energético siguiendo las sugerencias hechas por los organismos multilaterales (BID y Banco Mundial principalmente). En pocos meses el Consejo prepara la propuesta de reforma y presenta al congreso la Propuesta de Ley General de Energía, sin embargo, no se aprueba hasta 2001. A finales de 1993 el Gobierno da luz verde a la construcción de la primera planta de generación eléctrica financiada con capital privado.

Capitalización del sector eléctrico: privatización sin estructura institucional

En 1996 asume la Presidencia Leonel Fernández, quien continúa avanzando en el proceso de transformación del sector energético. En 1997 se aprueba la Ley de Reforma de la Empresa Pública (141-97) que permite la privatización o “capitalización” de las empresas estatales del sector eléctrico, disolviendo la integración vertical que mantenía la CDE desde 1955.

En su articulado, la ley 141-97 enuncia que: (i) limita la participación privada en las empresas a privatizar hasta el 50% del capital; (ii) otorga el control administrativo a los nuevos socios; (iii) elimina la integración vertical, pero permite que las empresas distribuidoras participen con activos en la generación hasta el 15% de la demanda máxima del sistema; (iv) permite que los empleados de las empresas a privatizar participen del proceso mediante la capitalización de sus prestaciones laborales; y (v) excluye del proceso de capitalización a las instalaciones de transmisión eléctrica y las de generación hidroeléctrica.

Con parte de los activos de la CDE se crearon cinco empresas para ser privatizadas, tres empresas de distribución según sus zonas de operación (EDENORTE, EDESUR y EDEESTE) y dos de generación térmica (Haina e Itabo), reservándose para el Estado los activos de transmisión eléctrica y los de generación hidráulica. La oferta pública de las empresas y el traspaso final de los activos ocurre a finales de 1999.

En el contexto de la privatización, las empresas generadoras (Itabo, Haina y CDE) y las distribuidoras firmaron contratos por cinco años para la venta de la energía. Los contratos estipulaban que las cantidades contratadas irían reduciéndose anualmente hasta 2003. Inicialmente representarían 70% de la demanda máxima en el primer año de vigencia, pero irían reduciéndose hasta representar sólo 19% al final del periodo¹⁴. El objetivo era que los precios de la energía se determinaran por medio de procedimientos de licitación competitivos y en el mercado ocasional.

Las reformas también incluían ajustes en los métodos de fijación de las tarifas cobradas a los consumidores finales. La resolución 237-98 de 1998, emitida por la Secretaría de Industrias y Comercios, estableció el plan de facturación a aplicarse en los ocho años posteriores de la firma de la resolución. El plan estipulaba un período de dos años de transición hasta llegar a una “tarifa técnica” a partir del 1 de enero de 2003. El período de transición mantenía el modelo tarifario previo a la capitalización con subsidios cruzados entre los usuarios industriales (pagaban una tarifa superior a la tarifa eficiente) y los usuarios residenciales con consumo menor a 300 KWh¹⁵. La tarifa técnica que continuaría a partir

¹⁴ Dussan, Manuel. República Dominicana. Diagnóstico del sector eléctrico y elementos para una estrategia del BID. 2003. Página 17.

¹⁵ Méndez, Francisco Antonio. Energía: Desarrollo Regulatorio en Iberoamérica. Capítulo 18. ARIAE, 2008

del 2003 debía transferir todos los costos de la generación, transmisión y distribución hacia las tarifas pagadas por todos los usuarios finales, eliminando los subsidios.

Las compañías extranjeras que participaron en la capitalización de las empresas de distribución fueron Unión Fenosa (EDENORTE y EDESUR) y AES (EDEESTE), a las cuales se les otorgaron concesiones por 40 años. La viabilidad financiera de las empresas distribuidoras dependían de tres componentes principales¹⁶: (i) la reducción sustancial de las pérdidas totales en la distribución; (ii) el aumento de los índices de recaudo; y (iii) la aplicación del régimen tarifario vigente¹⁷.

Consolidación de la estructura institucional

En el año 2000, el Congreso dominado por el partido del recién electo Presidente Hipólito Mejía aprobó la Ley de Hidrocarburos (112-00). Entre los principales aportes de esta ley se pueden enumerar:

- El establecimiento de impuestos a las transacciones con combustibles fósiles.
- La ratificación del subsidio directo a las familias para el consumo de gas licuado de petróleo.
- La fijación de parámetros para la fiscalización de los volúmenes de combustible importado.
- La ratificación de que los precios de venta al público de los combustibles fósiles serán determinados por el Estado.
- La libre importación de combustibles fósiles y derivados del petróleo para las personas físicas o empresas que tengan estructuras para tales fines.

Posteriormente, en julio de 2001, se aprueba la Ley General de Electricidad (125-01) conteniendo pocos cambios con respecto a la propuesta presentada al Congreso en 1993. El instrumento legal tiene un enfoque dirigido a promocionar la participación del sector privado en el mercado eléctrico. Con esta ley se crean las instituciones del Estado relacionadas al sector, como la Comisión Nacional de Energía (CNE), encargada de las políticas del sector; la Superintendencia de Electricidad (SIE), que se ocuparía de regular a los participantes del mercado eléctrico; y el Organismo Coordinador (OC), ideado para realizar la coordinación del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI).

La ley 112-00 ordena la creación de la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED) que controla 100% de la transmisión eléctrica (la empresa se creó formalmente en 2007) y la Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID), que controla 100% de la generación hidráulica. Los objetivos principales de la ley 125-01¹⁸ son los siguientes:

¹⁶ Dussan, Manuel. República Dominicana. Diagnóstico del sector eléctrico y elementos para una estrategia del BID. 2003. Página 17.

¹⁷ El régimen tarifario al momento de la capitalización fue establecido en la resolución del SEIC No 237-98 emitida en Octubre de 1998. La estructura de tarifas buscaba ir traspasando paulatinamente los costos de la energía a los usuarios finales. Este régimen tarifario tendría vigencia hasta el 2006 y comprendía un periodo de transición que finalizaba el 31 de Diciembre del 2002.

¹⁸ Resumen Ley General de Electricidad de la Republica Dominicana. Pellerano & Herrera

- Promover y garantizar la oferta de electricidad que demanda el país en condiciones adecuadas de calidad, seguridad y continuidad.
- Promover la participación privada en el desarrollo del subsector eléctrico.
- Promover la competencia en el área de generación, motivando que la inversión y los precios en ese renglón sean libres y determinados por el mercado.
- Regular los precios de transmisión y distribución, basándose en criterios económicos de eficiencia y equidad.
- Velar porque el suministro de electricidad se realice con neutralidad y sin discriminación.
- Asegurar la protección de los derechos de los usuarios y el cumplimiento de sus obligaciones.

Problemas en el sector eléctrico: los precios, las tarifas y los subsidios

En 1999, cuando ocurre la privatización del sector eléctrico, los precios del petróleo se ubicaban en su nivel más bajo en décadas, pero a partir de ese año los precios aumentaron rápidamente. Durante el año 2000, las instituciones del sector energético toman medidas para tratar de amortiguar el efecto del crecimiento de los precios de los combustibles sobre las tarifas eléctricas. En febrero, la SIE establece una tarifa tope para los usuarios finales, comprometiéndose a subsidiar las pérdidas a las empresas de distribución y en diciembre el MIC establece un subsidio a los combustibles usados en la generación eléctrica¹⁹. La factura resultante de estos subsidios va aumentando, generando con ello una presión fiscal muy fuerte al gobierno y estrés financiero a las empresas participantes del mercado eléctrico.

La acumulación de deudas se va haciendo insostenible para el Estado y un problema para las empresas de distribución y generación. En el año 2001 se firma el “Acuerdo de Madrid” para renegociar los términos de los contratos iniciales de suministro. La renegociación comprende ²⁰: (i) la reducción de los cargos por capacidad y del cargo por energía aplicable²¹; (ii) cambios en las formulas de indexación del cargo por energía ²²; y (iii) la ampliación del plazo de vencimiento de los contratos hasta 2016 (originalmente estaba fijado en 2003), manteniendo los niveles de capacidad contratada del período 1999-2001.

En el mismo año 2001 el gobierno crea por decreto el Programa de Reducción de Apagones (PRA) donde participan también las empresas de distribución. El programa consistía en un subsidio de

¹⁹ Resolución SEIC 283-00. Diciembre de 2000.

²⁰ Dussan, Manuel. República Dominicana. Diagnóstico del sector eléctrico y elementos para una estrategia del BID. 2003. Página 17

²¹ Los cargos por capacidad en los contratos de suministro pasan de 8.8 US\$/kW-mes a 6.98 US\$/kW-mes. El cargo por energía aplicable a mediados de 2001 se reduce de aproximadamente 81 US\$/MWh a 55 US\$/MWh, excepto para energía suministrada por CDE y las térmicas a carbón, con un cargo de 52 US\$/MWh.

²² Se aplica un índice ponderado 70%/30% del precio de referencia del fuel oil No. 6, 3% azufre en la costa del golfo y el índice de precios al consumidor en los Estados Unidos. Se toma un precio base del fuel oil de 17 US\$/barril, el precio del mercado cuando se hizo el acuerdo.

100% a la energía suministrada a comunidades marginadas, donde el Estado pagaría 75% del subsidio y lo restante sería sostenido por las empresas de distribución. Los beneficiarios del subsidio pagarían un monto fijo mensual y serían escogidos según la localización de su vivienda. En el año 2007 el subsidio asociado a este programa alcanzaba USD 118 millones, representando el equivalente a 30% del subsidio total destinado a zonas No PRA²³.

Los problemas en el sub-sector eléctrico se fueron agudizando. Se calcula que para septiembre de 2002 la deuda del Estado con las generadoras eléctricas ascendía a USD 179 millones, cerca del 1% del PIB del país. En septiembre de ese año, la SIE aumenta las tarifas existentes eliminando el subsidio directo y cambiando la estructura de bloques tarifarios. Sin embargo, en marzo de 2003, mediante un decreto presidencial, se crea el Fondo de Estabilización de la Tarifa Eléctrica (FETE) que busca compensar a los usuarios residenciales con un consumo menor a 300 KWh-mes por los aumentos de tarifas. Este subsidio será pagado a las distribuidoras por la diferencia entre la tarifa aplicada (tarifa real cobrada a los usuarios) y la tarifa indexada (la tarifa teórica que incluye la estructura de costos del sistema eléctrico). Según cálculos de la SIE, para el año 2008 el monto total transferido por la FETE a las distribuidoras fue de aproximadamente USD 450 millones, alrededor del 40% de la facturación total de las empresas de distribución²⁴.

Renacionalización de las empresas de distribución

Durante 2003 ocurre una crisis financiera seguida por una devaluación del peso dominicano. El tipo de cambio alcanzó a principios de diciembre 43,40 RD\$/USD desde 17,66 RD\$/USD a principios del año. En 2004 la producción total de electricidad se ubicó en 11.795 GWh lo que representaba una caída de 11,08% con respecto al año anterior. Durante 2003 y 2004 la importación de combustibles cayó 0,94% y 15,51% respectivamente²⁵.

El 10 de septiembre de 2003, ante los problemas que estaban afectando a las empresas de distribución eléctrica, el Estado dominicano a través de la CDEEE compra 50% de las acciones en EDENORTE y EDESUR que estaban en manos de Unión Fenosa, asumiendo de nuevo su control administrativo. Posteriormente, en mayo de 2009 la CDEEE también compra 50% de las acciones de EDEESTE que estaban en manos privadas, volviendo así a tener el control monopólico del negocio de distribución eléctrica del país. Las empresas ahora nacionalizadas mantuvieron los contratos de suministro firmados en el Acuerdo de Madrid con vencimiento en 2016.

23 Méndez, Francisco Antonio. Energía: Desarrollo Regulatorio en Iberoamérica. Capítulo 18. ARIAE, 2008.

24 Méndez, Francisco Antonio. Energía: Desarrollo Regulatorio en Iberoamérica. Capítulo 18. ARIAE, 2008

25 Fuente IEA: World Energy Statistics y cálculos propios.

Energías renovables, gas natural y fraude eléctrico

En 2007, durante el segundo gobierno de Leonel Fernández, se aprobaron cuatro instrumentos legales relacionados con el sector energético: la ley 57-07, denominada Ley de Incentivo a las Energías Renovables y Regímenes Especiales; la Ley 186-07 que fue una reforma a la Ley General de Electricidad 125-01; el decreto 264-07 que declara de interés nacional el uso de gas natural y el decreto 629-07 que crea la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED).

La primera ley que se aprueba ese año es la Ley 57-07 que busca fomentar el desarrollo de proyectos que aprovechen las fuentes de energías renovables en el país. Esta ley establece dos metas: (i) que 25% de las necesidades del servicio eléctrico sean suplidas a partir de fuentes renovables para 2025; y (ii) que para 2015 la energía proveniente de las fuentes renovables representen al menos 10% de la energía comprada por las empresas distribuidoras y comercializadoras. La legislación encarga al CNE dar cumplimiento a estas metas. Adicionalmente, crea el Organismo Asesor que apoyará al CNE en asuntos técnicos relacionados en las energías renovables. La ley 57-07 incluye entre sus objetivos:

- Aumentar la diversidad energética del país.
- Reducir la dependencia de los combustibles fósiles importados.
- Estimular los proyectos de inversión privada, desarrollados a partir de fuentes renovables de energía.
- Mitigar los impactos ambientales negativos de las operaciones energéticas con combustibles fósiles.
- Propiciar la inversión social comunitaria en proyectos de energías renovables.
- Contribuir a la descentralización de la producción de energía eléctrica y biocombustibles, para aumentar la competencia del mercado entre las diferentes ofertas de energía.

La ley 186-07 fue la segunda normativa relacionada al sub-sector eléctrico aprobada en 2007. A esta ley se le conoció como la ley del fraude eléctrico, ya que en su articulado incorporó castigos y penas específicas para actividades que se consideraran como “atentado contra la seguridad del sistema eléctrico nacional” o “fraude eléctrico”. Las altas tasas de pérdidas de electricidad son uno de los problemas crónicos del sub-sector eléctrico en República Dominicana. Se calcula que en el año 2008 el Estado tuvo que asignar USD 740 MM para compensar a las distribuidoras por las pérdidas del sistema²⁶. Esta ley entró en vigencia en el año 2009.

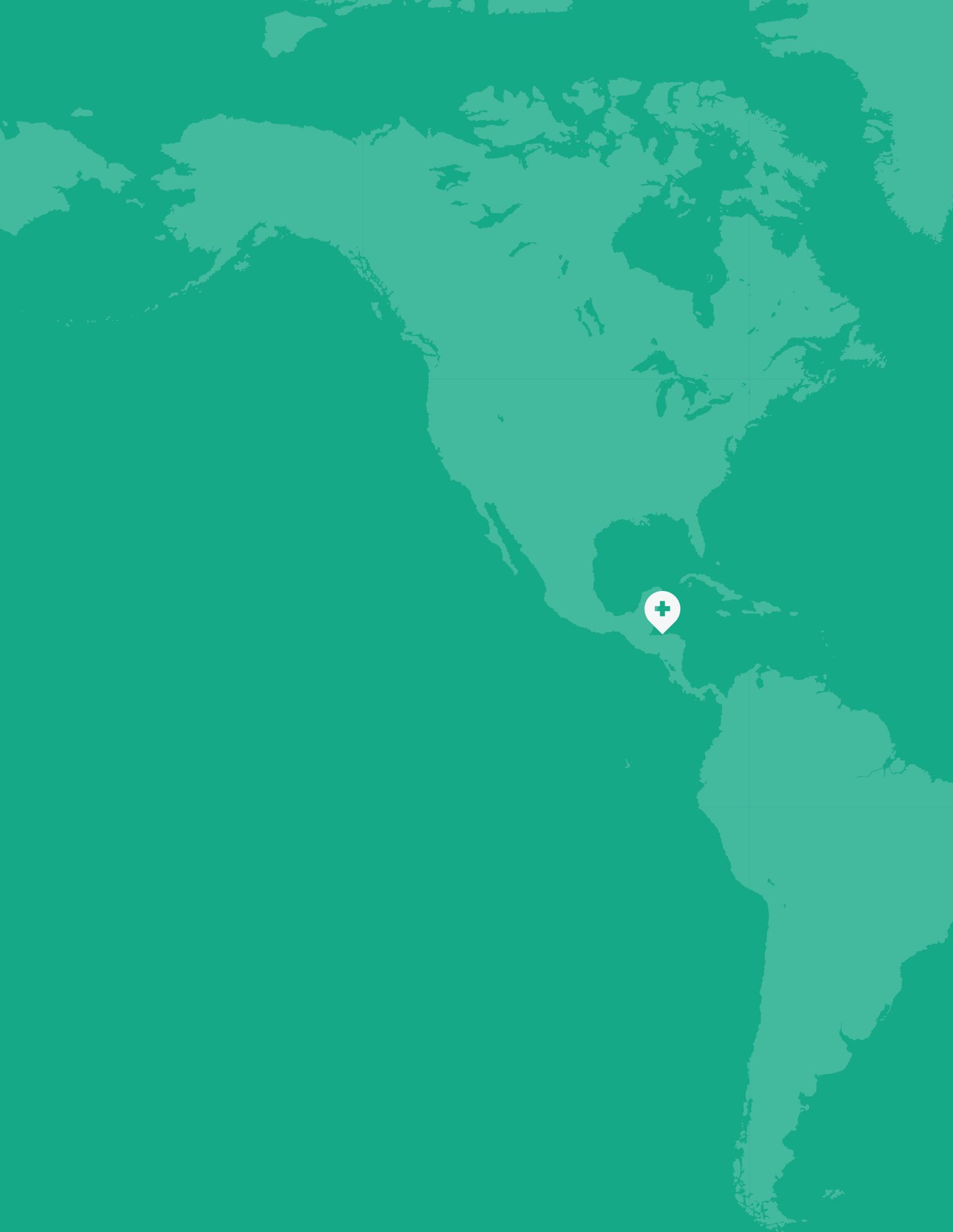
En mayo del 2007, se firma el decreto 264-07 en el cual se declara de interés nacional el uso de gas natural. Esta normativa busca primordialmente fomentar el uso del gas natural, propiciando la inver-

²⁶ http://www.bnamericas.com/news/energiaelectrica/Entrara_en_vigor_ley_que_sanciona_fraude_electrico

sión para la conversión o la adopción de tecnologías en el transporte y la generación eléctrica que usen este tipo de combustible.

El 9 de mayo de 2009, mediante el decreto 421-09, se elimina el Programa de Reducción de Apagones y se sustituye por un programa focalizado que subsidia a las familias indigentes, pobres y de clase media. El nuevo programa denominado Bonoluz fue manejado por el Gabinete de Coordinación de Políticas Sociales, presidido por el Vicepresidente de la República. La eliminación del PRA reduce algunas ineficiencias en el esquema de subsidios a la electricidad, ya que ahora los beneficiarios de Bonoluz serán escogidos sobre la base de su ingreso y no por su ubicación geográfica.

El 15 de marzo del 2011 se firma el decreto 143-11 declarando de emergencia nacional el aumento de la capacidad de generación eléctrica de bajo costo. Este decreto suspende temporalmente las normas de licitaciones con el objetivo de agilizar todas las contrataciones de la CDEEE que estén relacionadas con el aumento de la capacidad de generación eléctrica.



Honduras

Honduras es el segundo país con mayor extensión territorial de Centroamérica, excluyendo a México, con un área de 112.492 mil kilómetros cuadrados. Para 2009, su Producto Interno Bruto (PIB) alcanzó 14,2 millardos en dólares corrientes y su población se situó el mismo año en 7,88 millones de habitantes según el Instituto Nacional de Estadística. Estos indicadores ubican al país como una de las economías de menor tamaño y más habitadas de la región, por lo que su PIB en términos per cápita de US\$1,918 es el segundo más bajo del istmo centroamericano, cerca de la mitad del promedio regional en 2009.

Honduras es el país centroamericano con la mayor proporción de hogares viviendo en zonas rurales con un promedio nacional de 52%. De acuerdo a la línea de pobreza nacional, cerca de 60% de los hondureños viven en situación de pobreza (WB 2011) y el país se ubica en la posición 106 de un total de 169 países que participan en la medición del Índice de Desarrollo Humano, siendo esta posición considerada como promedio¹. De acuerdo a la OLADE, la cobertura de hogares con acceso a electricidad se sitúa en 76% (2009). Sin embargo, las mediciones nacionales sitúan este indicador en 80%.

El sector energético en Honduras ha sido visiblemente afectado por su coyuntura actual, encontrándose en una etapa de transición. La información disponible a partir de fuentes oficiales es limitada, sin embargo, notas de prensa y declaraciones de la Presidencia del país han mostrado interés del Ejecutivo en la creación de un ministerio de energía que maneje exclusivamente las políticas del Sector. En la actualidad estas funciones son ejercidas por la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA).

En relación al sub-sector eléctrico, Honduras cuenta con una capacidad instalada de generación de 1,610.3 MW que abastecen una demanda con valores máximos de 1,245MW. La infraestructura de generación existente está integrada por plantas de generación térmicas a partir principalmente de diesel y de fuentes hidroeléctricas, representando 66.3% y 32.7%, respectivamente, de la capacidad instalada en 2010. Para ese mismo año, la oferta energética nacional provino en 45.5% de fuentes hidráulicas y el resto de fuentes térmicas.

En cuanto al sub-sector de hidrocarburos, Honduras es un país importador neto de combustibles fósiles. La importación es realizada directamente por las empresas nacionales y transnacionales de distribución que operan en el país. Para la importación de gasolina y diesel, por ejemplo, las multinacionales Esso, Shell y Chevron Texaco manejan 46% del mercado, mientras que el restante 54% es operado por empresas nacionales tales como Dippsa y Grupo Terra,

GUÍA DE ACRÓNIMOS

CAP	Comisión Administradora del Petróleo
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CNE	Comisión Nacional de Energía
CNSSP	Comisión Nacional Supervisora de los Servicios Públicos
CTE	Consumo Total de Energía
EIA	United States Energy Information Administration
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
GWh	Giga watt hora
IEA	International Energy Agency
KV	Kilo volt
kWh	Kilo watt hora
LMSE	Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico
mbepd	Mil Barriles Equivalentes de Petróleo por Día
MW	Mega watt
OEP	Oferta de Energía Primaria
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
PDVSA	Petróleos de Venezuela
PEP	Producción de Energía Primaria
PLP	Programa de Liberación Petrolera
PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
SECOPT	Secretaría de Comunicaciones, Obras Públicas y Transporte
SERNA	Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente
SIC	Secretaría de Industria y Comercio
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SINAPH	Sistema Nacional de Áreas Protegidas de Honduras
SIPPI	Sistema de Precios de Paridad de Importación
SOPTRAVI	Secretaría de Obras Públicas, Transporte y Vivienda
UEPER	Unidad Especial de Proyectos de Energía Renovable
UTP	Unidad Técnica del Petróleo

Sector Energético Actual

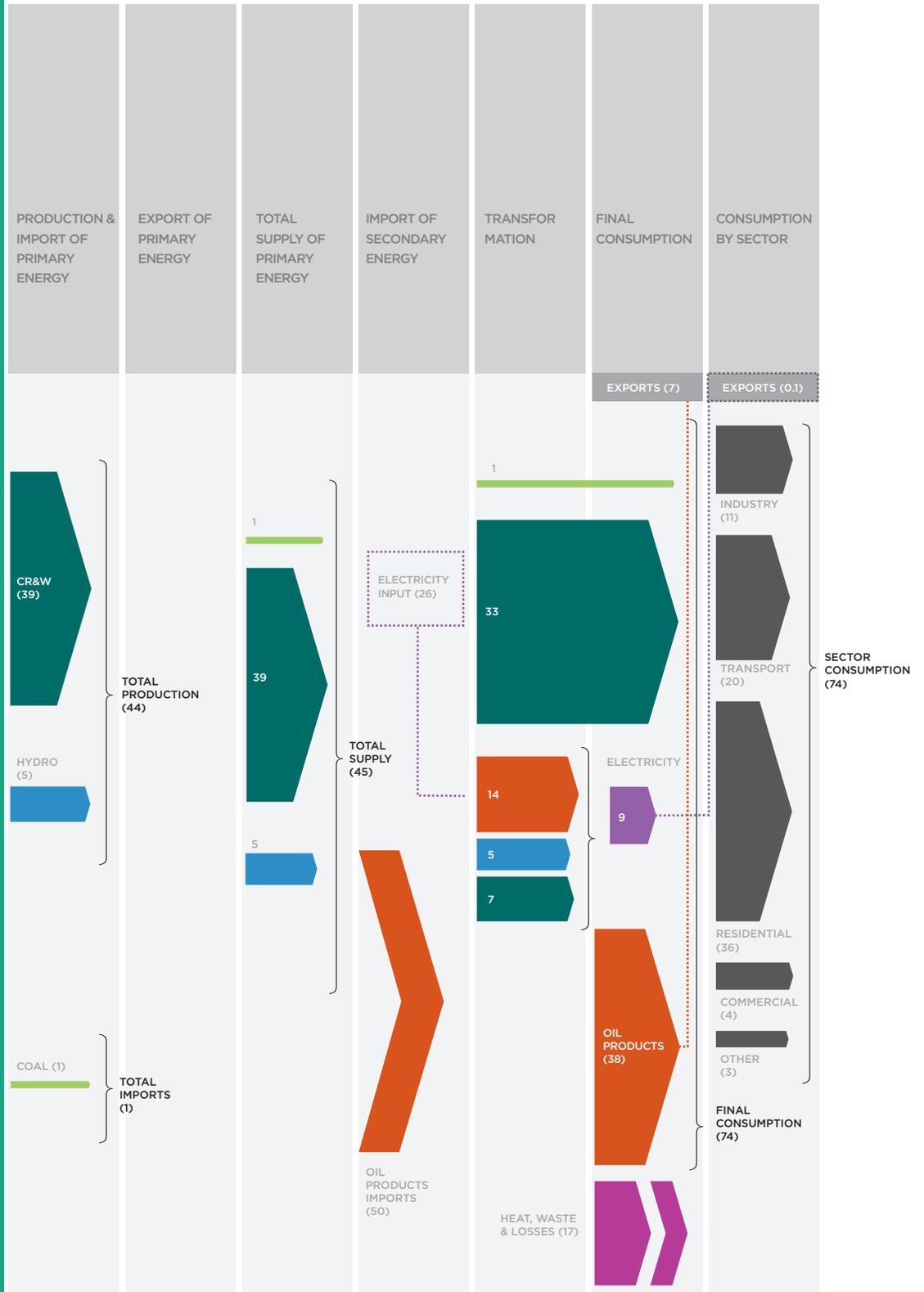


El Consumo Total de Energía (CTE) de Honduras durante 2009 alcanzó 95 mil barriles equivalentes de petróleo por día (mbepd), representando así un incremento de 4% respecto al promedio simple del período 2005-2008. Este CTE se divide casi equitativamente entre fuentes de energía renovable producida domésticamente y combustibles líquidos importados.

CURRENT

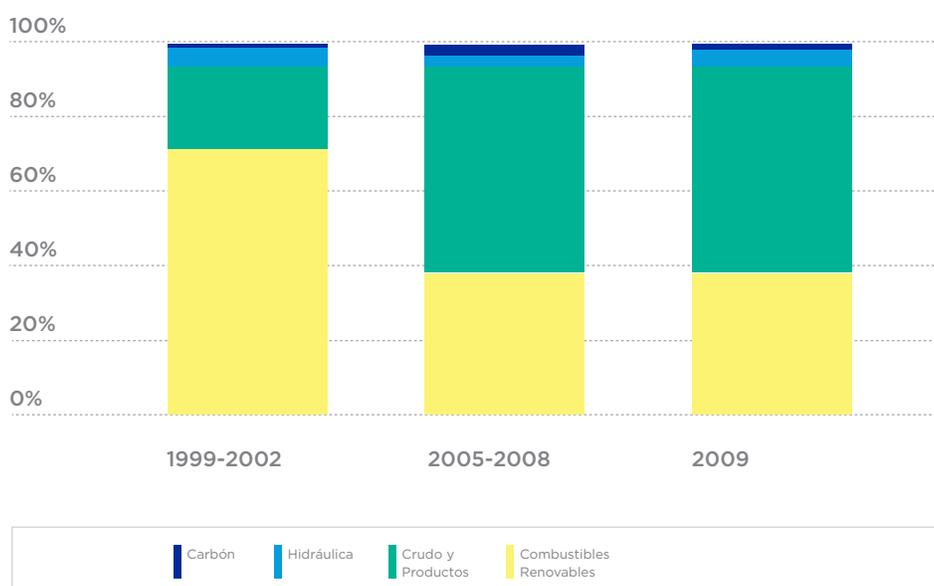
Energy Flow

(kboe/day)



De los 95 mbepd suministrados durante 2009, 44 mil fueron de energía renovable, cerca de 46%. De estas fuentes renovables, 38 mil provienen de biomasa (en particular leña) y desechos. Esta fuente de energía es la más importante en el segmento de energías renovables, contribuyendo con 40% del CTE. Usando datos de la OLADE, sabemos que alrededor de 85% de este suministro renovable viene de la leña, usada principalmente en zonas rurales, y el 15% restante son productos de caña. El suministro de combustibles renovables y desecho aumentó en 2009 8% sobre el promedio del período 2005-2008.

CONSUMO TOTAL DE ENERGÍA



Fuente: Cálculos propios basados en información de la IEA

De los 95 mbepd suministrados durante 2009, 44 mil fueron de energía renovable, cerca de 46%. De estas fuentes renovables, 38 mil provienen de biomasa (en particular leña) y desechos. Esta fuente de energía es la más importante en el segmento de energías renovables, contribuyendo con 40% del CTE. Usando datos de la OLADE, sabemos que alrededor de 85% de este suministro renovable viene de la leña, usada principalmente en zonas rurales, y el 15% restante son productos de caña. El suministro de combustibles renovables y desecho aumentó en 2009 8% sobre el promedio del período 2005-2008.

Con amplio rezago dentro de las energías renovables se encuentra la hidráulica, que aportó 5 mbepd, cerca de 3% del CTE de 2009. Alrededor de 88% de la producción hidráulica la controla el Estado

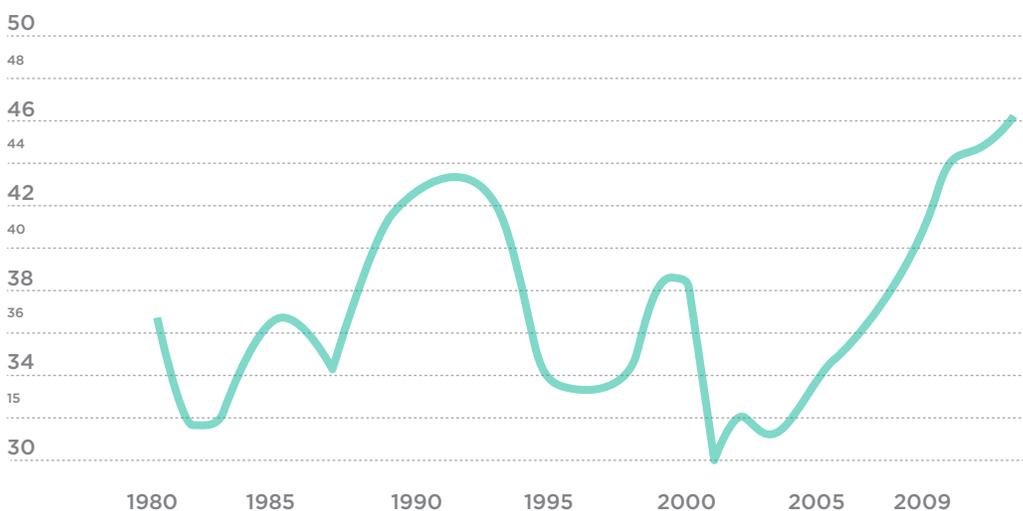
hondureño y se divide en siete plantas. La más importante es la central Francisco Morazán, llamada El Cajón, con 300MW de capacidad instalada, inaugurada en 1985 y localizada en el centro de Honduras.

Los combustibles líquidos, importados en su totalidad, reúnen la otra mitad del CTE para 2009 con 50 mbepd. Tienen así estos productos cerca de 53% de participación en el suministro energético de Honduras para este año. La importación de combustibles líquidos aumentó en 2009 4% sobre el nivel promedio entre 2005 y 2008.

Producción Doméstica

En 2009 se produjeron en Honduras 44 mil barriles equivalentes de petróleo al día de energía primaria. De lejos, la fuente primaria más importante en la Producción de Energía Primaria (PEP) fueron los combustibles renovables y desechos, con 89%. La preponderancia de esta fuente energética es similar a la de otros países de Centroamérica con ingreso per cápita similar al de Honduras. De segunda, y muy rezagada importancia, en la producción primaria se ubicó la energía hidráulica con el 11% restante. El PEP registró en 2009 un aumento de 11% respecto al promedio simple del período 2005-2008.

HONDURAS: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA
miles de barriles equivalentes de petróleo por día (mbepd)



Fuente: Calculos propios basados en los balances de la IEA

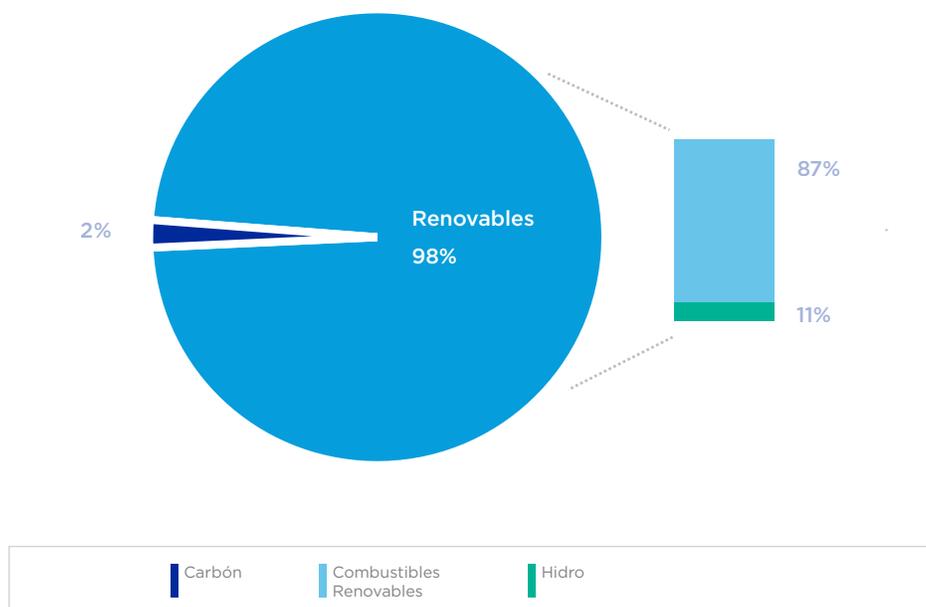
Balance comercial de energía primaria

Para suplir sus necesidades de energía primaria, Honduras realizó pequeñas importaciones de carbón, principalmente desde Estados Unidos y Canadá. Estas totalizaron únicamente mil barriles equivalentes de petróleo al día. Para el período 2005-2008, estas importaciones promediaron 2 mbepd, lo que significa entonces una caída notable para 2009. Honduras no tuvo exportaciones de energía primaria en 2009, manteniendo así su patrón histórico.

Oferta interna de energía primaria

La Oferta de Energía Primaria (OEP) en Honduras durante 2009 destinada a la transformación en energías secundarias, consumo final de los sectores económicos y consumo propio del sector energético alcanzó 45 mbepd al cierre de 2009.

OFERTA DE ENERGÍA PRIMARIA



Fuente: Cálculos propios basados en los balances de la IEA

La energía renovable tiene un lugar absolutamente preponderante en la oferta primaria de Honduras, al contabilizar cerca de 98% en 2009. Dentro de estos, la importancia de los combustibles renovables y desecho es clara, ya que esta fuente constituye 87% de la OEP. Sabiendo que estos combustibles son en 85% leña, es claro que el uso de la madera como fuente energética en Honduras es de altísima importancia.

Electricidad

Capacidad instalada

Para finales de 2009, Honduras dispuso de una capacidad instalada de generación eléctrica de 1,697 MW, de los cuales 52.4% corresponden a centrales termoeléctricas operadas con combustibles líquidos, mientras que la capacidad instalada para la generación eléctrica a partir de fuentes renovables llegó a 47.6% (hidroeléctricas 47.5% y otras renovables 0.1%).

Capacidad Instalada (%)	2000	2005	2009
Total Renovables	48	34	36
Hidroeléctrica	48	30	31
No hidroeléctrica	0	4	5
Termoeléctrica	52	66	64
Total	100	100	100

Fuente: U.S. EIA

La capacidad instalada incorporada durante la última década aumentó 62%, principalmente por el incremento de la capacidad de generación a partir de combustibles líquidos. Esta capacidad se ha más que duplicado desde el año 2000, mientras que la expansión de la capacidad instalada de hidrogeneración fue de 20%.

Insumos a la generación eléctrica

Honduras destinó 26 mbepd a la generación de electricidad, haciendo uso de recursos primarios y de combustibles líquidos importados. En comparación con el promedio de insumos a la generación eléctrica entre 2005 y 2008, esto refiere un aumento de 8.3%. Los combustibles líquidos representaron 53.8% de los insumos a la producción eléctrica con 14 mbepd, manteniendo los niveles promediados por esta fuente energética entre 2005 y 2008.

Honduras	2005-2008		2009	
Insumos totales para generación (mbepd)	24	100%	26	100%
Combustibles líquidos	14	58%	14	55%
Renovables	10	42%	12	46%

Renovables incluyen energía hidráulica y combustibles renovables
Fuente: Cálculos propios basados en información de la IEA

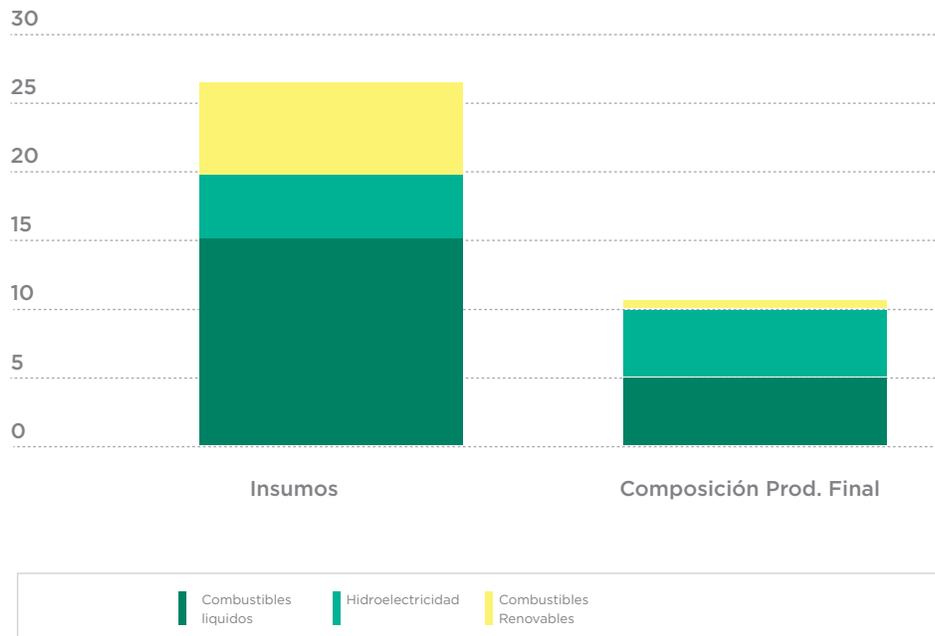
El resto de los insumos provienen de energía renovables, con la energía hidráulica aportando casi 5 mbepd y los combustibles renovables otros 7 mbepd. La participación de la hidrogenación creció alrededor de 30% versus el período 2005-2008, mientras que los combustibles renovables expandieron su aporte a este propósito en cerca de 16%. Es así que los recursos renovables en 2009 juegan un rol más importante en la generación eléctrica, al crecer 20% sobre su promedio entre 2005 y 2008.

Matriz de electricidad

El consumo de electricidad, que en 2009 alcanzó 6,579 GWh, es sustentado principalmente por la generación termoeléctrica, que aportó 3,614 GWh (55% del total). La fuente hidráulica la sigue con 2,797 GWh (43%) y por último se ubican los combustibles renovables que son 3% del total ó 168 GWh de electricidad generada.

La distribución eléctrica fue principalmente al sector industrial, que consumió 53.7% de la electricidad generada en 2009. En segundo lugar se ubicó el sector residencial, consumiendo 24.5% de la electricidad disponible. La actividad comercial usó 10.6% de la electricidad, al igual que otros sectores de la economía hondureña.

MATRIZ DE GENERACIÓN HONDURAS 2009



Fuente: Cálculos propios basados en información de la IEA

Balance secundario y consumo

Balance de energía secundaria

Como describimos arriba, los combustibles líquidos representan el 53% del consumo total de energía en Honduras durante el 2009, con 50 mbepd. La totalidad de esos combustibles líquidos consumidos en Honduras son importados. Según el Instituto Nacional de Estadística de Honduras, estos combustibles se componen en un tercio por fueloil, para las termogeneradoras, con el diesel en un segundo renglón seguido de cerca por las gasolinas. Cabe acotar que la importación de combustibles aumentó 4% para el 2009 sobre el 2005-2008.

Durante 2009 Honduras vio un crecimiento notable de sus exportaciones de combustibles líquidos. Estas promediaron 3 mbepd durante 2005-2008, mientras que para 2009 fueron de 7 mil barriles por día. También repuntaron las exportaciones de electricidad, pasando de 10 bepd entre 2005-2008 a 100 bepd en 2009.

Consumo final por sectores

El sector residencial fue de lejos el más importante consumidor de energía, con 36 mil de los 74 mbepd usados por la economía hondureña. Esto mantiene el patrón de preponderancia histórica del sector residencial en el consumo energético y representa un crecimiento de 12.5% sobre el promedio entre 2005-2008. El uso residencial se basó en 86.3% en biomasa (esencialmente leña) y desecho, 10.4% a partir de la electricidad y 3.3% a partir de combustibles líquidos.

Con un poco más de la mitad del consumo residencial está el segmento de transporte, que totalizó 20 mbepd y que únicamente consumió combustibles líquidos. Esto mantiene al transporte en segundo lugar desde 2005 y refiere un crecimiento de 11% sobre el período 2005-2008.

La industria consumió 11 mbepd -una caída de 15.4%- a partir de diversas fuentes: 50.3% como combustibles líquidos, 19.7% como electricidad, 18.3% como combustibles renovables y 11.7% como carbón.

Finalmente, el sector comercial y otros tuvieron consumos de 4 mbepd (81% electricidad y 19% combustibles líquidos) y 3 mbepd (100% combustibles líquidos), respectivamente. Esto representa un mantenimiento del nivel de consumo para el sector comercial y una caída de 25% para otros sectores sobre los promedios de cada uno entre 2005 y 2008.



Organización Institucional del Sector Energético

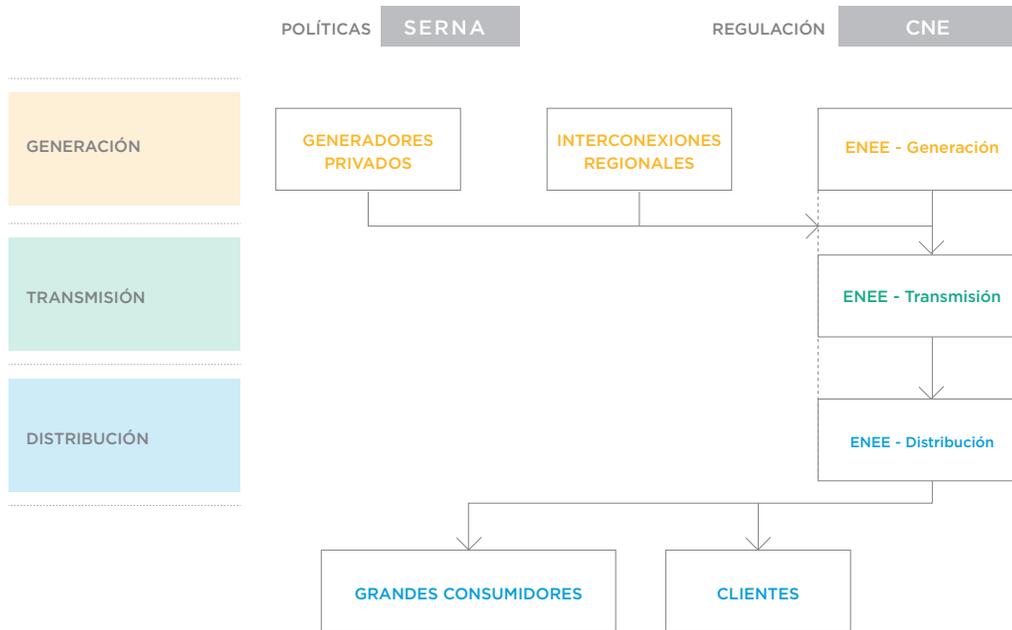
Descripción del Sector Energético

La estructura actual del sector energético en Honduras es producto del conjunto de reformas y políticas que se remontan desde la década de los 90. El Estado tiene una importante injerencia en el sector energético, especialmente en su papel regulador de las tarifas eléctricas y los precios de los productos derivados del petróleo.

En el sub-sector eléctrico el proceso de liberalización efectuado a mediados de los 90, que fue exitoso en la incorporación de capital privado en la generación, no logró lo mismo en la distribución donde el Estado mantuvo el monopolio. Por lo tanto, actualmente se presenta un sub-sector eléctrico con un único comprador público que compra más del 50% de sus requerimientos energéticos a empresas de generación privadas. A su vez, el mercado de generación privado presenta una alta concentración en dos empresas de capital hondureño que para el año 2010 suplieron, mediante contratos PPA de largo plazo, el 82.3% de la energía comprada por ENEE.

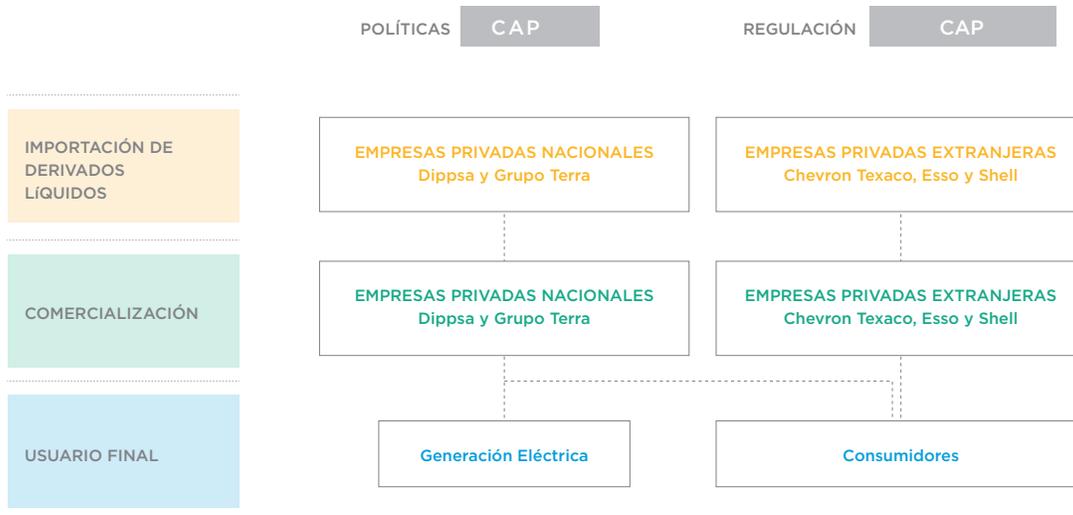
El sub-sector hidrocarburos depende primordialmente de la importación de productos derivados del petróleo que son utilizados para la generación eléctrica privada y el transporte. En este sub-sector, al igual que en la generación eléctrica privada, hay una presencia importante del capital privado hondureño que controla hasta el 60% de la importación de productos derivados del petróleo y maneja el 40% de las estaciones de servicio.

Estructura Institucional del del Sub-Sector Eléctrico de Honduras, año 2011



Fuente: Elaboración propia con base en SERNA, CNE y marco regulatorio

Estructura Institucional del Sub-Sector Hidrocarburos de Honduras, año 2011



Fuente: Elaboración propia con base en CAP y marco regulatorio

Formulación de políticas del sector energético

Según la legislación vigente, la formulación de políticas del sector energético en Honduras se distribuye en tres organismos, el Gabinete Energético para las políticas del sub-sector eléctrico, la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA) que tiene injerencia también en el sub-sector eléctrico y en el sub-sector de hidrocarburos y la Comisión Administradora del Petróleo (CAP) para el mercado interno de los derivados del petróleo.

El Gabinete Energético, que fue creado en la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico en 1994, se constituye como el órgano de dirección superior encargado de las políticas del sub-sector eléctrico. Este organismo, está presidido por el Presidente de la República, está integrado por otros seis miembros que son secretarios de Estado de diferentes despachos¹. El Gabinete se reunirá cuando lo convoque el Presidente. Entre sus funciones se encuentra:

- Ordenar que se preparen estudios comparativos de los precios relativos de los diferentes energéticos con el propósito de inducir un uso racional de los mismos y evitar o corregir distorsiones.
- Establecer los criterios evaluativos y los procedimientos para el manejo y desarrollo de los proyectos de usos múltiples.
- Decidir a propuesta del CNE cuándo procede una mayor liberación del mercado.
- Aprobar los programas de expansión del sector.
- Dictar normas para el uso eficiente de la energía eléctrica.

Debido, probablemente, a que el Gabinete Energético está formado por autoridades de muy alto nivel con agendas muy apretadas, este ente público no ha tenido una injerencia sustantiva y permanente en la formulación de políticas del sector, por lo que sus funciones han sido asumidas por la SERNA y por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).

El ENEE y la SERNA asumen las funciones de planificación de las políticas del sector a través de la producción, cada dos años, por parte de ENEE de los planes de expansión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y la posterior aprobación de ese documento por parte de la SERNA.²

¹ Según la Ley Marco, los secretarios de estado que forman parte del Gabinete Energético son: Secretario de Estado en los Despachos de Comunicaciones, Obras Públicas y Transporte, Secretario de Estado en los Despachos de Economía y Comercio, Secretario de Estado en los Despachos de Hacienda y Crédito Público, Secretario de Estado en los Despachos de Planificación, Coordinación y Presupuesto, Secretario de Estado en el Despacho de Recursos Naturales y Ambiente

² El artículo 9 de la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico y el artículo 14 de su reglamento establecen las disposiciones referentes a la preparación, presentación y aprobación de los Programas de Expansión de la SIN.

La Secretaría de los Recursos Naturales y Ambiente (SERNA) es el organismo encargado de la formulación, coordinación y evaluación de las políticas relacionadas con la protección y aprovechamiento de los recursos hídricos, las fuentes renovables de energía, todo lo relativo a la generación y transmisión de energía hidroeléctrica y geotérmica, así como la actividad minera y la exploración y explotación de hidrocarburos en Honduras. Fue creada por el Decreto Ejecutivo 218 en 1996.

A la SERNA le concierne la formulación, coordinación, ejecución y evaluación de las políticas relacionadas con:

- La protección y aprovechamiento de los recursos hídricos.
- Lo relativo a las fuentes nuevas y renovables de energía.
- Transformación de energía hidroeléctrica y geotérmica.
- Lo referente a la actividad minera.
- Lo concerniente a la exploración y explotación de hidrocarburos.
- Coordinación y evaluación de las políticas relacionadas con el ambiente, ecosistemas, SINAPH y la protección de la flora y fauna.
- Servicios de investigación y control de la contaminación en todas sus formas.

En el caso de las políticas del sub-sector de hidrocarburos, específicamente en lo relacionado a las actividades de la cadena de suministro de combustibles, el organismo encargado es la Comisión Administradora de la Compra-Venta y Comercialización del Petróleo y sus Derivados (CAP). Entre las atribuciones de políticas que se le otorgan en el reglamento de este organismo, se incluye “realizar estudios y formular recomendaciones, así como propuestas al Poder Ejecutivo relacionadas con los derivados del petróleo”.

Regulador

La Comisión Nacional de Energía (CNE) es la institución nacional encargada de la regulación del Sector Eléctrico. La CNE es un organismo desconcentrado de la Secretaría de Estado en los Despachos de Recursos Naturales y Ambientales (SERNA). La dirección del organismo está conformada por cinco integrantes nombrados por el Presidente de la República a recomendación del Secretario de la SERNA quienes pueden ocupar el cargo por un período de cuatro años³.

El CNE goza de independencia funcional y se financia mediante los recursos que le asignan en el Presupuesto General de Ingresos y Egresos de la República de Honduras.

³ Pueden ser reelectos para más de un período consecutivo.

Entre las principales responsabilidades de la CNE de acuerdo con la legislación vigente se encuentran las siguientes:

- Fiscalizar el cumplimiento de las normas y reglamentos vigentes del sub-sector eléctrico.
- Proponer al Ejecutivo los reglamentos que considere adecuados para el funcionamiento del sector.
- Establecer las tarifas en barra y al consumidor final.
- Establecer las tasas de actualización para el cálculo de tarifas (basadas en el costo de oportunidad del capital).
- Presentar al Ejecutivo los programas de Expansión del Sistema Interconectado Nacional.
- Fiscalizar los contratos de compra de energía por parte de ENEE (sobre cálculos en base al costo marginal de corto plazo).
- Dictaminar sobre los contratos de venta a las empresas de distribución de energía.
- Revisar solicitudes para la clasificación de usuarios como grandes consumidores.
- Aprobar normas de calidad, confiabilidad y seguridad.
- Aprobar las normas de planificación de los sistemas de distribución.
- Proponer la concesión para el uso de los recursos naturales renovables para la generación eléctrica.
- Prevenir conductas anticompetitivas entre los participantes de cada una de las etapas de la industria.
- Determinar las bases y condiciones de selección para el otorgamiento de concesiones de distribución y generación de electricidad.

Adicionalmente, la Secretaría de Obras Públicas, Transporte y Vivienda (SOPTRAVI)⁴ tiene responsabilidades regulatorias en el sub-sector eléctrico, ya que es la encargada de regular las actividades referentes al proceso de licitación para las concesiones.

En el sub-sector de hidrocarburos, el organismo encargado de la regulación es la Comisión Administradora de la Compra-Venta y Comercialización del Petróleo y sus Derivados (CAP). La CAP fue creada en 1983 y su reglamento se publicó en septiembre de 2006. En este instrumento se establece que la CAP será coordinada por el Secretario de Estado en los Despachos de Industria y Comercios (SIC), quien tendrá la representación legal del organismo. Adicionalmente, participan en la comisión los secretarios de Estado de los despachos de Recursos Naturales y Ambiente y el de Finanzas. La comisión estará adscrita a la Sub-Secretaría de Desarrollo Empresarial y Comercio Interior de la SIC. La CAP tendrá una Secretaría Ejecutiva presidida por el Secretario Ejecutivo que es nombrado directamente por el Presidente de la República.

⁴ En la Ley Marco se hace referencia a la Secretaría de Comunicaciones, Obras públicas y Transporte (Secopt). Sin embargo, esta secretaría es sustituida por la Secretaría de Obras Públicas, Transporte y Viviendas (Soptravi).

El objetivo primordial de la CAP según su reglamento es “asegurar a la nación el abastecimiento de los derivados del petróleo en condiciones de calidad, eficiencia, economicidad y prácticas competitivas”. Entre las principales atribuciones de la CAP se encuentran:

- Establecer los procedimientos, medidas, disposiciones, criterios y mecanismos a seguir en las actividades propias del mercado de los hidrocarburos.
- Pronunciarse sobre aquellos proyectos y asuntos relacionados con la importación, transporte, refinación, almacenamiento y distribución de petróleo y todos sus derivados.
- Autorizar los mecanismos necesarios para compensar a los consumidores por el impacto de la variación de los precios internacionales de los combustibles.
- Negociar y concretar convenios y contratos.
- Adoptar las medidas de contingencia en el caso de emergencias (desastres naturales, accidentes, desabastecimiento de combustible, conflictos sociales y económicos)

Las funciones de la Secretaría Ejecutiva de la CAP son:

- Coordinar los programas de abastecimiento del petróleo y sus derivados.
- Efectuar supervisiones periódicas a las instalaciones de los agentes que participan en la cadena de suministro de los derivados del petróleo, incluyendo revisiones de volúmenes importados, vendidos, reexportados, precios y calidades de los productos.
- Llevar el registro de los agentes de la cadena de comercialización.
- Elaborar las estadísticas sobre el petróleo y sus derivados y presentar informes periódicos.
- Preparar los informes que validen las modificaciones de precios conforme a la estructura de costos y precios del petróleo y sus derivados.
- Coordinar la verificación de la calidad de los productos derivados del petróleo comercializados en el país.
- Proponer a la CAP anteproyectos de instrumentos legales concernientes a la regulación de la industria petrolera.

Matriz Institucional del sector eléctrico en Honduras

Generación		Transmisión		Distribución	
	Capacidad Instalada¹	Empresa	ENEE		ENEE
Hidroeléctrica	32.2%	Propiedad	Estatal	Empresas	
Solar & Eólica	n/a	Mercado	Monopolio de Estado		
Termoeléctrica	65.8%		Operar el SIN Operación integrada	Cobertura Nac.	81.27%
Geotérmica	n/a	Funciones	Único comprador de energía		
Ppal Empresa Estatal	ENEE (38%)			Mercado	Monopolio estatal
Participación Privada	Permitida	Política de precios	Peaje regulado		
Requisitos	Mínimos			Part. privada?	Permitida
Registros	35 pantas (62%)	Part. Privados?	No permitida		
Integración Vertical	En sistemas aislados			Municipios y/o cooperativas	Permitida
		Comercializadoras	n/a		
Incentivos Fiscales				Concesiones	Entre 10 - 50 años
(a) Equipos	Sin aranceles (renovables)	Grades Usuarios	22		
(b) Combustibles	Sin impuestos de imp.			Usuarios subsidiados?	Entre 0 - 100 kWh Subsidio máximo 55% Entre 101 - 300 kWh Subsidio máximo 20%
(c) Pequeños generadores	Exoneración ISLR y otros impuestos para proyectos de biocombustibles.	Dem. Max.	100 kV		
Política de precios	contratos de duración mínima de 5 años. Precio regulado $P \leq C_{mg}$. CP	Nota:	Cada 2 años ENEE debe presentar plan de expansión	Política de precios	Regulados
Regulador		Comisión Nacional de Energía (CNE)			
Miembros integrantes en la directiva		5			
Nombramiento		Nombrados por el Secretario de Estado en base a Ternas propuestos por 5 organismos			
Financiamiento		Proveniente del Presupuesto General de Ingresos y Egresos de la República			

Fuente: CEPAL, Aresep, ICE, CNFL, Ley 7200 modificaciones y reglamentos, Ley 8345.

Sub-sector eléctrico

La ley Marco del Sub-Sector Eléctrico, promulgada en 1994, y su reglamento son los principales instrumentos legales del sub-sector eléctrico de Honduras. Las disposiciones más relevantes de los dos instrumentos legales se pueden resumir en: .

Generación eléctrica:

- Se permite la participación del sector privado mediante dos modalidades:
 - Venta directa a un gran consumidor o a una empresa distribuidora. En estos casos deben construir las líneas necesarias para hacerlo; y,
 - Venta de su producto a ENEE. Este caso tiene dos modalidades: i) si la venta es iniciativa propia de la empresa privada o mixta, ENEE garantizará la compra de la producción si ésta se la vende a un precio igual o menor al costo marginal de corto plazo; y, ii) si la compra-venta es promovida por ENEE, la tarifa y demás asuntos dependerá de los términos del contrato de licitación.
- El costo marginal de corto plazo se calcula anualmente o se puede ajustar mediante fórmulas que incluyan parámetros de cálculo que reflejen la formación de estos costos.
- Las ventas de energía y potencia están exentas de impuestos sobre ventas.

Transmisión:

- El Estado se reserva la conducción de la operación del sistema de transmisión y el Centro de Despacho.
- Los interesados en conectarse al Sistema Interconectado Nacional (SIN) deben pagar toda la inversión necesaria para la conexión.
- Las empresas que tengan líneas de transmisión pueden permitir el uso remunerado de estas por otras empresas eléctricas incluyendo autogeneradores, cogeneradores y consumidores.

Distribución:

- Se establece que la distribución de electricidad debe prioritariamente ser realizada por personas jurídicas privadas.
- Los contratos que deben suscribir las empresas distribuidoras con las empresas generadoras no pueden durar menos de cinco años.
- Sólo se permite que empresas distribuidoras conectadas a sistemas interconectados tengan actividades de generación cuando esta sea la forma más económica de hacerlo según la CNE.
- Se permite la integración vertical en sistemas aislados no interconectados.

Contratos de operación:

- Los contratos de operación con Soptravi deben estar firmados por la SERNA y deben ser aprobados por el Congreso. Estos contratos son un requisito para poder operar.
- Los contratos de operación pueden durar entre 10 y 50 años.

Régimen tarifario:

- Las tarifas deben reflejar el costo marginal del suministro y el Valor Agregado de Distribución y deben promover el uso eficiente y económicamente equitativo de la energía eléctrica.
- A todos los consumidores, con excepción de los residenciales, debe cobrarseles entre 100% y 120% por ciento del costo total de suministro.
- Las tarifas para los consumidores residenciales deben estructurarse de la siguiente manera según el nivel de consumo mensual acumulado:
 - Si supera 500 KWh se cobra 110% del costo total
 - Entre 301 y 500 KWh se cobra no menos de 100% del costo total
 - Entre 101 y 300 KWh se cobra no menos de 80% del costo total
 - Menos de 100 KWh se cobra 45% del costo total

Generación

En el sector de Generación de potencia en Honduras participan tres actores principales:

Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE): De control estatal y verticalmente integrada⁵, maneja cerca de 37% de la capacidad instalada, controlando la mayor parte del potencial hidráulico y una porción marginal de las fuentes de generación térmica. La planta hidroeléctrica General Francisco Morazán (conocida también como El Cajón) es la principal planta de generación bajo el control de ENEE. En 2010 produjo 26,8%⁶ (1.812,2 GWh) de la energía total inyectada al Sistema Interconectado Nacional.

Sector privado: Maneja cerca de 35 plantas de generación y con ellas 63% de la capacidad instalada nacional (incluyendo 6% a partir de biomasa). La generación privada en Honduras está muy concentrada en plantas de generación de accionistas nacionales operadas por el Grupo Terra (accionista de Enersa y EMCE) y la empresa Lufussa. La energía vendida a la ENEE por estas dos empresas en 2010 representó 82,3% (3.291,03 GWh) del total y abarcó 48,7% de la energía inyectada al sistema.⁷

La principal planta de generación del Grupo Terra/Enersa se denomina Choloma III, con una capacidad instalada de 281,7 MW y opera desde 2004 (100% a partir de 2006). En el caso de Lufussa, su

⁵ Art. 51 Acuerdo No. 934-97. "(...) Cuando las empresas de distribución cuenten excepcionalmente con facilidades de generación, éstas deberán llevar contabilidades separadas para cada una de las actividades.

⁶ Fuente ENEE

⁷ Fuente ENEE

principal planta de generación se denomina Pavana III y tiene una capacidad instalada de 267,4 MW. Comenzó operaciones en 2004. Ambas empresas, que producen energía utilizando bunker oil, firmaron con ENEE contratos de compra-venta de energía por 12 años (vencen en 2016) a partir de su entrada en operación comercial, con posibilidad de prórroga.

Interconexiones regionales: La red de transmisión eléctrica de Honduras está interconectada con la de sus vecinos Nicaragua, Guatemala y El Salvador. Para 2010, Honduras importó un total de 22.1 GWh de energía, de los cuales 93% procedieron de El Salvador.

Los participantes del sector privado cuentan con limitadas barreras a la entrada para la participación dentro de este segmento del mercado. Los nuevos proyectos de generación a partir de fuentes térmicas que empleen biocombustibles cuentan con la exoneración del ISLR, entre otros impuestos⁸.

La Tabla 1 describe la distribución de la capacidad de generación eléctrica en Honduras en 2010.

Tabla 1. Distribución de la capacidad de generación eléctrica en Honduras, año 2010.

Fuentes	Públicas	Privadas	Total
Primarias			
Hidráulica	28.8%	3.9%	32.7%
Geotérmica	n/a	n/a	n/a
Eólica	n/a	n/a	n/a
Secundarias			
Térmica	7.7%	59.6%	67.3%
Total	36.6%	63.4%	100%

Fuente: CEPAL y cálculos propios.

Las empresas de generación pueden vender su energía directamente a grandes consumidores, empresas distribuidoras o a la ENEE. En virtud de que no existen grandes consumidores registrados y de que la empresa estatal opera como la única distribuidora del país, ENEE es la única empresa compradora de energía del sistema.

Si la venta de energía es por iniciativa de las empresas de generación, el precio de compra por parte del ENEE no puede ser mayor al costo marginal de corto plazo, definido como el costo económico de suplir un kilovatio y un kilovatio-hora adicional en un período de cinco años. Si la venta es promovida

⁸ De acuerdo con el decreto 144 del año 2007

por la ENEE, la tarifa fijada es la que resulte ganadora del proceso de licitación correspondiente⁹. Los contratos de venta de potencia tienen una duración mínima de cinco años.

Transmisión

Las operaciones de transmisión y distribución eléctrica en Honduras se encuentran bajo la conducción de la empresa estatal ENEE. La legislación vigente establece que la operación del sistema de transmisión y del centro de despacho es de exclusiva responsabilidad del Estado. Los participantes del mercado eléctrico que hagan uso del SIN deben pagar un peaje.

El centro de despacho se ubica en el organigrama de ENEE cuatro niveles por debajo del gerente general. El centro de despacho o unidad de despacho está bajo la responsabilidad del departamento de control de energía que a su vez está dirigido por la división de operaciones, que está debajo de la sub-gerencia técnica la cual depende del gerente general.

Distribución

ENEE es la encargada del monopolio de la distribución de energía eléctrica. Su operación se divide en tres zonas geográficas, las cuales se conocen como región centro que reunía para 2010 45,8% de los clientes, los cuales consumieron 39,5% de la energía distribuida; la región norte con 42,5% de los clientes y que demandó 50,85% de la energía; y la región litoral que concentró 11,7% de los clientes abonados y consumió 9,7% de la energía eléctrica distribuida. En la región norte se encuentran principalmente abonados de alto consumo, industrias y comercios, mientras en la región centro predominan los clientes residenciales. En 2010 la empresa ENEE calculaba que la cobertura del sistema interconectado alcanzaba a 81,27% de los hogares.

En la tabla 8 se puede ver la distribución de las ventas de energía eléctrica, el ingreso por esas ventas y el número de abonados según sector de consumo. Adicionalmente, se pueden observar las ventas y los ingresos promedio por abonado, el ingreso por KWh vendido y las tarifas para 2010. Dada la estructura tarifaria que establece la ley marco, y que constituye subsidios cruzados que favorecen a los consumidores residenciales con consumo menor a 300 KWh al mes en detrimento de los otros consumidores, la empresa estatal ingresó un promedio de 0,12 US\$/KWh por la energía vendida a los abonados residenciales, mientras que por los abonados comerciales el promedio fue 64% superior, al alcanzar 0,197 US\$/KWh. Las tarifas eléctricas antes de impuestos para 2010 según los datos reportados por OLADE fueron 0,119 US\$/KWh para los consumidores residenciales, 0,179 US\$/KWh para los clientes comerciales y de los entes públicos y 0,169 US\$/KWh para el sector industrial.

⁹ Art. 12 Decreto 158-94.

En el año 2010 las exportaciones de energía eléctrica de Honduras alcanzaron 13,29 GWh, lo cual reportó un total de ingresos de 2,18 US\$ millones. 88,7% de los ingresos por exportaciones de energía eléctrica fueron producto de las ventas a El Salvador, seguidas por Costa Rica con 9,8% y Panamá con el restante 1,4%. Según cifras de la CEPAL ¹⁰, Honduras fue un importador neto de energía eléctrica en 2010, al presentar un balance comercial negativo de 8,26 GWh.

Tabla 2. Ventas, ingresos y clientes por sectores de consumo, año 2010.

Sector	Energía promedio por abonado						
	Ventas (GWh)	Ingresos (Miles de US\$)	Número de abonados	Ventas (KWh/Ab.)	Ingresos (US\$/Ab.)	Ingreso Medio (US\$/KWh)	Tarifas (US\$/KWh)*
Residencial	2,171.89	260,251.86	1,158,446	1,874.80	224.66	0.120	0.119
Comercial	1,277.35	252,072.55	101,655	12,565.50	2,479.69	0.197	0.179
Industrial	557.95	95,198.97	1,652	337,657.80	57,611.96	0.170	0.169
Altos consumos	709.16	101,293.19	22	31,653,468.90	4,518,655.33	0.143	
Alumbrado público	124.72	18,891.08	312	399,755.30	60,548.33	0.151	0.179
Gobierno	103.76	21,850.81	6,936	14,960.10	3,150.58	0.211	0.179
Entes autónomos	105.88	22,477.16	2,006	52,777.20	11,204.50	0.212	0.179
Municipal	13	9,641.16	1,988	24,533.00	4,850.71	0.198	0.179
Internacionales	29	2,181.66	3	4,429,010.00	727,219.52	0.164	0.179
Total	5,112.76	783,858.47	1,273,020	7274,016.24	615.75	0.174	

Fuente: ENEE y Cálculos propios

*Datos de OLADE. Se calcula el mismo valor para el sector comercial y todos los organismos públicos, entes autónomos, gobierno y alumbrado público

La tasa de cambio promedio en el año 2010 fue de 18.8949 Lempiras/US\$. Base de datos del Banco Interamericano de Desarrollo.

Formación de precios

La formación de precios en el sub-sector eléctrico en Honduras depende principalmente de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) que es el único comprador del mercado y el único distribuidor. La Ley Marco establece condiciones que inciden directamente en la formación de precios, ya que evitan una transferencia directa de los costos de generación, transmisión y distribución a las tarifas eléctricas.

Los precios pagados por ENEE a los generadores privados, que constituyen cerca de 60% de la

¹⁰ CEPAL. Centroamérica: Estadísticas del Sub-Sector Eléctrico 2010.

energía total del sistema, están establecidos por los contratos de largo plazo que fueron firmados por las dos partes. Estos contratos establecen un pago fijo que permite retribuir por la capacidad disponible y en el cual se incluyen los costos de inversión, costos fijos y la utilidad para el operador, así como un pago variable dependiendo de los costos de generación (combustible e inflación principalmente). En este caso es importante destacar los contratos que ENEE mantiene con Enersa y Lufussa, que en 2010 proveyeron 48,7% de la energía eléctrica total inyectada en el sistema y proveerían en los siguientes cinco años 27,43% de la energía a utilizar, según las estimaciones de ENEE.¹¹

Al igual que el resto de los contratos de generación térmica, los contratos con Enersa y Lufussa establecen el Pago por Capacidad (ajustado por capacidad demostrada y factor de disponibilidad real) y un pago variable por la energía producida, denominado Pago Mensual de Energía.

Como ejemplo, en el caso de Lufussa el componente fijo del Pago por Capacidad¹² denominado Cargo Fijo por Capacidad¹³ para el primer mes de operación fue establecido en 11,27 US\$/KW al mes. Dicho monto es el resultado de la suma del Cargo Fijo Financiero de 7,894 US\$/KW al mes (valor que no varía durante la vida del contrato) y el cargo Fijo de Operación y Mantenimiento de 3,38 US\$/KW por mes (valor que es indexado mensualmente por la inflación de EEUU). En el caso de Enersa, el monto fijo difiere en algunos de sus componentes pero es esencialmente similar.

El pago variable depende del precio ofertado por la empresa al Centro Nacional de Despacho. Este precio, sin embargo, no puede ser mayor que el Precio Máximo de Energía que se establece en el contrato y es indexado por inflación de Estados Unidos y por el precio de los combustibles. En el cálculo del costo marginal de corto plazo del año 2012 el Gobierno estimó el precio de generación para Enersa y Lufussa III en 138,09 y 140,26 US\$/MWh, respectivamente.

En el caso de la generación eléctrica usando fuentes renovables, se establece un pago fijo durante la duración del contrato que es igual al costo marginal de corto plazo que fue calculado para el año de la firma del contrato. En palabras de los consultores que prepararon el informe sobre Honduras del proyecto ARECA¹⁴, “en el esquema de precios introducido por la Ley Marco, el costo marginal de corto plazo es básicamente una señal económica para los generadores para promover el suministro”. El informe indica que “no obstante, la práctica actual es que cada año la ENEE calcula únicamente el costo marginal de corto plazo de la energía, lo que se convierte en la señal de precio para los generadores.”¹⁵

11 ENEE. Cálculo para el Costo Marginal de Corto Plazo 2012. Publicado en noviembre de 2011.

12 El Pago por Capacidad se compone del Costo Fijo por Capacidad ajustado por la Capacidad Demostrada y el Factor de Disponibilidad.

13 El Cargo Fijo por Capacidad es la suma del Cargo Fijo Financiero y el Cargo Fijo por Operación y Mantenimiento.

14 El Proyecto Acelerando las Inversiones en Energía Renovable en Centroamérica y Panamá (ARECA) es una colaboración entre el PNUD, GEF y el BCIE.

15 Banco Centroamericano de Integración Económica. Análisis Comparativo del Marco Regulatorio, Incentivos y Sistema Tarifario de Precios Existentes, para la compra/generación de Electricidad de plantas de Energía Renovable en Centroamérica y Panamá. 2011

Para la determinación de la tarifa a los usuarios finales, ENEE debe seguir el pliego tarifario publicado el 31 de enero de 2009 por la CNE. Estas tarifas están en vigencia hasta el año 2013 y se deben modificar mediante fórmulas de ajustes automáticos que toman en cuenta los precios de los combustibles, la inflación y la estructura de generación existente en el año 2008. La Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) revisa mensualmente (el 22 de cada mes) las posibles fluctuaciones en las variables de la fórmula de ajuste de tarifas y decide si son aplicadas o no. La ley establece que estos ajustes automáticos deben aplicarse si la variación calculada ajusta la tarifa en más de 5%, sin embargo, las tarifas no son ajustadas automáticamente cada vez que el valor del ajuste supera ese nivel.

Matriz Institucional del Sub-Sector Hidrocarburos de Honduras, Año 2011

Importación		Mercado Mayorista		Comercialización	
Participación Privada	Permitida	Participación Privada	Permitida	Política de precios	Regulados
Participación en el mercado	100%	Participación en el mercado	100%	Subsidios	
Importaciones por productos:		Política de precios	Regulados		
Gasolinas, diesel y otros productos		Compradores en el mercado mayorista		Gasolinas, diesel y otros productos	
Porcentaje de las importaciones totales (2010)	47,1%	Estaciones de servicios	91% de las gasolinas 74% del diesel	Total de estaciones de servicios	420
Empresas participantes (Participación 2010)	Puma (52,8%) Chevron-Texaco (24%) Unopetrol / Grupo Terra (23%)	Clientes comerciales, industriales, agrícolas	9% de las gasolinas 26% del diesel	Empresas (Nº de ES - % del mercado)	Chevron Texaco (83 - 19,8%) Puma (184 - 46,2%) Unopetrol / Grupo Terra (108 - 25,7%) Otras (35 - 8,33%)
Fuel Oil		Ventas al por mayor		Fuel Oil	
Porcentaje de las importaciones totales (2010)	29,6%	Gasolinas, diesel y otros productos		Generación eléctrica	Lufussa Grupo Terra Otras
Empresas participantes (Participación 2010)	Unopetrol / Grupo Terra (82,3%) Lufussa (10,0%) Puma (7,7%)	Empresas participantes	Puma (40,9%) Chevron-Texaco (30,7%) Unopetrol / Grupo Terra (26,3%) Otros (2,1%)	GLP	
GLP		GLP		Venta	Hogares
Porcentaje de las importaciones totales (2010)	23,30%	Empresas participantes	Gas del Caribe / Tomza Chevron-Texaco Zeta Gas		
Empresas participantes (Participación 2010)	Gas del Caribe / Tomza (95,3%) Chevron-Texaco (2,5%) Zeta Gas (2,2%)	Transporte			
		Participación privada:	Permitida sólo a empresas nacionales		
		Política de precios:	Regulados		
		En Honduras no hay una red de ductos para el transporte de combustibles, por lo tanto éste se efectúa utilizando camiones. Debido a la restricción legal, las empresas multinacionales no están integradas verticalmente en este segmento del mercado.			
Regulador	Comisión Administradora del Petróleo (CAP)				
Nombrados por el Presidente de la República	Libre nombramiento del Presidente de la República				
Financiamiento	Presupuesto ordinario de la nación				

Fuente: CDCP, SIC, ENEE, CEPAL y legislación vigente.

Sub-sector hidrocarburos

Honduras no produce hidrocarburos, todo el consumo de derivados del petróleo es importado, almacenado y comercializado por el sector privado. El principal actor gubernamental en este sub-sector es la Comisión Administradora de la Compra-Venta y Comercialización del Petróleo y sus Derivados (CAP), que es el organismo regulador de todas las fases de la cadena de distribución de derivados del petróleo.

Según los datos de la CEPAL¹⁶, 76,8% de la importación de derivados líquidos está controlada por empresas nacionales (Dippsa¹⁷ y el Grupo Terra) y el restante 23,2% por empresas extranjeras (Esso y Chevron Texaco). El país cuenta con una capacidad de almacenamiento para 111,2 días de consumo de GLP, 41,7 días de gasolina y 61 días de diesel.

Hay 422 estaciones de servicio en el territorio hondureño, 111 de ellas de la empresa Dippsa, siendo el principal comercializador de derivados, junto con el Grupo Terra que maneja 107 y seguidas por Chevron-Texaco con 92 estaciones de servicio.

Formación de precios

Los precios para la comercialización de los derivados del petróleo en Honduras están regulados por el gobierno mediante la CAP. La estructura de precios de los derivados del petróleo se denomina “Sistema de Precios de Paridad de Importación”, establecido en base al Decreto Ejecutivo PCM-02-2007 y las siguientes modificaciones, siendo la última del 20 de mayo de 2011.¹⁸ El sistema de precios es una tabla en la cual se establecen valores fijos para todas las actividades y etapas de la cadena de comercialización de los derivados, una vez que el producto ha llegado al puerto de Honduras, incluyendo un margen para el importador, el mayorista y el minorista. Por lo tanto, a pesar de que los precios de los combustibles están regulados, los importes internos varían de acuerdo al mercado internacional.

¹⁶ Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) • Sede Subregional en México. Centroamérica: Estadísticas de Hidrocarburos, 2009.

¹⁷ Dippsa: Distribuidora de Productos del Petróleo S.A.

¹⁸ Acuerdo 482-2011 del 20 de mayo de 2011. Gaceta No 32.577. Secretaría de Industria y Comercio.

A world map in shades of teal and green, with a white location pin icon placed over Mexico. The map shows the outlines of continents and some grid lines.

Evolución Histórica del Sector Energético



Evolución Matriz Energética 1971 - 2008

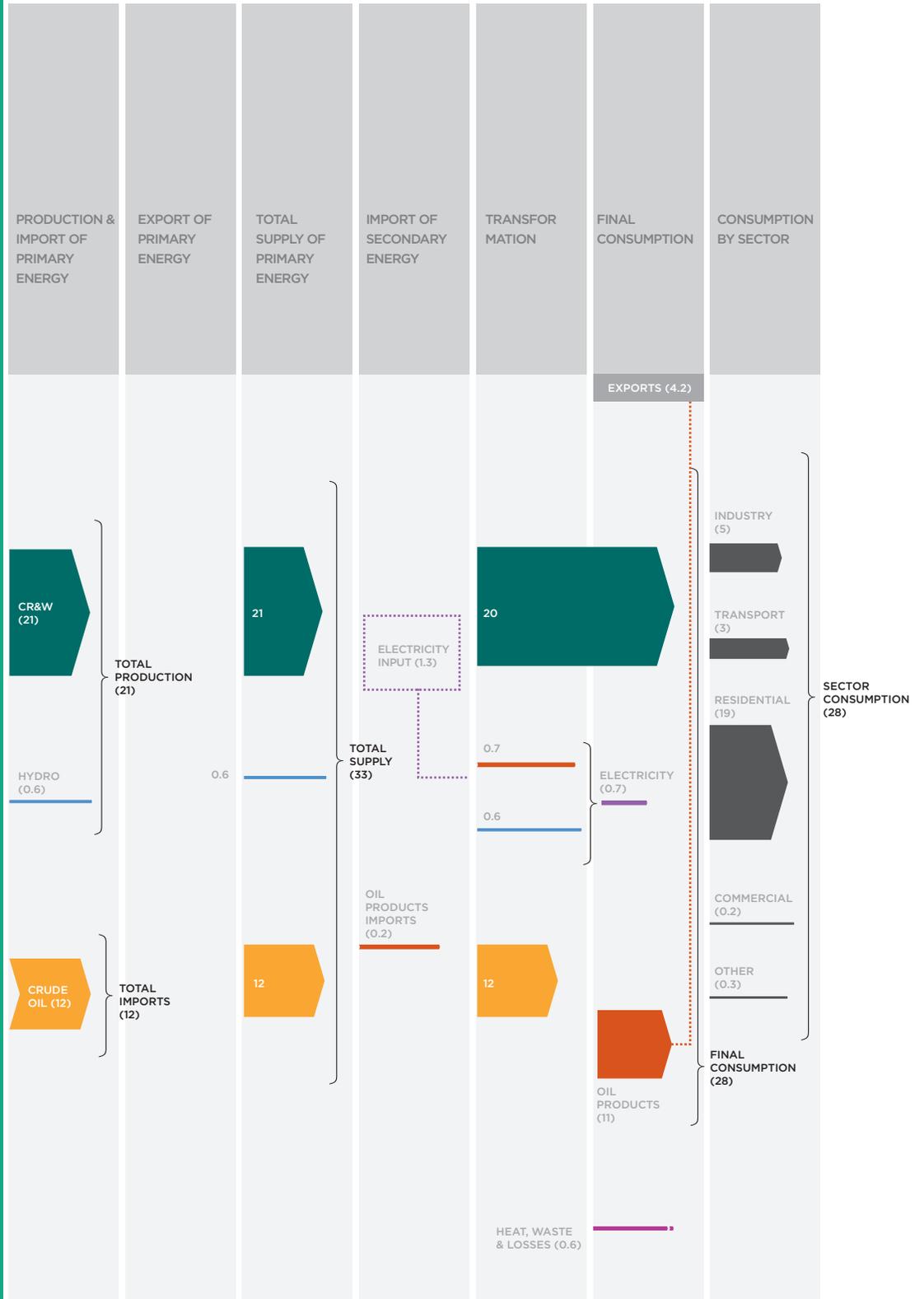


Evolución Matriz Energética 1971 - 2008

1971-1974

Energy Flow

(kboe/day)



Consumo Total de Energía

Los biocombustibles fueron con distancia la fuente energética más importante de Honduras al comienzo de nuestro análisis histórico, al representar 62% del consumo total de energía con 20.5 mil barriles equivalentes de petróleo. Esta alta proporción del consumo a partir de los combustibles renovables y desechos se explica a partir del bajo nivel de desarrollo que tenía la economía hondureña durante ese período, así como la alta proporción de población rural que distinguía al país. El consumo rural de energía hondureña depende entonces hasta hoy de los biocombustibles, principalmente leña. La importación de petróleo crudo, con 12 mil barriles diarios y 36% del consumo total, se procesaba en la refinería de Puerto Cortes, al norte del país. Además de estos 12 mil barriles, se importaron 200 barriles equivalentes de productos derivados por día. Finalmente, entre 1971 y 1974 se ofertaron 600 barriles equivalente de petróleo al día a partir de energía hidráulica. Estos fueron producidos por las centrales hidroeléctricas de Cañaveral/Río Lindo, inaugurada parcialmente en 1964, y El Coyolar, que había entrado en servicio en 1965.

Electricidad

Honduras dividió su consumo para la generación eléctrica en 57% a partir de combustibles líquidos y 43% hidrogenación. Estas dos fuentes sumaron 1.29 mbepd para este fin, a partir de los cuales se produjeron los 0.69 mbepd (454.75 GWh) que se consumieron en electricidad durante este período en promedio anual. Es importante notar que la hidrogenación representó 72% de la generación, gracias a su alta eficiencia. Los productos pasaron de 57% de los insumos a 28% de la generación.

Electricidad	Insumos (mbepd)	%	Consumo eléctrico (GWh)	Consumo eléctrico (mbepd)	%
Combustibles líquidos	0.72	57%	128.50	0.19	28%
Hidrogenación	0.56	43%	326.25	0.50	72%
Total	1.29	100%	454.75	0.69	100%

Fuente: Cálculos propios basados en información de la IEA

Consumo Final por Sectores

Reflejando la composición de la oferta energética hondureña entre 1971 y 1974, el consumo residencial sobresale con distancia entre los demás sectores. El uso de energía residencial explica 68% del total y se basa en 94.3% en biocombustibles – a causa de los altos niveles de población rural de este período. Los derivados del petróleo y la electricidad totalizaron 4.3% y 1.4% del consumo residencial. La industria usó 18% de la energía total, 52% como combustibles renovables (en particular por el consumo propio en los centrales azucareros) y 40.8% viniendo de productos derivados y 7% de la electricidad. Finalmente, el transporte, 12% del consumo final, únicamente utilizó combustibles líquidos.

Consumo por Sectores	Industria	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Combustibles líquidos	40.8	100	4.3	100.0	80.5
Combustibles renovables	52.1	0	94.3	0.0	0
Electricidad	7.0	0	1.4	0.0	19.5
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Cálculos propios basados en información de la IEA



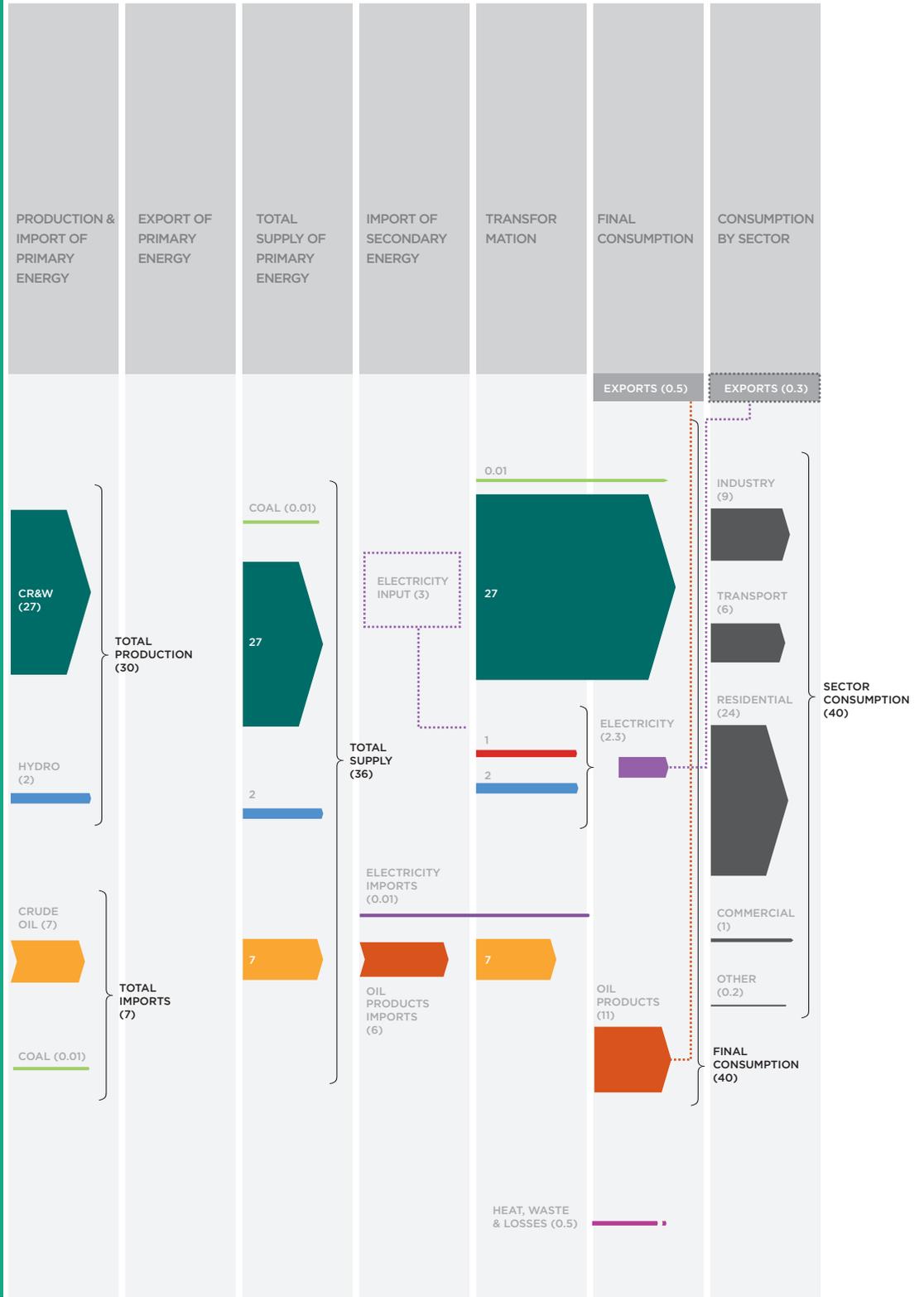
1984-1987

En la década comprendida entre nuestro primer período analítico y este, la economía hondureña mantuvo su dependencia de los biocombustibles, al tiempo que observó un crecimiento en la producción de energía hidráulica. La capacidad de refinación de Puerto Cortes se redujo y así el país pasó a importar muchos más productos derivados que antes. Los patrones de consumo cambiaron ligeramente con el crecimiento del uso industrial de la energía.

1984-1987

Energy Flow

(kboe/day)



Consumo Total de Energía

Tras crecer 28%, el consumo energético total de Honduras se mantuvo altamente enfocado en los biocombustibles, los cuales con 27 mil de los 43 mbepd consumidos representó casi 65% del total. Las importaciones de petróleo crudo bajaron de 12 a 7 mil barriles diarios, perdiendo así preponderancia en el consumo total de energía primaria, al caer de 36 a 16% durante esta década. La disminución de la importación de crudo se compensó aumentando la importación de productos derivados. Estos crecieron de 0.2 mbepd en el período anterior a 6 mbepd para este momento histórico - 14% del consumo final.

Es de notar el crecimiento notable de la energía hidráulica. Esta fuente pasó de 0.6 a 2 mil barriles equivalentes por día. El crecimiento obedeció principalmente a la finalización completa de la central Cañaveral/Río Lindo, la inauguración de El Nispero en 1982 y de El Cajón en 1985, que aún es la central más grande del país con 300 MW de capacidad instalada. Esta incorporación de centrales hidroeléctricas explica el crecimiento de 313% que registró esta fuente sobre el período anterior. Honduras también empezó a hacer pequeñas importaciones de carbón, promediando 10 barriles equivalentes diarios entre 1984 y 1987.

Electricidad

Gracias al crecimiento de la hidrogenación, ésta pasa a ser la principal fuente de insumos y la principal generadora de electricidad de Honduras. La energía hidráulica abarca 83% del consumo eléctrico y 91% de la generación. El resto de la electricidad vino a partir de los combustibles líquidos en procesos termoeléctricos.

Electricidad	Insumos (mbepd)	%	Consumo eléctrico (GWh)	Consumo eléctrico (mbepd)	%
Combustibles líquidos	0.46	17%	126.25	0.18	9%
Hidrogenación	2.31	83%	1,338.50	1.92	91%
Total	2.77	100%	1,464.75	2.10	100%

Fuente: Cálculos propios basados en información de la IEA

Consumo Final por Sectores

Para este período, el sector residencial tuvo, de lejos, el más alto consumo de los segmentos de la economía hondureña con 60% del consumo final. El uso residencial energético fue principalmente de biocombustibles y desechos, manteniendo el patrón histórico y aportando 94% del total. El 6% restante se lo repartieron los combustibles líquidos y la electricidad. La industria y el transporte fueron los siguientes sectores en cuanto a consumo final, con 23% y 14%, respectivamente. El primero diversificó su consumo energético, con los combustibles renovables aportando 51.6%, los productos derivados 37.4% y la electricidad el 11% restante. El transporte únicamente consumió combustibles líquidos.

Consumo por sectores	Industria	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Combustibles líquidos	37.4	100	3.6	59.0	100
Combustibles renovables	51.6	0	94.0	0.0	0
Electricidad	11.0	0	2.4	41.0	0
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Cálculos propios basados en información de la IEA

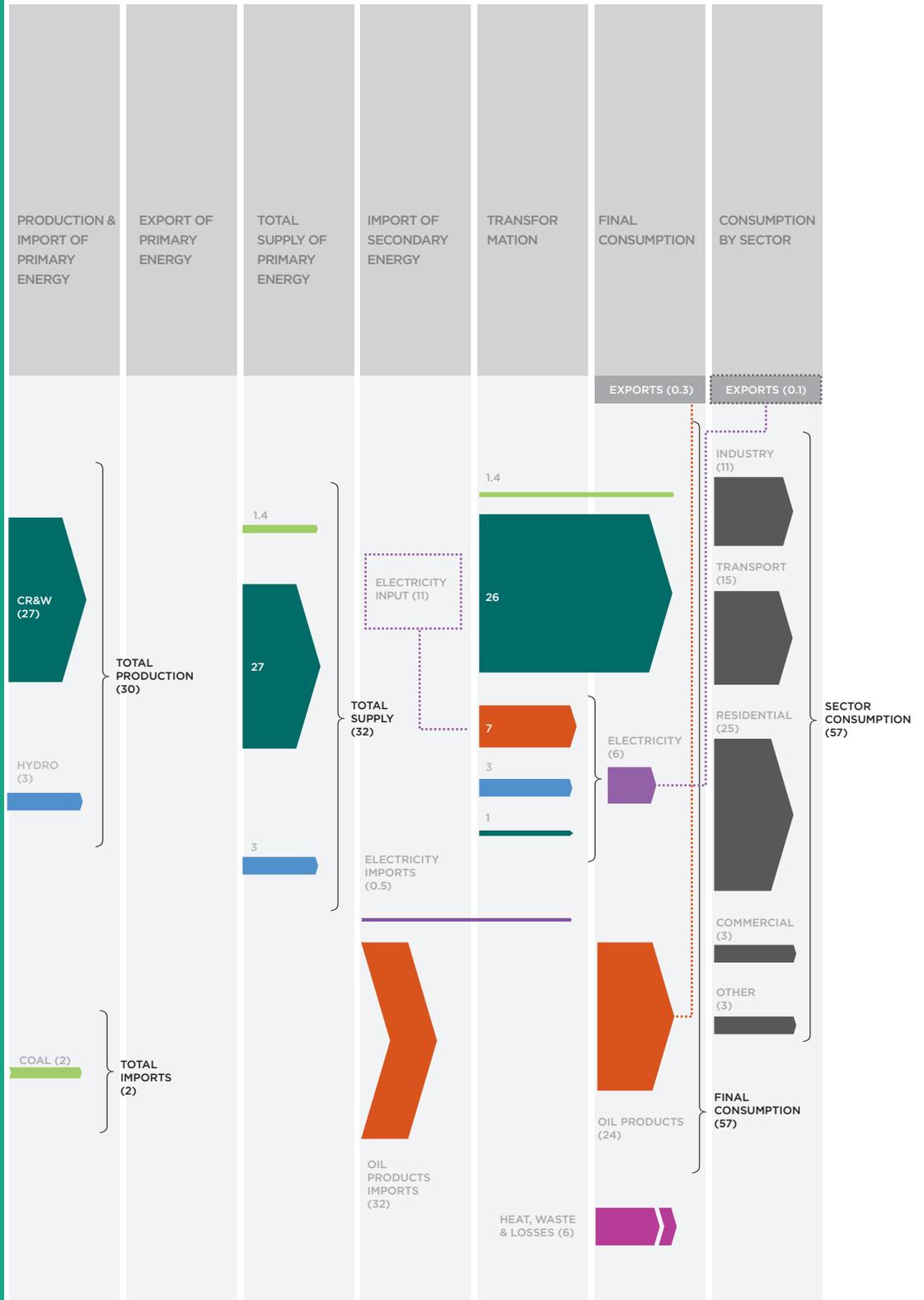


1999-2002

Por primera vez en nuestro análisis, Honduras no depende de los biocombustibles como principal fuente energética. La importación de productos derivados pasa al primer lugar y así el consumo energético se divide casi equitativamente entre estas dos fuentes. En los 12 años desde el período anterior, Honduras deja de importar petróleo crudo, el consumo residencial se mantiene constante mientras los sectores industrial y transporte crecen en altas proporciones.

Energy Flow 1999-2002

(kboe/day)



Consumo Total de Energía

En los 12 años desde el final del período analítico anterior, el consumo energético de Honduras creció casi 50% impulsado principalmente por un aumento importante en el consumo de hidrocarburos. En 1993, la refinería de Puerto Cortes cerró sus operaciones y el país dejó de importar petróleo crudo. Pasó entonces a importar productos derivados para suplir la demanda de hidrocarburos. Esta importación promedió 31.6 mbepd, 50% del consumo total de energía entre 1999 y 2002 y cinco veces más que el producto importado entre 1984 y 1987. Como detallamos arriba, los biocombustibles pasaron al segundo lugar dentro del consumo con 26.9 mbepd y 42% del total. Este consumo es, de hecho, 2% menor que el consumo promediado entre 1984 y 1987, gracias en parte al proceso de electrificación rural y urbanización del país en los años 90. La oferta hidráulica creció casi 50% ubicándose en 3.4 mbepd, gracias en parte a la rehabilitación de la planta El Coyolar durante la década comprendida entre los dos períodos analíticos. Por último, notamos que las importaciones de carbón durante este lapso pasaron de 10 barriles equivalentes por día a 1,400 barriles equivalentes por día, un crecimiento importantísimo que hace del carbón 2% del consumo energético total de este período.

Electricidad

Los insumos para la generación de electricidad durante este período promediaron casi 11 mbepd. De los 32 mbepd de combustibles líquidos importados, se consumieron 6.8 mbepd para generar electricidad, 63% del total. El consumo de energía hidráulica para la generación eléctrica llegó a 3.42 mbepd y los 0.58 mbepd restantes provinieron del consumo de biocombustibles. A partir de este consumo se generaron 5.63 mbepd (3,766 GWh), de los cuales 53% fueron a partir de la hidrogenación y 47% de derivados.

Electricidad	Insumos (mbepd)	%	Consumo eléctrico (GWh)	Consumo eléctrico (mbepd)	%
Combustibles líquidos	6.79	63%	1,782.00	2.66	47%
Hidrogenación	3.42	32%	1,977.50	2.96	53%
Biocombustibles	0.58	5%	6.50	0.01	0%
Electricidad	10.79	100%	3766.00	5.63	100%

Fuente: Cálculos propios basados en información de la IEA

Consumo Final por Sectores

El sector residencial se mantuvo como el mayor consumidor de energía con 45% del consumo final, conformado en 86% por biocombustibles, 9% electricidad y 5% derivados. El transporte se ubicó en la segunda posición, llegando a 26% del total, completamente compuesto por derivados. Le siguió el consumo industrial, 19% del total. El consumo industrial se dividió en 40% combustibles renovables, 33% combustibles líquidos, 15% electricidad y 13% carbón importado.

Consumo por sectores	Industria	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Carbón	12.6	0	0	0	0
Combustibles líquidos	33.1	100	4.8	44.4	100
Combustibles renovables	39.9	0	86.0	0.0	0
Electricidad	14.5	0	9.2	55.6	0
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Cálculos propios basados en información de la IEA

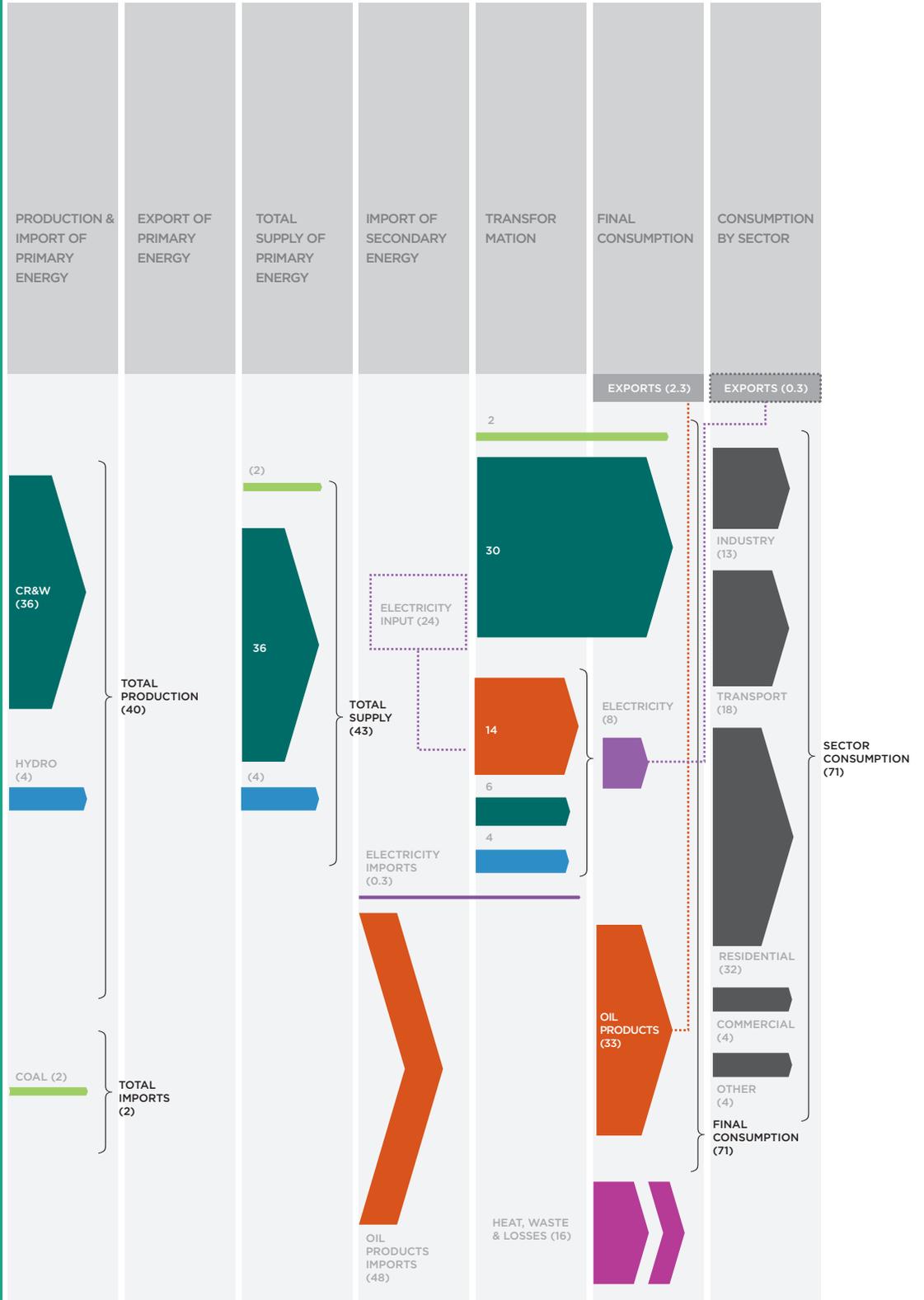


2005-2008

Es importante destacar que aunque los patrones generales de suministro energético se mantienen estables para el final de la década pasada en Honduras, es notable el crecimiento del consumo y un cambio en su composición por sector económico. Entre 2005 y 2008 se consumieron 90 mil barriles equivalente por día, mientras que esta cifra totalizaba 63 mbepd entre 1999 y 2002. Honduras sigue altamente dependiente de los combustibles líquidos y de los biocombustibles para satisfacer su demanda energética.

Energy Flow 2005-2008

(kboe/day)



Consumo Total de Energía

Impulsado por un aumento importante de las importaciones, el consumo total creció 42% en los tres años comprendidos entre este período analítico y el anterior. Los derivados mantuvieron su posición como la fuente energética más importante para el consumo hondureño con 47.8 mbepd y 53% del total. El crecimiento de esta fuente sobre el período anterior fue de 51%. El consumo de biocombustibles aumentó 35% para ubicarse en 36.3 mbepd. Sin embargo, los combustibles renovables caen de 42% del consumo entre 1999 y 2002 a 40% para este período. Por otra parte, la producción hidráulica creció 4% entre períodos con la incorporación de las hidrogeneradoras Cuyamapa, Río Blanco, Cececapa, Yojoa, San Pedro Zacapa y La Nieve, todas inauguradas en este período o poco antes. Finalmente, las importaciones de carbón se mantuvieron al mismo nivel, ofertando 2 mil barriles equivalentes por día, llegando así a 3% del consumo total.

Electricidad

El consumo para la generación eléctrica de este período totalizó 24.24 mbepd, más del doble del total del período anterior. De este consumo, los combustibles líquidos totalizaron 60%. Cambiando el patrón histórico, la segunda fuente para la generación eléctrica fueron los biocombustibles con 6.19 mbepd y 25%, mientras la hidrogeneración quedó rezagada al tercer lugar con 3.58 mbepd y 15% del consumo generador. Sin embargo, la fuente hidráulica demostró alta eficiencia, ya que representó 34% de los 6,104.75 GWh que se consumieron en promedio anual durante este período. Los combustibles líquidos representaron 63%, mientras que los biocombustibles solo llegaron a 3%.

Electricidad	Insumos (mbepd)	%	Consumo eléctrico (GWh)	Consumo eléctrico (mbepd)	%
Combustibles líquidos	14.47	60%	3,868.75	5.13	63%
Hidrogeneración	3.58	15%	2,073.25	2.75	34%
Biocombustibles	6.19	25%	162.75	0.22	3%
Total	24.24	100%	6,104.75	8.10	100%

Fuente: Cálculos propios basados en información de la IEA

Consumo Final por Sectores

El consumo por sectores también aumenta considerablemente para este período, ubicándose en 71 mbepd, un crecimiento de 25%. De este consumo, el sector residencial tuvo el más alto porcentaje, llegando a 45% y manteniendo patrones históricos: una alta dependencia en el consumo de biomasa, con 87% del total y consumiendo cerca de 10% de su total como electricidad. El sector transporte, usando únicamente derivados, se ubicó en segundo lugar con 18 mbepd y 25% del total.

El consumo industrial con 13 mbepd compuestos en 48% por derivados del petróleo, 18% por carbón, 18% por biomasa y 16% por electricidad, representó el 19% del total. EL sector comercial, 65% electricidad y 35% derivados, totalizó 4 mbepd - 5% del total - mientras que otros sectores, usando únicamente derivados, fueron el 5% restante con otros 4 mbepd.

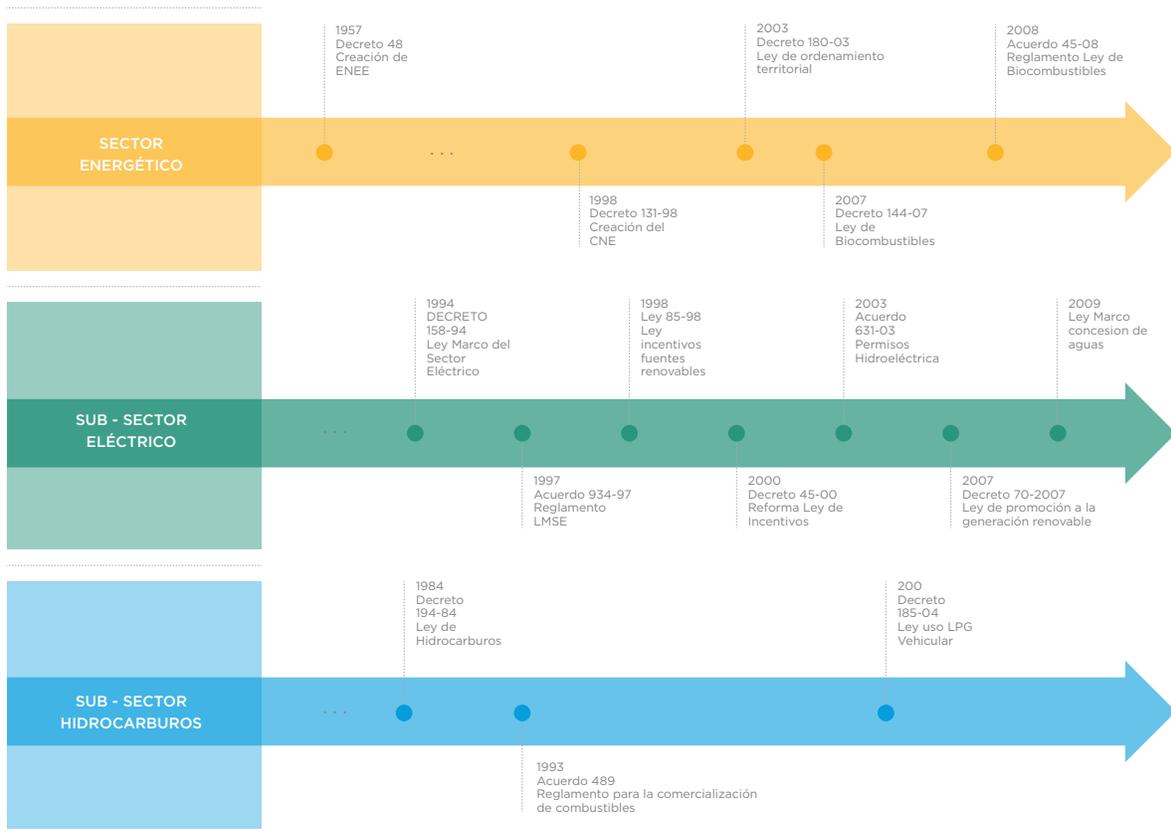
Consumo por sectores	Industria	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Carbón	18.1	0	0	0	0
Combustibles líquidos	47.9	100	3.1	34.9	100
Combustibles renovables	17.5	0	86.5	0.0	0
Electricidad	16.4	0	10.4	65.1	0
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Cálculos propios basados en información de la IEA



Evolución Institucional del Sector Energético

Evolución del Marco Regulatorio del Sector Energético, Sub-Sector Eléctrico y Sub-Sector de Hidrocarburos en Honduras



Fuente: Elaboración propia

Origen

En 1957, la junta militar que gobernó Honduras por 14 meses desde finales de 1956 crea la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) bajo la figura de organismo autónomo responsable de la producción, comercialización, transmisión y distribución de energía eléctrica en el país. La Ley Constitutiva de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (Ley ENEE), que estaba incluida en el decreto No. 48 de la junta militar, estipulaba desde aquella época la posibilidad de la participación privada en algunas actividades del sector eléctrico y permitía la integración vertical de ENEE.

La nueva empresa estatal fue la encargada de desarrollar la construcción del complejo hidroeléctrico Cañaverl/Río Lindo que se construyó en tres etapas, iniciando en 1960 y terminando en 1978. Adicionalmente se construyeron líneas de transmisión de 138 KV a San Pedro Sula y a Tegucigalpa.

El Estado toma control del sector energético

Bajo la presidencia de Roberto Suazo, primer presidente civil después de una década de regímenes militares, el Estado hondureño promovió algunas reformas claves en el sub-sector de hidrocarburos. En 1983 el Congreso Nacional de Honduras crea la Comisión Administradora de la Compra-Venta y Comercialización del Petróleo (Comisión Administradora del Petróleo o CAP) que se encargó durante un tiempo de importar directamente o de establecer contratos con terceros para la importación del petróleo crudo y sus derivados para el consumo local y de determinar los precios de venta en toda la cadena. La comisión funcionaría sin legislación específica hasta 2007.

La CAP tuvo mucha importancia, ya que durante más de 10 años este organismo fue el encargado de comprar el crudo proveniente de Venezuela y México sobre la base del Acuerdo de San José y de venderlo a la refinería en Puerto Cortés. Esta refinería, propiedad de Texaco y construida en 1968, era la única que existía en el país y tenía una capacidad de refinación de 14.000 bbl/día¹⁹.

Texaco decidió suspender las actividades de refinación en esta planta a principios de los años 80 debido a que los precios de los productos derivados del petróleo en el mercado internacional no justificaban su operación. Sin embargo, en 1982 el gobierno de Honduras llega a un acuerdo con Texaco para la reactivación de la operación de refinación de Puerto Cortés. El acuerdo estipulaba que el gobierno vendería el crudo a Texaco y éste vendería los productos refinados a las empresas comercializadoras internas (Esso, Shell, Texaco y Chevron y dos pequeñas empresas hondureñas) con

¹⁹ ESMAP, Petroleum Supply Management, Honduras, 1991

una ganancia garantizada de 1,48 centavos de dólar por galón²⁰. Para 1991, Texaco suplía la totalidad del combustible en Honduras mediante la operación de su planta (suplía 60% del mercado²¹) y las importaciones (el restante 40%) autorizadas por la CAP.

Los precios del combustible establecidos por la CAP en el mercado interno no permitían la transferencia de los precios internacionales a los importes pagados por los consumidores finales. En consecuencia, para poder asegurar el funcionamiento de la cadena de comercialización, el Gobierno tenía que mantener un sistema de subsidios que se iban haciendo cada vez más onerosos para las finanzas nacionales. A principios de los 90 esta situación se haría de extrema gravedad.

En 1984 se publica la nueva Ley de Hidrocarburos que trata principalmente de regular las actividades aguas arriba de la industria petrolera. En esta normativa se autoriza al Estado a suscribir contratos con entes privados para todas las actividades de exploración y explotación, reservándose la propiedad de los recursos naturales.

El sub-sector eléctrico, por su parte, se verá igualmente impactado por el grupo de reformas de la época. En noviembre de 1986, el poder legislativo publicó la Ley General de Administración Pública que restó autonomía operativa a las empresas públicas, entre ellas ENEE, al obligarlas a pedir aprobación del Congreso Nacional para sus planes operativos anuales²², su presupuesto y modificaciones de tarifas²³. Estas provisiones harían que la empresa eléctrica pública no tuviera la flexibilidad financiera necesaria para una administración eficiente. Adicionalmente, se crea la Secretaría de Comunicaciones, Obras Públicas y Transporte (Secopt) con injerencia sobre el sub-sector eléctrico por su responsabilidad en la administración de los procesos de licitaciones y la designación de algunas autoridades.

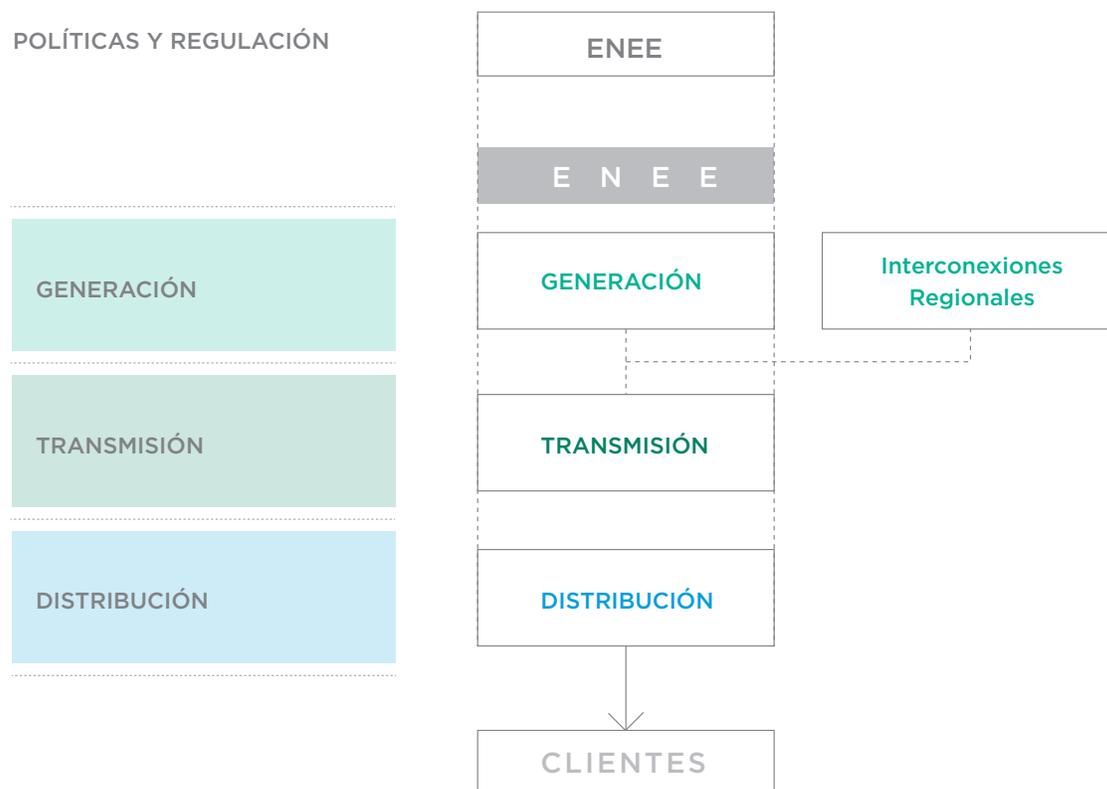
20 El Banco Mundial calculaba en 1991 que este margen le garantizaba a Texaco una ganancia anual de \$5 millones.

21 Programa de Reformas del Banco Mundial, 1991

22 El artículo 68 estipulaba que los planes de acción debían ser aprobados por el congreso, este artículo sería derogado en 1996.

23 En el artículo 79 se obligaba que todas las modificaciones de tarifas debían ser aprobadas igualmente por el Congreso, este artículo sería derogado en 1991.

Figura 1. Estructura del sub-sector eléctrico en Honduras, 1990



Fuente: Elaboración propia

Ante la crisis: reformas profundas

A comienzos de la década de los 90 bajo los gobiernos de Rafael Callejas (1990-1994) y Carlos Roberto Reina (1994-1998) se inicia una serie de reformas en el sector energético. Este proceso se enmarcó en el “Programa de Ajuste del Sector de Energía” liderado por el Banco Mundial, que incluía en el área petrolera el “Programa de Liberalización Petrolera” (PLP) y los cambios institucionales en el sub-sector eléctrico se hicieron necesarios dada la importante crisis financiera y gerencial que arrastraba ENEE desde la década de los 80. Igualmente las finanzas públicas estaban sufriendo un impacto considerable como consecuencia de los subsidios en el mercado de productos derivados del petróleo. Con la firma de los compromisos con el Banco Mundial, el Gobierno convino en la realización de una restructuración del sector energético buscando la ampliación y el aumento de la eficiencia a través de la participación del sector privado.

1991 marca el comienzo de este proceso de reformas con la creación de la Comisión Nacional Supervisora de los Servicios Públicos (CNSSP) que asumió la tarea de supervisar la operación y la estabili-

dad financiera de las empresas públicas. Entre las facultades más importantes que se le otorgan a la CNSSP está la de establecer las tarifas cobradas por estas empresas, eliminando la participación del Congreso Nacional en la fijación de tarifas.

Por su parte, el Programa de Liberalización Petrolera buscaba promover la desregulación en toda la cadena de actividades de comercialización de los productos derivados del petróleo. La intención era promover un mercado competitivo en el sector donde los precios al consumidor final reflejaran más fielmente los precios internacionales y se generara inversión privada. Entre los primeros pasos de esta reforma se encuentra la eliminación, en noviembre de 1992, del margen garantizado de refinación y la autorización a empresas privadas para que participaran en la importación de combustibles. Ante esta circunstancia, Texaco cierra su operación de refinación en enero de 1993, adecuando sus instalaciones para funcionar únicamente como importadora y almacenadora de productos refinados. Igualmente se incorporan nuevas empresas a la importación y comercialización de productos derivados del petróleo. La Tabla 1 resume los eventos más importantes que incluyó el PLP.

Tabla 1. Eventos resaltantes del cronograma de liberalización petrolera. 1991-1996.

Año	Evento
Enero de 1991	Liberalización de los precios del asfalto y la gasolina de aviación
Noviembre de 1992	Liberalización de los precios de la gasolina de aviación y gasolina premium de Shell Apertura de todas las importaciones de combustible a operadores privados (Acuerdo 378-92) Introducción de una fórmula de paridad de precios a las importaciones
Enero de 1993	Texaco cierra las operaciones de refinación de Puerto Cortés Puerto Cortés es convertido en un terminal de importaciones
Septiembre de 1993	Se libera el precio del fuel oil
Marzo de 1994	Se adopta la fórmula de los precios de paridad de importación a todos los productos Se publica el Código Ambiental de la exploración de gas y petróleo
Noviembre de 1994	Se aumenta el impuesto a la gasolina. Se eliminan todos los subsidios
Mayo 1995	Los países centroamericanos acuerdan sobre los estándares de calidad para los productos del petróleo
Noviembre de 1995	Se introduce la gasolina sin plomo
Enero de 1996	Se liberan los precios del combustible de aviación Se revisa la fórmula de paridad de los precios de importación

Fuente: Banco Mundial. Implementation Completion Report. Energy Sector Adjustment Program (Credit 2306-Ho).Junio 17, 1997

En paralelo se avanzaba en las reformas del sub-sector eléctrico. La pieza principal de este esfuerzo se incorpora en 1994 bajo el gobierno del recientemente electo Carlos Reina con la promulgación mediante el decreto 158-94 de la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico (LMSE o Ley Marco). Esta ley, que todavía está en vigencia, cuenta con un amplio articulado con injerencia directa en todas las actividades del sub-sector eléctrico. Entre los principales objetivos de la ley se pueden enumerar:

- Establecer las condiciones para suplir la demanda eléctrica del país al mínimo costo económico.
- Promover la operación económica, segura y confiable del sistema eléctrico y el uso eficiente de la electricidad por parte de los usuarios.
- Garantizar un trato igualitario y equitativo para los consumidores de una misma categoría, pero permitiendo el trato preferencial a los pequeños consumidores residenciales.
- Facilitar la participación de la empresa privada en la generación y fomentarla en la distribución.

Es importante destacar que para 1994 la única legislación que tenía injerencia en el sub-sector eléctrico era el decreto de creación de la ENEE, promulgado 37 años antes. Por lo tanto, la Ley Marco del Subsector Eléctrico debió construir un marco institucional desde cero que se adaptara a los retos de un país con una economía más compleja. En base a esto, la LMSE contiene la creación de dos instituciones. Para el diseño de las políticas se crea el Gabinete Energético y en el campo de la regulación se crea la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE). El Poder Ejecutivo se reserva para sí la potestad del nombramiento de los siete miembros del Gabinete Energético. Los cinco miembros de la CNEE, por su parte, eran seleccionados por la Secretaría de Estado en los Despachos de Comunicaciones, Obras Públicas y Transporte (Secopt) de una terna de expertos propuesta por distintas organizaciones no gubernamentales.

La LMSE incluye capítulos específicos para la generación, transmisión, distribución, la operación del sistema interconectado nacional y la formación de precios. Los aportes más resaltantes se pueden enumerar en:

- Generación: Crea nuevas figuras de contratos entre las empresas privadas y ENEE, permitiendo a la empresa estatal que compre la electricidad sin necesidad de licitación bajo una de las figuras establecidas.
- Transmisión: El Estado se reserva la operación de los sistemas de transmisión y el Centro de Despacho. Estas actividades pasan a ser responsabilidad de ENEE.
- Distribución: Se crean distintas zonas de distribución.
- Distribución: Se obligaba la venta por parte de ENEE de todos los sistemas de distribución en los cuales tenga control. Se estableció que ENEE puede participar hasta en 30% del capital de las empresas de distribución vendidas.

- Contratos de operación: Se estableció que la Secretaría de Comunicaciones, Obras Públicas y Transporte debe solicitar la aprobación del Congreso para firmar los contratos de operación de los participantes privados (distribución y generación).
- Tarifas: Ratifica la facultad de la CNSSP para determinar las tarifas a los consumidores finales.
- Impuestos: Estableció que las ventas de energía y potencia efectuada por las empresas del sector deben estar exentas del pago al impuesto sobre las ventas.
- Régimen Fiscal: Se creó un Fondo Social de Desarrollo Eléctrico administrado por ENEE y que se financiaría entre otras fuentes con 15% de las utilidades netas de todas las empresas del sub-sector. El fondo va dirigido a financiar los estudios y obras de electrificación que sean de interés social.
- Régimen Fiscal: Se establece un recargo de 5% en la tarifa de la electricidad producida con energías renovables para reforestación de sus áreas de influencia.

La idea general de las reformas y especialmente de la Ley Marco era crear un mercado eléctrico competitivo con alta participación del sector privado en la generación y en la distribución. En el campo de la generación, las reformas permiten un crecimiento de la generación privada principalmente utilizando termoeléctricas que vendían la energía a la ENEE. Sin embargo, del lado de la distribución, el mercado no era lo suficientemente grande como para que empresas privadas se interesaran en participar, por lo tanto ENEE se mantuvo operando como el único comprador de energía.

La capacidad de generación del país pasó de 547 MW a principios de los años 90 a 919.8 MW al finalizar la década, mostrando un crecimiento de 68% basado exclusivamente en plantas de tecnología térmica. Al cierre de 2010, el sector mostró una expansión mayor creciendo, en 75% con una base fundamentalmente térmica.

En 1996, mediante el decreto 218-96, se crea la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA)²⁴ que asumió todas las responsabilidades referentes al sector energético que antes estaban divididas en varios ministerios. Igualmente, se sustituyó el nombre de la Secopt por e de Secretaría de Obras Públicas, Transporte y Vivienda (Soptravi), manteniendo las mismas atribuciones. En ese mismo decreto se deroga la disposición de la Ley General de la Administración Pública de 1986 que obligaba a ENEE a solicitar anualmente la aprobación del Congreso para su plan operativo, otorgándole mayor flexibilidad administrativa a la empresa estatal.

24 Mediante el Acuerdo N° 1.089/97 se aprobó el "Reglamento Interno de la Secretaría de Estado en los Despachos de Recursos Naturales y Ambiente"

Año 1998: Cambios institucionales

En 1998 toma posesión de la Presidencia el ex-presidente del Congreso Carlos Roberto Flores, quien inició reformas en el sector energético, especialmente en el sub-sector eléctrico. En abril de 1998 se aprueba el decreto 85-98, conocido como “decreto para incentivar las energías renovables” que declara de utilidad pública en su artículo 1º “el desarrollo y generación de energía con fuentes nuevas y renovables”²⁵, lo cual significó el primer paso para crear un marco regulatorio para las energías renovables. Este instrumento, junto a algunas modificaciones efectuadas posteriormente, sirve de base para la promulgación en el año 2007 de la Ley de Promoción a la Generación Eléctrica con Recursos Renovables.

El decreto 85-98 y una modificación posterior²⁶ efectuada a finales de 1998 incluyen provisiones que buscan promover los proyectos con energías renovables, de las cuales resaltan:

- Prohíbe la creación de nuevas regulaciones que puedan afectar los costos para proyectos que involucren el uso de biomasa. Se exceptúan las regulaciones ambientales.
- Se prioriza, en condiciones iguales, la electricidad producida con fuentes renovables en las compras de electricidad por parte del Estado.
- Se permite que ENEE firme contratos de compra de electricidad con las empresas privadas de generación con una duración hasta por 20 años, asegurando los precios de compra por ese período.
- Se establece el pago de un 10% extra sobre el costo marginal de corto plazo para la electricidad despachada que se haya producido con fuentes renovables.
- En las licitaciones estatales, se priorizan los proyectos con energías renovables siempre y cuando el valor presente de la secuencia de generación de este no sobrepase en más de 10% el valor de la secuencia de generación óptima.
- Se exoneran de los impuestos sobre las ventas durante el período de construcción a todos los equipos, materiales y servicios necesarios para el proyecto.
- Se exoneran de todos los impuestos y tasas de importación a todos los equipos, repuestos, partes y aditamentos durante la fase de estudios y construcción.
- Se exoneran del Impuesto Sobre la Renta durante los primeros cinco años de entrada en operación comercial.

25 El decreto 85-98 considera recursos energéticos renovables a aquellos provenientes de las fuentes hidráulicas, geotérmicas, solares, biomasa, eólica, alcohol, residuos sólidos urbanos y fuentes vegetales y de autogeneración, de origen natural o plantaciones establecidas con fines específicos de aprovechamiento racional en forma sostenible a largo plazo.

26 El decreto 267-98, emitido a finales de 1998, modifica varios artículos del texto original del artículo 85-98.

Posteriormente, también en 1998, se reforma la ley marco para alinearla con el objetivo de promover las energías renovables. Así, mediante el decreto 89-98, se elimina el recargo de 5% a la tarifa de electricidad generada a partir de energías de ese tipo. Se hace este cambio, ya que se consideraba que este recargo disminuía la competitividad de estas fuentes frente a las energías fósiles. Adicionalmente, se modifica el método de financiamiento del Fondo Social de Desarrollo Eléctrico al otorgarle la responsabilidad exclusivamente a ENEE, que debe aportar 1% de sus ingresos brutos, exonerando del aporte a las empresas privadas que participan en el sub-sector.

Igualmente en 1998, mediante el decreto 131-98 que reforma la ley marco, se crea la Comisión Nacional de Energía (CNE) como organismo desconcentrado de la SERNA. Esta nueva institución reemplazó a la CNEE y a la CNSSP en todas sus funciones. El decreto de reforma modificó el método de selección de la comisión, dejando en manos del Presidente la escogencia de sus miembros. La facultad más importante que se le otorgó al nuevo organismo fue establecer las tarifas en barra y las del consumidor final, que previamente era responsabilidad de la CNSSP. En ese mismo decreto, que se conoce como “Ley de Estímulo a la Producción, a la Competitividad y Apoyo al Desarrollo Humano”, se modificó el Sistema de Precios de Paridad de Importación de los productos derivados del petróleo, modificando un componente de la fórmula para que los precios reflejen un nuevo aporte al sistema vial del país.

El Gobierno crea en agosto de 1998 mediante el Decreto Ejecutivo 013-98 la Unidad Técnica del Petróleo y todos los derivados (UTP), que asumió las funciones que desde 1983 cumplía la CAP²⁷. Con este nuevo organismo, que estaba adscrito a la SERNA, el Gobierno buscaba mayor agilidad en la administración del Sistema de Precios de Paridad de Importación. Adicionalmente, en octubre se hacen modificaciones en los precios de la comercialización del GLP y de las tarifas para los fletes terrestres de los combustibles.

En el año 2000 el Congreso interpreta algunos artículos de las leyes de energías renovables de 1998, lo que implicó cambios en la legislación vigente. El texto del decreto 45-2000 se ocupa específicamente de aclarar la metodología de cálculo del precio inicial de compra del kilovatio-hora fijado en los contratos entre las empresas generadoras y ENEE. Esta interpretación tiene mucha importancia, ya que este precio inicial se mantendría (indexado anualmente por inflación) durante la vida del contrato, que podría alcanzar hasta 20 años. El precio base acordado en los contratos es la principal variable que tiene el inversionista privado para evaluar la viabilidad de un proyecto con energía renovable.

En el año 2001, mediante el decreto 74-2001, se emite la nueva Ley de Contrataciones del Estado que deroga la ley publicada en 1985. Este nuevo instrumento legal obliga en su artículo 13 a todas las instituciones del Estado a solicitar la aprobación del Congreso para hacer cualquier contratación en la

²⁷ Aunque ningún instrumento legal elimina formalmente a la Comisión Administradora del Petróleo, la Unidad Técnica del Petróleo asume todas sus funciones anulándola de facto.

cual sus efectos se extiendan al siguiente período de gobierno²⁸ o que tenga beneficios fiscales. Esta condición incide especialmente en los tiempos de aprobación de los proyectos de energías renovables que tienen beneficios fiscales y sus contratos de compra de electricidad alcanzan hasta 20 años.

En enero de 2002 toma posesión de la presidencia Ricardo Maduro, candidato del opositor Partido Nacional de Honduras. El nuevo gobierno tuvo un perfil de políticas económicas conservadoras dirigidas a cumplir con las condiciones acordadas con el FMI desde finales de la década de los 90. En este contexto, el principal aporte al sector energético durante este período fue la expansión de la capacidad generadora del sector privado, ya que se incorporaron al parque generador las dos plantas térmicas más grandes del país.

Las nuevas plantas, se conocen como Choloma III y Pavana III y tienen en conjunto una capacidad instalada de 546,1 MW. Desde su entrada en operación en 2004 hasta 2010 estas plantas generaron en promedio 45,1% del total de la electricidad que se incorporó al Sistema Interconectado Nacional.

Las empresas Enersa²⁹ y Lufussa³⁰, dueñas de las plantas antes mencionadas, firmaron cada una un contrato de suministro de capacidad y energía con ENEE por un plazo de 12 años. Estos contratos fueron firmados bajo las condiciones estipuladas en el Decreto Ejecutivo PCM-026-2002, mejor conocido como decreto de emergencia eléctrica, que exoneraba a ENEE de tener que iniciar un proceso de licitación para la contratación de 410 MW de energía. El gobierno esgrimió que el decreto ejecutivo era necesario, al ser la respuesta más expedita ante el fracaso de un proceso de licitación que se había iniciado en 2001 y debido a la caída de la capacidad generadora de la planta General Francisco Morazán (El Cajón), que estaba mostrando una caída en sus niveles desde 1999.³¹

Crisis de precios del petróleo: combustibles y energías renovables

Los precios del petróleo empiezan a subir aceleradamente desde el año 2002. El mercado interno de combustibles y de energía eléctrica refleja rápidamente este incremento. En este contexto de crecimiento sostenido de los precios del petróleo, toma posesión de la presidencia José Manuel Zelaya. En enero de 2006, cuando es juramentado como presidente, los precios del barril de crudo se habían duplicado con respecto a 2002.

28 Los periodos presidenciales en Honduras son de cuatro años.

29 La Empresa de Energía Renovable S.A. de C.V. (Enersa)

30 Luz y Fuerza de San Lorenzo

31 Dentro de este proceso también se aprobó un contrato con la empresa AES Honduras Generación, Sociedad en Comandita por Acciones de Capital Variable, con las mismas características de los contratos con Lufussa y Enersa. Sin embargo, el contrato es anulado posteriormente por faltas en el cumplimiento de algunos de los compromisos acordados por parte de la empresa privada.

El nuevo Gobierno decide fortalecer la presencia del Estado en el mercado interno de combustibles. Se asumía que se podría amortiguar los efectos de la escalada en el valor del crudo si el Estado participaba más activamente en la importación de combustibles y en la determinación de los precios internos. Persiguiendo este objetivo, se eliminó la Unidad Técnica del Petróleo³² que había cumplido una función reguladora muy limitada y se restituye la Comisión Administradora del Petróleo³³ en los términos de 1983, cuando el Estado tenía control monopólico de la importación de derivados. Adicionalmente, y no sin cierta polémica, se modifican los parámetros del “Sistema de Precios de Paridad de Importación” (SIPPI), que era el mecanismo que regulaba los precios de toda la cadena de suministro de combustibles.

El decreto ejecutivo 02-2007³⁴ rebaja los precios detallistas al reducir impuestos, márgenes de ganancias para los importadores y mayoristas³⁵ y algunos costos de transporte. Debido a la integración vertical que presentaban las empresas del sector, el Gobierno consideraba que estas podrían operar con utilidades al mantenerles el margen de ganancia en las ventas finales del producto.

En 2008 el gobierno firmó el ingreso de Honduras al acuerdo de Petrocaribe, liderado por Petróleos de Venezuela (PDVSA). Mediante este acuerdo, el Gobierno podría importar hasta 20.000 barriles diarios de derivados del petróleo provenientes de Venezuela. Bajo este acuerdo, la factura de las compras podía ser pagada en dos partes, la primera sería un pago de contado que iría desde 5% hasta 50% del total de la factura, dependiendo del precio internacional del petróleo, y la parte restante se financiaría por 25 años con dos años de gracia y una tasa de interés anual de 1%³⁶. Con el monto financiado se creó un fideicomiso que sería destinado en 40% a la expansión de la generación hidroeléctrica y en 30% a las inversiones necesarias para la ENEE. En junio de 2008 se recibió el primer embarque de 82.000 barriles de diesel para la generación eléctrica.

Durante el año 2008 el precio promedio de la gasolina de 95 octanos se ubicó en \$4.03 por galón en Honduras, siendo el segundo más bajo de los países de Centroamérica. Sólo Panamá tenía combustible más barato, promediando \$3.59 por galón mientras el más costoso estaba en Costa Rica, donde se pagaba \$4.63 por el galón³⁷.

El aumento de los precios de los hidrocarburos en la primera década del siglo XXI renueva la preocupación de las autoridades hondureñas sobre la necesidad de diversificar las fuentes de energía

32 Decreto Ejecutivo PCM-030-2006 del 1 de septiembre de 2006

33 Mediante el Acuerdo Ejecutivo 25-2007 del 6 de septiembre de 2007 se publicó el reglamento de funcionamiento de la Comisión Administradora del Petróleo.

34 Decreto Ejecutivo PCM-02-2007 del 20 de enero de 2007

35 El Decreto Ejecutivo PCM-02-2007 elimina los márgenes de ganancias para la importación de diesel, gas licuado y todos los tipos de gasolina. También reduce el margen de ganancia a las ventas al mayor de gas licuado de petróleo. Adicionalmente, reduce el monto obligatorio en el precio de la gasolina regular, kerosene y gas licuado que se denominaba “Aporte para la Atención a Programas Sociales y Conservación del Patrimonio Vial”.

36 Acuerdo de cooperación energética Petrocaribe entre el Gobierno de la República Bolivariana de Venezuela y el Gobierno de la República de Honduras.

37 Estadísticas de los Combustibles en Honduras 2004-2008. Secretaría del Despacho Presidencial. Marzo del 2009.

eléctrica. En este sentido, se retoman los esfuerzos legislativos de finales de los 90 que sin mayor éxito buscaron promover el uso de energías renovables. Así, en 2007 mediante el Decreto 70-2007 se publicó la “Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables” que le daba estatus de ley al decreto 85-98 y a las reformas que se efectuaron posteriormente. En 2008 se publica el Reglamento a la Ley de los Biocombustibles.

El Gobierno, avanzando aun mas en la legislación para promover el desarrollo de proyectos de energía renovable, publica en 2010 la Ley Especial Reguladora de Proyectos Públicos de Energía Renovable, buscando acelerar la ejecución de los proyectos Hidroeléctrico Patuca III (Piedras Amarillas), Patuca IIA (La Tarrosa), Patuca II (Valencia), Los Llanitos y Jicatuyo, y el Complejo Energético Valle del Aguan, además de otros proyectos con energías renovables.

Entre las razones que se esgrimen para la publicación de esta ley se incluyen el lento desarrollo de los proyectos indicados anteriormente y la obligación de cumplir con la meta establecida en el Plan de Nación de la República de Honduras, que establece que para 2022 70% de la generación debe provenir de fuentes renovables.

La Ley Especial Reguladora de Proyectos Públicos de Energía Renovable en su articulado:

- Declara de apremiante urgencia, interés público y necesidad nacional de la más alta prioridad, la construcción y puesta en funcionamiento de los proyectos indicados anteriormente.
- Solicita a todas las instituciones públicas que se dé prioridad a estos proyectos en la atención de cualquier trámite que sea de su incumbencia.
- Se declara de utilidad pública y se expropian, mediante expropiación forzosa, todos los inmuebles ubicados en las zonas de ejecución de los proyectos.
- Establece que todos los terrenos en las zonas de los proyectos pasan a ENEE mediante la cesión, venta u cualquier otro mecanismo de traspaso.
- A todas las actividades relacionadas con la ejecución de los proyectos se les exonera de todos los impuestos, cánones, fianzas y otros.
- Crea la Unidad Especial de Proyectos de Energía Renovable (UEPER), que ayudará a la ENEE en todas las actividades relacionadas con los proyectos, asumiendo el manejo de los asuntos administrativos, técnicos, operativos y financieros.

Esta ley es la última reforma relevante en el sector energético de Honduras.

Costa Rica

Con un producto interno bruto de USD 29.2 mil millones (año 2009) y un área de 51 mil kilómetros cuadrados (Km²), Costa Rica es una de las principales economías del istmo centroamericano, excluyendo a México. Ese mismo año su población alcanzó 4.6 millones de habitantes, ubicando su PIB per cápita en 6,386 dólares, uno de los más elevados en la región.

Esta riqueza relativa está acompañada de una posición destacada en términos de desarrollo. Alrededor de 36% de la población de Costa Rica habita en zonas rurales, uno de los porcentajes más bajos de Centroamérica; la nación ostenta la posición 50/179 del índice de desarrollo humano del PNUD, la más alta de la región; 21.7% de su población vive debajo de la línea de pobreza (el menor porcentaje del istmo); y cuenta con la mayor cobertura de electricidad (98,8% en 2008).

Es un país abundante en recursos naturales, con predominio del potencial hidráulico y geotérmico. Desde hace más de una década desistió de las actividades de exploración petrolera con el objetivo de convertirse en una referencia en términos de generación eléctrica a partir de fuentes renovables. Este objetivo, sin embargo, ha encontrado obstáculos frente a la realidad de una creciente demanda energética y altos costos económicos para generar en base a los recursos locales. Pese a esta realidad, Costa Rica continúa siendo una importante referencia regional en generación de energía a partir de fuentes renovables distintas a la leña.

GUÍA DE ACRÓNIMOS

CDE	Comisión Dominicana de Electricidad
CDEEE	Consortio Dominicano de Empresas Eléctricas Estatales
CECCOM	Cuerpo Especializado de Control de Combustibles
CNE	Comisión Nacional de Energía
DCU	Derecho de Conexión Unitario
DIGENOR	Dirección de Normas y Sistemas de Calidad
EGEHID	Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana
ETED	Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana
FETE	Fondo de Estabilización de la Tarifa Eléctrica
GWh	Giga watts hora
mbepd	Mil Barriles Equivalentes de Petróleo por Día
MIC	Ministerio de Industrias y Comercios
MW	Mega watts
OC	Organismo Coordinador
OEP	Oferta de Energía Primaria
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
PARA	Programa de Reducción de Apagones
PDVSA	Petróleos de Venezuela
PEN	Plan Estratégico Nacional
REFIDOMSA	Refinería Dominicana de Petróleo S.A.
SENI	Sistema Eléctrico Nacional Interconectado
SIE	Superintendencia de Electricidad
STE	Suministro Total de Energía
UERS	Unidad de Electrificación Rural y Suburbana

Sector Energético Actual

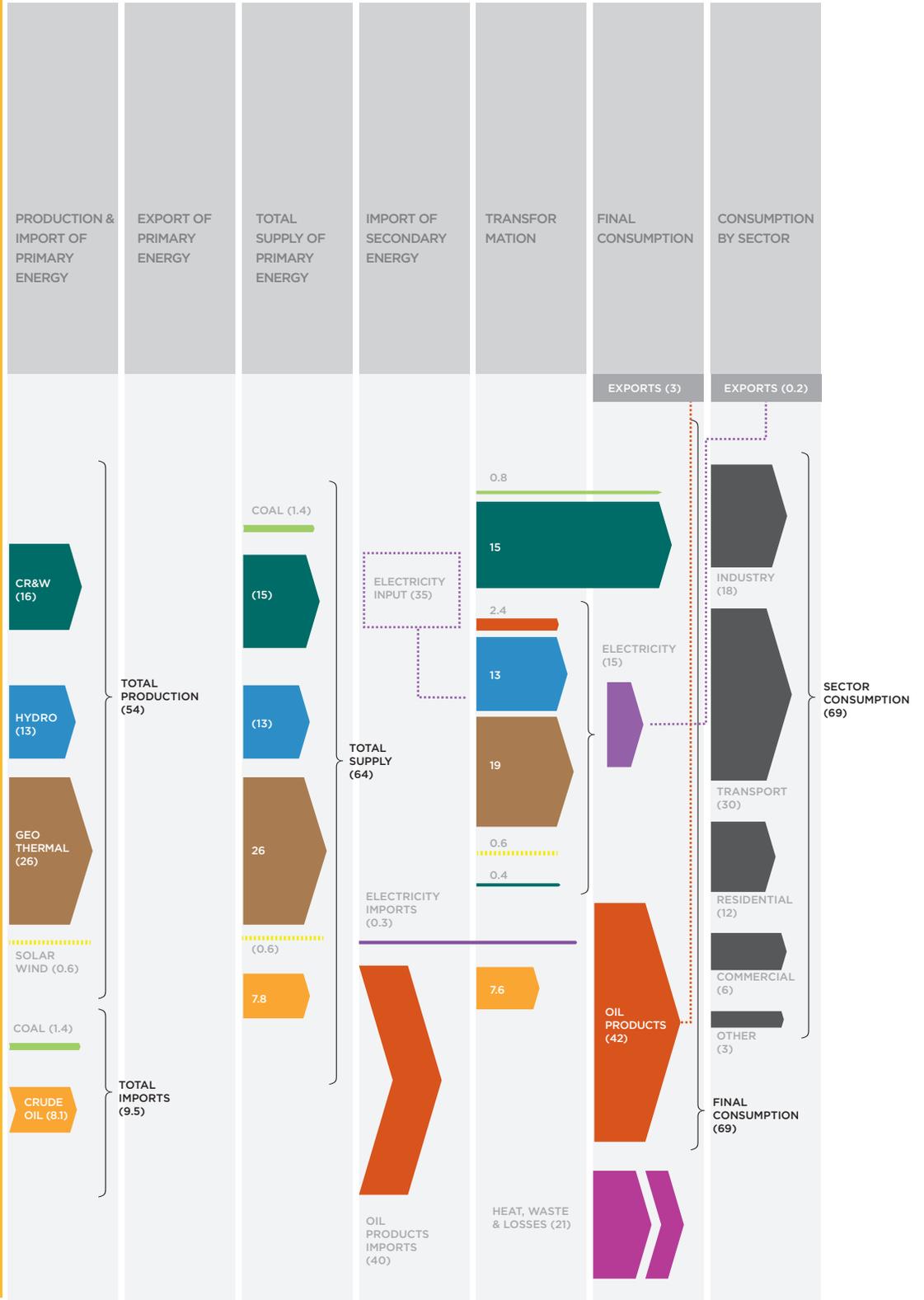


En 2009, Costa Rica tuvo un Consumo Total de Energía (CTE) de 103.9 mbepd, lo que significó un crecimiento de casi 5% sobre el total promediado entre 2005 y 2008. El patrón de consumo energético se mantuvo estable: ligeramente más de la mitad de la energía provino a partir de fuentes renovables (incluida la leña de consumo rural), mientras que el resto fue energía consumida a partir de hidrocarburos – crudo y derivados.

CURRENT

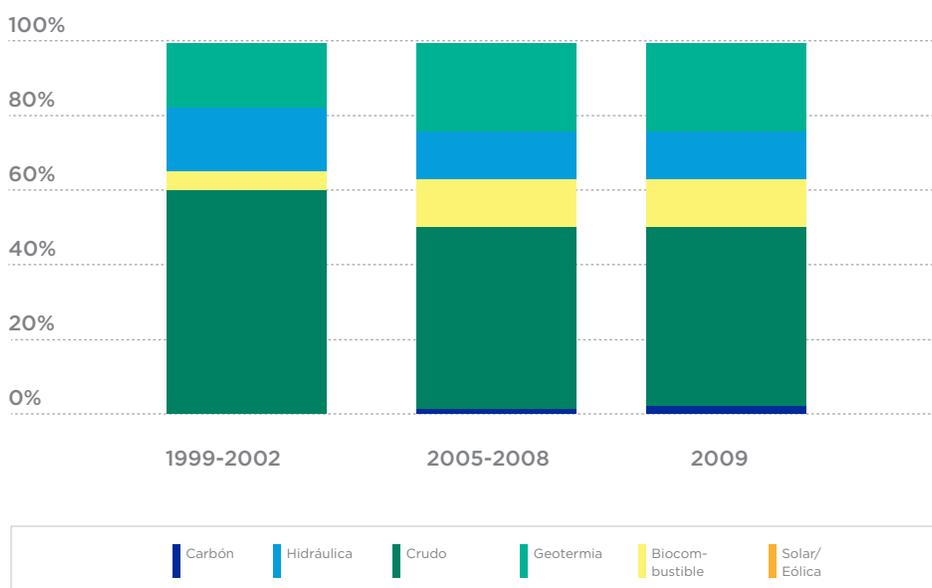
Energy Flow

(kboe/day)



Las principales fuentes de consumo energético de 2009 en Costa Rica fueron el petróleo crudo importado y refinado en el país, así como los productos derivados importados para completar el suministro requerido por el mercado interno. Estas fuentes totalizaron 48.1 mbepd, 46% del CTE. Del consumo de hidrocarburos, el grueso corresponde a productos derivados importados, con poco más de 40 mbepd, mientras que el crudo importado sólo sumó cerca de 8 mbepd.

CONSUMO TOTAL DE ENERGÍA



Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

Las principales fuentes de consumo energético de 2009 en Costa Rica fueron el petróleo crudo importado y refinado en el país, así como los productos derivados importados para completar el suministro requerido por el mercado interno. Estas fuentes totalizaron 48.1 mbepd, 46% del CTE. Del consumo de hidrocarburos, el grueso corresponde a productos derivados importados, con poco más de 40 mbepd, mientras que el crudo importado sólo sumó cerca de 8 mbepd.

El consumo de energías renovables, que totalizó 52% del CTE en 2009, estuvo compuesto por tres principales fuentes: geotermia, biocombustibles y energía hidráulica. Junto con El Salvador, Costa Rica destaca en Centroamérica por su amplio uso de la geotermia, aprovechando los recursos geológicos con los que cuenta. La segunda mayor fuente renovable dentro del CTE fueron los combustibles renovables, que llegaron a 15.5 mbepd. Según la OLADE, el patrón de producción de esta fuente

en 2009 se dividió entre productos de caña – 40% – y leña, 60%. La energía hidráulica representó 12% del CTE con 12.5 mbepd, principalmente a partir de las 12 centrales hidroeléctricas propiedad del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).

Costa Rica también consumió energía a partir de tres fuentes mucho más pequeñas que las arriba descritas: carbón, solar y eólica. En 2009 Costa Rica importó 1.4 mbepd de carbón, 30% por encima del promedio entre 2005 y 2008, representando 1.3% del CTE. En cuanto al consumo eólico, según la Administración de Información Energética de Estados Unidos, Costa Rica contaba para el 2009 con una capacidad instalada eólica de alrededor de 70 MW. Además, Costa Rica también cuenta con 0.14 MW de capacidad a partir de energía solar, en 128 comunidades y de las cuales el 83% son de propiedad y uso residencial. Usando esta capacidad instalada combinada de energía solar y eólica, el país produjo 0.6 mbepd.

Producción, balance comercial y oferta de energía primaria

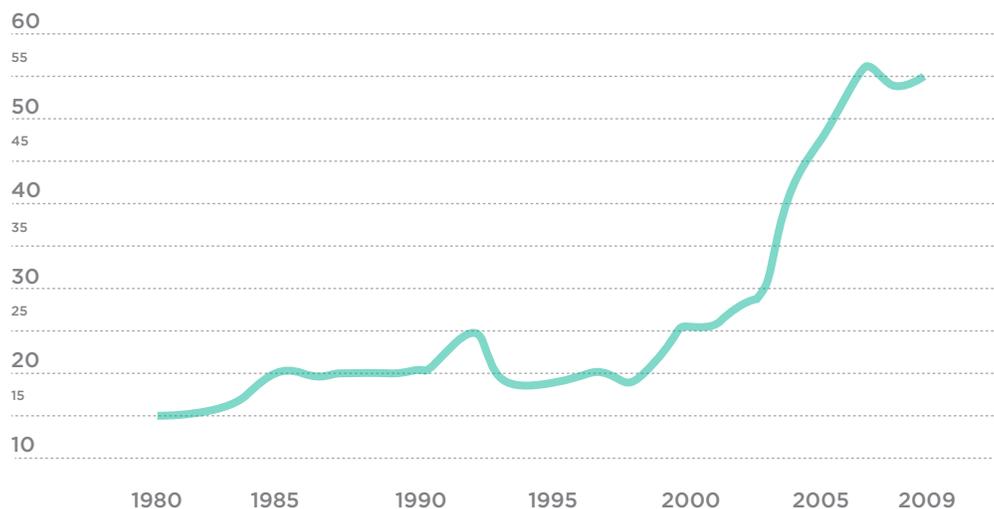
Producción

Costa Rica destaca gracias a que toda su producción de energía primaria (PEP) es a partir de fuentes renovables. Descrita parcialmente arriba, la producción a partir de fuentes renovables totalizó 54.4 mbepd en el 2009. La principal fuente de la PEP fue la energía geotérmica a partir del campo Miravalles de 163.5 MW de capacidad instalada. Miravalles cuenta con cuatro unidades inauguradas en 1994 (55 MW), 1998 (55 MW), 2000 (29 MW) y 2003 (19 MW), además de una unidad contra presión de 5 MW. A partir de ese campo, Costa Rica consumió casi 26 mbepd. La segunda fuente para la producción de energía primaria fueron los combustibles renovables – con 15.5 mbepd arriba descritos, compuestos en 60% por el consumo de leña y en 40% por productos de caña. Cabe destacar que el porcentaje de los productos de caña dentro de los biocombustibles de Costa Rica es el más alto de la región, tanto como bagazo para generación eléctrica, como principalmente biocombustibles líquidos. El resto de los biocombustibles es leña para consumo rural.

Ligeramente detrás de los biocombustibles en la PEP se ubicó la hidrogenación con 12.5 mbepd (23%) generados principalmente en las 12 centrales de ICE. La primera de ellas, La Garita, fue inaugurada en 1958 y cuenta con 135 MW de capacidad instalada. En 1963 entró en operaciones Rio Macho, hoy con 120 MW de capacidad. En 1966 entró Cachí con 32 MW, ampliados a 101 MW en 1967 y 1978. En 1979 empezó operaciones Arenal de 157 MW. En 1982 fue inaugurada Coribicí, la central más grande del país con 174 MW. En 1990 inició operaciones Alberto Echangi (4.7 MW) y en 1992 Sandillal (32 MW). ICE también opera dos centrales sobre el río Toro, inauguradas en 1995 y 1996 con 23 MW y 66 MW cada una. En 2000 se inauguró Angostura (172 MW) y en 2002 entró en operaciones Peñas Blancas (38 MW)

de capacidad). Existen otras centrales hidroeléctricas fuera de la propiedad del ICE. Entre estas están: Cariblanco (80 MW) inaugurada en 2008 y La Joya (50 MW) terminada en 2006. Otras plantas de menor capacidad instalada son Don Pedro (16 MW), Platanar (16 MW) y Río Lajas (11 MW).

COSTA RICA: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA
miles de barriles equivalentes de petróleo por día (mbepd)



Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

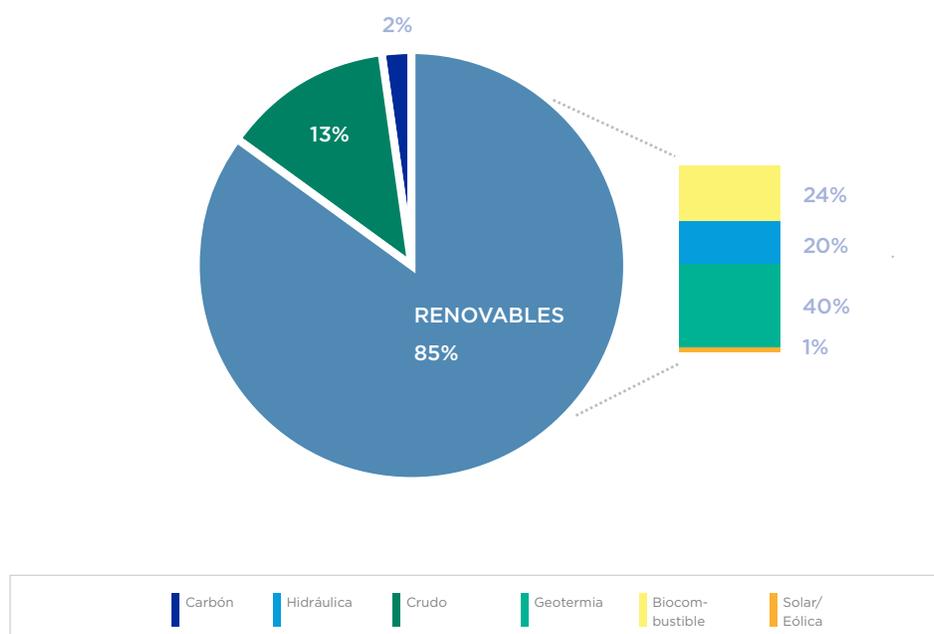
De última y con rezago en la PEP se colocó la producción de energías solar y eólica. En operación para 2009 se encontraban los parques eólicos Tilará (19.8 MW, inaugurado en 1996), Molinos Viento del Arenal (24 MW, inaugurada en 1997), Aeroenergía (6.75MW, inaugurada en 1998), Tejona (19.8 MW, inaugurado en 2002) y Western Lake Arenal (23 MW, inaugurada en 2005). Como se menciona arriba, Costa Rica también contaba con una pequeña capacidad para generar energía solar, de 0.14 MW. A partir de esta infraestructura el país produjo 0.6 mbepd - 50% por encima del total promediado entre 2005 y 2008 por estas fuentes.

Balance comercial de energía primaria

En 2009, Costa Rica importó 8.1 mbd de petróleo crudo, los cuales por cambios en inventario se tradujeron en 7.8 mbd en la oferta primaria final del país. Estas importaciones las llevó a cabo la

Refinadora Nacional de Petróleo (Recope), que tiene el monopolio de importación, refinación, transporte, distribución y venta de productos derivados. Recope cuenta con una capacidad de refinación nominal de 25 mil barriles diarios en su planta de Moín, en la costa caribeña del país, inaugurada en 1967. Las importaciones de crudo bajaron en 38% desde el período 2005-2008 y pasaron de 92% de las importaciones de energía primaria a 85%. El 15% restante fue a partir de las compras de carbón, que totalizaron 1.4 mbepd.

OFERTA DE ENERGÍA PRIMARIA



Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

Oferta interna de energía primaria

Con las importaciones de crudo y la producción de energía primaria, principalmente renovable, la Oferta de Energía Primaria (OEP) de 2009 totalizó 63.9 mbepd, una cifra ligeramente por debajo del promedio entre 2005 y 2008, de 65.2 mbepd.

La OEP de 2009 estuvo compuesta en 85% por fuentes renovables, un patrón que mantienen casi todos los países de la región. Costa Rica se distingue por su alto uso de energía geotérmica (40% de la OEP), su infraestructura eólica y solar (1% de la OEP), así como por su relativamente bajo uso de biocombustibles a partir de la leña y productos derivados de la caña en comparación a otros países de la región, que son sólo 24% de la OEP.

Electricidad

Capacidad instalada

La infraestructura de generación eléctrica costarricense está altamente orientada a las fuentes renovables. Estas representaron 75% de la capacidad instalada del país con 1870 MW en 2009, de los cuales 1530 MW se generaron en plantas hidroeléctricas y 340 MW en plantas geotérmicas y eólicas. Los 620 MW restantes provinieron de plantas termoeléctricas, las cuales han duplicado su capacidad instalada desde el año 2000.

Capacidad Instalada (MW)	2000	2005	2009
Total Renovables	1414	1594	1872
Hidroeléctrica	1225	1304	1532
No hidroeléctrica	189	290	340
Termoeléctrica	294	423	618
Total	1708	2017	2490

Fuente: U.S. EIA

Es importante notar que la capacidad instalada de generación eléctrica en Costa Rica ha crecido de 1710 MW a 2490 MW, cerca de 45%, en nueve años entre 2000 y 2009. Este aumento en capacidad se explica por el repunte en la capacidad termoeléctrica, que se ha duplicado, y por la instalación de plantas geotérmicas y eólicas, que casi se duplicaron en nueve años, pasando de 190 MW a 340 MW.

Insumos a la generación eléctrica

Los insumos para la generación eléctrica - la energía que se consumió para generar electricidad - totalizaron casi 35 mbepd durante 2009, un crecimiento de casi 7% sobre el total anterior. Al representar la mayor parte de la capacidad instalada, las fuentes renovables también son la principal fuente del consumo generador, con 93% de los insumos durante 2009, aumentando su participación desde el 91% del consumo generador que representó entre 2005 y 2008. Este incremento de los renovables se hizo en detrimento de los combustibles líquidos, que bajaron de 9% al 7% y totalizaron 2.4 mbepd durante 2009.

Costa Rica	2005-2008		2009	
Insumos Totales para Generación (mbepd)	32.7	100%	34.9	100%
Combustibles líquidos	3.1	9%	2.4	7%
Renovables	29.6	91%	32.5	93%

Renovables incluyen energía hidráulica, combustibles renovables y otras fuentes renovables
Fuente: Cálculos propios basados en información de la IEA

Los insumos para la generación eléctrica – la energía que se consumió para generar electricidad – totalizaron casi 35 mbepd durante 2009, un crecimiento de casi 7% sobre el total anterior. Al representar la mayor parte de la capacidad instalada, las fuentes renovables también son la principal fuente del consumo generador, con 93% de los insumos durante 2009, aumentando su participación desde el 91% del consumo generador que representó entre 2005 y 2008. Este incremento de los renovables se hizo en detrimento de los combustibles líquidos, que bajaron de 9% al 7% y totalizaron 2.4 mbepd durante 2009.

Matriz de electricidad

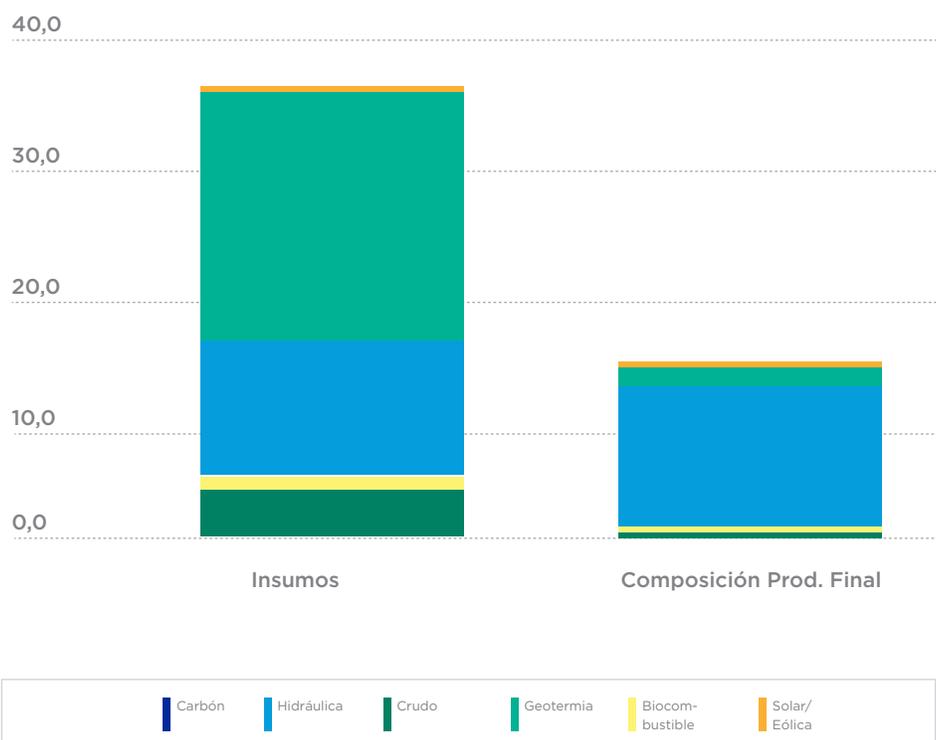
A partir de los insumos arriba descritos, la infraestructura generadora costarricense produjo los 9,290 GWh que se consumieron durante 2009, equivalentes a 14.3 mbepd. Esto representa sólo 40% de los insumos debido a las bajas tasas de eficiencia que tienen fuentes como la geotérmica y termoeléctrica. De hecho, aunque fue la segunda fuente para el consumo generador, la energía hidráulica fue la principal fuente de eléctrica consumida en el país, con 7225 GWh y casi 80% de la generación, gracias a su alta eficiencia. Ninguna otra fuente aportó más de 2000 GWh y sólo la geotermia pasó de mil gigavatios hora, con 1,186 GWh.

Balance secundario y consumo

Balance de energía secundaria

Totalizando 40 mil barriles por día, las importaciones de combustibles líquidos representaron una importante fuente energética en Costa Rica durante 2009. Estas importaciones fueron realizadas por Recope que, como describimos arriba, está también encargada de la distribución y venta de esos productos. Asimismo, se realizaron pequeñas importaciones de electricidad, llegando a 300 barriles equivalentes por día.

MATRIZ DE GENERACION COSTA RICA 2009



Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

Consumo final por sectores

El sector transporte tuvo el mayor consumo energético durante 2009 con casi 30 mbepd – 43% del consumo final –, los cuales estuvieron totalmente integrados por combustibles líquidos. Esta importancia del sector transporte mantiene el patrón de consumo de la década para Costa Rica. En segundo lugar, consumiendo casi 18 mbepd, de los cuales 52% fueron biocombustibles, 27% derivados y 17% electricidad; se ubicó el consumo industrial. El uso residencial de energía, dividiendo su consumo en 44% renovable y 48% electricidad, totalizó 12 mbepd, 17% del consumo final. Con rezago quedaron el consumo comercial con 6.1 mbepd – 81% del cual fue de electricidad – y el consumo de otros sectores, dependiente en 81% de los combustibles líquidos.



Organización Institucional del Sector Energético

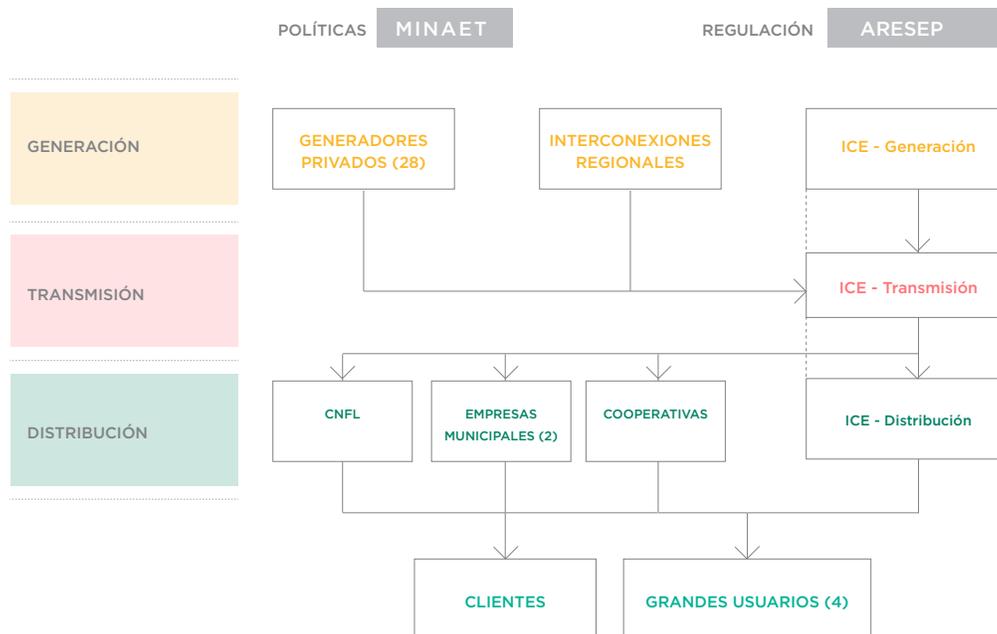
Estructura Institucional

El sector energético en Costa Rica está integrado por cuatro actores principales: el Ministerio Nacional de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones (Minaet), que actúa como formulador de políticas; la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep) que se encarga de controlar todas las actividades del sector; el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), empresa de propiedad estatal verticalmente integrada que actúa como actor principal del sub-sector eléctrico; y la Refinadora Costarricense de Petróleo (Recope) que se encarga del monopolio de importación, refinación y distribución mayorista de petróleo en el país.

La participación del sector privado en el sector energético es limitada. En el sub-sector eléctrico, por ejemplo, éste maneja cerca de 20% de la capacidad de generación nacional y en el sub-sector de hidrocarburos se limita a la distribución minorista de derivados de petróleo.

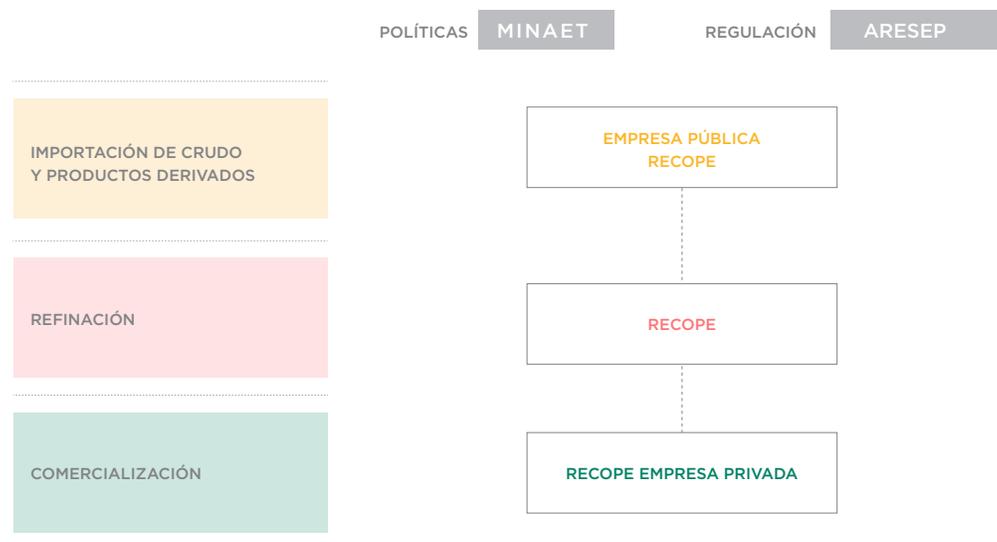
Costa Rica y Honduras fueron los únicos países del istmo centroamericano en mantener dominio estatal con empresas eléctricas verticalmente integradas durante la década de los años 90, la cual se caracterizó en otros países por un fuerte impulso a la participación del sector privado. Desde entonces, la estructura del sub-sector eléctrico en Costa Rica ha permanecido relativamente estable: un elevado control a la iniciativa privada en todos los segmentos del negocio eléctrico y la presencia de una institución autónoma estatal verticalmente integrada con una posición dominante. Una estructura similar se estableció en el sub-sector de hidrocarburos en 1993, cuando se creó el monopolio de la empresa estatal Recope para la mayoría de las actividades relacionadas con los combustibles fósiles.

Estructura del Sub-Sector Eléctrico, año 2011



Fuente: Elaboración del autor con base en ICE, Aresep, Minaet y marco regulatorio.

Estructura del Sub-Sector Hidrocarburos, año 2011



Fuente: Elaboración del autor con base en ICE, Aresep, Minaet y marco regulatorio.

Formulación de políticas del sector energético

El Ministerio Nacional de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones (Minaet) es el organismo del poder ejecutivo encargado de diseñar y planificar las políticas energéticas tanto en el sector eléctrico, a través de la Dirección Sectorial de Energía, como en el sector hidrocarburos, a través de la Dirección Sectorial de Hidrocarburos y la Dirección General de Transporte y Comercialización de Combustibles.

El Minaet es responsable de la elaboración del Plan Nacional de Energía (PNE), de formular la política de precios, de mantener la información adecuada sobre la planificación y desarrollo del sector energético y de promover el uso racional de la energía.

Regulador

La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep) es el organismo encargado de vigilar el cumplimiento de la normativa de los servicios de electricidad en todas sus etapas, así como la relacionada con los combustibles fósiles (refinación, transporte, distribución y comercialización). Su junta directiva está formada por cinco miembros nombrados por un Consejo de Gobierno y aprobados por la Asamblea Legislativa para desempeñarse por un período de seis años con posibilidad de prórroga para un lapso similar. Este lapso coincide con el período presidencial.

La Aresep es una institución con personalidad jurídica y patrimonio propio. Para financiarse, cobra un canon por los servicios regulatorios prestados y recibe fondos a través del presupuesto nacional.

Matriz Institucional sub-sector eléctrico en Costa Rica

Generación		Transmisión		Distribución	
	Capacidad Instalada	Empresa	I. C. E.		
Hidroeléctrica	59.6%	Propiedad	Estatal	Empresas ⁷	I. C. E. (40%) C. N. F. L. (40%) Emp municipales (27.8%) Cooperativas (8%)
Solar & Eólica	4.6%	Mercado	Monopolio		
Termoeléctrica	29.4%		Operar el SIN		
Geotérmica	6.4%	Funciones	Compras de energía Operación integrada	Cobertura Nac. ⁸	99.20%
Ppal Empresa Estatal	I. C. E. (69.4%) ¹			Mercado	Monopolios regionales
Participación Privada	Permitida	Política de precios	Peaje reflejado en la política de distribución		
Requisitos	Múltiples ²			Empresa estatal	I. C. E., C. N. F. L.
Registros	29 pantas (18.1% ³)	Part. Privados?	No		
Integración Vertical	Permitida parcialmente ⁴			Part. privada	Restringida
		Comercializadoras	n.a.		
Incentivos Fiscales⁵				Concesiones	Licitación (20 - 25 años)
(a) Equipos	Sin impuestos de imp.	Grades Usuarios	n.a.	<i>Usuarios subsidiados?</i>	No están presentes en la legislación
(b) Combustibles	n/a				
(c) Pequeños generadores	En estudio ⁶	Dem. Max.	n.a.	Política de precios	Regulados
Regulador		Autoridad reguladora de los servicios públicos (Aresep)			
Miembros integrantes en la directiva		5			
Nombrados por el presidente de la república?		Nombrados por el poder ejecutivo y aprobados por la Asamblea Legislativa			
Financiamiento		Canon por servicio regulado a las partes interesadas + Fondos provenientes del Presupuesto Nacional			

Fuente: Elaboración propia basado en CEPAL, Areses, ICE, CNFL, Ley 7200 modificaciones y reglamentos. Ley 8345

Sub-sector eléctrico

El sub-sector eléctrico en Costa Rica se caracteriza por una fuerte presencia del Estado en todas sus etapas. El principal actor es el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), Empresa autónoma estatal verticalmente integrada que maneja cerca de 80% de la capacidad de generación del país, toda la red de transmisión y cerca de 40% de la distribución en el territorio nacional. En este último segmento, su filial, la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) atiende a la región capital. El conjunto ICE-CNFL llega entonces a manejar cerca de 80% de la distribución de energía a nivel nacional. Adicionalmente, el ICE participa como único agente autorizado en el Mercado Eléctrico Regional¹. Estas características convierten al ICE, en un participante dominante en todas las etapas del negocio eléctrico.

El ICE opera desde 1949 y es responsable del manejo de los recursos hidráulicos y geotérmicos, así como de la planificación de la expansión y operación del sistema de transmisión nacional. Financia sus operaciones a través de ingresos cobrados por tarifas de servicio establecidas por la Aresep.

Generación

En 2010 el parque de generación de Costa Rica contaba con 2605,3 MW de capacidad instalada, siendo la más alta del istmo centroamericano. Dos características resaltan en su composición. En primer lugar, 71% de la potencia total se genera a partir de fuentes renovables primarias (60% hidráulicas, 5% eólicas y 6% a partir de geotermia), en segundo lugar, 82% de la potencia instalada está manejada por empresas públicas. La Tabla 1 ilustra la composición de la capacidad instalada en Costa Rica por fuente, distinguiendo entre sector público y privado.

Tabla 1. Distribución de la capacidad de generación eléctrica en República Dominicana, año 2010

Fuentes	Públicas	Privadas	Total
Primarias			
Hidráulica	51.8%	7.8%	59.6%
Geotérmica	5.2%	1.1%	6.4%
Eólica	0.8%	3.8%	4.6%
Secundarias			
Térmica	24.1%	5.4%	29.4%
Total	81.9%	18.1%	100%

Fuente: CEPAL y cálculos propios.

¹ En la actualidad Costa Rica está interconectada con Nicaragua y Panamá.

Como mencionamos anteriormente, la participación del sector privado en el sub-sector eléctrico es limitada, ya que maneja 18,1% de la capacidad instalada a nivel nacional, el porcentaje más bajo en Centroamérica. La incorporación de privados en el segmento de generación se permite en dos modalidades: mediante generación autónoma o paralela, incorporada a través de la Ley 7200 de 1990 y generación bajo generación en régimen de competencia, incluida en la primera modificación a la Ley 7200 realizada en 1995 (Ley 7508). Las principales características de ambas modalidades se describen a continuación:

- (a) Generación autónoma o paralela², con las siguientes características y/o restricciones legales:
 - No pueden sobrepasar la capacidad de generación de veinte mil kilovatios (20,000 KW.).
 - El plazo de las concesiones es de 20 años, prorrogables por un período similar³.
 - La potencia por concepto de generación paralela no puede constituir más de 15% de la potencia en conjunto que forma el Sistema Eléctrico Nacional.
 - 35% del capital social debe pertenecer a costarricenses.
 - Deben incluir un estudio de impacto ambiental para obtener la concesión.
 - Se permite la integración vertical⁴.

- (b) Generación bajo régimen de competencia⁵, con las siguientes características y/o restricciones legales:
 - Está permitida sólo para fuentes no-convencionales ⁶.
 - No pueden sobrepasar la capacidad de generación de 50.000 kilovatios (KW).
 - El plazo para las concesiones es de 20 años.
 - La potencia por concepto de generación bajo régimen de competencia no puede constituir más de 30% de la potencia en conjunto que forma el Sistema Eléctrico Nacional.
 - 35% del capital social debe pertenecer a costarricenses.
 - Deben incluir un estudio de impacto ambiental.
 - Deben vender toda su producción al ICE

En 2010 existían 29 plantas de generación en manos de capitales privados. La mayoría de estas plantas generadoras están registradas en la Asociación Costarricense de Productores de Energía (ACOPE).

Otros actores de relevancia en este segmento son las empresas de servicios públicos municipales y las asociaciones cooperativas, todas con capacidad de prestar servicios de distribución y generación⁷ en zonas delimitadas para su funcionamiento.

² Encontrada frecuentemente en la literatura bajo el acrónimo BOO correspondiente a las siglas en inglés de *Build-Own-Operate*

³ Para el caso de hidroeléctricas el plazo es de 25 años, Ley 8723.

⁴ Las cooperativas y empresas municipales que generen, distribuyan y comercialicen energía dentro de esta modalidad pueden vender la energía a los usuarios ubicados dentro de su área geográfica de cobertura. Los excedentes de estas empresas pueden venderse al ICE o entre ellas mismas. Aquellas que no estén incluidas en esta categoría, deben vender su energía exclusivamente al ICE

⁵ Encontrada en la literatura bajo el acrónimo BOT correspondiente a las siglas en inglés de *Build-Operate-Transfer*

⁶ Se define fuentes convencionales las que utilicen en el proceso de generación hidrocarburos, carbón mineral o agua.

⁷ Sujeto a restricciones

En Costa Rica no existe un mercado mayorista de electricidad. El único comprador de la energía producida por los privados es el ICE⁸.

Los precios de la electricidad para las ventas en bloque y las tarifas de electricidad al consumidor final están regulados por la Aresep, utilizando el criterio de servicio al costo, que consiste en la recuperación de los costos de operación, mantenimiento, depreciación y una tasa de retorno “razonable” sobre el activo fijo. Esta tasa debe ser aprobada por la Aresep.

Para las plantas de generación privadas con una capacidad inferior a 20 MW, el ICE usa el criterio de servicio al costo para fijar el precio de compra de la energía. Para estas empresas se utilizó hasta 2009 un criterio distinto llamado “costo evitado”, calculado como el costo marginal de ICE de largo plazo. Sin embargo, la Ley 8723 de 2009 estableció que la referencia a utilizar era el criterio al costo.

El precio de compra de energía por parte del ICE para la generación renovable con capacidad no mayor a 50 MW se establece como resultado de un proceso de licitación pública, previamente autorizado por el ente regulador (Aresép) y que en cualquier caso no sea mayor al costo marginal de generar un kWh en el escenario donde no se tuviera la generación de los productores privados⁹. Este tipo de contratos posee una duración máxima de 20 años.

Transmisión

Las ventas de energía que realiza ICE-Generación a ICE-Transmisión, CNFL, otros distribuidores y usuarios directos incluyen un cargo por la potencia (KW) y un cargo por energía (kWh), diferenciando en ambos casos tres momentos horarios: horario punta (mayor demanda), valle y nocturno. Adicionalmente, a estos participantes se les cobra un peaje por el servicio de transmisión, fijado y regulado por Aresep.

Por otro lado, el ICE es responsable de la planificación, expansión y operación del sistema de transmisión nacional. Éste se extiende desde la frontera con Nicaragua hasta la frontera con Panamá. Actualmente dispone de 1083 Km de líneas de transmisión de 230 kV y 727 km de 138 kV.

La transmisión de potencia se encuentra bajo el control exclusivo del ICE, que también participa como único agente autorizado en el Mercado Eléctrico Regional. La operación del Sistema Eléctrico es centralizada bajo la responsabilidad del Centro de Control de Energía del ICE.

Distribución

En relación al segmento de distribución, la distribución y comercialización de energía eléctrica en Costa Rica es responsabilidad de ocho empresas de servicio público. Estas empresas son el ICE y su

⁸ Con la excepción que hicimos para el caso de empresas de servicios municipales y asociaciones cooperativas

⁹ Art. 20-26 Decreto Ejecutivo 20346. Reglamento a la Ley que autoriza la generación autónoma o paralela.

subsidiaria Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), dos empresas municipales¹⁰ y cuatro cooperativas de electrificación rural^{11,12}.

Estos últimos operan como pequeños monopolios regionales, distribuyen 20% de la demanda nacional y manejan aproximadamente 10% de la potencia nacional. El marco legal existente procura estimular que las empresas distribuidoras inviertan en nueva capacidad de generación para atender la demanda de sus clientes¹³. También facilita la obtención de las concesiones de agua para los aprovechamientos hidroeléctricos.

Como se mencionó anteriormente, los precios de la electricidad tanto para las ventas en bloque como para las tarifas al consumidor final están regulados por la Aresep, utilizando el criterio de servicio al costo. La legislación vigente no establece ningún tipo de subsidio explícito para segmento alguno de la población, sin embargo, existen subsidios implícitos y cruzados.

Mercado Eléctrico Regional

A pesar de que la infraestructura necesaria para que exista y funcione un mercado regional de electricidad ya está disponible, sin embargo el mercado regional no está funcionando a todo su potencial. Las principales barreras que se encuentran hoy en día están relacionadas principalmente con temas políticos y regulatorios.

Para el caso particular de Costa Rica, la profundización efectiva del Mercado Eléctrico Regional (MER) le permitiría mantener sus políticas de desarrollo con energía limpia en el territorio nacional y abastecerse de plantas térmicas localizadas en otros países en caso de que las requiriera. Por otro lado, existen proyectos hidroeléctricos que por su escala sólo serían económicamente viables si se materializa una efectiva integración energética.

Las principales barreras que se han encontrado en el país se resumen a continuación:

- Falta de armonización regulatoria entre el mercado a nivel nacional y regional, en particular las referidas a las normas de seguridad y confiabilidad del sistema.
- Límites a la participación de otros agentes distintos a ICE en las transacciones internacionales. Retrasos en la aprobación del protocolo II al Tratado Marco del MER.
- Se debe completar creación de unidades de negocio independientes y otorgar independencia y autonomía al xentro de control.

¹⁰ Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH) y Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC).

¹¹ Coopeguanacaste, Coopelesca, Coopesantos y Coopealfaro, responsables de las localidades Guanacaste, San Carlos, Los Santos y Alfaro Ruiz, respectivamente.

¹² Ver Ley 8345

¹³ Bajo restricciones del Sistema BOO

Matriz institucional del sector de hidrocarburos en Costa Rica

Transporte / Refinación		Comercialización	
Part. Privadas	No	Part. Privadas	Sí
Requisitos	n/a	Requisitos	
Ambientales?	Sí	Ambientales?	Sí
Concesiones	No	Concesiones	
Precios		Empresas	
Transporte productos refinados	Regulados	Derivados	ELF Costa Rica, Texaco (6%), Total (4%), Shell (10%), Independientes (21%), ACEC (59%)
Empresa estatal	RECOPE	GLP	Tropigas (36%), Zeta Gas (37%), Tomza (9%), Super Gas (9%), PetroGas (9%)
Funciones	Monopolio de la información, refinación, transporte y comercialización al mayor de crudo, derivados y GLP.	Precios	Regulados
Empresas registradas	1	Derivados	Precio de importación (60%), margen mayorista (9%), margen minorista (6%), impuestos (2.5%)
		GNL	Import. (57%), Mayorista (14%), Minorista (21%), Impuestos (8%)
Regulador		Autoridad reguladora de los servicios públicos (Aresep)	
Miembros integrantes en la directiva		5	
Nombrados por el presidente		Nombrados por el poder ejecutivo y aprobados por la Asamblea Legislativa	
Presupuesto		Canon por servicio regulado a las partes interesadas + Fondos provenientes del Presupuesto Nacional	

Fuentes: Elaboración propia basado en Aresep, RECOPE

Sub-sector de hidrocarburos

La Dirección General de Hidrocarburos (DGH) perteneciente al Minaet es actualmente la encargada de llevar y dirigir las políticas relacionadas a la exploración y explotación de hidrocarburos en Costa Rica. Desde 2002, sin embargo, todas las actividades del segmento *aguas arriba* del negocio de hidrocarburos están suspendidas.

Esto ha llevado a que todos los hidrocarburos consumidos en Costa Rica sean importados bajo responsabilidad única de la empresa Recope, la cual está a cargo del monopolio de las actividades de importación, refinación, transporte y distribución al mayor de combustible, asfalto, naftas y GLP. Los precios locales de los combustibles, regulados por la Aresep, cubren los costos de importación, el margen de comercialización mayorista de Recope (incluye almacenamiento), el margen de la comercialización minorista (incluye costos de transporte) y los impuestos locales.

Costa Rica cuenta con una capacidad de refinación nominal de 25 mil barriles diarios y el crudo importado por Recope se utiliza en su totalidad para la refinería. Las principales importaciones de derivados se concentran en gasolinas y diesel. Aresep fija los precios de los combustibles que vende Recope a los distribuidores. La actividad de distribución minorista se permitió oficialmente tras la promulgación de la Ley 7356, conocida como la Ley de Monopolio.





Evolución Histórica del Sector Energético

Evolución Matriz Energética 1971 - 2008

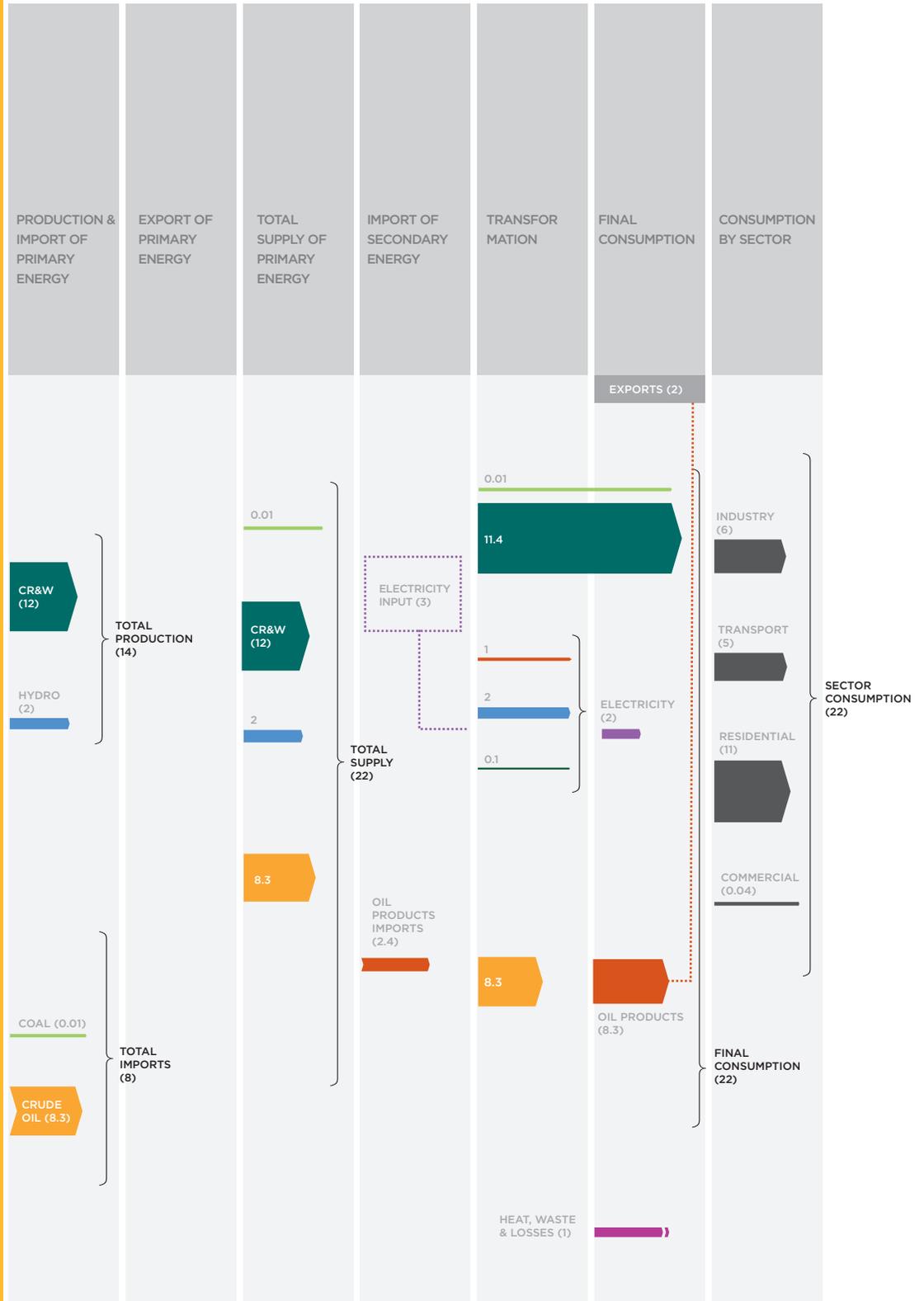


1971-1974

El balance energético costarricense se inclinaba hacia los combustibles renovables y el consumo residencial en este período. El país también hacía significativas importaciones de petróleo crudo que refinaba para el consumo transportista e industrial, así como para la generación eléctrica. En este último aspecto, también es importante notar su consumo de energía hidráulica.

1971-1974

Energy Flow



Consumo Total de Energía

A comienzos de los años 70, la economía costarricense consumía 24.5 mbepd de energía, principalmente a partir de dos fuentes: biocombustibles y crudo importado. La primera totalizaba 48% del CTE, con casi 12 mbepd compuestos en 80% por leña. Las importaciones de crudo llegaron a más de 8 mbd, lo que representaba 34% del consumo total energético en este período. El petróleo se procesaba en la única refinería del país fundada en 1961 con capital privado. La tercera fuente energética, mucho más pequeña que los biocombustibles y el crudo, fueron las importaciones de productos derivados del petróleo. Este consumo llegó a 2.4 mbepd, lo que representaba 10% del CTE. En un nivel ligeramente inferior a los derivados, se utilizó la hidrogenación. Esta casi llegó a 2 mbepd y representó así 8% del consumo total energético del período. La producción de energía hidráulica entre 1971 y 1974 provenía a partir de las siguientes centrales hidroeléctricas: La Garita, inaugurada en 1958, con 135 MW de capacidad instalada; Río Macho, que entró en operaciones en 1963, con 30 MW y que fue ampliada en 1972 y 1978 para llevar su capacidad a 120 MW; y Cachí, que empezó a funcionar en 1966 con 32 MW de capacidad y luego fue ampliada en 1967 y 1978 a 101 MW. También se importaron pequeñas cantidades de carbón para el consumo industrial - 0.1 mbepd, 1% del CTE.

Electricidad

Costa Rica se distingue por tener energía hidráulica como principal fuente para la generación eléctrica desde 1971. 66% del consumo provino de la hidrogenación, con casi 2 mbepd. Un tercio vino del consumo de derivados, con casi 1 mbepd, mientras que 0.05 mbepd de biocombustibles fueron consumidos para generar electricidad. Así, 86% de los 1307.5 GWh se generaron a partir de la energía hidráulica, 13% de los derivados y 1% de los biocombustibles.

Electricidad	Insumos (mbepd)	%	Generación (GWh)	Generación (mbepd)	%
Combustibles líquidos	0.97	33%	173.50	0.26	13%
Hidrogenación	1.95	66%	1,126.25	1.69	86%
Biocombustibles	0.05	1%	7.75	0.01	1%
Total	2.97	100%	1,307.50	1.96	100%

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

Consumo Final por Sectores

Como casi toda la región, para comienzos de los años 70 el consumo residencial representaba la amplia mayoría del uso energético costarricense, con 10.5 mbepd – 49% del total – compuesto en un 82% por biocombustibles (leña de consumo rural) y 12% por electricidad. La industria y el transporte consumieron cada uno cerca de 25% del total sectorial. El consumo industrial fue 50% biocombustibles, 39% derivados y 11% electricidad, mientras que el transporte únicamente usó productos derivados.

Consumo por Sectores	Industria	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Carbón	0.2	0	0	0	0
Combustibles líquidos	38.9	100	5.6	0	100
Combustibles renovables	50.0	0	82.1	0	0
Electricidad	10.9	0	12.3	100	0
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA



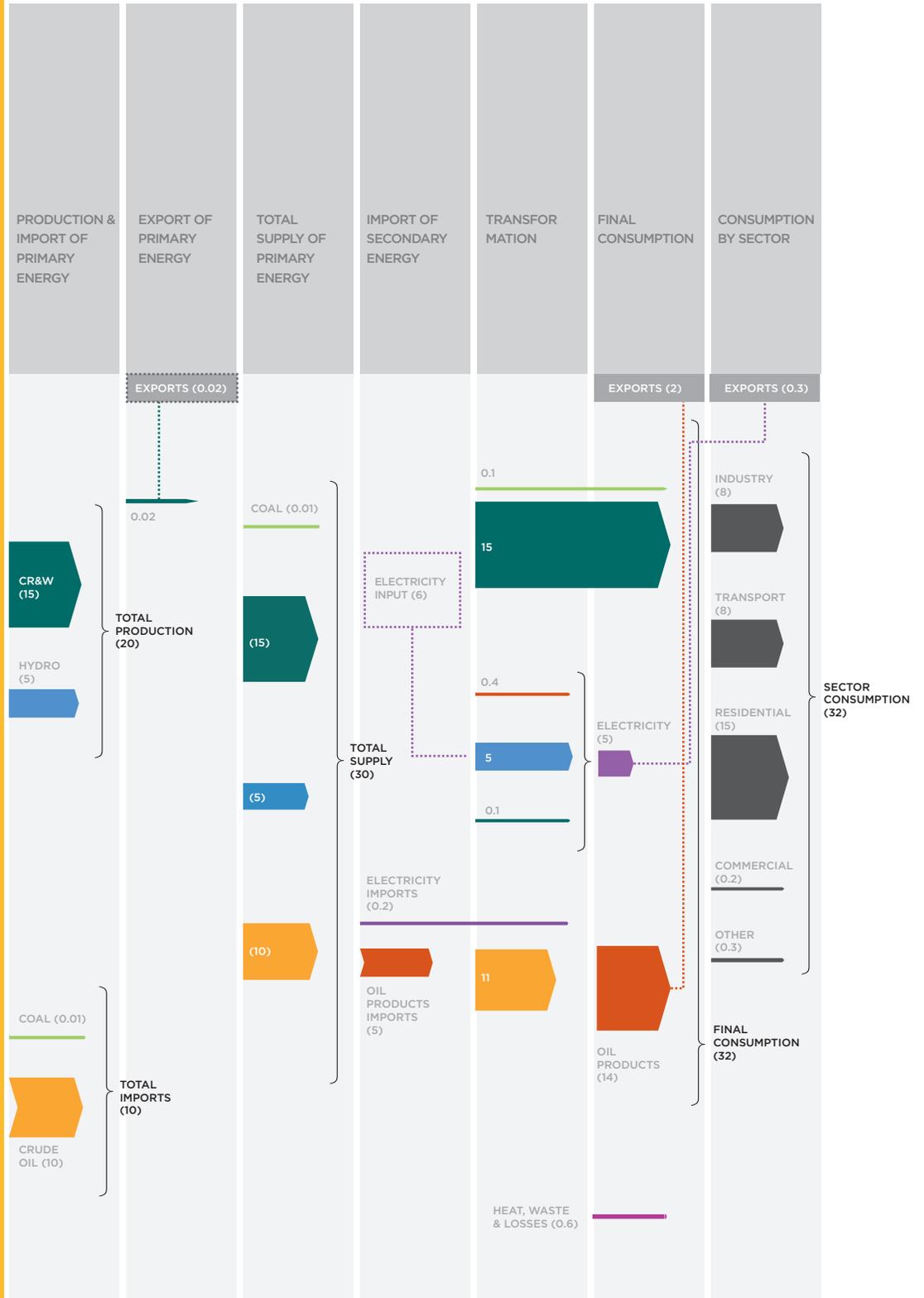
1984-1987

Para mediados de los años ochenta, Costa Rica redujo su uso energético a partir de biocombustibles, aumentó su consumo de energía hidráulica y pasó a importar mayores cantidades de productos derivados. Esto en la medida que el país se urbanizaba y modernizaba, aumentando el transporte automotriz. Aun así el consumo sectorial se mantuvo inclinado hacia el uso residencial, como primer sector de demanda final de energía.

1984-1987

Energy Flow

(kboe/day)



Consumo Total de Energía

Si bien el consumo de biocombustibles en Costa Rica se mantuvo como la principal fuente energética con 42% y 15 mbepd, su consumo absoluto y, sobretodo relativo, cayó respecto al periodo anterior. Es importante notar que entre 1971 y 1974 el consumo de biocombustibles era 48% del CTE con 12 mbepd. Esta caída en importancia relativa se debe principalmente a dos razones: El aumento en las importaciones de productos derivados, que con 5.3 mbepd pasaron de 10 al 15% del consumo total del periodo, representando un aumento de 116% sobre el total importado a comienzos de los 70; y el crecimiento de 160% que experimentó el consumo de energía hidráulica gracias a la incorporación de grandes centrales hidroeléctricas entre el periodo anterior y este. En 1979 empezó operaciones la central Arenal, de 157 MW de capacidad instalada y en 1982 fue inaugurada Corobicí, actualmente la central más grande de Costa Rica con 174 MW de capacidad. Las importaciones de petróleo crudo aumentaron 23% para ubicarse en 10.15 mbd y representar 29% del consumo total, cinco puntos por debajo del 34% que representó entre 1971 y 1974. Cabe acotar que la refinería RECOPE había sido nacionalizada en 1975, luego de un proceso de compra a la compañía Allied Chemical, iniciado en 1972. Finalmente, las importaciones de carbón siguieron aportando 1% al consumo, total luego de un ligerísimo descenso de 0.003 mbepd.

Electricidad

Con el repunte de la energía hidráulica, esta pasa a reunir 92% del consumo de la generación eléctrica con 5 mbepd. Muy rezagados quedaron los combustibles líquidos con 7% del consumo generador y los biocombustibles con sólo 1%. La hidrogenación explica entonces así 97% de los 2,991.75 GWh generados en este periodo, 2% a partir de los derivados y menos de 1% a partir de los biocombustibles.

Electricidad	Insumos (mbepd)	%	Generación (GWh)	Generación (mbepd)	%
Combustibles líquidos	0.36	7%	68.50	0.11	2%
Hidrogenación	5.03	92%	2912.75	4.49	97%
Biocombustibles	0.07	1%	10.00	0.02	0%
Total	5.46	100%	2,991.25	4.61	100%

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

Consumo Final por Sectores

De nuevo el consumo residencial representó por mucho la mayor proporción del consumo energético costarricense con 47% del total y casi 15 mbepd, compuestos en 76% por biocombustibles y en 21% por electricidad. Los sectores industrial y transporte volvieron a consumir cada uno alrededor de 25% del total, el primero en 43% por biocombustibles y 40% de derivados, mientras que el segundo siguió consumiendo productos derivados solamente.

Consumo por sectores	Industria	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Carbón	0.2	0	0	0	0
Combustibles líquidos	39.9	100	3.3	0	100
Combustibles renovables	43.0	0	75.7	0	0
Electricidad	17.0	0	21.0	100	0
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

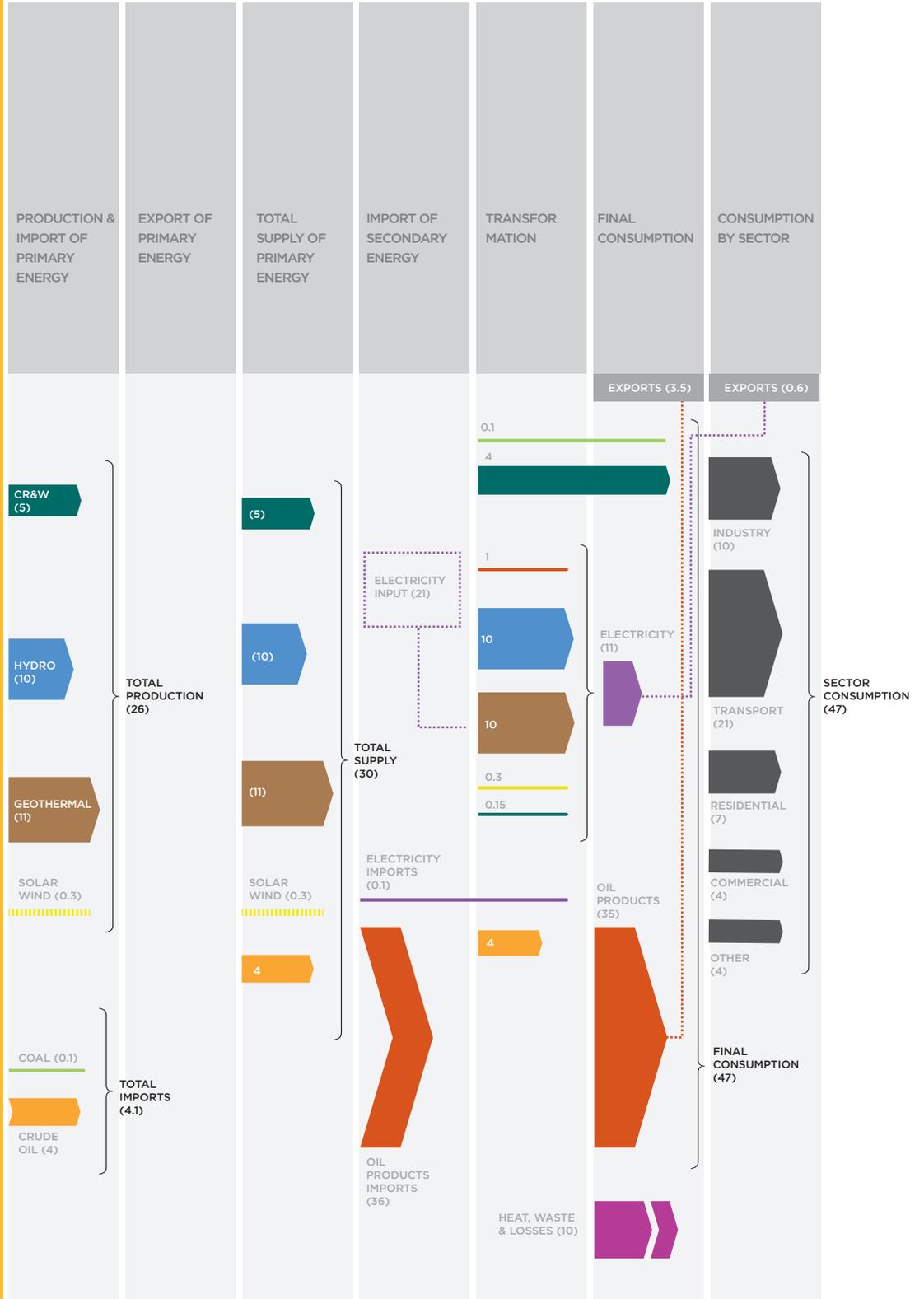


1999-2002

La matriz costarricense tuvo cambios importantes entre 1987 y 1999-2002. En esos años se incorporó la energía geotérmica, se duplicó la generación hidroeléctrica y las importaciones de producto crecieron por factor de seis. El consumo total de energía se incrementó 86% y totalizó 66 mbepd para comienzos del siglo XXI.

Energy Flow 1999-2002

(kboe/day)



Consumo Total de Energía

Aunque la exploración para obtener energía geotérmica empezó en 1979, el desarrollo se inició en 1994 cuando se generó electricidad a partir de un pozo en el campo de Miravalles. Durante la década de los 90, el desarrollo de la geotermia continuó y para este período analítico el consumo a partir de esa fuente se ubicó en casi 11 mbepd, posicionando así a la geotermia se ubicó en el segundo lugar en términos de consumo, con 16% del CTE. Para 1987, Costa Rica importaba cerca de 11 mbd, cayendo para este período a sólo 4 mbd. Esta baja se explica a partir del cese de operaciones de Recope entre 1998 y 2000 debido a la reducción en la operación de la refinería sometida a un proceso de mejoras. Así, la importación de petróleo crudo cayó de 29% a 7% del CTE. En parte por esta reducción, las importaciones de productos derivados crecieron casi seis veces y así representaron la mayor fuente energética del consumo con 55% del CTE. En renovables, según la Agencia Internacional de Energía (AIE), el consumo de leña bajó casi 70% para totalizar 4.7 mbepd. Debido tanto a la urbanización del país como a una intensa política de electrificación rural. Por otra parte, el consumo de energía hidráulica pasó de 5 a 9.6 mbepd gracias a la incorporación de nuevas plantas hidroeléctricas. En 1990 entró en servicio la central Alberto Echangi, con 4.7 MW de capacidad instalada, seguida por Sandillal (32 MW en 1992). También se inauguraron dos centrales sobre el río Toro: Toro I (23 MW en 1995) y Toro II (66 MW en 1996). En 2000 se inauguró Angostura (172 MW) y en 2002 la central Peñas Blancas (38 MW).

Electricidad

Para este período el sector eléctrico registró un crecimiento importante en consumo generador y electricidad generada por la incorporación de la energía geotérmica y el repunte de la hidráulica. El consumo generador totalizó casi 21 mbepd, compuesto en 48% por geotermia y en 46% por energía hidráulica, la cual bajó del 92%. A partir de este consumo, se generaron 6,842.25 GWh - más del doble del total anterior - integrado en 81% por la hidrogenación, 14% por biocombustibles y 3% por geotermia. Esta composición pone de relieve la masiva pérdida de energía en el proceso de generación a partir de la geotermia.

Electricidad	Insumos (mbepd)	%	Generación (GWh)	Generación (mbepd)	%
Combustibles líquidos	0.71	3%	103.50	0.16	2%
Hidrogeneración	9.61	46%	5,562.50	8.40	81%
Biocombustibles	0.16	1%	971.75	1.47	14%
Geotermia	9.89	48%	182.00	0.27	3%
Solar/eólica/otros	0.31	2%	22.50	0.03	0%
Total	20.67	100	6,842.25	10.33	100

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

Consumo Final por Sectores

La composición de consumo por sectores cambió drásticamente con el crecimiento de 154% que experimentó el sector transporte y que lo colocó como el mayor consumidor de energía con 21 mbepd, toda proveniente de derivados y abarcando 46% del total. Esto consecuencia del proceso de modernización del país y del aumento significativo del ingreso per cápita y desarrollo de la infraestructura de transporte. Le siguió el sector industrial con 10 mbepd y 22% del total. El sector residencial cayó al tercer lugar, representando 15% mientras que el sector comercial y otros crecieron notablemente y totalizaron entre los dos 17%, con más de 8 mbepd.

Consumo por sectores	Industria	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Carbón	0.5	0	0	0	0.0
Combustibles líquidos	47.1	100	15.4	19.7	98.5
Combustibles renovables	28.5	0	21.1	0.0	0
Electricidad	24.0	0	63.5	80.3	1.5
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

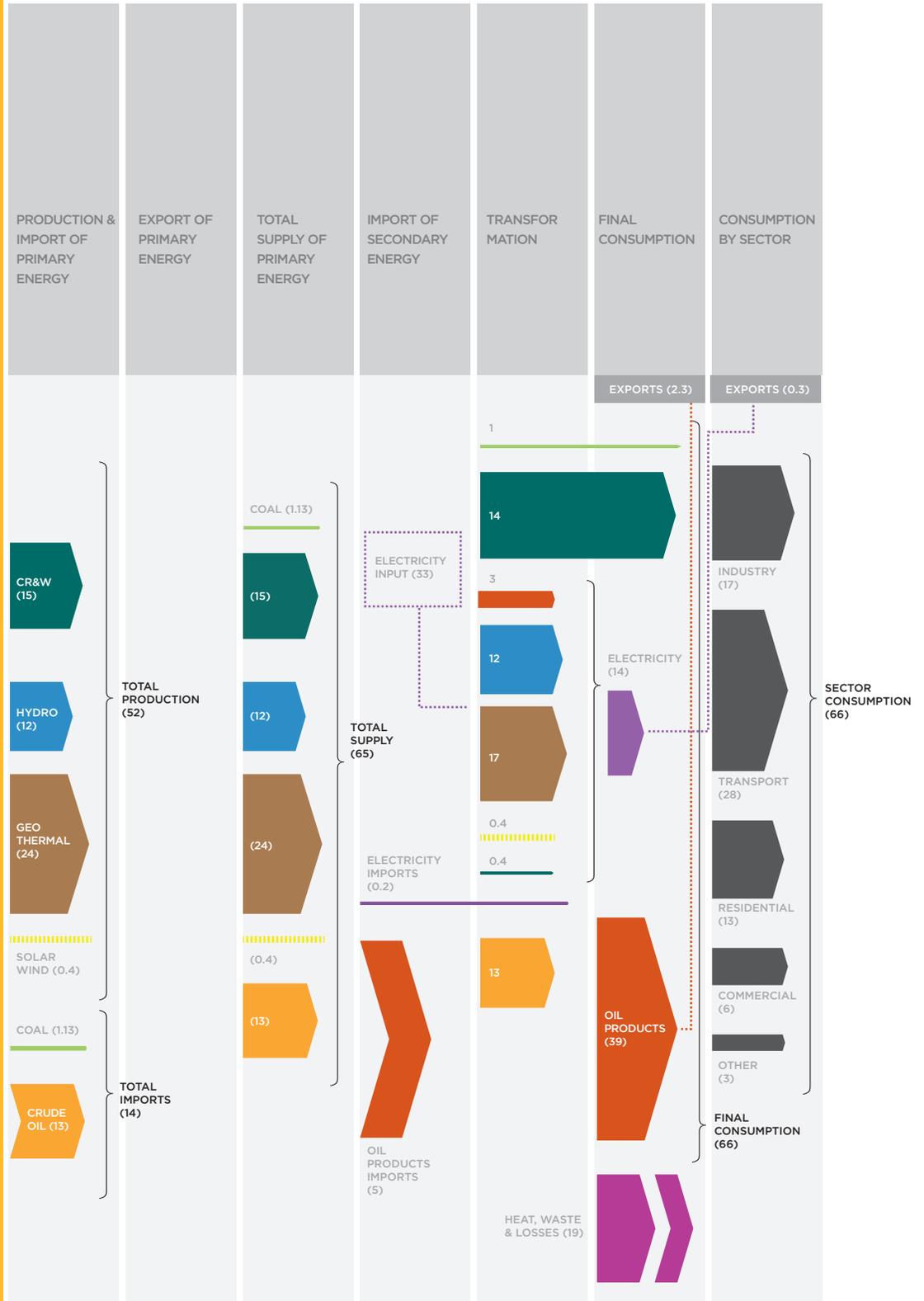


2005-2008

En este período es importante notar el crecimiento de la energía geotérmica, la recuperación de las importaciones de petróleo crudo y la incorporación en mayor escala del carbón y la energía eólica a la matriz costarricense. Se nota así un proceso de diversificación del portafolio energético de Costa Rica.

Energy Flow 2005-2008

(kboe/day)



Consumo Total de Energía

Las mejoras en la refinería concluyeron en 2000 y las importaciones de crudo volvieron a sus niveles históricos, cerca de 13 mbd, 13% del CTE, el cual totalizó 98 mbepd. Con esta recuperación de la capacidad refinadora, las importaciones de productos derivados cayeron ligeramente a 34 mbepd – aunque siguieron siendo la fuente energética más grande del CTE con 34%. La geotermia continuó creciendo con la incorporación de las unidades 3 y 5 en Miravalles, planta que para este período ya abarcaba 25% del consumo de energía primaria, con 24 mbepd. El consumo de biocombustibles repuntó y representó 15% del CTE con 15 mbepd. Con las incorporaciones de centrales hidroeléctricas Cariblanco en 2008 con 80 MW y La Joya, con 50 MW en 2006, la energía hidráulica creció 23% y pasó a casi 12 mbepd – 12% del consumo. Para este período se habían empezado a incorporar de manera más importante dos fuentes: el carbón y la energía eólica. Si bien Costa Rica importaba pequeñas cantidades de carbón desde el inicio del análisis, en este lapso estas importaciones totalizaron 1.1 mbepd, 1% del CTE. El consumo de energía eólica se incorporó a comienzos de década y para 2005-2008 totalizó 0.4 mbepd, a partir de los parques eólicos Tilará (19.8 MW, inaugurada en 1996), Molinos Viento del Arenal (24 MW, 1997), Aeroenergía (6.75MW, 1998), Tejona (19.8 MW, 2002), y Western Lake Arenal (23 MW, 2005).

Electricidad

El consumo generador para finales de la década de 2000 creció en 50% en comparación con el comienzo de ese período, gracias al aumento del consumo de geotermia, que con 17 mbepd representó 52% del consumo generador. Las hidroeléctricas, con 12 mbepd, representaron 36%, seguidas con rezago por los derivados con 9% y los biocombustibles y eólica con 1% cada uno. A partir de estos 31 mbepd que se consumieron en el proceso de transformación, se generaron 8,869 GWh, de los que 77% fueron por hidrogenación, 13% por geotermia, 6% por derivados, 3% por energía eólica y 1% por biocombustibles.

Electricidad	Insumos (mbepd)	%	Generación (GWh)	Generación (mbepd)	%
Combustibles líquidos	3.06	9%	550.75	0.85	6%
Hidrogenación	11.80	36%	6,830.75	10.59	77%
Biocombustibles	0.38	1%	74.75	0.12	1%
Geotermia	17.11	52%	1,183.25	1.83	13%
Solar/eólica/otros	0.40	1%	229.25	0.36	3%
Total	32.74	100%	8,868.75	13.75	100%

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

Consumo Final por Sectores

El consumo por sectores no reflejó grandes cambios desde el período anterior. El consumo transportista se mantuvo como el de mayor importancia con 42% del total y casi 28 mbepd de derivados, mientras que en segundo lugar se ubicó el consumo industrial con 17 mbepd - 26% del total - compuestos en 45% por biocombustibles, 31% derivados y 20% electricidad. El uso residencial estuvo en la tercera casilla, integrado en 49% por biocombustibles y 44% por electricidad, para totalizar 13 mbepd y 19% del total.

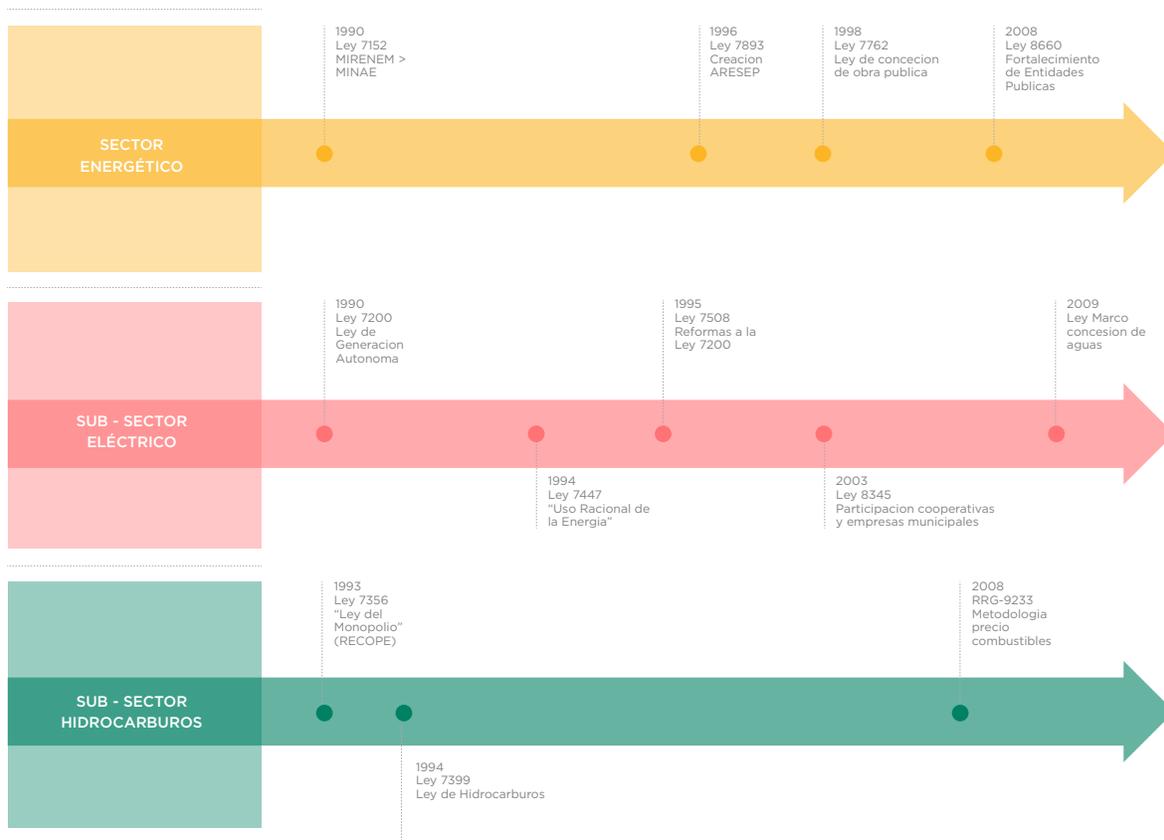
Consumo por sectores	Industria	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Carbón	3.7	0	0	0	0.2
Combustibles líquidos	31.2	100	7.0	14.9	81.6
Combustibles renovables	45.1	0	49.2	6.9	0
Electricidad	20.0	0	43.7	78.3	18.2
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA



Evolución Institucional del Sector Energético

Evolución del marco regulatorio del sector energético, sub-sector eléctrico y sub-sector de hidrocarburos



Fuente: Elaboración propia

Origen

El Estado costarricense controla en forma casi monopólica todo el sector energético mediante dos entes públicos: el Grupo ICE y Recope. El Grupo ICE, Instituto Costarricense de Electricidad, es el principal ente público del sub-sector eléctrico, mientras que Recope, Refinadora Costarricense de Petróleo, es el principal actor del sub-sector de hidrocarburos.

En 1928, con la creación del organismo público Servicio Nacional de Electricidad (SNE)¹⁴, el Estado costarricense dio los primeros pasos para controlar el sub-sector eléctrico. Este proceso continuó avanzando cuando en 1949 se aprobó una nueva Constitución, donde se estableció la exclusividad del Estado en la explotación de las fuentes de agua¹⁵ y se creó el Instituto Costarricense de Electricidad¹⁶. Finalmente el proceso de control total del sub-sector eléctrico se alcanzó en 1968 cuando el gobierno decretó el traspaso a ICE de las acciones de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL)¹⁷ que era propiedad de Electric Bond and Share Company, la principal empresa privada del sector para el momento.

La nacionalización de Recope¹⁸, empresa privada registrada en 1961, se efectuó en 1974 mediante el traspaso al Estado de la totalidad de las acciones que mantenía la empresa privada estadounidense Allied Chemicals en la refinadora. Posteriormente, el monopolio estatal se consolida en 1981 cuando se publica la ley 6588 que estableció que la empresa estatal realizaría todas las actividades relacionadas al sub-sector de hidrocarburos. La ley 7356 de 1993 amplió luego las responsabilidades de Recope¹⁹.

Costa Rica, a diferencia de la mayoría de los países en América Latina, no reformó el sub-sector eléctrico integralmente en los años 90 para reemplazar el modelo de monopolio estatal integrado verticalmente por un modelo de mercado con participación activa del sector privado.

Fortalecimiento institucional de Recope

En la década de los 80 hubo cambios fundamentales en el sub-sector de hidrocarburos. Como se indicó anteriormente, en 1981 se publicó la ley 6588 que regula a Recope. Este instrumento legal establecía que era responsabilidad de Recope “refinar, transportar, comercializar a granel el petróleo y sus derivados; mantener y desarrollar las instalaciones necesarias para ello y ejercer, en lo que le corresponda -previa autorización de la Contraloría- los planes de desarrollo del sector

14 Ley 77 del 31 de julio de 1928. Reglas sobre explotación de Fuerzas Eléctricas.

15 Artículo 121 de la Constitución de 7 de noviembre de 1949.

16 Ley 449 del 8 de abril de 1949. Ley de Creación del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).

17 Ley 4197 del 20 de septiembre de 1968. Estado avala ICE compra acciones CNFL; reforma Contrato Eléctrico SNE - CNFL y adiciona Ley creación ICE.

18 Ley 5508 del 17 de abril de 1974. Traspasa Acciones de Recope al gobierno de Costa Rica.

19 Ley 6588 del 30 de julio de 1981. Ley que Regula a la Refinadora Costarricense de Petróleo (Recope).

energía, conforme al Plan Nacional de Desarrollo”²⁰ y se restringen algunas actividades de la empresa estatal, al indicar que “no podrá otorgar préstamos, hacer donaciones, conceder subsidios o subvenciones, ni construir oleoductos interoceánicos, sin la previa autorización legal.”²¹ Adicionalmente, se estableció la obligación de que el endeudamiento de Recope fuera aprobado por la Asamblea Legislativa.

En la ley 6588 se le quita a Recope la potestad de fijar los precios de los derivados del petróleo y se le traspa al SNE, como indica el artículo 2° de la ley 6588: “El precio de venta de los productos de la Refinadora será determinado por el Servicio Nacional de Electricidad, en un plazo no mayor de veintidós días hábiles, contados a partir de la fecha en que reciba la solicitud de la Refinadora”.²²

Por lo tanto la ley de 1981 tiene un impacto importante, ya que por un lado ratifica el monopolio de Recope en todas las actividades del sub-sector de hidrocarburos costarricense, mientras por el otro fortalece y amplía las atribuciones regulatorias del SNE.

En 1990, Costa Rica importó 3,049 millones de barriles de crudo y 4,433 millones de barriles de derivados, aproximadamente 58% de Venezuela, 20% de Estados Unidos, 12% de México y el restante 10% de Ecuador.²³ La comercialización interna de los derivados se efectuó mediante empresas privadas.

Situación en 1990

Como se observa en la figura 2, para el año 1990 el encargado de las políticas energéticas en Costa Rica era el Ministerio de Recursos Naturales, Energía y Minas (Minerem), mientras que el encargado de la regulación del sector era el Servicio Nacional de Electricidad (SNE). El ICE era una empresa verticalmente integrada sin separación contable de sus unidades de negocios y no existía la participación del sector privado en el segmento de generación eléctrica. La Figura 2 detalla el esquema organizacional del sub-sector eléctrico en Costa Rica en 1990.

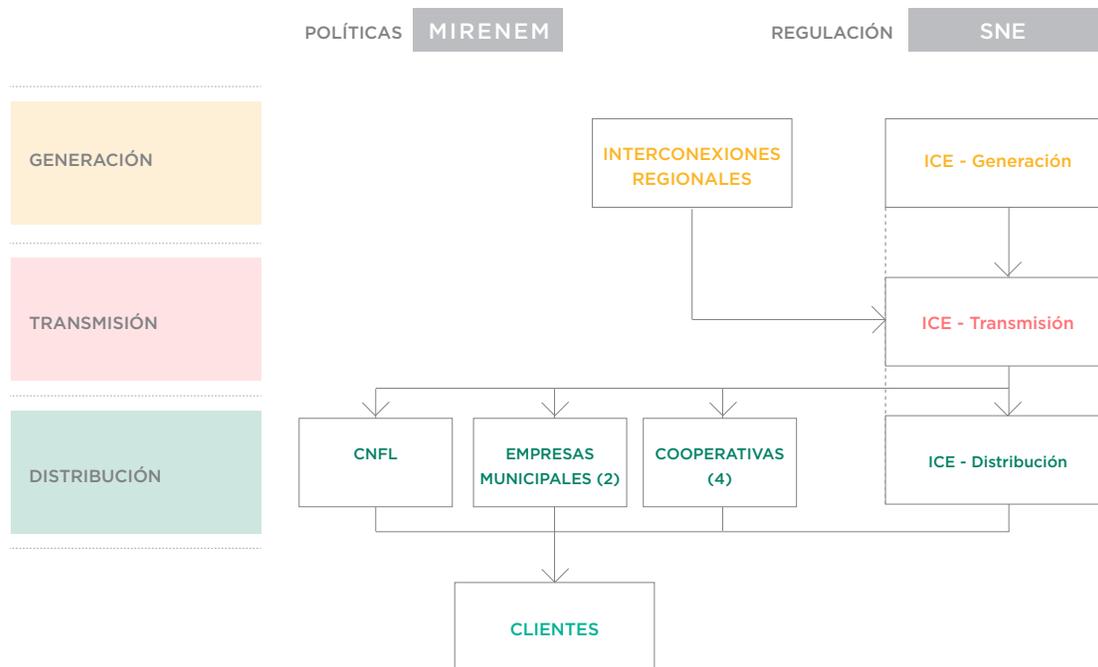
20 Ley 6588 del 30 de julio de 1981. Artículo No 6. Ley que Regula a la Refinadora Costarricense de Petróleo (Recope).

21 Ley 6588 del 30 de julio de 1981. Artículo No 6. Ley que Regula a la Refinadora Costarricense de Petróleo (Recope).

22 Ley 6588 del 30 de julio de 1981. Artículo No 2. Ley que Regula a la Refinadora Costarricense de Petróleo (Recope).

23 Venezuela y México participaban del Acuerdo de San José bajo el cual se vendía petróleo y productos refinados en condiciones favorables a las naciones centroamericanas.

Figura 2. Estructura del sub-sector eléctrico en Costa Rica, año 1990.



Fuente: Elaboración del autor con base en ICE, Aresep, Minaet y marco regulatorio.

Los 90: década de cambios

Costa Rica no fue ajena a la crisis económica que afectó a la mayoría de los países de la región en la década de los años 80. Entre 1980 y 1990 el PIB per cápita decreció 0,6%²⁴, mientras mantuvo la inflación promedió 27,1%²⁵ y la moneda sufrió una devaluación de 968,60%²⁶.

Ante este escenario de dificultad económica, los gobiernos del Partido de Liberación Nacional dirigidos por Luis Alberto Monge (1982 - 1986) y Oscar Arias (1986 - 1990) desarrollaron políticas de ajuste económico promovidas por el Fondo Monetario Internacional (FMI) y el Banco Mundial (BM).

24 CEPAL. Evaluación de diez años de reforma en la industria eléctrica del istmo centroamericano. 2003

25 Datos de OLADE.

26 Datos del Banco Mundial.

El sector energético también fue afectado por las políticas de ajuste.

Una de las mayores fuentes de conflictos de la época fue la política tarifaria del ICE. En junio de 1982, debido a la necesidad de reducir el déficit del ICE y de mantener el flujo de inversiones en el sector, el Gobierno aprobó un aumento de 70% en las tarifas eléctricas, acompañado de aumentos mensuales de entre 13 y 20% por los siguientes 12 meses. En junio de 1983, un año después del primer ajuste, se iniciaron protestas populares que obligaron al Gobierno a revertir parcialmente los aumentos efectuados y fijar las tarifas a los niveles de diciembre de 1982.²⁷

Pese a los ajustes durante la década de los 80, el ICE no logró el nivel tarifario óptimo ni tuvo suficiente capacidad de endeudamiento para mantener su programa de inversiones. Por lo tanto, las autoridades de Costa Rica, buscando paliar el posible déficit en generación que se podría producir en el futuro debido al rezago en el crecimiento de la infraestructura de ICE, modificaron el marco regulatorio para darle mayor participación al sector privado en la generación eléctrica. Así, el 13 de septiembre de 1990 la Asamblea Legislativa aprueba la ley 7200, la cual lleva por título Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela.

La ley 7200 promueve por primera vez²⁸ la participación del sector privado y cooperativas de electrificación rural en la generación de electricidad para el servicio público. La ley define “la generación autónoma o paralela como la producida por centrales eléctricas de limitada capacidad,²⁹ pertenecientes a empresas privadas o cooperativas de electrificación rural que puedan ser integradas al sistema eléctrico nacional”.³⁰

Los principales aportes de esta ley son que: (a) declara de interés público la compra de electricidad por parte de ICE a los generadores privados y a las cooperativas de electrificación rural y (b) autoriza al Servicio Nacional de Electricidad (SNE) a otorgar concesiones para centrales eléctricas de limitada capacidad, una vez que ICE hubiera declarado la elegibilidad de dicho proyecto.

La ley 7200 y su reglamento publicado en 1991³¹ incluyeron algunas condiciones para que los productores privados pudieran recibir la elegibilidad y posteriormente fueran autorizados a firmar contratos con ICE. Estas condiciones incluían que:

- Al menos 65% del capital social de la empresa debía ser de costarricenses.

27 Banco Mundial. Costa Rica: Problemas y Opciones en el Sector de Energía. Enero de 1984.

28 La posibilidad de que el SNE otorgara concesiones a operadores privados para la generación hidráulica ya existía en la ley 258 de 1941 (Ley de Nacionalización de Aguas, Fuerzas Hidráulicas y Eléctricas). Sin embargo, el objetivo primordial de la ley de 1941 era incrementar la presencia del estado en el sub-sector eléctrico y no promover la entrada del sector privado.

29 Limitada Capacidad se definía como las centrales hidroeléctricas y aquellas no convencionales que no sobrepasen los 20.000 kilovatios (KW). Artículo 2 de la ley 7200.

30 Artículo 1. Ley 7200.

31 Decreto Ejecutivo 20346 del 21 de marzo de 1991. Gaceta No 76, 23 de abril de 1991. Reglamento a Ley de la Generación Eléctrica Autónoma Paralela

- Los productores de energía no podía superar 20 MW de capacidad instalada.
- Los productores no podían producir energía de fuentes convencionales.
- Las empresas o cooperativas no podían haber sido parte del Sistema Eléctrico Nacional antes de la promulgación de la ley.
- Que la capacidad instalada acumulada en plantas de generación paralela (privada o de cooperativas) no superara el 15% de la potencia total instalada en el conjunto de las centrales del Sistema Eléctrico Nacional.

Adicionalmente, la ley 7200 mantuvo las condiciones estipuladas en la ley 258 de nacionalización de 1941 para el otorgamiento de las concesiones y la fijación de las tarifas. En ella se autorizaba al SNE para que otorgara concesiones hasta por 25 años para plantas privadas de generación hidráulica y se le otorgó la responsabilidad de fijar las tarifas.

En el sub-sector hidrocarburos también ocurrieron cambios regulatorios durante la gestión de Rafael Ángel Calderón Fournier (1990 - 1994). En 1993 se firmó la ley 7356 que le otorga a Recope el monopolio de la importación, refinación y distribución al mayoreo del petróleo crudo y los productos derivados. Por lo tanto, la ley amplió las responsabilidades de la empresa estatal en las actividades relacionadas al mercado de los hidrocarburos.

Período 1994 – 1998: avances hacia la participación privada

En 1994, el partido Liberación Nacional, que era oposición al gobierno de Calderón Fournier, alcanza una sólida victoria electoral al convertirse José María Figueres Olsen en presidente de la República (1994 - 1998). Con ello el partido acumula la primera fuerza parlamentaria en la Asamblea Legislativa con 28 de los 57 diputados.

En el período legislativo de cuatro años ocurrieron varios cambios institucionales en el sector energético. En mayo de 1994 se aprueba la ley 7399, denominada Ley de Hidrocarburos; meses después se aprueba la ley 7447, denominada Ley de Regulación del Uso Racional de la Energía; en 1995 mediante la ley 7508 se hace una reforma clave a la ley 7200 de la generación autónoma; y en 1996 a través de la ley 7593 se reestructura todo el sector de los servicios públicos, incluyendo el sector energético.

Ley de hidrocarburos: primera del país

La Ley de Hidrocarburos fue la primera legislación sobre la materia en el país. Se pensó que con esta normativa se podía incentivar al sector privado a iniciar actividades de exploración petrolera en el territorio costarricense. Unos años antes, gracias a un estudio financiado por el Banco

Mundial,³² se habían identificado unas zonas del territorio con potencial hidrocarburífero. Por lo tanto, mediante esta ley la Asamblea Legislativa creó el marco regulatorio para promover las actividades de exploración y explotación del petróleo. Lo más resaltante de esta ley fue que:

- Permitió la participación privada en las actividades aguas arriba de la industria petrolera mediante concesiones, contratos de asociación, de operación, de servicios o de cualquier otra naturaleza.
- Creó la Dirección Nacional de Hidrocarburos dentro del Ministerio de Recursos Naturales. Esta dependencia quedó encargada de regular las actividades de exploración y explotación de los hidrocarburos.
- Se permitió que los permisos de exploración pudieran ser hasta por tres años y pudieran ser prorrogados por un año adicional hasta en tres oportunidades.
- Se permitió que los permisos de explotación se otorgaran hasta por 20 años, acumulando los años no usados en la exploración para un máximo de 26 años.
- Se estableció que el otorgamiento de los permisos se debía hacer a través de licitaciones públicas.
- La ley incluyó un sistema escalonado de regalías para el hidrocarburo extraído que alcanzaba hasta 15% del volumen bruto de la producción.
- Los contratistas tendrían exoneración de impuestos a la maquinaria y equipos necesarios en la exploración y los primeros diez años de la explotación.
- Se dividió el área objeto de contratación en bloques que no excederían las 200 mil hectáreas. Los contratistas no podrán obtener más de nueve bloques en área de costa afuera, seis en área terrestre y hasta ocho si cuatro de ellos son en área terrestre y cuatro costa afuera.

Basándose en las disposiciones de esta nueva ley, al final del gobierno de Figueres Olsen se realiza la primera licitación para cuatro de los 27 bloques en los que se dividió el país y se adjudican³³ en 1998 bajo el gobierno de Miguel Ángel Rodríguez (1998 – 2002). Esta primera concesión se otorgó a la empresa MKJ XPLORATIONS para la exploración y explotación de cuatro bloques en el sureste del país (dos en la costa y dos en tierra). Posteriormente, todavía bajo el gobierno de Rodríguez, se realiza una nueva licitación que gana la compañía MALLON OIL, sucursal Costa Rica, a la que se le otorga el 8 de marzo de 2000³⁴ una concesión para la exploración y explotación de seis bloques terrestres ubicados en el noreste del país.

PURE: eficiencia energética

La ley 7447, Ley de Regulación del Uso Racional de la Energía aprobada en octubre de 1994, buscaba establecer los mecanismos para la aplicación del Programa de Uso Racional de la Energía (PURE). En el artículo 1 se indica que los mecanismos para alcanzar los objetivos del PURE eran: (i) la obligación

³² Banco Mundial, Petroleum Sector Technical Assistance Project, 25 de mayo de 1990.

³³ Resolución R-702-98-MINAE del 20 de julio de 1998, publicada en el Diario Oficial La Gaceta N° 154 de fecha 10 de agosto de 1998.

³⁴ Resolución R-105-MINAE, del 8 de marzo del 2000, publicada en el Diario Oficial La Gaceta No. 73 del 13 de abril del 2000.

de ejecutar proyectos de uso racional de la energía en empresas de alto consumo, (ii) el control sobre los equipos y las instalaciones que, por su uso generalizado, incidan en la demanda energética, y (iii) el establecimiento de un sistema de identificación de los equipos que informe a los usuarios de su consumo energético.

Entre las medidas para reducir el consumo de energía de las empresas privadas de alto consumo que se incluyeron en la ley 7447, se encuentran: subsidios a las inversiones tendientes a reducir el consumo de energía³⁵, el establecimiento de metas de consumo, multas por consumos excesivos, incentivos tributarios a las maquinarias y equipos importados y producidos en el país que sirvan para reducir el consumo de energía, entre otros.

Ley 7200: inclusión de los contratos BOT

La reforma a la ley 7200 de generación autónoma y paralela de 1990 fue otro aporte importante para el sector energético durante el período de Figueres Olsen. Al igual que otros instrumentos legislativos de esa época, la reforma de 1995³⁶ buscaba una mayor flexibilidad para que el sector privado participara en la generación eléctrica.

La reforma de 1995 separaba la ley 7200 en dos secciones, la primera denominada generación “Eléctrica Autónoma o Paralela” y la segunda denominada “Compra de Energía Bajo Régimen de Competencia”. El principal aporte de la reforma de 1995 fue la inclusión de la sección II, ya que incorporaba la figura de los contratos tipo *Build-Operate-Transfer* o BOT a la legislación eléctrica. En el año 1996 se publicó el reglamento al nuevo capítulo incorporado a la ley.

En términos generales, las modificaciones efectuadas a la ley 7200 fueron:

- Se permitió que la energía comprada por el ICE bajo contratos BOT alcanzaran 15% adicional al límite de 15% del total de energía del sistema establecido para los contratos de generación paralela o autónoma.
- Se aumentó el tiempo permitido para el vencimiento de las concesiones otorgadas por el SNE de 15 a 20 años.
- Se estableció que los contratos de compra-venta de energía podrían ser hasta por 20 años.
- Se redujo de 65% a 35% la restricción sobre el porcentaje del capital social de las empresas generadoras que debía ser controlado por costarricenses.

³⁵ La ley establece que cuando las inversiones requeridas excedan el 15% del total de la factura anual en electricidad de la empresa el excedente podría ser reducido de la factura de electricidad. Dado que ICE es una empresa pública, este incentivo es similar a un subsidio.

³⁶ Ley 7508 del 9 de mayo de 1995. Reforma a la Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela

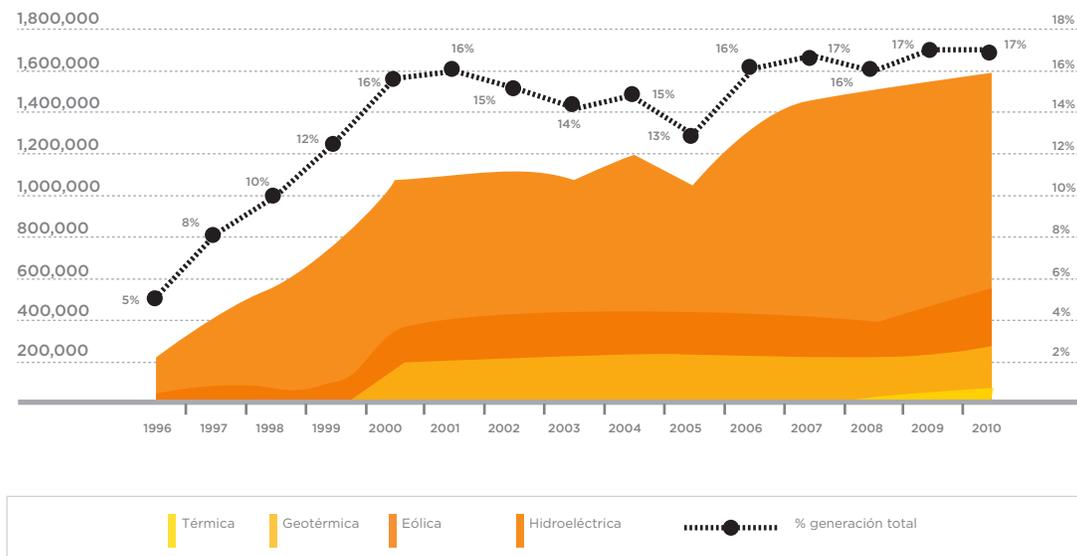
- Autorizó al SNE a otorgar concesiones hasta por 50 MW a los ganadores de las licitaciones efectuadas por el ICE.
- Se excluyó de la ley a la generación eléctrica con desechos sólidos municipales. Se indicó, sin embargo, que la energía generada en esta forma podía ser comprada por el ICE y el CNFL.
- Se especificó que la generación de electricidad mediante contratos BOT no podía provenir de fuentes convencionales.
- Se autorizó al ICE para que suscribiera convenios de interconexión eléctrica con otras empresas centroamericanas de servicio eléctrico estatal.
- Se autorizó la participación de ICE en empresas de interconexión eléctrica regional siempre que su participación no excediera 15% del capital de la empresa. Se necesitaría una autorización legislativa si esa sociedad requiriera garantías del Estado o del ICE para cualquiera de sus actividades propias.

El primer contrato otorgado bajo la nueva regulación se concedió a Geoenergía de Guanacaste ³⁷, un consorcio privado formado para la construcción y operación de la planta Miravalles III de energía geotérmica. Ese contrato fue el primero en la región para la explotación de energía geotérmica por parte del sector privado. La planta, con capacidad instalada de 27,5 MW, inició operaciones en 2000.

Como vemos en el gráfico No. 1, a partir de 1996 el crecimiento de la generación privada ocurrió principalmente con plantas de generación hidráulica. En el período 1996 - 2000 entraron en operación 14 plantas de generación hidráulica que junto a las plantas ya existentes acumularon una capacidad instalada de alrededor de 248 MW. La participación del sector privado en la generación total también evidenció un crecimiento acelerado pasando de 5% a 16% del total generado en el Sistema Eléctrico Nacional.

³⁷ La empresa Geoenergía de Guanacaste, Ltda es un consorcio conformado por Oxbow Power, Marubeni Corporation y Jose Altmann & Company de Costa Rica.

Gráfico No. 1. Evolución de la generación privada desde el año 1996. MWh totales por año.



Fuente: Elaboración propia con datos de MINAE, Dirección Sectorial de Energía

ARESEP sustituye a la SNE

Uno de los principales aportes regulatorios del periodo fue la eliminación del Servicio Nacional de Electricidad y la creación, en su lugar, de la Agencia Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep). Este proceso se formalizó mediante la ley 7593 del 9 de agosto de 1996, que derogó la Ley del Servicio Nacional de Electricidad (Ley 258 de 1941). La ley de la agencia reguladora es, a su vez, el instrumento legal que determina el marco regulatorio para la provisión de servicios públicos en el país.

La Aresep fue creada como un organismo autónomo independiente del poder ejecutivo, con personalidad jurídica y patrimonio propios y autonomía técnica y administrativa. La ley estableció en su artículo 5° que la “Autoridad Reguladora fijará precios y tarifas; además, velará por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima” de los ocho servicios públicos³⁸ definidos en el instrumento legal. Dentro de los servicios públicos que regula Aresep se incluyeron todas las actividades relacionadas a los suministros de energía

³⁸ Los otros seis (6) servicios públicos que son responsabilidad de Aresep son: (i) Los servicios de telecomunicaciones cuya regulación esté autorizada por ley; (ii) Suministro del servicio de acueducto y alcantarillado, incluyendo agua potable, recolección, tratamiento y evacuación de aguas negras, aguas residuales y pluviales; (iii) Riego y avenamiento, cuando el servicio se presta por medio de una empresa pública o por concesión o permiso. (iv) Cualquier medio de transporte público remunerado de personas, salvo el aéreo; (v) Los servicios marítimos y aéreos en los puertos nacionales; y (vi) Transporte de carga por ferrocarril.

eléctrica y combustibles derivados del petróleo. Los principales aportes de la ley de servicios públicos son:

- Establece que los servicios públicos deben proveer sus servicios al costo.
- Regula y fiscaliza contable, financiera y técnicamente a los prestatarios de servicios públicos (Grupo ICE y RECOPE, entre otros).
- Otorga las competencias que la Ley 7200 le adjudicó a la SEN, las cuales son:
 - Otorgar concesiones para operadores privados de limitada capacidad en el sector eléctrico
 - Autorizar los contratos de compra de electricidad entre el ICE y los operadores privados
 - Fijar las tarifas eléctricas pagadas por el ICE a los operadores privados
- Se encarga de evitar la existencia de monopolios privados en la provisión de servicios públicos.
- Aprueba las peticiones de modificaciones tarifarias presentadas por los prestatarios de servicios públicos. Adicionalmente, Aresep queda autorizada para efectuar modificaciones tarifarias de oficio.
 - Las tarifas no podrán atentar con el equilibrio financiero de los prestatarios
 - Los prestatarios de servicios públicos deberán presentar al menos una vez al año un estudio ordinario

Se reforma el artículo 1 de la Ley 3077 de 1962 denominada Ley de Reglamentación del Cobro del Factor Térmico de Ajuste a Cargo del ICE. En esta modificación se establece que 80% de los costos de combustibles y lubricantes estimados para la operación anual de las plantas térmicas deben formar parte de las tarifas variables por consumo eléctrico, el restante 20% debe ser incluido dentro de la tarifa regular de operación y desarrollo. Establece, igualmente, que el precio de compra de la energía a las empresas generadoras deberá ser inferior al costo marginal de la energía del ICE.

En el período presidencial de Figueres Olsen ocurren importantes cambios institucionales que fueron fundamentales para el desarrollo del sector a los inicios del siglo XXI.

1998 – 2006: Moratoria de concesiones hidráulicas y de exploración petrolera

En las elecciones del 1 de febrero de 1998, el partido Unidad Social Cristiana (USC) logró ubicarse como la primera fuerza en la Asamblea Legislativa con 46,9% de los votos. Su candidato, Miguel Ángel Rodríguez Echeverría, ganó la presidencia de la república. USC era el partido opositor al gobierno anterior. El nuevo gobierno mantuvo una política amigable con la entrada del sector privado en la

provisión de los servicios públicos. Sin embargo, decisiones judiciales de la época desaceleraron la expansión de la capacidad instalada de generación por parte de los privados.

Concesiones de Agua

La promulgación de la ley 7593 que creó a Aresep y eliminó al SNE suscitó un vacío legal en el otorgamiento de las concesiones de aguas para la producción de energía. El vacío se originó porque la nueva ley derogó la ley 258 de 1941 que incluía disposiciones explícitas que regulaban al SNE en el otorgamiento de las concesiones de aguas para la industria eléctrica. En la nueva ley 7593 no se incluyeron ese tipo de disposiciones.

Entre 1998 y 2000 sucedieron varios pronunciamientos legales de la Procuraduría General de la República (PGR)³⁹ que afirmaban que no había ninguna institución con la potestad legal de otorgar concesiones para la producción de energía hidráulica. La Sala Constitucional de la Corte Suprema de Justicia, en la sentencia 10466 del 24 de noviembre de 2000, confirmó la posición de la PGR añadiendo que sólo con la promulgación de una ley referente al tema se podría subsanar ese vacío legal. La ley correspondiente fue promulgada nueve años después⁴⁰, por lo que durante ese período hubo una moratoria “de facto”⁴¹ en la entrega de concesiones de agua para generar electricidad.

En 2001 se publica el Reglamento de Concesiones para el Servicio Público de Suministro de Energía Eléctrica, instrumento que proporcionó mayor estructura al marco regulatorio creado para el otorgamiento de concesiones para proveer energía eléctrica. Este reglamento no resolvería, sin embargo, el problema originado por el vacío legal sobre las concesiones de la explotación de la fuerza hidráulica.

Concesiones Petroleras

Bajo el gobierno de Rodríguez, como se ha indicado anteriormente, se adjudicaron dos concesiones a empresas estadounidenses para la exploración y explotación petrolera en algunas zonas del país. El otorgamiento de estas licencias generó mucha polémica. Grupos de defensa de los derechos de las poblaciones indígenas de la zona (indígenas de Talamanca ubicados en la provincia del Limón)⁴² y organizaciones ecologistas lideraron desde enero de 2000 una serie de acciones legales para evitar el inicio de operaciones de exploración y la eventual explotación petrolera en las áreas asignadas.⁴³

39 Los principales pronunciamientos de la PGR fueron el dictamen N° 181-98 de 28 de agosto de 1998 y el 221-98 del 28 de octubre de 1998.

40 Ley 8723 - Ley Marco de Concesión para el Aprovechamiento de las Fuerzas Hidráulicas para la Generación Hidroeléctrica. 24 de marzo de 2009.

41 En el período 2000 - 2009 sólo se otorgó concesión para un proyecto hidráulico bajo la figura de BOT. En el año 2002 se le otorgó una concesión a Unión Fenosa para construir la planta privada La Joya que inició operaciones en el 2006.

42 El principal opositor a las concesiones (especialmente a la concesión otorgada a MKJ Xplorations Inc., ahora Harken Energy) es una organización denominada ADELA, que agrupa a más de 60 organizaciones nacionales e internacionales y que se enfoca principalmente en la defensa de los derechos de los grupos de indígenas de Talamanca de la provincia del Limón, en la costa del Caribe. <http://www.grupoadela.org/index.html>

43 Otras de las organizaciones que participaron en la campaña en contra de las operaciones petroleras en la costa costarricense son: Inter-American Association for Environmental Defense, Accion por la Biodiversidad, Earthjustice and Oil Watch.

En febrero de 2002, después de varios años de acciones legales relacionadas con la concesión otorgada a MKJ Xplorations y comprada posteriormente por Harken Energy, la Setena rechaza el informe de impacto ambiental presentado por Harken y declara inviables ambientalmente⁴⁴ los proyectos de exploración petrolera en la costa del Caribe.

El rechazo a las concesiones petroleras fue parte importante en el discurso de los candidatos presidenciales en las elecciones de 2002. Abel Pacheco, candidato del partido de gobierno, fue el ganador de esos comicios. Los resultados de la votación de 2002 presentan por primera vez en muchos años a un tercer partido con una cantidad considerable de sufragios, lo cual interrumpió el bipartidismo que había caracterizado a la política costarricense.

En su discurso de toma de posesión, el nuevo Presidente deja claro su rechazo al desarrollo de la actividad petrolera en el país al anunciar: “Antes que convertirnos en un enclave petrolero, antes que convertirnos en tierra de minería a cielo abierto, me propongo impulsar un esfuerzo sostenido para convertir a Costa Rica en una potencia ecológica”⁴⁵. A pesar de que no hubo un decreto ejecutivo que formalizara legalmente una moratoria petrolera, el Gobierno fue bastante activo en la lucha legal en contra de las licencias otorgadas a las empresas petroleras. De hecho, el 24 de enero de 2005, amparado bajo la decisión del Setena de rechazar el informe ambiental de Harken en 2002, el poder ejecutivo declaró la “resolución y caducidad”⁴⁶ del contrato suscrito entre el Estado costarricense y Harken.

Durante el gobierno de Abel Pacheco también se efectuaron cambios regulatorios importantes en el sector eléctrico. En 2003 se publica la Ley de participación de las cooperativas de electrificación rural y de las empresas de servicios públicos municipales en el desarrollo nacional, No 8345. Esta ley estableció el marco regulatorio para la participación de las cooperativas de electrificación rural⁴⁷ y las empresas de servicios públicos municipales⁴⁸ en el sector eléctrico.

En la ley 8345 se estableció que el MINAE era el organismo competente para el otorgamiento de las concesiones del uso de las fuentes hidráulicas para el caso de las cooperativas y las empresas municipales. Sin embargo, aclara que si la capacidad generada supera los 60 MW, la concesión deberá ser solicitada a la Asamblea Legislativa.

44 Resolución N° 146-2002-Setena

45 Mensaje inaugural de toma de posesión del Presidente de la República, Dr. Abel Pacheco de la Espriella. 8 de mayo de 2002.

46 Resolución N° 019-2005-P-MINAE del 24 de enero de 2005

47 Cooperativas de Electrificación Rural: Asociación cooperativa creada para solucionar primordialmente el problema común de la falta de energía eléctrica en las áreas rurales, así como su distribución y comercialización.

48 Empresa de Servicios Públicos Municipales: Organización creada para solucionar el problema de los servicios públicos, primordialmente el de la energía eléctrica, en su área de concesión, mediante proyectos y actividades, no sujetos a límites presupuestarios, ni a regulaciones de ningún tipo en materia de endeudamiento y de inversiones públicas, establecidas en cualquier ley o decreto, que aplique la Autoridad Presupuestaria, el Banco Central de Costa Rica o el Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica.

Intentos de liberalización y energías renovables

En 2006 Oscar Arias asciende nuevamente a la presidencia del país. Su partido logra ser la primera minoría de la Asamblea Legislativa. En el Plan Nacional de Desarrollo 2006 - 2010 (PND 06-10), Arias establece como uno de los objetivos del plan “reducir la dependencia de combustibles importados, aprovechar mejor las fuentes de energía renovable del país y llegar a producir el 100% de la electricidad del país a partir de fuentes de energía renovables”⁴⁹. Por consiguiente, durante este período se buscó incentivar la utilización de fuentes de energía renovables. Aunque no fue parte del PND 06-10, el Gobierno mantuvo la línea de oposición al desarrollo de operaciones petroleras en el territorio costarricense.

Igualmente se comprometió a presentar para discusión un proyecto de ley para la industria eléctrica y uno para la industria de combustibles, ambos dirigidos a crear un marco regulatorio que ampliara las condiciones para la competencia y la participación del capital privado en el sector energético.

El 24 de marzo de 2009, el presidente Arias firmó la aprobación de la Ley 8723 o Ley Marco de Concesión para el Aprovechamiento de las Fuerzas Hidráulicas para la Generación Hidroeléctrica. Con esta normativa se pone fin al vacío legal que desde 2000 había frenado el crecimiento de la generación hidroeléctrica privada.

La ley 8723 especifica que el Minaet es el organismo encargado de otorgar las concesiones para la utilización de fuerzas hidráulicas para la generación hidroeléctrica. Indica que las concesiones se pueden otorgar hasta por 25 años, con posibilidad de prorrogarse por otros 25 años. Entre 2009 y 2011 el Minaet otorgó diez concesiones para la explotación de la fuerza hidráulica para generar electricidad.

En las elecciones de 2010 es electa Laura Chinchilla, que era la candidata del partido de gobierno y había sido Vicepresidenta durante el segundo gobierno de Oscar Arias. El nuevo gobierno mantiene la línea de su predecesor en el enfoque hacia la promoción de energías renovables y hacia la liberalización del sector.

El gobierno de Chinchilla presenta a la Asamblea Legislativa en agosto de año 2010 una propuesta de Ley General de Electricidad⁵⁰. Esta iniciativa buscaba derogar la ley 7200 y todas sus reformas posteriores, por lo que su aprobación implicaría una restructuración total del sector eléctrico. En términos generales, el proyecto buscaba la creación de un mercado eléctrico mayorista con condiciones para que se extendiera la participación del sector privado en el sector. Igualmente permitía la adecuación del marco regulatorio del sector eléctrico costarricense para la entrada en el mercado

49 Mideplan. Plan Nacional de Desarrollo: Jorge Manuel Dengo Obregón. 2007

50 Asamblea Legislativa. Proyecto de Ley General de Electricidad. Expediente No 17.812. Ingresado el 10 de agosto de 2010.

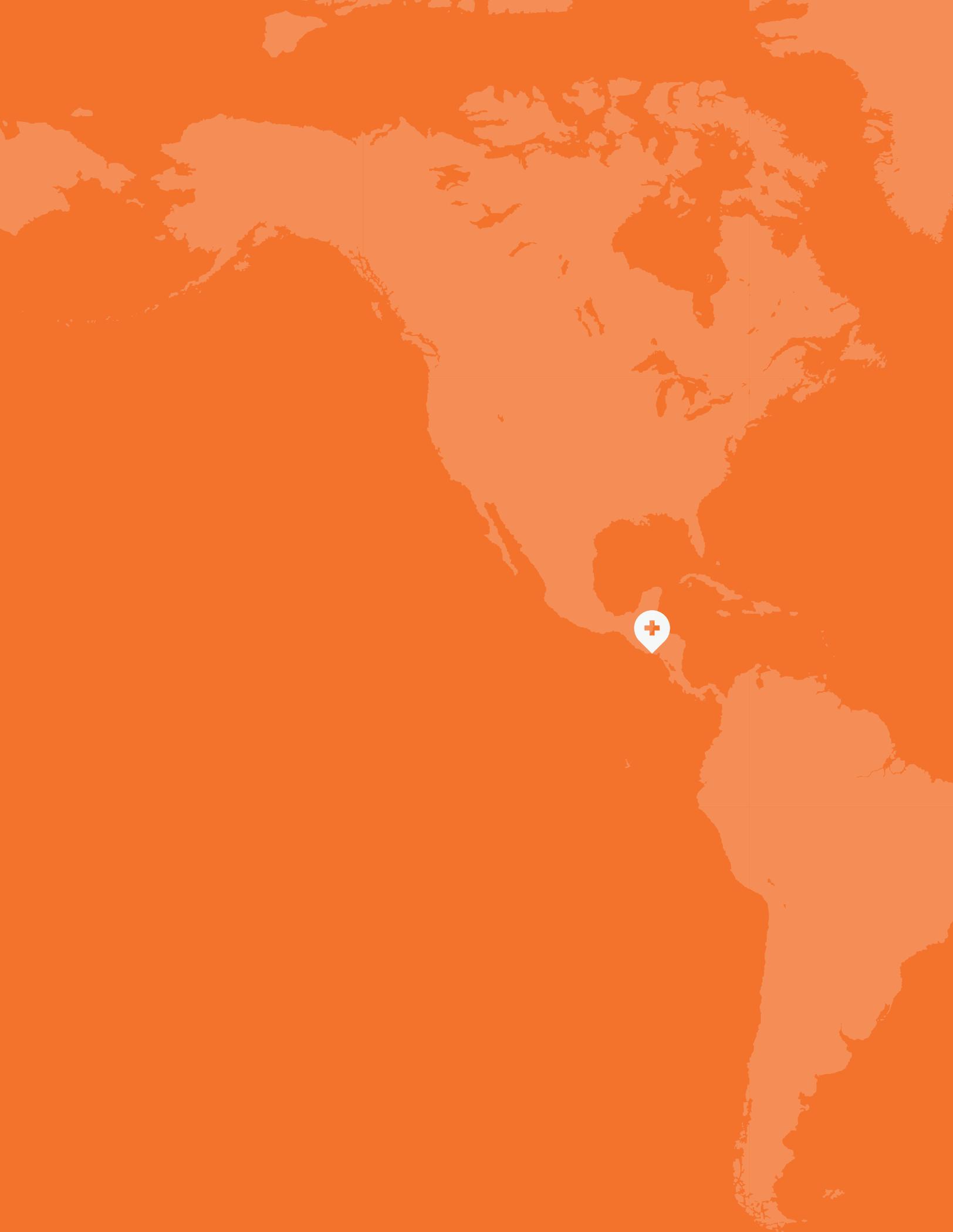
eléctrico regional. Dada a la baja posibilidad de que ese proyecto sea aceptado por el Congreso, el gobierno ha presentado varios proyectos de reformas de leyes que buscan objetivos similares a los de la Ley General de Electricidad.

El gobierno de Chinchilla, al igual que sus predecesores, se opuso a los contratos de exploración petrolera otorgados en 1998 y 2000. Debido justamente a la oposición a que se materializara la concesión a Mallon Oil, la presidenta decretó el 1 de agosto de 2011 una moratoria de tres años a la explotación petrolera⁵¹. En enero de 2012, la Corte Suprema suspendió los efectos del decreto de moratoria mientras estudia una demanda de inconstitucionalidad presentada.

El esquema organizacional previo a las reformas del sector energético y al sub-sector eléctrico que tuvieron lugar en la década de los años 90 no se vio afectado significativamente tras la promulgación de las leyes 7200, 7508 y la creación de la Aresep en 1996.

Las modificaciones más importantes al esquema previo surgieron por la incorporación de la Ley 7200 de 1990 y su reforma de 1995 (Ley 7508), que introdujeron la participación del sector privado en el segmento de generación. También destaca la creación de la Aresep como organismo regulador en 1996 y, más recientemente, la separación contable de las unidades de negocio de ICE, que todavía actúa de facto como una empresa verticalmente integrada. La Figura 3 ilustra la estructura organizacional del sub-sector eléctrico en la actualidad.

51 Decreto Ejecutivo N° 36693 Minaet. 1 de agosto de 2011.



El Salvador

El Salvador es el país con la menor extensión geográfica del istmo centroamericano. Su territorio alcanza 21.041 kilómetros cuadrados y es seguido en esta escala por Costa Rica cuya extensión es 2,5 veces mayor. Su Producto Interno Bruto (PIB) alcanzó en 2009 US\$21,1 millardos y su población en el mismo año se situó en 6,2 millones de habitantes. A pesar de tener la menor extensión territorial de la región, El Salvador se encuentra en la tercera posición (después de Guatemala y Honduras) en cuanto a número de habitantes. De acuerdo a estas dos últimas medidas, su PIB per cápita alcanza US\$3.424, cifra cercana al promedio regional.

Estadísticas recientes señalan que 39% de su población habita en zonas rurales y que 37,8% de sus habitantes vive debajo de la línea de pobreza nacional. A pesar de estos resultados, El Salvador cuenta con una cobertura de electricidad a nivel nacional de 95,5%, una de las más elevadas de la región, y su posición en el índice de desarrollo humano de 90 entre 169 (año 2010) es considerada como promedio.

GUÍA DE ACRÓNIMOS

ARENA	Alianza Republicana Nacionalista
CEL	Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa
CNE	Consejo Nacional de Energía
COS	Centro de Operaciones del Sistema
CTE	Consumo Total de Energía
DEE	Dirección de Energía Eléctrica
DNHM	Dirección Nacional de Hidrocarburos y Minas
ETESAL	Empresa Transmisora de El Salvador
FINET	Fondo de Inversiones en Electricidad y Telecomunicaciones
FMLN	Frente Farabundo Martí para la Liberación Nacional
GWh	Giga Watt Hora
kV	Kilo Volt
LGE	Ley General de Electricidad
mbd	Mil Barriles por Día
mbepd	Mil Barriles Equivalentes de Petróleo por Día
MINEC	Ministerio de Economía
MRS	Mercado Regulador del Sistema
MW	Mega Watt
OEP	Oferta de Energía Primaria
PEP	Producción de Energía Primaria
PIB	Producto Interno Bruto
RASA	Refinería Petrolera de Acajutla S.A.
SIGET	Superintendencia de Electricidad y Telecomunicaciones
UT	Unidad de Transacciones

Sector Energético Actual



El Consumo Total de Energía (CTE) de El Salvador en 2009 se basó principalmente en tres fuentes energéticas: los productos derivados del petróleo, los biocombustibles y la geotermia. Estos tres fuentes sumaron 106.7 mbeptd, ligeramente por encima de su total entre 2005 y 2008 de 100.2 mbeptd y 23% más alto que el total alcanzado entre 1999 y 2002.

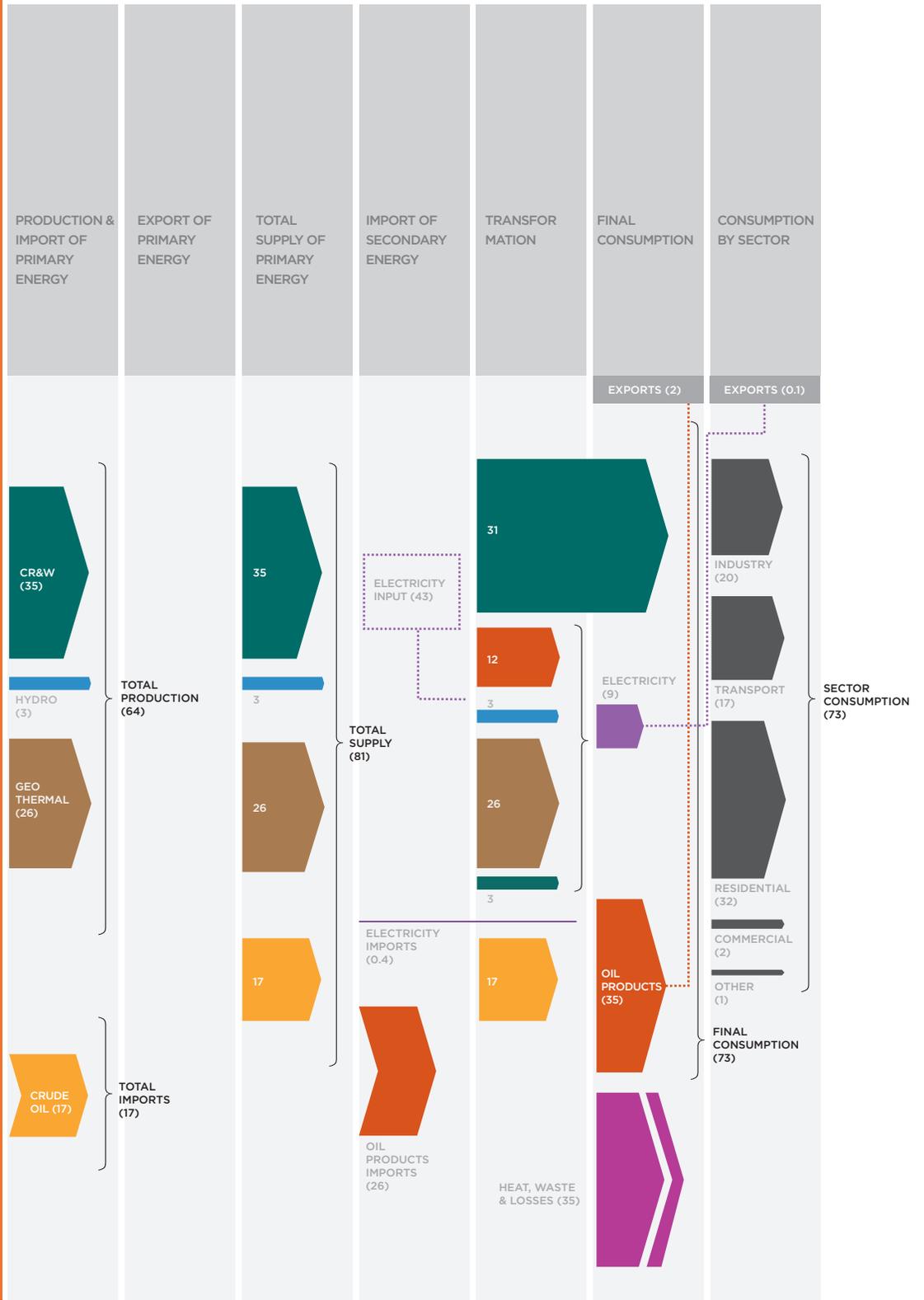
1971-1974

A comienzos de la década de los años 70, El Salvador tenía una matriz energética casi totalmente dependiente de la biomasa y de la importación de petróleo crudo. El uso de la leña en zonas rurales, debido al bajo nivel de urbanización en El Salvador para ese momento, junto con el uso de bagazo de caña en la generación eléctrica, explica que los combustibles renovables fueran dos tercios de la energía consumida en el país durante el período.

CURRENT

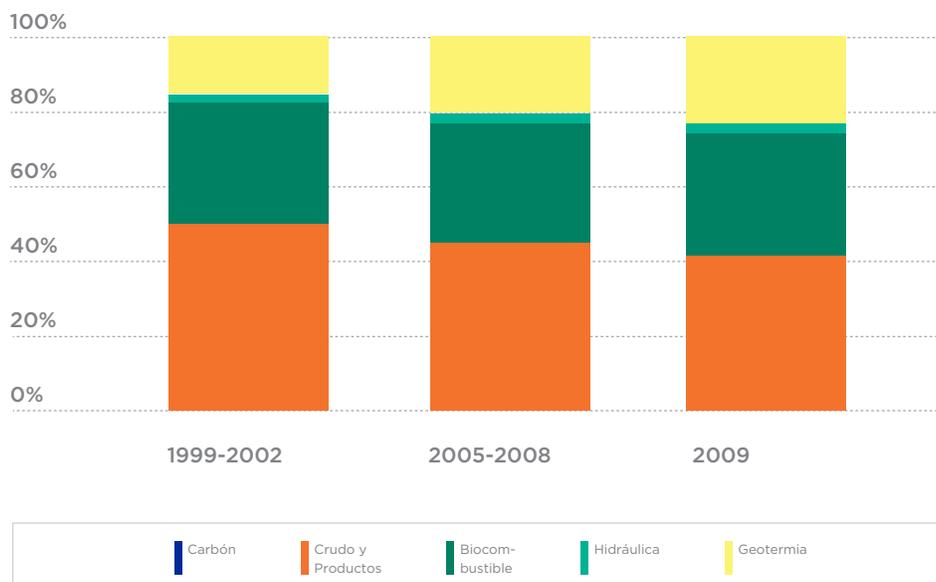
Energy Flow

(kboe/day)



La composición de este consumo fue: 43 mil barriles de petróleo por día de crudo y derivados (17 mil de los cuales fueron importados como crudo para ser refinados en el país y los 26 mbepd restantes importados como productos derivados); casi 35 mbepd de biocombustibles, compuestos en 75% por leña y en 25% por productos de caña; y 26.3 mbepd consumidos a partir de la energía geotérmica. También debemos notar el aporte al CTE de la energía hidráulica, el cual totalizó 2.6 mbepd.

CONSUMO TOTAL DE ENERGÍA



Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

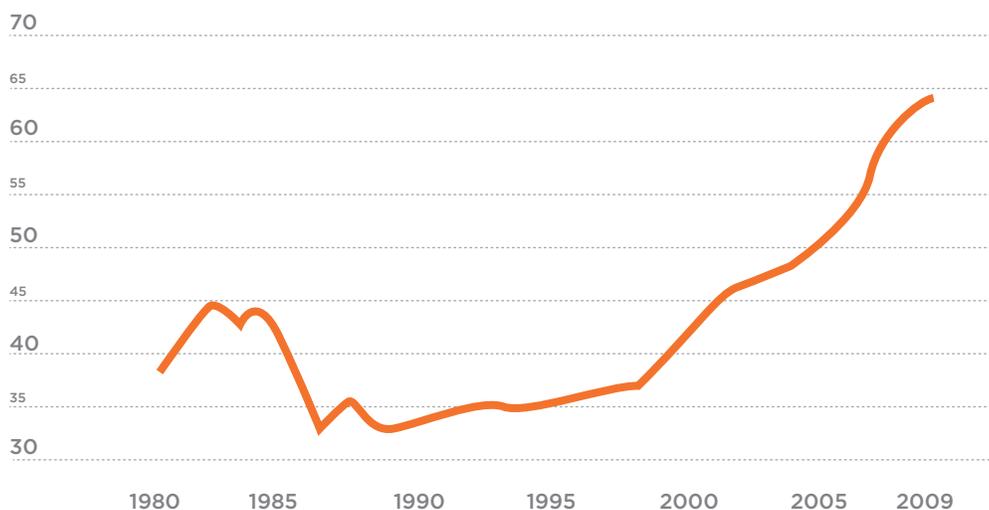
Así, 40% del CTE fue a partir de crudo y productos del petróleo, que bajaron su participación en el CTE desde 45% promediado entre 2005 y 2008 y 50% promediado entre 1999 y 2002. Los biocombustibles representaron el 32% del CTE, dos puntos por encima de su promedio 2005-2008. La fuente con mayor crecimiento dentro del CTE fue la geotermia que pasó de 16.5% entre 1999 y 2002 a casi 25% en el 2009 gracias a un aumento en la capacidad instalada eléctrica de esta fuente energética en 2007 de 53 MW.

Producción, balance comercial y oferta de energía primaria

Producción

En 2009, la producción de energía primaria (PEP) en El Salvador totalizó 63.5 mbepd, 15% por encima de su total 2005-2008. El Salvador explotó tres fuentes básicas de energía primaria: la biomasa, la geotermia y la hidráulica. La primera, con 54% del total gracias a sus 34.6 mbepd, se mantuvo constante en su aporte a la producción energética primaria en comparación con su promedio 2005-2008, cuando también llegó a 54%. Esta fuente energética mantuvo relativamente su composición de tres cuartas partes a partir de leña con el cuarto restante a partir de productos de la caña.

EL SALVADOR: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA
miles de barriles equivalentes de petróleo por día (mbepd)



Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

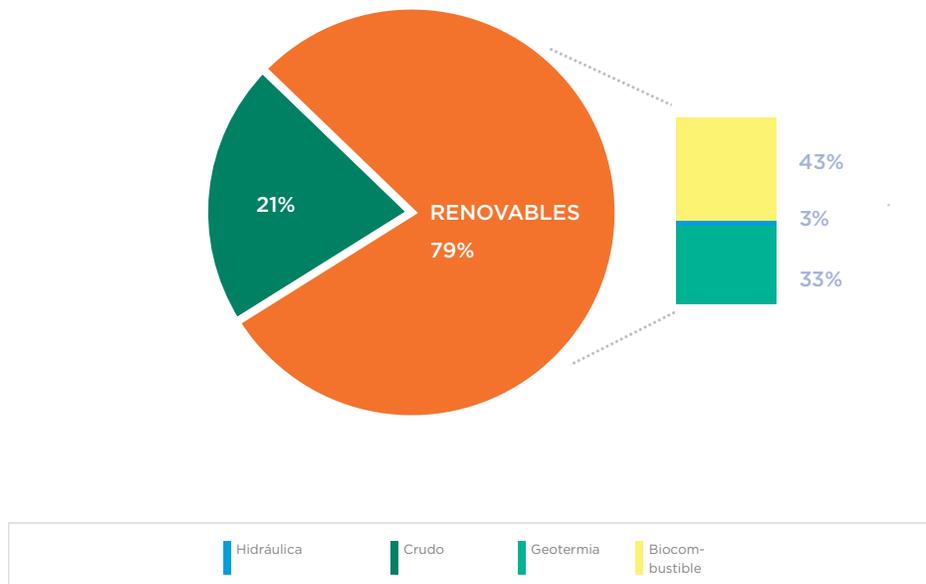
La energía geotérmica en El Salvador la explota la empresa de capital mixto LaGeo en dos centrales geotérmicas: Ahuachapán, inaugurada en 1975, y Berlín en 1999. Estas plantas geotérmicas aportaron en 2009 cerca de 41% de la PEP con 26.3 mbepd, lo cual mantiene su participación dentro de la PEP desde el promedio 2005-2008. El pequeño aporte que hace la energía hidráulica a la PEP llegó a 4%

a partir de 2.6 mbepd, lo cual es un total menor al promediado entre 2005 y 2008, que fue de 3.2 mbepd y 6% de la PEP. Prácticamente toda la energía hidráulica la controla el estado salvadoreño por medio de la empresa CEL, con cuatro centrales hidroeléctricas principales: Cerrón Grande, 5 de Noviembre, 15 de Septiembre y Guayoyo. Existen pocas y pequeñas centrales hidroeléctricas bajo propiedad privada.

Balance comercial de energía primaria

El Salvador, como ha sido su patrón histórico, no exportó energía primaria mientras que su única importación primaria en 2009 fue de petróleo crudo. Estas importaciones totalizaron 17 mil barriles por día, ligeramente por debajo del total promediado entre 2005 y 2008, que fue de 19.3 mbd. Este petróleo crudo se procesa en la Refinería Acajutla (RASA), propiedad en ese momento de ExxonMobil y desde 2012 de Puma Energy.

OFERTA DE ENERGÍA PRIMARIA



Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

Oferta interna de energía primaria

La Oferta de Energía Primaria (OEP) en El Salvador durante 2009 destinada a la transformación en energías secundarias, consumo final de los sectores económicos y propio consumo del sector energético alcanzó 80.7 mbepd.

Esta oferta primaria la constituyó un 79% de fuentes de energías renovables, compuestas en 43% por los biocombustibles con casi 35 mbepd, 33% por geotermia con 26 mbepd y 3% por energía hidráulica con casi 3 mbepd. El resto de la oferta primaria, 21% del total, se hizo a partir del petróleo crudo importado.

Electricidad

Capacidad instalada

Para 2009, El Salvador contaba con una infraestructura de generación eléctrica que totalizaba 1501 MW de capacidad instalada. El grueso de esa capacidad, casi 800 MW, estaba concentrada en centrales termoeléctricas, 87% de ellas bajo control de empresas privadas. Ligeramente menos capacidad representaron las centrales de fuentes renovables – geotérmicas e hidráulicas en el caso salvadoreño – con alrededor de 700 MW, de los cuales 472 MW estaban instalados en las centrales hidroeléctricas de la CEL y poco más de 200 MW en geotérmicas de LaGeo.

Capacidad Instalada (MW)	2000	2005	2009
Total Renovables	602	642	706
Hidroeléctrica	411	461	472
No hidroeléctrica	191	181	234
Termoeléctrica	546	624	795
Total	1148	1266	1501

Fuente: U.S. EIA

Es importante notar el crecimiento de casi 19% entre 2005 y 2009 de capacidad instalada, principalmente impulsado por la incorporación de centrales termoeléctricas de propiedad privada. Las centrales termoeléctricas privadas aumentaron en 13% su capacidad instalada en cuatro años. También es importante resaltar que la capacidad instalada de la fuente geotérmica –representando un menor porcentaje de la capacidad instalada total del país– creció de 161 MW en 2005 a 204 MW en 2009.

Insumos a la generación eléctrica

El consumo para la generación eléctrica en estas plantas totalizó 43 mbepd a partir de fuentes renovables –hidroeléctrica y geotérmica– y de combustibles líquidos en termoeléctricas. Este consumo se ubicó casi 20% por encima de la cifra totalizada entre 2005-2008.

El incremento en el uso de derivados del petróleo, de 8.9 mbepd a 11.6 mbepd entre 2005-2008 y 2009, llevó a que esta fuente energética representara 27% de los insumos, dos puntos por encima de su total promediado entre 2005 y 2008. Las fuentes renovables pasaron a ser 73% de los insumos, con casi 32 mbepd, 5 mbepd por encima del total anterior.

El Salvador	2005-2008		2009	
Insumos totales para la generación (mbepd)	36.2	100%	43.3	100%
Combustibles líquidos	8.9	25%	11.6	27%
Renovables	27.3	75%	31.7	73%

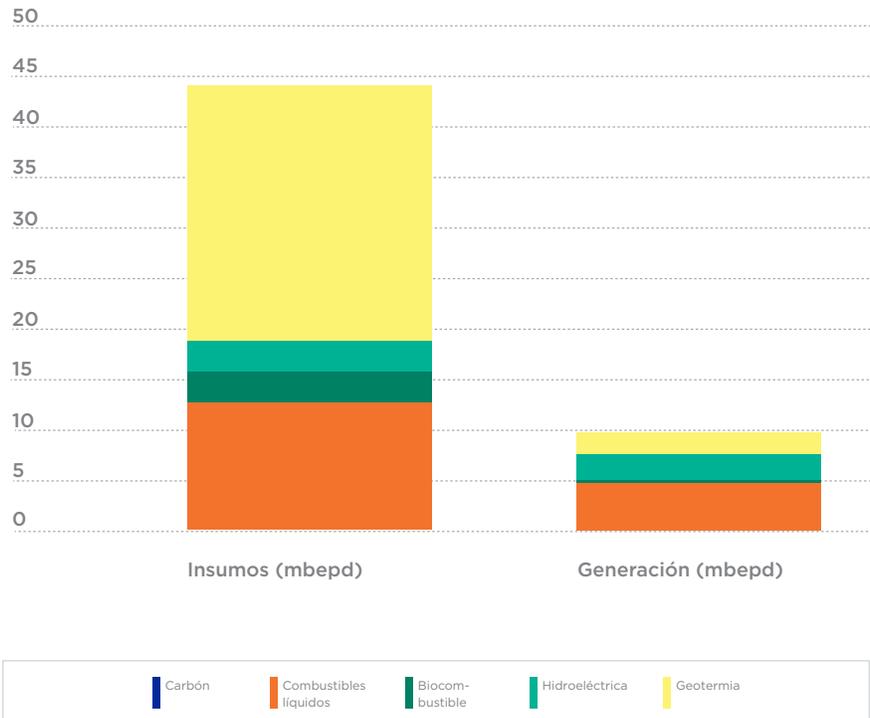
Renovables incluyen energía hidráulica, combustibles renovables y otras fuentes renovables
Fuente: Cálculos propios sobre información de la AIE

Matriz de electricidad

El consumo generador arriba descrito derivó en la generación de 5,788 GWh en 2009, ó 8.5 mil barriles equivalentes de petróleo al día. Esta generación provino principalmente del consumo de combustibles líquidos, al aportar estos 2,527 GWh (44%) al total. Las fuentes renovables sumaron 3,029 GWh, divididos casi equitativamente entre la hidrogenación y la energía geotérmica. Esta última, como notamos arriba, fue la principal fuente para el consumo generador, pero por su bajo nivel de eficiencia pasó a ser la segunda fuente en la generación con un notable rezago. Los biocombustibles hicieron un pequeño aporte con 232 GWh, 4% del total.

El consumo de electricidad en El Salvador en 2009, se distribuyó en 45% en el sector industrial, mientras que un tercio fue para el consumo residencial. El sector comercial y otros segmentos de la economía consumieron el 22% restante.

MATRIZ DE GENERACIÓN COSTA RICA 2009



Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

Balance secundario y consumo

Balance de energía secundaria

Las importaciones de productos derivados del petróleo significan una importante parte de la matriz salvadoreña, al no tener el país suficiente capacidad de refinación para cubrir la demanda interna. En 2009, las importaciones de derivados del petróleo totalizaron 26 mil barriles por día, manteniendo el nivel promediado desde el año 2005 y ligeramente superior al promedio 1999-2002. Se hicieron pequeñas importaciones de electricidad, totalizando 400 barriles equivalentes diarios en 2009.

Consumo final por sectores

La economía salvadoreña totalizó un consumo de casi 73 mil barriles equivalentes por día en 2009, compuesto principalmente por uso residencial, industrial y de transporte. El consumo del sector residencial llegó a 32 mbepd, 44% del total, y estuvo compuesto en 79% por uso de biocombustibles

(esencialmente leña), 13% por productos derivados del petróleo y el 9% restante por electricidad. Este alto uso de biocombustibles en el sector residencial es común en toda Centroamérica por el elevado porcentaje de población rural y el bajo ingreso per cápita de la región.

El uso industrial - 20 mbepd, 27% del total - fue 57% de productos derivados, 24% de biocombustibles y 19% de electricidad. Mientras, el consumo del sector transporte 24% del total con 17 mbepd, fue 100% a partir de productos derivados. El 5% restante fue consumido por el sector comercial y otros. El uso comercial dependió en 46% de la electricidad y en 50% de los biocombustibles, mientras que el uso de los demás sectores fue en 67% de electricidad y en 33% de derivados petroleros.



Organización Institucional del Sector Energético

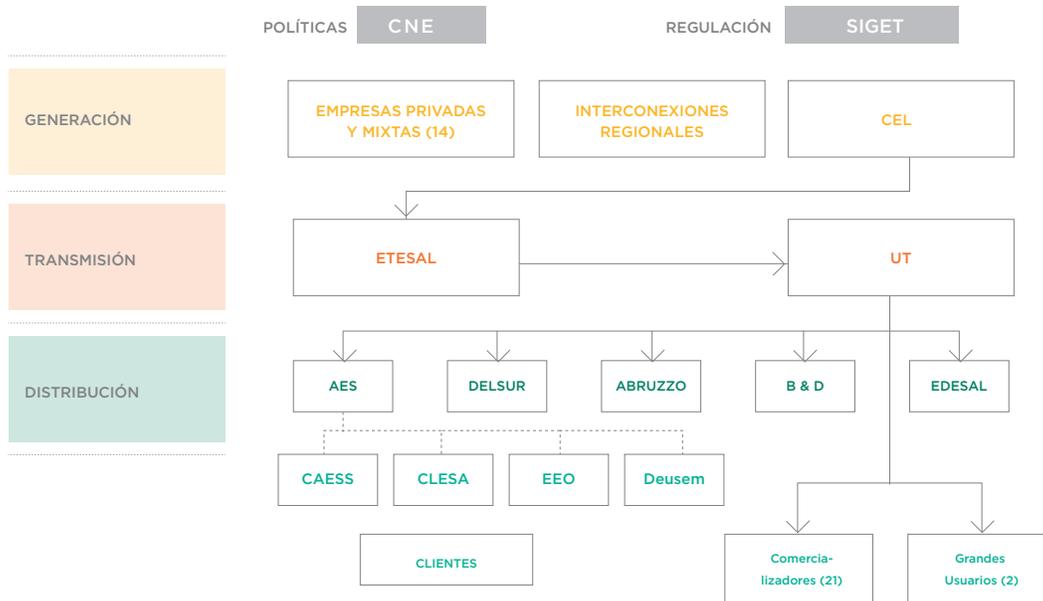
Estructura Institucional

En el sector energético de El Salvador hay una gran presencia de las empresas privadas y el estado se limita a la generación hidráulica, las políticas y la regulación. La principal empresa pública del sector energético es la CEL, que controla la generación hidráulica. El organismo encargado de políticas del sector es el Consejo Nacional de Energía (CNE) que tiene injerencia sobre ambos subsectores.

En el sub-sector eléctrico el organismo regulador es la Superintendencia de Electricidad y Telecomunicaciones, SIGET. Actualmente se permite la participación privada en todas las actividades para la provisión de energía eléctrica. Las tarifas a los consumidores finales están reguladas por la SIGET.

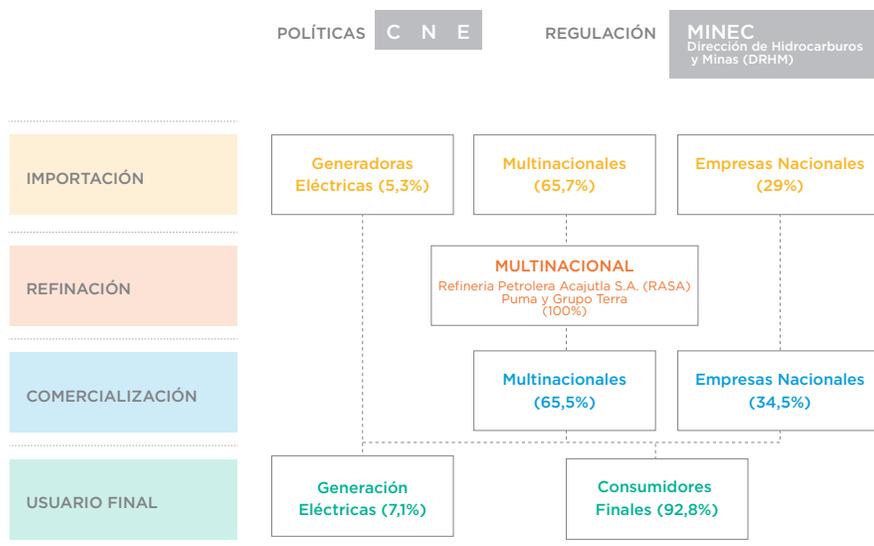
En el mercado de Hidrocarburos, el organismo regulador es el Ministerio de Economía (MINEC) a través de la Dirección Nacional de Hidrocarburos y Minas (DNHM). En la actualidad se permite la participación de empresas privadas en la comercialización e importación de productos derivados, sin embargo, la infraestructura para el manejo y transporte está bajo el control del MINEC. Los precios del GNL están fijados por el regulador y los precios finales de derivados son libres, no obstante, el MINEC establece un precio de referencia para todos los productos.

Estructura del Sub-Sector Eléctrico, año 2011



Elaboración del autor con base en SIGUET, CNE, CEL, UT y Legislación vigente.

Estructura del Sub-Sector Hidrocarburos, año 2011



Elaboración del autor con base en SIGUET, CNE, CEL, UT y Legislación vigente.

Formulación de políticas del sector energético

El Consejo Nacional de Energía (CNE) es el organismo encargado de formular, coordinar y ejecutar las políticas del sector energético en El Salvador. Fue creado en el año 2007 por el Decreto Legislativo N° 404 y su reglamento se aprobó en 2008, por lo que inició funciones a mediados de 2009. Durante los primeros años de actividad, la institución compartió algunas funciones de apoyo con sus predecesores: la Dirección de Energía Eléctrica (DEE) y la Dirección Reguladora de Hidrocarburos y Minas (DRHM), ambos adscritos al Ministerio de Economía (MINEC)¹. Recientemente, sin embargo, el MINEC transfirió sus responsabilidades en el manejo y formulación de políticas del sector energético al CNE.²

Según la ley de creación del CNE, la institución tiene entre sus objetivos³:

- Elaborar la planificación y diseñar la política energética del país.
- Propiciar la existencia de marcos regulatorios que promuevan la inversión y el desarrollo competitivo del sector energético.
- Promover el uso racional de la energía.
- Promover el desarrollo y expansión de los recursos de energías renovables.
- Impulsar la integración de mercados energéticos regionales.

La junta directiva del CNE está integrada por seis miembros; el ministro de Economía, el secretario técnico de la Presidencia, el ministro de Hacienda, el ministro de Obras Públicas, el ministro de Medio Ambiente y Recursos Naturales y el presidente de la Defensoría del Consumidor.

Con base en los objetivos expuestos anteriormente, el directorio del CNE posee las siguientes atribuciones o responsabilidades:

- Elaborar la política, estrategias y planes indicativos para el desarrollo del sector.
- Dar seguimiento y monitorear el cumplimiento de las políticas.
- Promover la aprobación de leyes y reglamentos.
- Elaborar la política del sistema de subsidios del sector energético y proponerla para su aprobación al Consejo de Ministros.
- Elaborar el Balance Energético Nacional.
- Apoyar a la autoridad competente en la suscripción de Convenios y Acuerdos Internacionales.

¹ La DEE fue desincorporada del organigrama del MINEC en el año 2010 y la Dirección Reguladora de Hidrocarburos y Minas (todavía adscrita), realiza funciones principalmente de regulación y control.

² El MINEC todavía cuenta con una unidad de apoyo llamada "Unidad de Energía" y la Dirección Reguladora de Hidrocarburos y Minas (DRHM).

³ Ley de creación del Consejo Nacional de Energía. Decreto Legislativo No. 404.

- Establecer estrategias para la satisfacción de la demanda del suministro de energía eléctrica y combustibles en las diversas regiones y sectores sociales.
- Promover el desarrollo tecnológico del sector.

Para el cumplimiento de sus funciones, el CNE cuenta con cinco direcciones:

- **Dirección de Mercado Eléctrico:** Es la instancia coordinadora que se encarga de la elaboración de políticas referidas al mercado eléctrico.
- **Dirección de Electrificación Rural:** Se encarga de la elaboración de políticas para alcanzar el objetivo de cobertura universal.
- **Dirección de Combustibles:** Se encarga de las políticas y de las estrategias relacionadas con hidrocarburos y combustibles no convencionales (incluyendo biocombustibles y biomasa).
- **Dirección de Eficiencia Energética:** Se encarga de las políticas relacionadas con el “uso racional de la energía” y con la protección al medio ambiente.
- **Dirección de Energía Renovable:** Se encarga de las políticas para promover el uso de energías limpias (hidráulica, geotérmica, solar, biomasa y eólica).

Regulador

Sub-sector Eléctrico

El ente encargado de regular el sector eléctrico salvadoreño es la Superintendencia de Electricidad y Telecomunicaciones, SIGET. Este organismo, creado por el Decreto Legislativo N° 808 del 12 de septiembre de 1996, se formó anticipando la aprobación de la Ley General de Electricidad (LGE) que se produjo un mes más tarde.

La SIGET es una entidad administrativamente autónoma sin fines de lucro que obtiene ingresos a través de cargos producto de su actividad reguladora y del presupuesto nacional⁴. Su directorio (Junta de Directores) está conformado por tres miembros nombrados por siete años en forma escalonada por el Presidente de la República, la Corte Suprema de Justicia y las Asociaciones Gremiales Privadas.

Sus atribuciones incluyen⁵:

- Monitorear el desarrollo del mercado eléctrico.
- Aprobar las tarifas para el usuario final.

⁴ Ver Ley General de Electricidad Art. 7 y Cap. 4 de la Ley de Creación del SIGET.

⁵ Ver Ley de Creación de la SIGET (Decreto 808 de 1996).

- Regular los cargos para el uso de los sistemas de transmisión y distribución.
- Resolver las disputas entre los operadores del sector.
- Regular los cargos del administrador del mercado mayorista.
- Otorgar concesiones para la construcción de plantas hidroeléctricas y geotérmicas.
- Publicar información estadística del sector.
- Establecer las normas de calidad de servicios de los sistemas de distribución y del servicio comercial.⁶

El máximo órgano de gobierno de la SIGET es su junta directiva, que debe contar al menos con las siguientes dependencias:

- Gerencia de Electricidad.
- Gerencia de Telecomunicaciones.
- Gerencia Administrativa Financiera.
- Registro de Electricidad y Telecomunicaciones.

Las funciones de la gerencia de electricidad incluyen⁷:

- Cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad y los reglamentos que conforman el marco regulatorio del mercado eléctrico salvadoreño.
- Participar en la definición y establecimiento de sanciones a los infractores a las normas de calidad y confiabilidad del sistema.
- Establecer normas con las que deben cumplir los sistemas de contabilidad de los operadores que desarrollen actividades de transmisión y distribución, así como de la Unidad de Transacciones (UT).
- Elaborar normas y estándares técnicos para generación, transmisión, distribución y comercialización.

Adicionalmente, la SIGET trabaja junto con la Superintendencia de Competencia para proteger las actividades del sector eléctrico sujetas a regímenes de competencia.

⁶ El artículo 67 bis literal (a) de la ley de creación de la SIGET establece que todo distribuidor está obligado a pagar a sus usuarios las compensaciones reguladas que correspondan por deficiencias en la calidad de servicio establecidas por la SIGET.

⁷ Pagina institucional SIGET.

Sub-sector Hidrocarburos

El subsector hidrocarburos es supervisado por la Dirección Reguladora de Hidrocarburos y Minas (DRHM). Este organismo adscrito al Ministerio de Economía (MINEC) tiene como objetivos principales velar por el desarrollo sostenible del subsector hidrocarburos y del sector minero mediante la implementación de políticas, normas y medidas de carácter técnico y administrativo, además de aplicar el marco legal vigente. Su director depende jerárquicamente del viceministro de Comercio e Industria.

Las atribuciones de la DRHM, definidas en el reglamento interno del MINEC⁸, son:

- Establecer los mecanismos adecuados de regulación, supervisión y control del mercado de los hidrocarburos, gas natural y recursos mineros, garantizando el desarrollo económico, la protección del medio ambiente y mayor transparencia.
- Establecer, actualizar y dar cumplimiento a los instrumentos legales, técnicos y administrativos de Normas y Reglamentos relacionados con los productos de petróleo, gas natural y recursos del sector minero.
- Promover medidas que incentiven la competencia en la comercialización de hidrocarburos en el mercado local, a fin de mejorar el precio al consumidor final.

⁸ Ver Reglamento Interno del MINEC. Acuerdo N 667 del 23 de Junio de 2010. D.O 177, Tomo 388, del 23 de Septiembre del mismo año.

Matriz Institucional sub-sector eléctrico en El Salvador

Generación		Transmisión		Distribución	
	Capacidad Instalada	Empresa	ETESAL		CAESS (36%) CLESA (21%)
Hidroeléctrica	32.8%	Propiedad	Estatad	Empresas	EEO (16%)
Solar & Eólica	n.a.	Mercado	Monopolio	Mercado	DEUSEM (4%) DELSUR (22%) EDESAL, otros (1%)
Termoeléctrica	53.4%		Mantener SIN		
Geotérmica	13.8%	Funciones	Elaborar plan de expansión	Cobertura Nac.	86%
Ppal Empresa Estatal	CEL (31.9%)	Política de precios	Peaje por uso del SIN	Empresa estatal	n.a.
Participación Privada	Permitida				
Requisitos	Mínimos	Mercado Mayorista		Part. privada	Permitida
Registros	17 Empresas	Encargado	UT		
Integración Vertical	Permitida	Funciones	Administrar el MME Operar el SIN	Concesiones	Permanentes
Incentivos Fiscales	Sólo fuentes renovables			Usuarios subsidiados?	Licitación (20 - 25 años) 87% de la diferencia entre la tarifa y un precio de referencia
Importación de equipos combustibles	Capacidad <20 MV n.a.	Comercializadoras	21		
Pequeños generadores	Excención del ISLR para capacidad <20 MV	Grandes Usuarios	2		
Política de Precios	Sólo fuentes renovables	Dem. Max.	IMV de capacidad nominal	Política de precios	Regulados
Mercado de contratos	Precio libre pactado entre las partes				
Mdo. de ocasión	Basado en los costos de generación por tipo de planta y nodo horario				
Regulador		Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET)			
Miembros integrantes en la directiva		3			
Nombrados por el presidente de la república		1			
Financiamiento		Cargo porservicio de regulación + Fondos provenientes del Presupuesto Nacional			

Fuente: SIGUET, CNE, CEL, UT y Legislación vigente

Sub-sector eléctrico

El marco regulatorio vigente no prohíbe la integración vertical de cualquier empresa en las distintas actividades del sub-sector eléctrico, sin embargo, sí se excluye de este permiso a la empresa de transmisión estatal Etesal.

Todos los participantes realizan sus operaciones a través de un mercado mayorista de energía manejado por la Unidad de Transacciones (UT). Deben registrarse por ley los generadores que utilizan el sistema de transmisión de alta tensión, empresas comercializadoras, distribuidoras y grandes usuarios⁹.

El mercado opera bajo dos modalidades. La primera es el mercado de contratos, con despachos a futuro y convenido entre operadores en forma independiente (bilateral), pero despachado por la UT. Las partes tienen que informar el precio final y las distribuidoras deben tener contratadas al menos 50% de su demanda de largo plazo a través de este tipo de instrumento. El remanente de la energía se comercializa en el Mercado Regulador del Sistema (o mercado de ocasión), de corto plazo y que equilibra la oferta y la demanda con un precio basado en las estructuras de costos marginales de las generadoras, fijado por la UT y regulado por el SIGET.

De acuerdo con el artículo 69 del reglamento de la LGE: *“Los precios y condiciones de los contratos de suministro de energía entre operadores, estarán limitados únicamente por la voluntad de las partes y por la Ley, y para su perfeccionamiento no será necesaria la intervención de terceros”*.

La suscripción de contratos de suministro de largo plazo con carácter obligatorio busca facilitar el financiamiento de nuevos proyectos de generación, estabilizar los precios trasladables a tarifas y mitigar el poder de mercado de las empresas en el mercado de ocasión. Se distinguen dos tipos de contrato: aquellos con plazos menores a cinco años que buscan estabilizar precios y los contratos entre cinco y quince años que buscan incentivar la incorporación de nuevos proyectos de generación, ya que deben ser licitados tres años antes del inicio de suministro de energía. Si bien el precio pactado en este mercado es libre entre las partes interesadas, la mayoría de estos contratos se fija un precio que es indexado por precio observado en el MRS¹⁰.

De acuerdo con el artículo 67-I del reglamento de la LGE: *“El precio de transacción de la energía en el Mercado Regulador del Sistema se establecerá igual al costo marginal de operación del sistema en el intervalo de mercado respectivo, más los cargos de transmisión, operación del sistema, servicios auxiliares y todo cargo establecido por la Ley General de Electricidad; los cuales serán definidos en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos*

⁹ En resumen los participantes del mercado que tengan una conexión directa al sistema de transmisión, y los inscritos en el UT

¹⁰ Como veremos más adelante, el grupo AES maneja cerca de 77% de los clientes a nivel nacional y posee poder de monopsonio.

de Producción. Se entiende por costo marginal de operación al costo de abastecer un kilowatt-hora adicional de demanda en ese intervalo.”

Administrar el mercado eléctrico mayorista y asegurar la calidad de suministro es competencia de la Unidad de Transacciones (UT), cuyos accionistas son los generadores, transmisores, distribuidores, comercializadores y usuarios finales. Los gastos de funcionamiento de la UT son cubiertos por el cobro de un cargo por la operación del sistema.

La UT adquirió la responsabilidad de manejar el Centro de Operaciones del Sistema (COS) perteneciente a la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) que existía antes de la LGE de 1996. La UT toma el rol de administrador del mercado, para lo cual cuenta con la posibilidad de comprar y vender directamente la energía intercambiada en el Mercado Regulador del Sistema (MRS) y la responsabilidad sobre las funciones técnicas de control.

De acuerdo con el artículo 67 del reglamento de la LGE: *“La Unidad de Transacciones deberá planificar y coordinar el despacho de las unidades generadoras y la operación de las instalaciones del sistema de transmisión con el objeto de abastecer la demanda al mínimo costo esperado de operación y de racionamiento, sujeto al cumplimiento de las normas de calidad y seguridad de servicio establecidas en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción.”*

La UT además de administrar el mercado mayorista de energía eléctrica, se encarga de gestionar y administrar las transacciones internacionales de energía.

De acuerdo a la LGE, la UT es una sociedad anónima constituida por series de accionistas, todos operadores del mercado mayorista, y su administración es realizada por medio de una junta directiva formada por directores, propietarios y suplentes de cada serie. El Gobierno participa con votos en la UT mediante un representante, aunque no es propietario de ninguna acción.

Las series de accionistas corresponden a los siguientes participantes del mercado: generadores, distribuidores, usuarios finales, transmisores y comercializadores. Estos últimos incorporados en 2004, de acuerdo con una reforma a la LGE de ese mismo año.

La junta directiva actual está conformada por nueve directores propietarios y nueve suplentes. Cada participante del mercado posee dos representantes, salvo el segmento de transmisión que posee sólo uno.

La CEL continúa como la principal institución pública del segmento de la generación, ya que es dueña de las cuatro plantas hidroeléctricas existentes en el país¹¹. Las compañías que hoy forman parte

¹¹ Las cuatro plantas hidroeléctricas existentes en El Salvador son: Guajoyo, 5 de Noviembre, 15 de Septiembre y Cerrón Grande.

del sector eléctrico son¹², distribuidas de la siguiente manera: Generación: CEL, Duke Energy, Nejapa Power, LaGeo (Geotérmica Salvadoreña) y otras pequeñas centrales de generación; Transmisión: Etesal (Empresa de Transmisión de El Salvador); Distribución: CAESS, Delsur, Deusem, EEO and AES-CLESA; y Comercialización: muchas empresas encargadas de servir directamente a consumidores de bajo voltaje y dedicados a la importación y exportación de energía desde y hacia Guatemala y Honduras¹³.

Generación

En el segmento de generación operan en la actualidad un total de 17 empresas (generadoras y cogeneradoras) manejadas en su mayoría por el sector privado. La principal empresa estatal, la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL), maneja las plantas de generación hidroeléctrica y posee la participación mayoritaria¹⁴ en la empresa de capital mixto LaGeo, que maneja las dos únicas plantas activas de generación geotérmica.

Por lo tanto, el Estado maneja 45,7% de la capacidad instalada de generación en el país. El sector privado, dentro del segmento de generación, maneja 54,3% de la capacidad instalada a nivel nacional, con el control de las fuentes de generación térmica.

La Tabla 1 ilustra la distribución de las plantas de generación eléctrica en El Salvador, discriminadas por tipos de fuentes y sector de pertenencia.

Tabla 1. Distribución de la capacidad de generación eléctrica en El Salvador, año 2010

Fuentes	Públicas	Privadas	Total
Primarias			
Hidráulica	31.9%	0.9%	32.8%
Geotérmica	13.8%	n.a.	13.8%
Eólica	n.a.	n.a.	
Secundarias			
Térmica	n.a.	53.4%	53.4%
Total	45.7%	54.3%	100%

Fuente: CEPAL y cálculos propios.

¹² Página Institucional SIGET.

¹³ Página Institucional SIGET.

¹⁴ Para el momento de la publicación de este trabajo, la CEL y Enel (la empresa privada que posee una parte del capital accionario de LaGeo), se encuentran en una disputa legal por el control de la empresa de generación geotérmica

Tabla 2. Capacidad instalada en el mercado mayorista de El Salvador, año 2010

CENTRAL	A JUNIO DE 2011	
	(MW)	(%)
Hidraulica	472.5	32.0
Guajoyo	19.8	1.3
Cerrón Grande	172.8	11.7
5 de Noviembre	99.4	6.7
15 de Septiembre	180.0	12.2
Geotérmica	204.4	13.8
Ahuachapán	95.0	6.4
Berlín	109.4	7.4
Térmica	800.7	54.2
Duke Energy	338.3	22.9
Nejapa Power	144.0	9.7
Cemento de El Salvador	32.6	2.2
Inversiones Energéticas	100.2	6.8
Textufil	44.1	3.0
GECSA	11.6	0.8
Energía Borealis	13.6	0.9
Hilcasa Energy	6.8	0.5
CASSA	66.0	4.5
Ingenio El Ángel	22.5	1.5
Ingenio La Cabaña	21.0	1.4
Total	1477.2	100.0

Fuente: SIGET

Transmisión

La LGE no excluye la participación de empresas privadas en el sector de transmisión. La redacción de la ley y su reglamento deja abierta la posibilidad a la participación de empresas en este segmento sin especificar requisito alguno en cuanto al régimen de propiedad.

A pesar de dejar abierta esta posibilidad, la magnitud de las inversiones necesarias para la instalación de líneas de transmisión a nivel nacional y una vaga legislación en cuanto al tipo de contrato necesario para incentivar la participación del sector privado, han impedido que exista otra empresa distinta de la estatal manejando las redes de alta tensión en el país. La Empresa Transmisora de El Salvador (Etesal), creada a partir de la disolución del monopolio de la CEL y propiedad de ésta, es la responsable del mantenimiento y la expansión del sistema de transmisión nacional. En cuanto a la remuneración que percibe el Estado por el uso de la redes, la legislación establece que el valor del peaje debe fijarlo el organismo regulador, SIGET.

Para el año 2011, el sistema de transmisión estaba constituido por 38 líneas de 115 kV con una longitud total de 1.072,5 km, dos líneas de 230 kV que permiten la interconexión con Guatemala y Honduras y 23 subestaciones de potencia.

Distribución

El último segmento del negocio eléctrico, la distribución de energía a usuarios finales, es manejada desde 1998 exclusivamente por capitales privados. Actualmente existen ocho actores registrados en la Unidad de Transacciones (UT) como distribuidores; CAESS, Clessa, EEO, Deusem, Del Sur, Abruzzo, B&D, Edesal. Las cuatro primeras empresas de esta lista pertenecen al grupo AES, que maneja 77% de los clientes del país; la distribuidora Del Sur maneja 22% y el restante (Abruzzo, B&D, Edesal) maneja cerca de 1%.

Las tarifas cobradas a los usuarios finales están reguladas y se componen de tres cargos distintos: cargo por comercialización, cargo de distribución y cargo por energía. El primero de estos componentes se definió para un período de cinco años y se ajusta anualmente en función de la inflación. El segundo componente se revisa cada cinco años y experimenta ajustes anuales en función de la inflación y del tipo de cambio respecto al dólar. El tercer componente, el cargo por energía, que es el mecanismo para trasladar los costos de potencia y energía a los usuarios finales experimenta ajustes trimestrales. Se traslada al pliego los contratos suscritos por el distribuidor y el precio promedio de la energía comprada en el Mercado Regulador del Sistema (MRS) durante el trimestre anterior^{15, 16}.

Por otro lado, el Estado subsidia a los usuarios con un consumo mensual inferior a los 99 Kwh, cubriendo 87% de la diferencia entre la tarifa del pliego y un precio de referencia establecido entre el SIGET y el CNE. Este subsidio beneficia aproximadamente a 60% de los consumidores residenciales.

La LGE en su artículo 8 permite la integración vertical de los agentes del sector para las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, siempre y cuando estas entidades establezcan sistemas de contabilidad separados para cada actividad y se encuentren registrados como tal en la SIGET. Además, el artículo establece que los agentes que desarrollen actividades de generación, distribución y comercialización, no podrán ser accionistas de Etesal.

¹⁵ En el MRS es donde se vacían los excesos de demanda de energía a un precio basado en el costo marginal del sistema.

¹⁶ Adicionalmente, se creó un fondo para liquidar y compensar el valor acumulado de las diferencias entre los precios diarios en el MRS y el promedio semestral.

Matriz Institucional sub-sector hidrocarburos en El Salvador

Importación		Refinación		Comercialización	
Ppal empresa estatal	n.a.	Empresa	RASA	Total de estaciones de Servicio	395
Participación privada	Permitida	Propiedad	Privada	Empresas	Chevron-Texaco (20.3%) Grupo Terra (16.5%) Puma (23.6%) Uno (5.3%) Alba (1%) Independientes (33.4%)
Importadores por producto		Propietario	Puma (65%) Grupo Terra (35%)	(% de estaciones de servicio)	
Crudo	Puma	Productos producidos (2011)	Fuel Oil (50%)	Política de precios Subsidios	Regulados GLP
Gsolina y Diesel	Puma (34.2%) terra (14.65) Chevron-Texaco (30.9%) Grandes empresas nacionales (8.4%) Pequeñas empresas nacionales (11.9%)		Diesel Oil (21,7%)		
			Gasolina regular (12,5%)		
			GLP (1,7%) Turbo Fuel (8%) Asfaltos (5%) Gasolina Especial (0.7%)		
GLP	Elf (8.4%) Puma (3.6%) Grandes empresas nacionales (76.1%) Pequeñas empresas nacionales (10.4%)				
Regulador		Dirección reguladora de Hidrocarburos y Minas (DRHM) - Ministerio de economía (MINEC)			
Nombrados por el presidente de la República		Libre nombramiento del Presidente de la República			
Financiamiento		Presupuesto ordinario de la nación			

Fuente: SIGUET, CNE, CEL, UT, OLADE y legislación vigente

Sub-sector hidrocarburos

El sub-sector hidrocarburos de El Salvador está regido por la Ley de Hidrocarburos, aprobada por el Decreto N° 626 del 17 de Marzo de 1981, publicada en el Diario Oficial N° 52, tomo 270 de la misma fecha y por la Ley Reguladora del Depósito, Transporte y Distribución de Productos de Petróleo, aprobada por el Decreto Legislativo N° 169 del 19 de noviembre de 1970 y publicada en el Diario Oficial N° 233, Tomo N° 229 del 23 de diciembre del mismo año.

La primera tiene por objeto “regular el fomento, desarrollo y control de la explotación y exploración de yacimientos de hidrocarburos” y la segunda “regular y vigilar la importación y exportación, el depósito, transporte, distribución y comercialización de los productos de petróleo, así como la construcción y funcionamiento de los depósitos y tanques para uso privado y demás actividades relacionadas”. De acuerdo a lo enunciado por la CNE, entre las actividades relacionadas se incluyen el control de calidad de productos y las multas por el incumplimiento de calidad o normas de seguridad.

Producción de petróleos y derivados

El Salvador no posee producción de petróleo, pero posee una refinería privada con capacidad de procesamiento de 10.000 barriles por día, la Refinería Petrolera de Acajutla S.A (RASA). Esta refinería, propiedad de Puma Energy y el Grupo Terra, cuenta con los procesos de destilación atmosférica, destilación en vacío, reforma catalítica e hidrotratamiento y supe alrededor de 28% del mercado de hidrocarburos del país¹⁷. El 72% restante fue importado principalmente desde Venezuela, México, Colombia y Ecuador.

Importación de hidrocarburos

Todo el petróleo refinado en El Salvador es importado y, debido a que la producción de la RASA no es suficiente para abastecer el mercado, se hace necesario importar productos derivados del petróleo en complemento a lo refinado en el país. La estructura del sub-sector en el año 2010 estaba conformada de la siguiente manera¹⁸:

- 65,7% manejado por filiales de empresas multinacionales (Puma 35%, Shell/Terra 15% y Chevron-Texaco 15,7%)
- 23,4% operado por grandes compañías locales.
- 10,9% operado por compañías locales pequeñas.

¹⁷ CNE. Boletín Estadístico de combustibles. Junio 2012.

¹⁸ Gonzalez 2009.

Infraestructura del sector de hidrocarburos

El Salvador posee dos puertos comerciales: Acajutla y La Unión. Los hidrocarburos importados ingresan a través del puerto de Acajutla, donde también se encuentran algunas instalaciones de almacenamiento.

La red de oleoductos de El Salvador no sobrepasa los 4 km de extensión y es utilizada para el transporte de hidrocarburos desde los muelles hasta la refinería o las áreas de almacenaje.

En 2010 se reportaba la existencia de 394 estaciones de servicio (81 de Shell, 81 de ChevronTexaco, 67 de Esso, 29 de Puma y 136 de otros distribuidores)¹⁹. La distribución hacia las estaciones de servicio se hace a través de camiones-cisterna.

¹⁹ Dirección de Hidrocarburos y Minas/Ministerio de Economía.

A stylized world map in shades of orange and white, with a location pin icon over Mexico. The map is the background of the entire page.

Evolución Histórica del Sector Energético

Evolución Matriz Energética 1971 - 2008



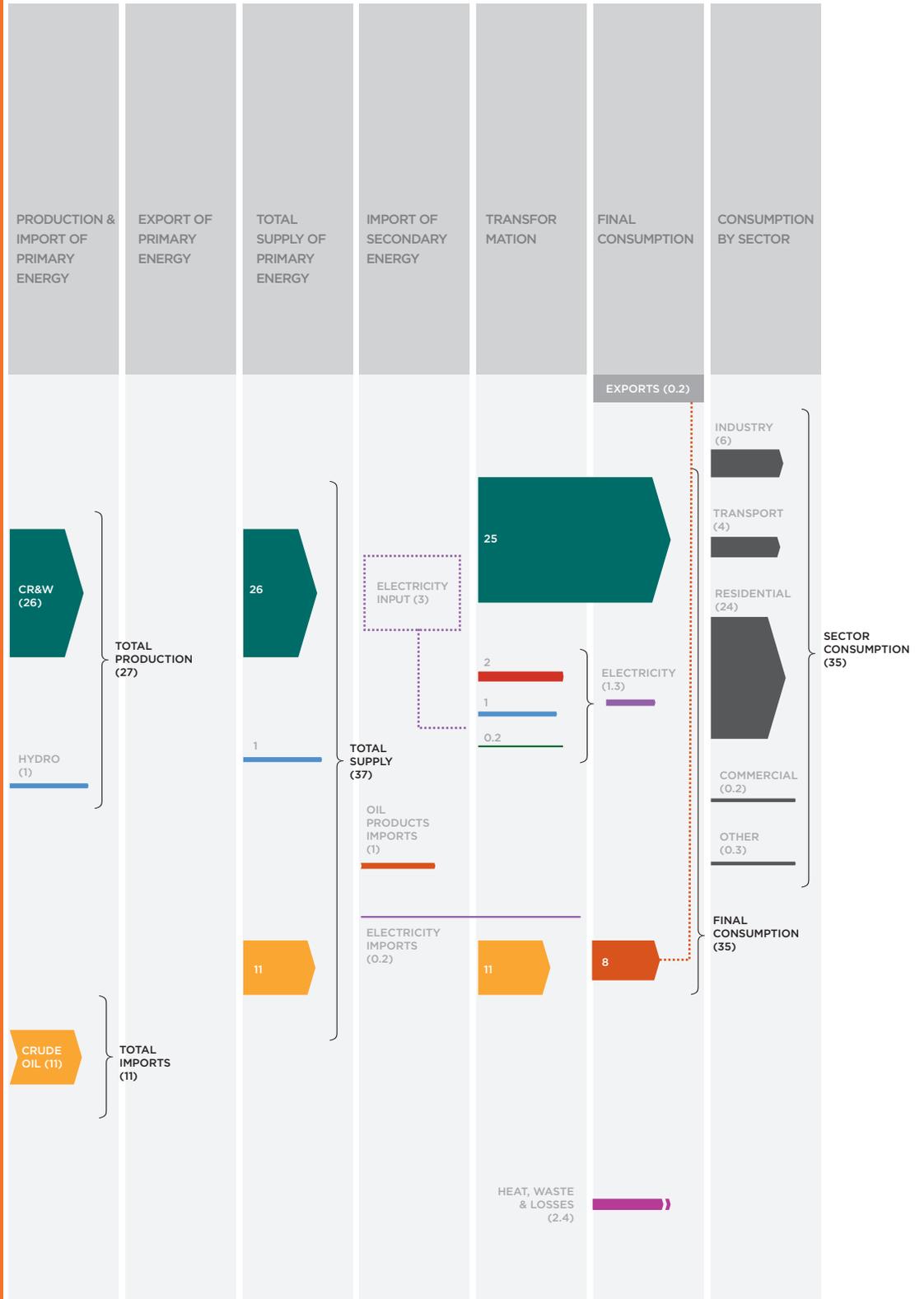
1971-1974

A comienzos de la década de los años 70, El Salvador tenía una matriz energética casi totalmente dependiente de la biomasa y de la importación de petróleo crudo. El uso de la leña en zonas rurales, debido al bajo nivel de urbanización en El Salvador para ese momento, junto con el uso de bagazo de caña en la generación eléctrica, explica que los combustibles renovables fueran dos tercios de la energía consumida en el país durante el período.

1971-1974

Energy Flow

(kboe/day)



Consumo Total de Energía

En este primer período analítico vemos que El Salvador consumió un total de 39 mil barriles equivalentes de petróleo por día. De estos, 25.6 mbepd fueron consumidos a partir de los combustibles renovables y desechos, compuestos en su mayoría por leña. En un distante segundo lugar se ubicó el petróleo crudo, todo importado, promediando 11 mil barriles diarios para abarcar 29% del consumo. Este petróleo entraba al país por el puerto de Acajutla y se procesaba en la refinería del mismo nombre, construida por la petrolera Shell en los años 60. La única otra fuente de energía primaria consumida en este período fue la hidráulica. Para este momento, estaban en funcionamiento las hidroeléctricas Guayoyo y 5 de Noviembre. La producción a partir de estas centrales queda reflejada en la matriz con el aporte de energía hidráulica, promediando 0.9 mbepd, lo que representa 2% del consumo total. Por último, notamos las importaciones de productos derivados de este período, que promediaron anualmente 0.8 mbepd, 2% del consumo total de energía del lapso estudiado.

Electricidad

El consumo para la generación eléctrica en este período dependió principalmente de los derivados del petróleo, que aportaron 1.96 de los 2.97 mil barriles equivalentes diarios transformados en electricidad, más del 65%. La energía hidráulica sumó 0.87 mil barriles equivalentes al día, representando 29%, y los combustibles renovables (bagazo de caña) aportaron al consumo eléctrico 0.14 mbepd, cerca de 5% del total. La generación a partir de estos insumos llegó a 1.26 mbepd, lo que equivale a 869.5 GWh. De esta electricidad consumida, la hidrogenación representó 58% gracias a su alto nivel de eficiencia, mientras que los combustibles líquidos sumaron 39%.

Electricidad	Insumos (mbepd)	%	Generación (GWh)	Generación (mbepd)	%
Combustibles líquidos	1.96	65.83%	339.5	0.49	39%
Hidrogenación	0.87	29.32%	504.5	0.73	58%
Biocombustibles	0.14	4.85%	25.5	0.04	3%
Total	2.97	100%	869.5	1.26	100%

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

Consumo Final por Sectores

El consumo residencial llegó a 24.2 mbepd, lo cual representa 70% del consumo total -34.6 mbepd. Este sector obtuvo 94% de su energía de los combustibles renovables y consumió más del doble de la suma de los consumos de los sectores industrial y transporte. El uso industrial, 47% de biocombustibles, 43% de combustibles líquidos y 10% de electricidad, fue sólo 16% del consumo final del país para este período. El sector transporte, 12% del total, solo usó energía como combustibles líquidos, mientras que el sector comercial y otros se combinaron para aportar el 2% restante del consumo final salvadoreño a comienzos de los años 70.

Consumo por Sectores	Industria	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Combustibles líquidos	42.9	100	3.6	0	100
Combustibles renovables	46.7	0	94.3	0	0
Electricidad	10.3	0	2.1	100	0
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA



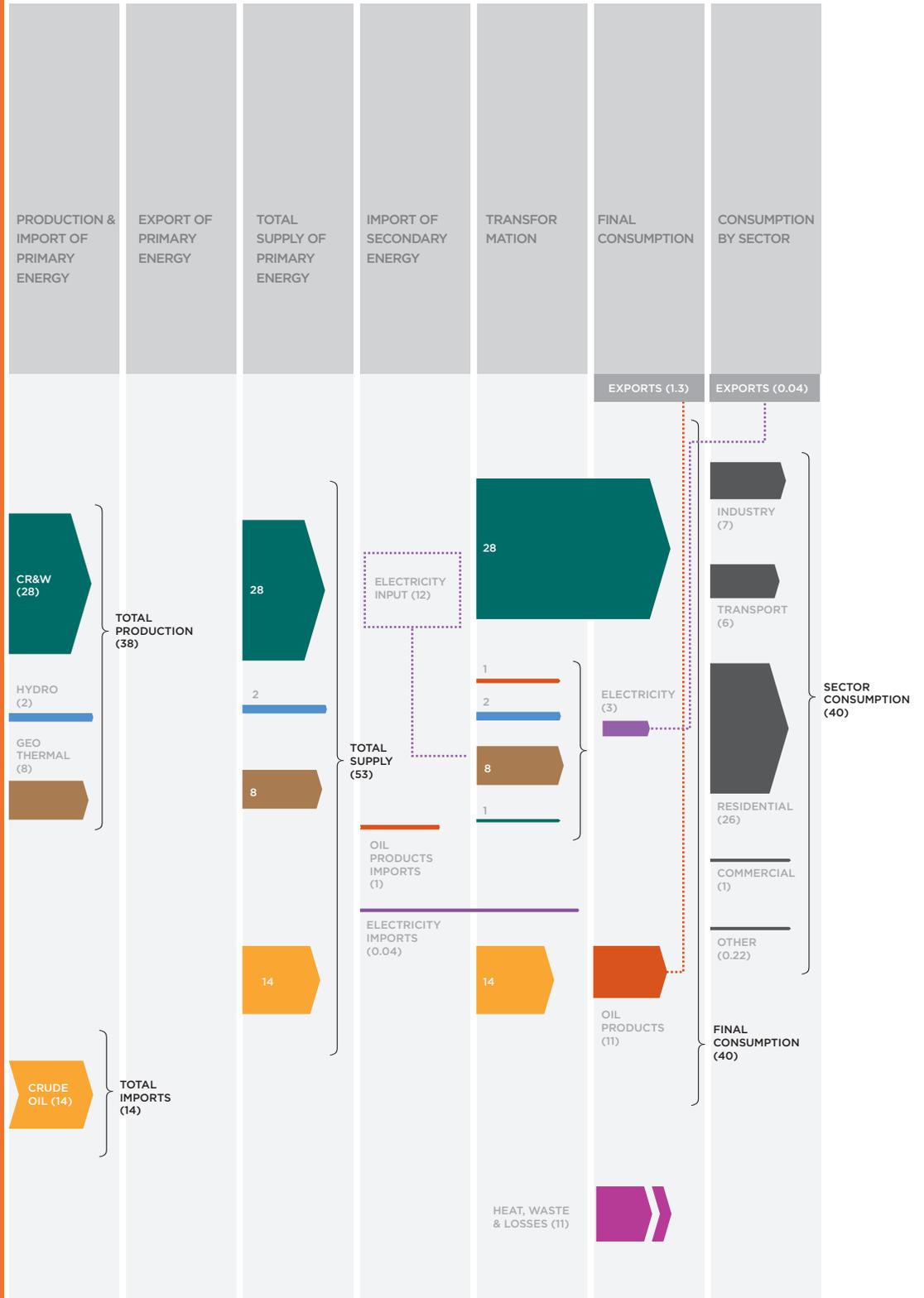
1984-1987

En los diez años que separan los dos primeros períodos analíticos, la matriz energética de El Salvador cambia debido al surgimiento de la producción energética a partir de la fuente geotérmica. El país aún depende en gran medida de los biocombustibles y las importaciones de petróleo crudo aumentan para mediados de los años 80.

1984-1987

Energy Flow

(kboe/day)



Consumo Total de Energía

Con la incorporación de la central Ahuachapán en 1975, El Salvador pasó a producir 8.24 mbepd de energía geotérmica, representando 16% del consumo total de energía, que para este momento totalizó 53 mbepd, un crecimiento de 37% sobre el total del período anterior. La oferta hidráulica también creció para este período, ya que la central Cerrón Grande entró en operación a finales de los años setenta, mientras que la central 15 de Septiembre fue inaugurada en 1983. Entre 1984 y 1987, cerca del 4% del consumo total fue de energía hidráulica, duplicando el promedio del período anterior. Los combustibles renovables siguieron siendo la fuente energética más importante, totalizando casi 53% del consumo, con 28 mbepd. Las importaciones de petróleo crudo crecieron de 11 a 14 mil barriles diarios, para representar 26% del consumo total. Finalmente, las importaciones de productos derivados del petróleo, bajaron 18% -de 0.8 a 0.66 mbepd- para representar solamente 1% del consumo total de energía.

Electricidad

Al incorporarse Cerrón Grande a la matriz energética, el consumo de la generación eléctrica cambió radicalmente. Durante este período, la geotermia fue la fuente más importante para la producción de electricidad, aportando 8 de los 12 mil barriles equivalentes diarios usados para este propósito. La hidrogenación continuó aportando 2 mil barriles equivalentes al día, mientras que los productos derivados cayeron de 2 mil a 1 mil barriles diarios para la generación eléctrica. Los combustibles renovables quintuplicaron su participación, pasando de 200 a 1.000 bepd. La electricidad generada, 1,750.75 GWh, provino en un 63% de la hidrogenación y 27% de la geotermia, dejando en evidencia las distintas eficiencias de las dos fuentes principales para generar electricidad.

Electricidad	Insumos (mbepd)	%	Generación (GWh)	Generación (mbepd)	%
Combustibles líquidos	0.99	8%	148.25	0.22	8%
Hidrogenación	1.90	16%	1,101.25	1.60	63%
Geotermia	8.24	68%	477.5	0.69	27%
Biocombustibles	0.99	8%	23.75	0.03	1%
Total	12.12	100%	1,750.75	2.54	100%

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

Consumo Final por Sectores

El consumo residencial, 93% de combustibles renovables, creció 6% desde el periodo anterior, aunque su participación dentro del consumo final cayó del 70 al 65%. El transporte y la industria representan el 16% del consumo final, cada uno. El primero continuó solamente usando productos derivados y el segundo disminuyó su uso de renovables al 50% y aumentaron los líquidos a casi 37% del total, con el resto a partir de electricidad. Los otros sectores de la economía, incluyendo el comercial, sumaron solo 3% del total y únicamente usaron combustibles líquidos y electricidad.

Consumo por sectores	Industria	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Combustibles líquidos	36.8	100	4.0	0	100
Combustibles renovables	50.2	0	92.7	0.0	0
Electricidad	12.9	0	3.4	100	0
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

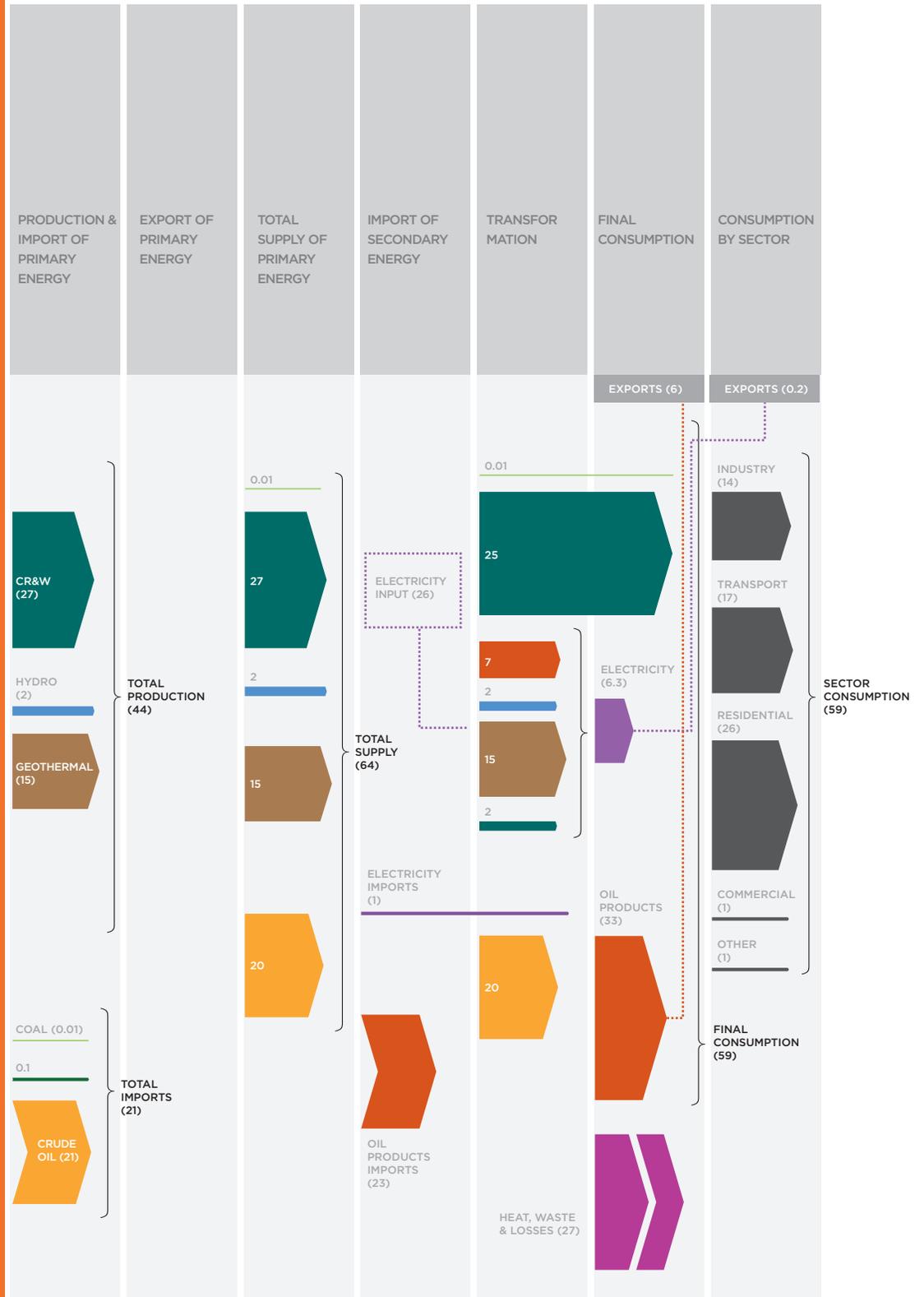


1999-2002

Al cambio de década, la economía de El Salvador sigue dependiendo de los biocombustibles, combustibles líquidos y geotermia para suplir la gran mayoría de sus necesidades energéticas, pero se nota un cambio importante en los patrones de consumo respecto a la década anterior. Si bien el sector residencial mantiene su lugar como el de mayor consumo de energía, la industria y el transporte aumentan su demanda de manera importante.

Energy Flow 1999-2002

(kboe/day)



Consumo Total de Energía

Promediando 87 mbepd, el consumo de este período creció 64% con respecto a 1984-1987. El cambio más significativo en los patrones de consumo es el gran aumento en las importaciones de productos derivados, que pasan de 0.66 mbepd a finales de los años 80 a casi 23 mil barriles diarios para este período analítico, ubicándose como la segunda fuente energética del país con 26% del consumo final. Esto como consecuencia de la integración física del país, el aumento del ingreso per cápita y con ello el crecimiento del parque automotriz. Este aumento en la importación de productos derivados del petróleo va principalmente a alimentar el creciente consumo energético de la industria salvadoreña, así como el salto cuántico en el segmento de transporte. El biocombustible siguió siendo el componente más importante del consumo total, con 31% -por primera vez menos de la mitad- seguido por el crudo importado con 23%. Al entrar en operación la central geotérmica Berlín, la producción a partir de esa fuente casi se duplicó, pasando de 8 a 15 mbepd y llegando a ser el 17% del consumo. La energía hidráulica creció 19% sobre el período anterior, ubicándose en 2.26 mbepd y 3%. Durante este período, El Salvador hizo pequeñas importaciones de carbón y combustibles renovables que promediaron 10 y 100 barriles equivalente por día, respectivamente.

Electricidad

El consumo para la generación eléctrica creció marcadamente de 12 a 26 mil barriles equivalentes al día desde el último periodo. De estos, la geotermia aportó 15 mil, de lejos la más importante fuente del consumo generador. Los productos derivados sumaron 7 mbepd, mientras que las hidroeléctricas y los combustibles renovables contribuyeron con cerca de 2 mil barriles diarios cada uno. Por primera vez, los combustibles líquidos fueron la fuente generadora más importante, con 45% de los 3913 GWh de electricidad consumidos en el período. Le siguieron la hidrogenación con 34% y la geotermia con 21%.

Electricidad	Insumos (mbepd)	%	Generación (GWh)	Generación (mbepd)	%
Combustibles líquidos	7.27	28%	1,744.00	2.85	45%
Hidrogenación	2.26	9%	1,311.25	2.14	34%
Geotermia	14.43	55%	835.75	1.37	21%
Biocombustibles	2.17	8%	22	0.04	1%
Total	26.14	100%	3,913.00	6.40	100%

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

Consumo Final por Sectores

Para este período, el uso residencial ya no consumía la mayoría de la energía producida en El Salvador, pero mantuvo su lugar como el principal consumidor del país con 45%, de los cuales 80% fueron biomasa. El transporte subió al segundo lugar, duplicando su consumo y representando 29% del total -enteramente dependiente de derivados. La industria también duplicó su consumo, pero bajó al tercer lugar con 23% del consumo final y dependiendo en 51% de los derivados del petróleo.

Consumo por sectores	Industria	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Combustibles líquidos	50.9	100	12.0	2.3	87.0
Combustibles renovables	27.5	0	79.2	22.2	0
Electricidad	21.6	0	8.9	75.5	13.0
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

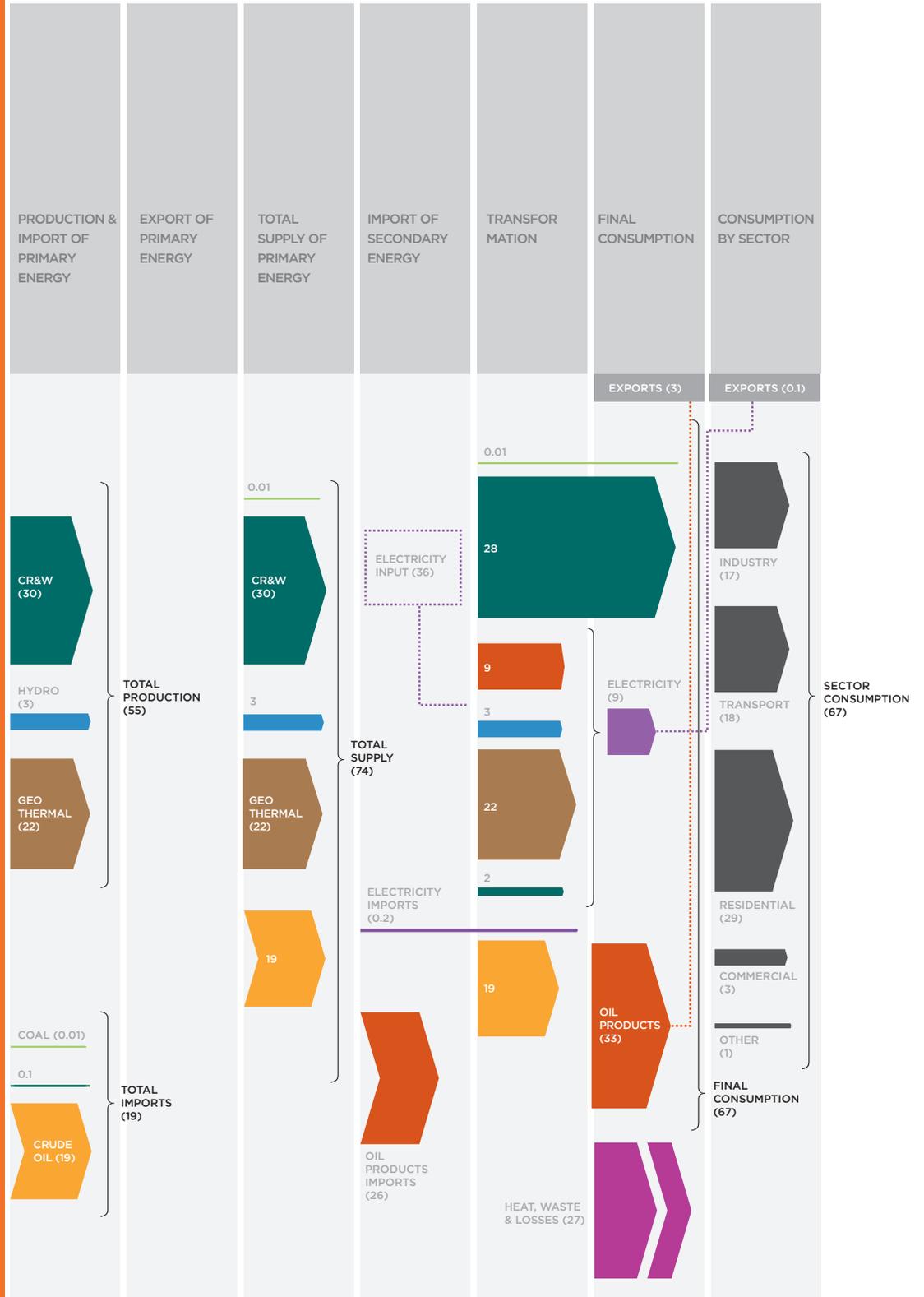


2005-2008

En líneas generales, la matriz entre principios y finales de la década pasada no sufrió grandes cambios, más allá del aumento en la producción de energía geotérmica y de energía hidráulica. Los patrones de consumo sectoriales también se mantuvieron estables.

Energy Flow 2005-2008

(kboe/day)



Consumo Total de Energía

Para este período se nota un crecimiento de 15% en el consumo total, pasando a ubicarse en 100.25 mbepd. Este aumento se explica principalmente por una expansión de 52% en la producción de energía geotérmica, que pasó de 15 a 22 mbepd y representó 22% del consumo total. Por su parte, los combustibles renovables crecieron 10%, ubicándose en 30 mbepd y manteniéndose como la principal fuente de energía para el consumo salvadoreño con 30% del total. Las importaciones de productos derivados aumentaron 13%, llegando a 26 mbepd y colocando a esta fuente en el segundo lugar del consumo con 26%. Por su parte, las importaciones de crudo bajaron de 20 a 19 mil barriles diarios y así fueron 19% del consumo total. El sector hidráulico, con 3% del consumo final, también creció notablemente: 42%, pasando de 2.26 a 3.2 mbepd. Finalmente, las importaciones de carbón y combustibles renovables se mantuvieron al mismo nivel, con 10 y 100 barriles equivalentes por día cada uno.

Electricidad

Manteniendo la tendencia del período anterior, el consumo de la generación eléctrica continuó creciendo, pasando de 26 a 36 mbepd. De este total, 61% provino de la geotermia. Los productos derivados continuaron como la segunda fuente más importante, aportando 9 mbepd. Como notamos arriba, la producción hidráulica totalizó 3 mil barriles equivalentes diarios –todos para el consumo de generación eléctrica– mientras que los combustibles renovables agregaron 2 mbepd. Este consumo generador produjo 5,533.25 GWh, de los cuales 42% fueron producto del proceso térmico, 33% de la hidrogenación y 23% de la geotermia.

Electricidad	Insumos (mbepd)	%	Generación (GWh)	Generación (mbepd)	%
Combustibles líquidos	8.94	25%	2,343.75	3.61	42%
Hidrogenación	3.20	9%	1,852.00	2.85	33%
Geotermia	21.98	61%	1273	1.96	23%
Biocombustibles	2.05	6%	64.5	0.10	1%
Total	36.17	100	5,533.25	8.53	100

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

Consumo Final por Sectores

Para finales de década, los patrones de consumo se mantuvieron en el mismo orden: residencial (44%), transporte (27%), industrial (25%), comercial (4%) y otros (1%). Los usuarios residenciales utilizaron biocombustibles (76,5%), productos derivados (14%) y electricidad (10%). El segmento industrial usó energía principalmente como productos derivados (48,7%), combustibles renovables y residuos (28,7%) y electricidad (22,6%). El sector transporte únicamente dispuso de productos derivados. Finalmente el sector comercial consumió energía 72% bajo forma de electricidad, 26% biomasa y 2% derivados del petr;oleo.

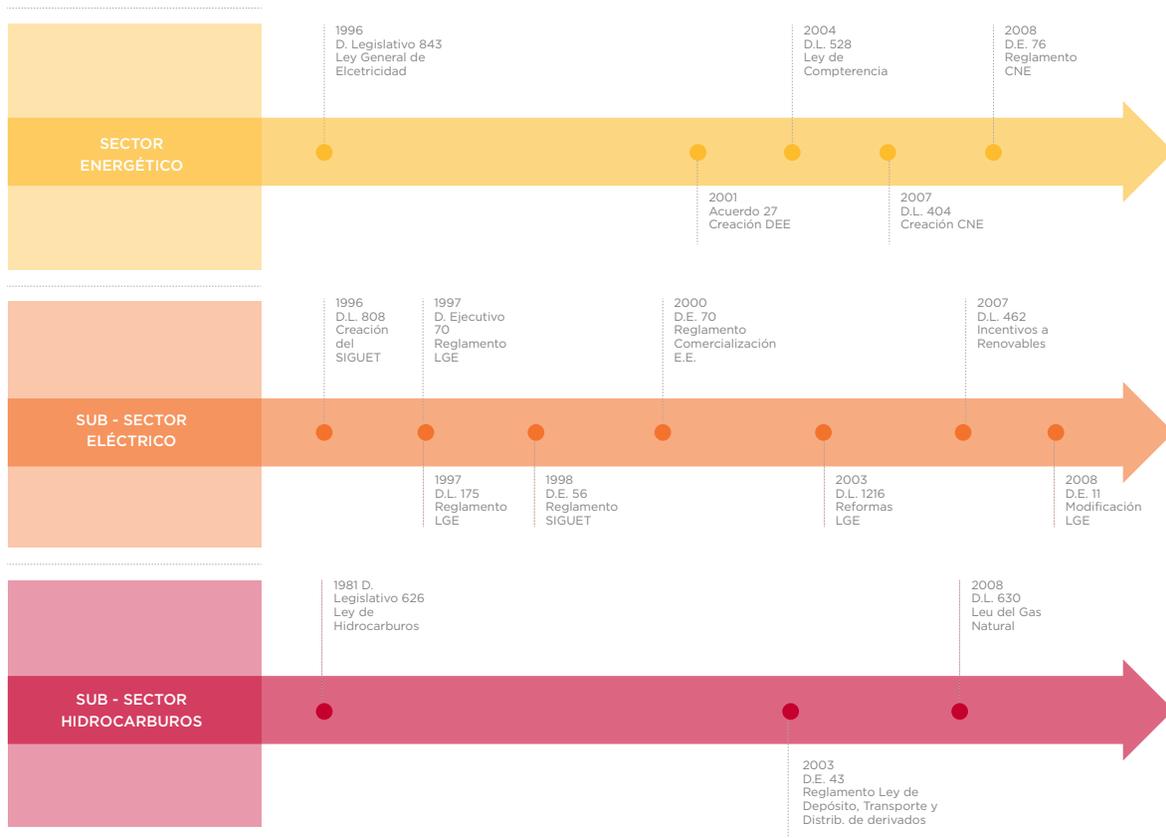
Consumo por sectores	Industria	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Combustibles líquidos	48.7	100	13.9	1.6	88.8
Combustibles renovables	28.7	0	76.4	26.3	0
Electricidad	22.6	0	9.8	72.1	11.2
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA



Evolución Institucional del Sector Energético

Evolución del marco regulatorio del sector energético, sub-sector eléctrico y sub-sector de hidrocarburos



Fuente: Elaboración propia

Origen

En sus inicios el sector eléctrico de El Salvador estaba conformado en su totalidad por plantas de generación privadas, de las cuales la Compañía General de Alumbrado Eléctrico de San Salvador (CAESS), compañía salvadoreña subsidiaria de la Canadiense International Power Company of Montreal, era la más importante²⁰.

La unidad hidroeléctrica más antigua es de 1908, mientras que la unidad de diesel más antigua es de 1912. En 1949 ya existían aproximadamente 200 plantas eléctricas mayoritariamente de vapor, utilizadas primordialmente para el procesamiento de alimentos usando bagazo de caña, cascarillas de café y leña como combustible²¹. La expansión del alumbrado público que tuvo lugar desde 1916 a 1924 originó la creación de un servicio de electricidad centralizado conformado inicialmente por pequeñas centrales hidroeléctricas y posteriormente por unidades de diesel²².

La primera ley sobre el sector eléctrico en El Salvador se promulgó en 1936. La Ley Básica de Servicios Eléctricos²³, Decreto N° 177 del mismo año, creó la Comisión Nacional de Electricidad. Sus principales funciones eran la regulación de la distribución de electricidad y el registro de las estadísticas de producción²⁴.

El 3 de octubre de 1945, por decreto del poder ejecutivo, se crea la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) con el objetivo de estudiar el potencial hidroeléctrico del Río Lempa para satisfacer los requerimientos energéticos del país²⁵. Tres años después, en 1948, se promulgó la Ley de la Comisión Hidroeléctrica del Río Lempa²⁶ que le otorgó mayor autonomía a la comisión y expandió sus facultades.

Una de las disposiciones resaltantes de la ley de 1948 fue que eximió a la CEL de cumplir con las disposiciones estipuladas en la Ley Básica de Servicios Eléctricos de 1936. Esto facultaba a la CEL, contando con la aprobación del Ministerio de Economía, a fijar las tarifas que le permitieran cubrir sus costos y cumplir con las obligaciones con sus acreedores.

La principal ley que regula las actividades del sector hidrocarburos relevantes para El Salvador se denomina Ley Reguladora del Depósito, Transporte y Distribución de Productos del Petróleo²⁷ y fue promulgada en 1970. Esta ley facultó al Ministerio de Economía a través de la Agencia de Hidrocarburos y Minas para la regulación y vigilancia de las actividades de importación/exportación, depósito,

20 Banco Internacional para la reconstrucción y el desarrollo 1963

21 Banco Internacional para la reconstrucción y el desarrollo 1970.

22 Banco Internacional para la reconstrucción y el desarrollo 1949.

23 En la Ley Básica de Electricidad se creó la Inspección General de Servicios Eléctricos (IGSE) primera agencia reguladora del sector eléctrico salvadoreño. Su campo de acción se limitaba a la inspección financiera y técnica de las compañías privadas del sector.

24 Ver Ley Básica de Servicios Eléctricos de El Salvador (D.L. N 177 del 8 de enero de 1936).

25 Decreto de Creación de la Ley Hidroeléctrica del Río Lempa (D.O. N 139 del 3 de octubre de 1945).

26 Decreto N° 137 de 1948

27 Decreto N 169 de 1970.

transporte, distribución y comercialización de los productos del petróleo. De igual manera, contiene las regulaciones correspondientes a la construcción y funcionamiento de depósitos y tanques para hidrocarburos. Cabe resaltar que las actividades reguladas por esta ley habían sido y continuarían siendo realizadas por operadores privados.

En 1981 se emitió la Ley de Hidrocarburos²⁸. Entre otras cosas, esta ley le otorgó a la CEL el monopolio sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos. Sin embargo, la ley aclara que estas actividades podrán ser realizadas a través de contratos de operación o de prestación de servicios con empresas privadas. En El Salvador no se han descubierto reservas de hidrocarburos, por lo que esta regulación no ha tenido un impacto directo en el sector.

Liberalización del sector eléctrico

Entre 1980 y 1992 El Salvador sufrió una guerra civil donde participaron las fuerzas armadas de El Salvador y el Frente Farabundo Martí para la Liberación Nacional (FMLN)²⁹, que afectó ostensiblemente la economía del país. En 1989 resultó electo Presidente Alfredo Félix Cristiani, del partido Alianza Republicana Nacionalista (ARENA), la primera vez en la historia de El Salvador que un gobierno entregaba pacíficamente el poder a la oposición electa. El gobierno de Cristiani empezó un proceso de pacificación al entablar negociaciones con el FMLN.

Este proceso de paz, liderado por la ONU desde 1990, concluyó exitosamente con la firma de los Acuerdos de Paz de Chapultepec el 16 de enero de 1992. Dentro de ese marco pacificador, también se dio inicio a un programa de reformas sociales, políticas y económicas que buscaban aliviar la pobreza y mejorar los estándares de vida en el país. Estas reformas, enmarcadas en los Programas de Estabilización Económica y Ajuste Estructural, incluyeron la liberalización del tipo de cambio y de los precios de varios productos básicos (no incluyó a los combustibles).

Sub-sector eléctrico

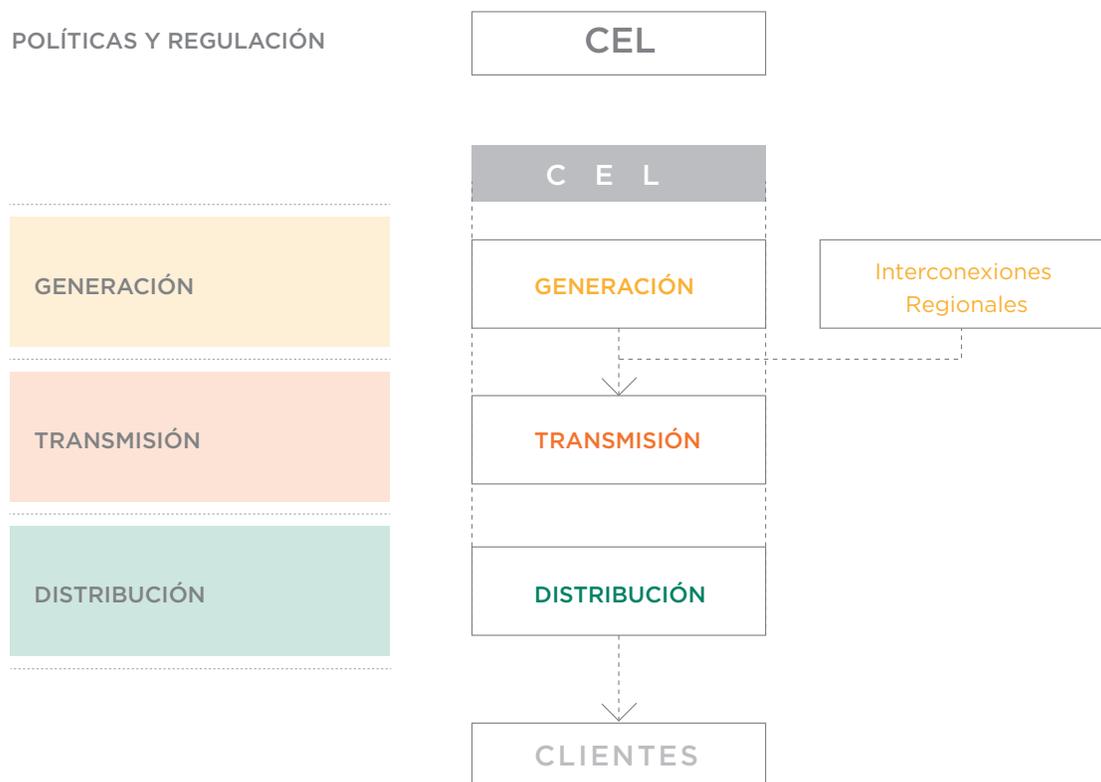
Para 1990, el sub-sector eléctrico, como se observa en la Figura 1, estaba verticalmente integrado y controlado por el Estado a través de la CEL. La empresa pública contaba con una capacidad instalada de generación de 650 MW, lo que representaba 98% de la capacidad instalada total del país (665 MW). De esta capacidad instalada, 403 MW (61%) correspondía a hidroeléctricas, 167 MW (25%) a plantas térmicas convencionales y 95 MW (14%) a geotermia.³⁰ La transmisión y la distribución eran igualmente controladas por la CEL.

28 Decreto N°626 de 1981.

29 Organización de las Naciones Unidas. Reporte de la Comisión de la Verdad para El Salvador. 1 de abril de 1993.

30 Banco Mundial. Power Sector Technical Assistance Project. 31 de mayo de 1991.

Figura 1. Estructura del Sub-Sector Eléctrico en El Salvador, 1990.



Fuente: Eleboración propia

Sub-sector Hidrocarburos

El sub-sector hidrocarburos estaba regulado por el gobierno y era operado por un monopolio privado que controlaba la única refinería del país. Los precios de ambos sectores eran controlados por el Gobierno y en general no reflejaban el costo económico, causando distorsiones en la economía y déficits que debían ser cubiertos con recursos públicos³¹.

Durante el gobierno de Cristiani se dieron los primeros pasos hacia la reforma total en el sector energético, ya que se introdujeron leyes y algunos cambios administrativos en las instituciones del Estado. Sin embargo, será el siguiente gobierno liderado por Alfredo Calderón Sol el que efectúe los cambios más importantes dentro del sector energético, especialmente en el sub-sector eléctrico.

³¹ Banco Mundial 2002.

Calderón Sol, también miembro de ARENA, sucedió a Cristiani en 1994 con minoría legislativa, lo cual lo llevó a firmar un acuerdo de gobernabilidad con el FMLN. Esto le permitió continuar los planes de estabilización y ajuste iniciados por el gobierno anterior, incluyendo las reformas en el sub-sector eléctrico.

Bajo el nuevo gobierno, mediante el Decreto Legislativo N° 808 del 12 de septiembre de 1996, se crea la Superintendencia de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) como nuevo ente regulador. Posteriormente, con la aprobación de la Ley General de Electricidad se le atribuyeron las facultades regulatorias sobre el sub-sector eléctrico.

Creación Mercado Eléctrico Competitivo

En octubre de 1996, después de muchas discusiones y negociaciones entre el Gobierno y el Congreso, se aprobó la Ley General de Electricidad (LGE) por medio del Decreto Legislativo N° 843. Los objetivos de la LGE fueron incluidos en el artículo 2, e incluyen:

- Desarrollo de un mercado competitivo en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización.
- Libre acceso de las entidades generadoras al sistema de transmisión y distribución.
- Uso racional y eficiente de los recursos.
- Precios de generación desregulados y precios de transmisión y distribución regulados de acuerdo a normas establecidas.
- Libertad de los usuarios para elegir su proveedor del servicio.

Uno de los principales mandatos incluidos en la LGE fue el de reestructurar la CEL. El artículo 119 incluido dentro de las disposiciones transitorias indicaba que la empresa pública debía separar sus actividades a efecto de que las “actividades de mantenimiento del sistema de transmisión y operación del sistema de potencia sean realizadas por entidades independientes y que las de generación se realicen por el mayor número posible de operadores”.³²

Para tal fin, la LGE definió las facultades de la SIGET que asumió las responsabilidades regulatorias del sector y creó la figura de la Unidad de Transacciones (UT) que debía ser un organismo privado encargado de operar cualquier sistema interconectado. Entre sus funciones se detalla: operar el sistema de transmisión, mantener la seguridad del sistema y asegurar la calidad mínima de los servicios y suministros; y operar el mercado mayorista de energía eléctrica.³³

³² Artículo 119. Disposiciones Transitorias.

³³ Ley General de Electricidad. Versión original. D.L. No. 843 del 10 de octubre de 1996, D.O. No. 201, Tomo 333 del 25 de octubre de 1996

Adicionalmente, reglamentó el proceso de privatización de todas las compañías de distribución y permitió la entrada de inversionistas privados para la administración de las plantas geotérmicas. Como un paso previo, se creó en 1999 la sociedad de economía mixta Geotérmica Salvadoreña (La-Geo) que en adelante se encargaría de todas las plantas geotérmicas del país. Esta empresa era controlada en su totalidad por el Estado hasta el año 2002 cuando la compañía Italiana Enel Green Power, mediante un proceso de licitación pública, compró 8,9% de las acciones de la empresa mixta.

En julio de 1998, mediante el decreto 354, fue creado el Fondo de Inversiones en Electricidad y Telecomunicaciones (FINET) con el propósito de administrar recursos públicos para la extensión de servicios de electrificación y telefonía en las áreas rurales. Para el año 1999, El FINET había subsidiado 152 millones de colones en consumo y únicamente había invertido 5 millones de colones en infraestructura³⁴.

Desde mayo de 2001 el FINET está también encargado de la administración de fondos públicos para cubrir los subsidios a facturas eléctricas otorgados a consumidores de bajos ingresos. Antes de esta fecha, la CEL estaba encargada de pagar este subsidio.

En 1999 se privatizaron las plantas termoeléctricas Ajacutla, Soyapango y San Miguel, hasta entonces propiedad de la CEL –por medio de dos subsidiarias, Ajacutla y Gensal– al completarse su venta a la empresa norteamericana Duke Energy. Estas centrales tenían una capacidad instalada para ese momento de 305 MW y representaban 38% de la capacidad instalada del país. Esta venta se hizo mediante un proceso de licitación competitivo que incluyó a ocho empresas internacionales en su etapa final, entre ellas Exxon, AES e Iberdrola.

Siguientes pasos hacia un mercado eléctrico competitivo

La elección de Francisco Flores en 1999, el tercer Presidente consecutivo del partido ARENA, significó la continuidad de las políticas macroeconómicas iniciadas por Cristiani y mantenidas por Calderón. Flores implantó un programa de gobierno económicamente ortodoxo llamado Nueva Alianza que expandiría y descentralizaría los servicios de salud, agua, vivienda y educación, reduciría las tarifas eléctricas y el déficit presupuestario y promovería la inversión extranjera. En 2000, Flores anunció la dolarización del colón salvadoreño. La medida entró en vigor el 1º de enero de 2001.

En 1999, dando cumplimiento al ordenamiento de la LGE, se constituyó la Empresa de Electricidad de El Salvador (Etesal) como una empresa independiente encargada del mantenimiento del sistema de transmisión.

34 Declaraciones de Miguel Ángel Simán funcionario encargado del FINET en 1999 para elsalvador.com

En el año 2000 mediante el Decreto Ejecutivo N° 90 del 21 de octubre del 2000³⁵, se emitió el Reglamento Aplicable a las Actividades de Comercialización de Energía Eléctrica con el objetivo de normar los contratos de suministro y abastecimiento de energía eléctrica. Los aspectos a resaltar de este reglamento son:

- Permite la libre elección de la firma comercializadora de energía eléctrica por parte del usuario final.
- Permite que el usuario final pueda ser servido por una o varias firmas comercializadoras al mismo tiempo, siempre y cuando se cuente con un contrato de suministro para cada comercializador.

En 2001 se creó la Dirección de Energía Eléctrica como un organismo adscrito al Ministerio de Economía con el objetivo de manejar el diseño de políticas y estrategias relacionadas con el sector eléctrico³⁶.

Durante el período 2001-2002 se desarrolló el proceso de licitación que permitió la entrada de la compañía italiana Enel Green Power a la generación eléctrica. La empresa italiana se asoció a INE al adquirir 8,5% de las acciones de LaGeo. Esto fue un paso importante en el objetivo de impulsar la inversión privada en la generación eléctrica. Sin embargo, los posteriores esfuerzos de Enel por lograr la mayoría accionaria en la empresa mixta resultaron ser una fuente de polémica.

En 2003, debido a la ausencia de un marco regulatorio que garantizara la existencia de una sana competencia en el mercado eléctrico, se le asignó a la SIGET la función de velar por la aplicación de una normativa transitoria cuyo objetivo era asegurar que los agentes del mercado presentaran ofertas basadas en costos marginales de producción. Esta asignación se realizó por medio del decreto 1216 de mayo de 2003, reformando el artículo 3 de la LGE³⁷.

Las nuevas funciones asignadas al ente regulador fueron:

- a) Velar por la defensa de la competencia en los términos establecidos en la LGE.
- b) Ordenar y contratar la realización de estudios de mercado y consultorías específicas sobre aspectos técnicos que sean necesarios para investigar casos de prácticas anticompetitivas realizadas por los entes que desarrollan las actividades a que se refiere el Art. 1 de la LGE³⁸.
- c) Determinar la existencia de condiciones que garanticen la sana competencia en los precios ofertados en el mercado regulador del sistema, de conformidad al Artículo 112 de la LGE.

35 Publicado en el D.O. N° 205 del 1 de noviembre de 2000.

36 Acuerdo N° 27 del 11 de enero de 2001.

37 D.L. N° 1216 del 11 de abril de 2003, D.O. No. 83, Tomo 359 del 09 de mayo de 2003.

38 Derogado por Decreto N 528 de 2004 (Ley de Competencia).

- d) Ordenar el cese de prácticas anticompetitivas³⁹.
- e) Resolver conflictos sometidos a su competencia y aplicar las sanciones correspondientes contenidas en la LGE.
- f) Requerir la información necesaria para el cumplimiento de sus fines, de conformidad a lo establecido en la LGE.
- g) Informar a la Fiscalía General de la República la existencia de prácticas anticompetitivas que puedan ser constitutivas de delitos y aquellas de igual naturaleza que se susciten con relación a las actividades a que se refiere el Art. 1 de la LGE⁴⁰.

Adicionalmente, en el Decreto 1216 se facultó a la SIGET para regular los cargos cobrados por el uso de las redes de transmisión y distribución. También se introdujo un nuevo procedimiento más abreviado que el anterior para el otorgamiento de las concesiones para plantas generadoras con capacidad nominal total, igual o menor a 5 MW. Otras disposiciones introducidas por el Decreto son:

- Otorga a la SIGET la función de controlar las prácticas anticompetitivas.
- Crea la figura del comercializador independiente.
- Requiere autorización para retirar plantas del sistema.
- Otorga mayor autoridad a la SIGET para regular las tarifas, solicitar información, aprobar los reglamentos e imponer penalizaciones por la calidad del servicio.
- Los comercializadores independientes participan como accionistas en la UT.
- Se incluye el precio de potencia y energía de los contratos de suministro de largo plazo aprobados por la SIGET en los costos de generación transferibles a tarifas.
- Establece el mercado spot con base en los costos de generación cuando no existen las condiciones para garantizar la competencia.

Liberalización del Sub-sector Hidrocarburos

En el subsector hidrocarburos también ocurrieron cambios. En 2003, se liberaron todos los precios de la cadena de hidrocarburos, a excepción del GLP para consumo doméstico, por medio del Decreto 616. A partir de la liberalización de precios, el papel del Estado se limitó a realizar un monitoreo semanal de los precios en las estaciones de servicio del país con el fin de informar a la población cuales eran los mejores precios disponibles.

Esta medida resultó en la reducción de los márgenes acumulados en todos los eslabones de la industria del petróleo, pasando de \$0.40 a \$0.34 dólares por galón en sus primeros tres años de vigencia⁴¹.

39 Derogado por Decreto N. 528 de 2004 (Ley de Competencia).

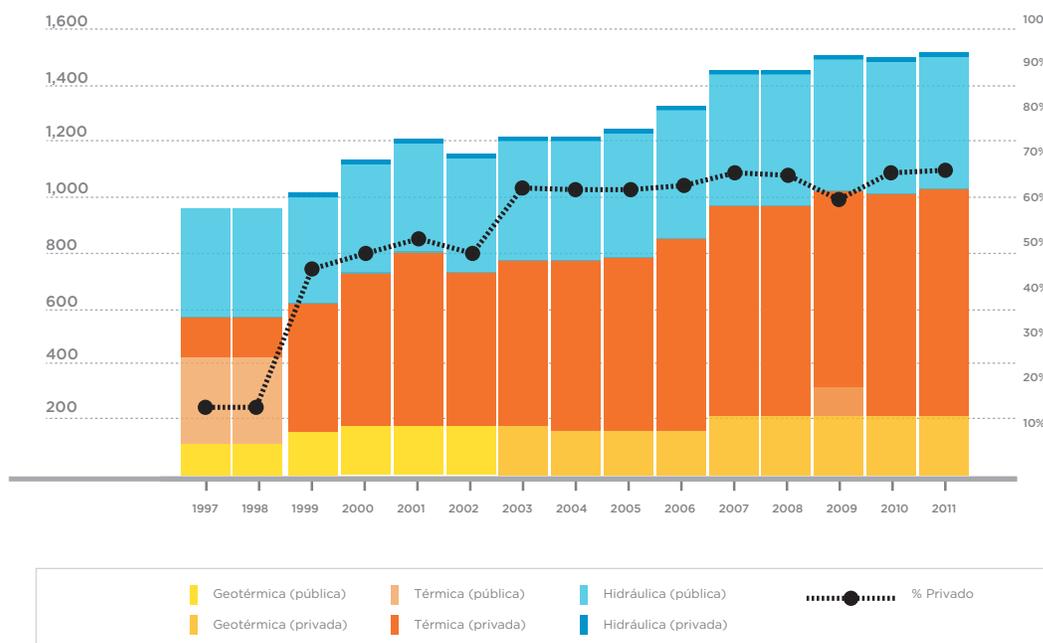
40 Derogado por Decreto N. 528 de 2004 (Ley de Competencia).

41 CEPAL 2005.

En el año 2004 se promulgó la Ley de Competencia⁴². Esta ley derogó tres de los siete literales incluidos en la reforma del año 2000, al quitarle a la SIGET todas las atribuciones relacionadas con el control de prácticas anticompetitivas. Estas atribuciones fueron traspasadas a la Superintendencia de Competencia.

La Ley de Competencia en conjunto con el Reglamento de Comercialización de Energía Eléctrica, constituyen la base que rige la estructura competitiva del segmento de comercialización y determina los límites referentes al poder de mercado en el segmento de distribución.

Gráfico 1. Evolución de la capacidad instalada en El Salvador entre 1997 y 2011. MW.



Participación Privada en el Sub-sector Eléctrico

Como era de esperar debido a las reformas del sub-sector eléctrico, a partir de 1997 se evidencia un crecimiento acelerado de la participación del sector privado en la generación eléctrica. Para el año 1997 sólo 15% de la capacidad instalada estaba controlada por empresas privadas, mientras que 14 años después, en 2011, esta participación alcanzó 69% del total nacional.

42 Decreto N 528 de 2004.

El crecimiento de la participación privada se produjo principalmente debido a la privatización de plantas térmicas en 1998, la expansión en de la capacidad térmica con capital privado y la compra en 2002 de una parte de la LaGeo por parte de la empresa italiana Enel.

Fortalecimiento institucional en un mercado liberalizado

La elección en 2004 de Antonio Saca, líder de la asociación patronal del país, significó un cambio de gobierno mas no de partido, siendo Saca el cuarto miembro de ARENA electo en forma consecutiva a la presidencia. La elección se produjo bajo una promesa de continuidad de políticas sociales y avance democrático. Su Gobierno promovió la inversión extranjera y el libre comercio. Su política energética estuvo condicionada por el aumento acelerado de los precios del petróleo.

En 2005, el Decreto N° 232 estableció el sistema de precios de paridad de importación de GLP como mecanismo automático para la determinación de los precios máximos en el mercado interno⁴³.

Sub-sector eléctrico

En 2006 se reformó la LGE mediante el Decreto 1018. El objetivo de esta reforma fue armonizar la labor desempeñada por la SIGET con la labor de la Superintendencia de Competencia. Para tal fin se estableció que las condiciones de competitividad del mercado fueran determinadas de manera conjunta por ambas entidades utilizando índices técnicos para la medición de competencia en mercados eléctricos. Sin embargo, de acuerdo con la Ley de Competencias, solo la Superintendencia de Competencia tiene facultades para realizar investigaciones relacionadas con prácticas anticompetitivas.

En ese mismo año, como respuesta al incremento de los precios de los hidrocarburos durante principios del siglo XXI, se crea la Comisión Nacional de Energía⁴⁴. Esta institución surge con el objetivo de desarrollar estrategias energéticas que permitieran disminuir el impacto de las variaciones en el precio del petróleo.

En el 2007 la comisión se vuelve permanente, convirtiéndose en el Consejo Nacional de Energía (CNE)⁴⁵. Este organismo, independiente del Ministerio de Economía, quedó encargado de diseñar las políticas del sector con un enfoque orientado hacia los conceptos de energía alternativa y eficiencia energética.

El mismo año se decreta la Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de Energías Renovables⁴⁶, que

43 CEPAL 2006.

44 Decreto N° 72 de 2005.

45 Decreto N° 404 de 2007.

46 Decreto N° 462 de 2007.

ofrece los siguientes incentivos para la construcción de nuevos proyectos hidroeléctricos, geotérmicos, eólicos, solares o de generación a partir de biomasa:

- Exención del pago de los Derechos Arancelarios de Importación de maquinaria durante los 10 primeros años del proyecto.
- Exención del pago del impuesto sobre la renta por un período de cinco años a partir de la entrada en operación comercial del proyecto.
- Exención de todo tipo de impuestos sobre la venta de certificados en mercados de carbono.

Además, la Ley de Incentivos establece que la SIGET, haciendo uso de los instructivos de la Dirección Nacional de Impuestos Internos y Aduanas, es el organismo rector encargado de velar por la aplicación de estas disposiciones.

En 2008 se reforma el artículo 52 de la LGE, permitiendo que operadores conectados al sistema de transmisión a través de terceros, como es el caso de algunos comercializadores, pudieran participar en el despacho programado del mercado administrado por la UT y reglamentando la existencia de comercializadores puros en el mercado de electricidad del país. En ese mismo año se decreta el reglamento del CNE y este último comienza a ejercer funciones a mediados de 2009.

Bajo el Gobierno de Antonio Saca se suscita la polémica referida anteriormente sobre el control accionario de LaGeo. El socio minoritario, la empresa privada italiana Enel, efectuó entre 2002 y 2005 inversiones unilaterales que aumentaron la capacidad instalada de LaGeo en 40 MW. Esto le permitió aumentar su participación accionaria⁴⁷ en la empresa mixta de 8,5% a 36,2%.⁴⁸ Posteriormente, presentó a la junta de LaGeo un plan de inversiones adicionales por 127 millones de dólares. Si ese plan de inversión se llevaba a cabo, según lo estipulado en el contrato de sociedad, Enel alcanzaría a acumular 53% de la empresa mixta, controlándola⁴⁹.

Sin embargo, CEL por medio de su empresa subsidiaria INE –socia de Enel dentro de LaGeo– no permitió que se ejecutara ese plan de inversión, al considerar esta fuente como un recurso estratégico que debía permanecer en manos del Estado.⁵⁰ El asunto fue llevado ante un árbitro internacional que en 2011 falló a favor de Enel. La CEL solicitó en 2012 la anulación de esa decisión sin que haya solución final para cuando este documento fue terminado. Por lo tanto, en la actualidad LaGeo se mantiene como una empresa mixta, con Enel como socio minoritario.

47 El contrato de sociedad firmado en el 2002 entre Enel y INE estipulaba que cualquier inversión para aumentar la capacidad instalada efectuada por alguno de los accionistas se capitalizaría automáticamente, aumentando así la participación del inversionista dentro de LaGeo

48 http://www.elsalvador.com/mwedh/nota/nota_completa.asp?idCat=47655&idArt=6230679 Declaraciones de Guillermo Sol Bang, presidente de la CEL durante la firma del acuerdo CEL-Enel

49 <http://m.laprensagrafica.com/2012/03/29/enel-no-logra-mayor-participacion-en-lageo/>

50 Declaraciones de Irving Tochez, presidente de la CEL para el 2011 http://www.elsalvador.com/mwedh/nota/nota_completa.asp?idCat=6374&idArt=6043087

Sub-sector Hidrocarburos

Adicionalmente, en el subsector hidrocarburos, se emite el decreto de creación de la Ley de Gas Natural⁵¹, que establece las condiciones legales para la importación, almacenaje, regasificación, transporte, distribución y comercialización del gas natural. Y faculta a la DRHM, bajo los lineamientos de la CNE, para que lleve a cabo la regulación del mercado.

Matización de la Política liberal

La elección en 2009 del periodista Mauricio Funes como presidente significó el fin de 20 años de gobierno arenista y la primera vez que un militante del FMLN ocupa el más alto cargo en El Salvador. Impulsado por un FMLN alejado de su pasado guerrillero con una plataforma política centrista, Funes obtuvo 51% del voto para batir al candidato por ARENA, Rodrigo Ávila, un ex director de la policía nacional salvadoreña. Durante la campaña, el candidato por el FMLN prometió aumentar el gasto social, mantener la lucha contra el narcotráfico y continuar bajo un esquema monetario dolarizado.

En términos de política energética, el gobierno de Funes hizo públicos en 2010, por medio del Consejo Nacional de Energía, los lineamientos principales que dirigirían sus decisiones para ese sector. Estos objetivos generales incluyen: impulsar al Estado como un actor en el desarrollo del sector energético; garantizar el suministro de energía; disminuir la dependencia del sector en petróleo y derivados favoreciendo en su lugar a las fuentes renovables; y minimizar el impacto ambiental del consumo energético. También se busca diversificar la matriz energética, proteger al consumidor, promover la eficiencia energética y ampliar la cobertura eléctrica.

51 Decreto N° 630 de 2008.



Guatemala

Con un producto interno bruto de USD 37.7 mil millones (año 2009) y un área de 107.16 mil kilómetros cuadrados (Km²), Guatemala se posiciona como la economía de mayor tamaño del istmo centroamericano excluyendo a México. Su población para ese año alcanzó 14 millones de habitantes, ubicando su PIB per cápita en 2,661 USD.

Alrededor de 51% de la población guatemalteca habita en zonas rurales, porcentaje que coincide con la proporción poblacional que vive debajo de la línea de pobreza nacional. Se ubica en la posición 116/169 en el índice de desarrollo humano (año 2010) y posee una cobertura de electricidad a nivel nacional de 83.5% (año 2009).

En relación al sector energético, y en particular al sub-sector eléctrico, para 2010 Guatemala contó con una capacidad instalada de generación de 2474.5 MW, la segunda más elevada después de Costa Rica, y una demanda máxima de 1467.9 MW. A partir de esta capacidad, se ofertaron internamente 7914.1 GWh de energía y hubo una importación neta de 223.4 GWh.

En cuanto al sub-sector de hidrocarburos, Guatemala es el segundo productor de petróleo de la región después de México y ha sido históricamente un exportador neto de crudo e importador neto de productos derivados, para ser un importador neto de petróleo. Para 2010, su producción anual de crudo se situó en 4.3 millones de barriles, de los cuales se exportaron 3.86 millones, cerca de 90% de su producción total. Ese mismo año, su consumo interno de crudo y derivados alcanzó 26.2 millones de barriles, volumen que fue cubierto casi de manera exclusiva por importaciones (70% procedente de EEUU) y por la contribución de la refinería “La Libertad”, que para el 2010 transformó un total de 472.7 mil barriles de productos derivados.

GUÍA DE ACRÓNIMOS

AMM	Administración del Mercado Mayorista
BOO	Build-Own-Operate
CNEE	Consejo Nacional de Energía Eléctrica
CTE	Consumo Total de Energía
Deocsa	Distribuidora Eléctrica de Occidente SA
Deorsa	Distribuidora Eléctrica de Oriente SA
DGE	Dirección General de Energía
DGH	Dirección General de Hidrocarburos
ECOE	Empresa Comercializadora de Energía
EEGSA	Empresa Eléctrica de Guatemala
EGEE	Empresa de Generación de Energía Eléctrica
ETCEE	Empresa de Transmisión y Control de Energía Eléctrica
FONPETROL	Fondo de Desarrollo Económico de la Nación
GWh	Giga Watt Hora
Hispanoil	Hispánica del Petróleo
IEA	International Energy Agency
HEMA	Impuesto a las Empresas Mercantiles y Agropecuarias
INDE	Instituto Nacional de Electrificación
ISLR	Impuesto sobre la Renta
kV	Kilo Volt
KWh	Kilo Volt Hora
LGE	Ley General de Electricidad
LH	Ley de Hidrocarburos
mbd	Mil Barriles por Día
mbepd	Mil Barriles Equivalentes de Petróleo por Día
MEM	Ministerio de Energía y Minas
MW	Mega Watt
OEP	Oferta de Energía Primaria
PEP	Producción de Energía Primaria
PIB	Producto Interno Bruto
PPA	Power Purchase Agreement
SIN	Sistema Interconectado Nacional
Trecca	Transportadora de Energía de Centroamérica, SA
WB	World Bank

Sector Energético Actual

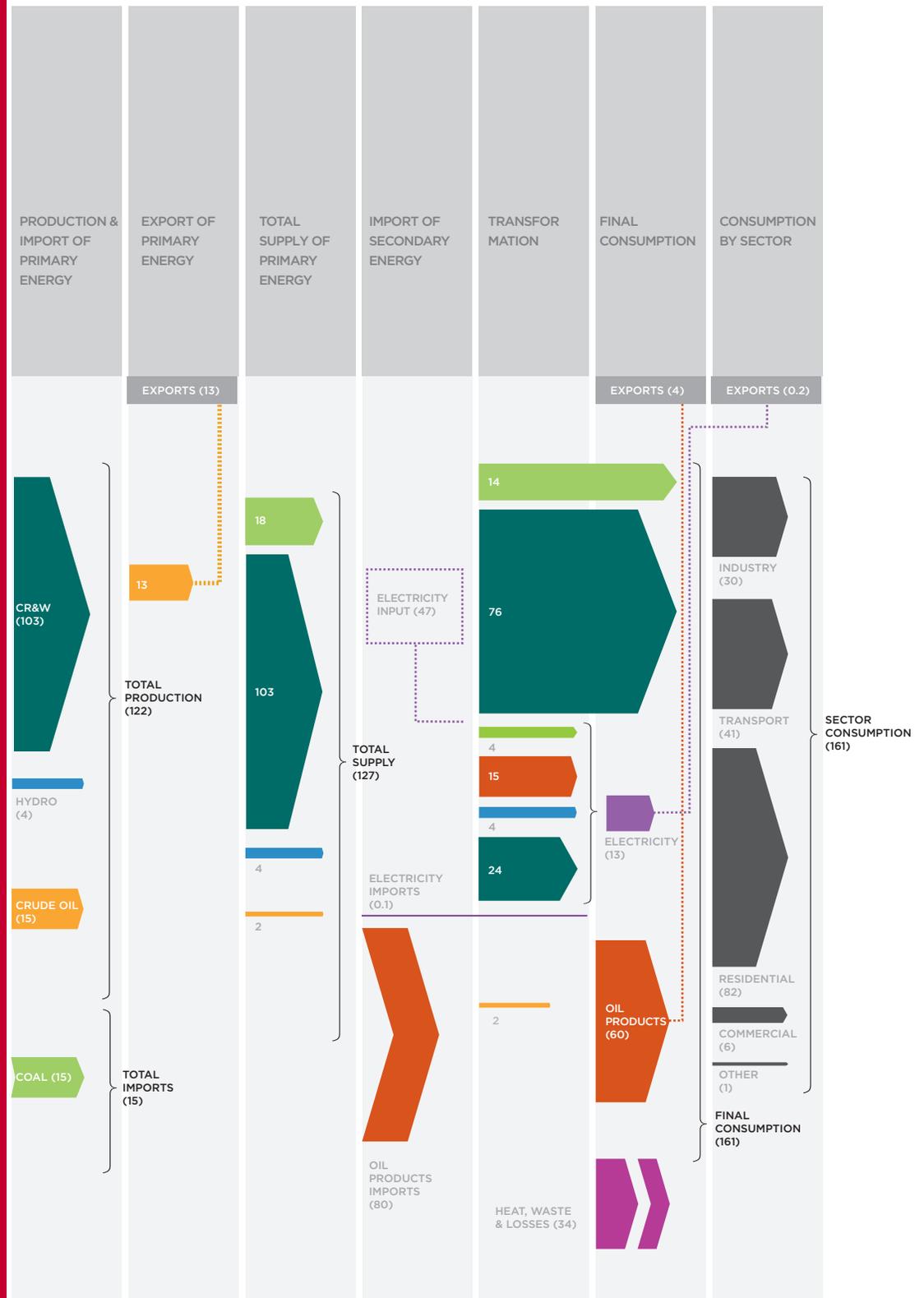


En el año 2009 el Consumo Total de Energía (CTE) de Guatemala alcanzó 207 mil barriles equivalentes de petróleo por día (mbepd). Un aumento de 22% respecto al promedio del período 2005-08. La composición del consumo total cambió ligeramente entre 2005 y 2009. Se mantuvieron los biocombustibles (esencialmente leña consumida en las zonas rurales) como la principal fuente de consumo, aumentaron las importaciones de carbón y se redujo el uso de energía hidráulica.

CURRENT

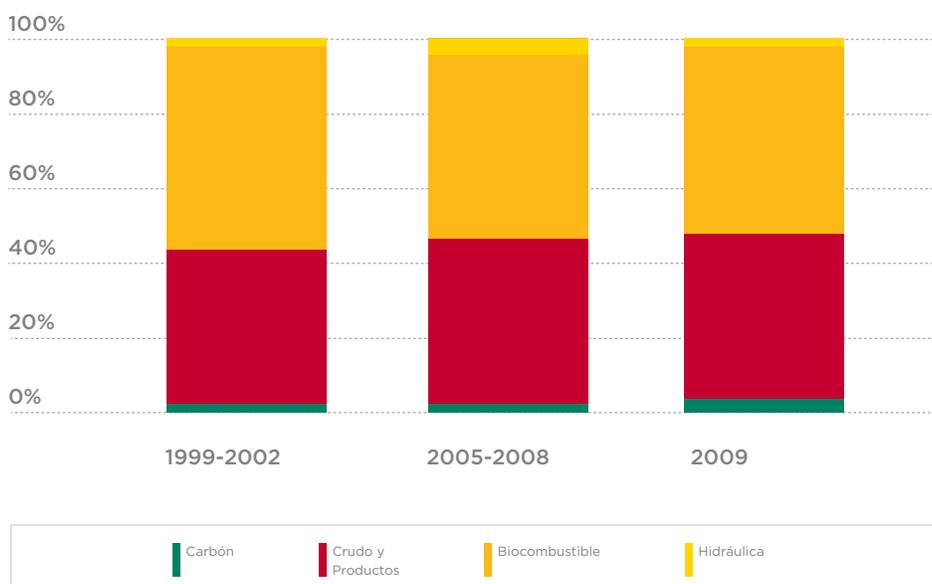
Energy Flow

(kboe/day)



Si bien el consumo de biocombustibles siguió representando 50% del uso total con casi 103 mbepd, compuestos en 80% por el consumo de la leña en las zonas rurales de Guatemala, las demás fuentes de energía mostraron cambios de la siguiente manera: el consumo de carbón importado pasó de 8 mbepd entre 2005-2008 a 18 mbepd para 2009, aumentando su participación en el CTE de 5% a 9%. Este aumento en las importaciones de carbón se debió en gran parte a la creciente demanda de la central termoeléctrica San José.

CONSUMO TOTAL DE ENERGÍA



Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

Al mismo tiempo, la importancia de los combustibles líquidos para el consumo bajó de 42% a 40%, a pesar de mostrar un crecimiento en términos absolutos de 15% entre el promedio 2005-2008 y el de 2009, pasando de casi 71 mbepd a casi 82 mbepd. El consumo de energía hidráulica también bajó su aporte al CTE, pasando de 4% a 2% con 3.6 mbepd, 42% por debajo de su total promediado entre 2005 y 2008 de 6.2 mbepd.

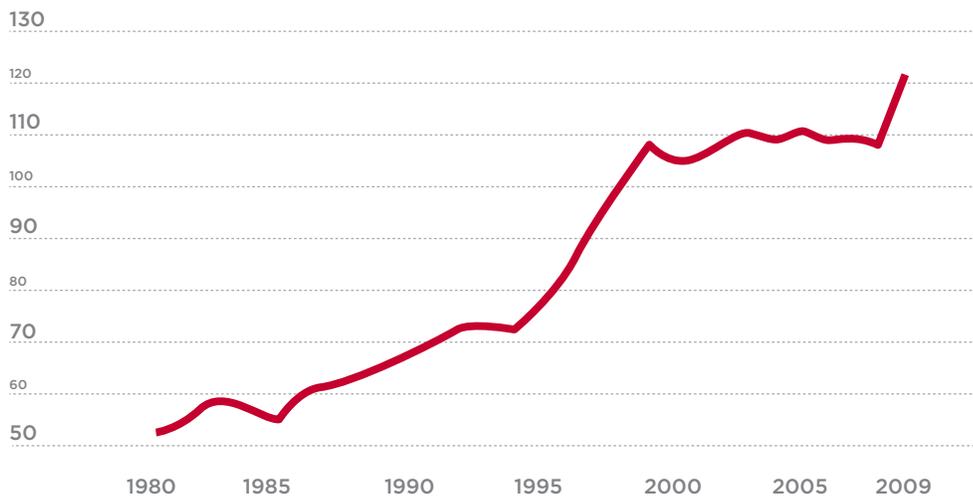
Producción, balance comercial y oferta de energía primaria

Producción

La producción de energía primaria (PEP) en 2009 se inclinó aún más hacia los biocombustibles, conformados en 85% por leña. Pasaron de ser 78% de la producción de energía primaria a representar 85%, con 103 mbepd. Ninguna otra fuente primaria se acercó al aporte de los biocombustibles o biomasa. La importancia del consumo de leña y otros biocombustibles es estándar para la región centroamericana.

Es importante notar también que Guatemala es el único país de la región que produce petróleo crudo – 15 mil barriles por día para 2009, ligeramente por debajo de los 18 mil barriles promediados entre 2005 y 2008. Este petróleo se extrajo principalmente en los campos Xan, Chocop, Rubelsanto y Yalpemech, todos al norte del país y representó 12% del PEP. El 3% restante vino a partir de la energía hidráulica con 3.6 mbped en 2009, muy por debajo del promedio anual entre 2005 y 2008 de 6.2 mbepd, a causa de una importante sequía que bajó los niveles de agua en las principales centrales hidroeléctricas del país, incluyendo Chixoy con 300 MW de capacidad instalada.

GUATEMALA: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA
miles de barriles equivalentes de petróleo por día (mbepd)



Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

De última y con rezago en la PEP se colocó la producción de energías solar y eólica. En operación para 2009 se encontraban los parques eólicos Tilará (19.8 MW, inaugurado en 1996), Molinos Viento del Arenal (24 MW, inaugurada en 1997), Aeroenergía (6.75MW, inaugurada en 1998), Tejona (19.8 MW, inaugurado en 2002) y Western Lake Arenal (23 MW, inaugurada en 2005). Como se menciona arriba, Costa Rica también contaba con una pequeña capacidad para generar energía solar, de 0.14 MW. A partir de esta infraestructura el país produjo 0.6 mbepd - 50% por encima del total promediado entre 2005 y 2008 por estas fuentes.

Balance comercial de energía primaria

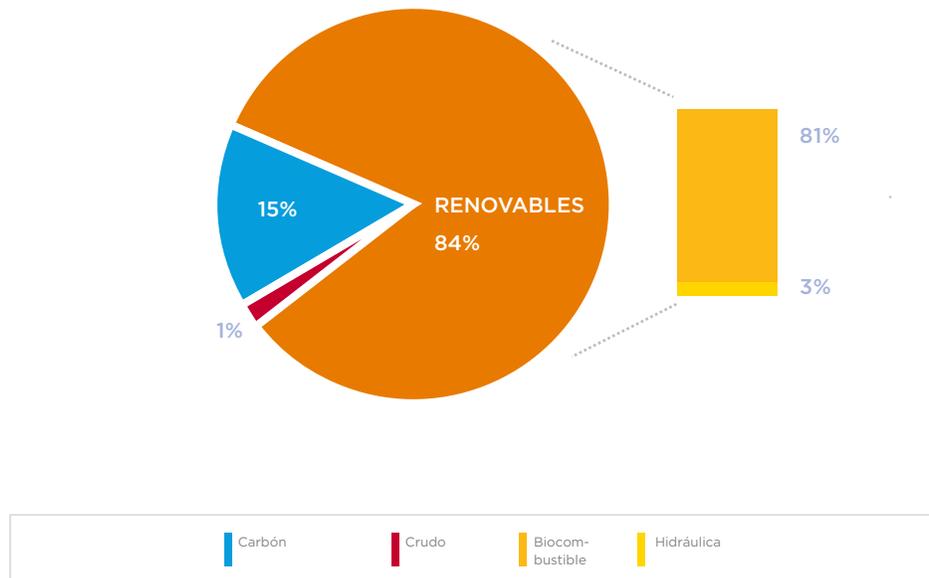
El 90% de la producción de crudo de Guatemala se destinó a la exportación, 13 mil barriles diarios de los 15 mil producidos cada día. Las importaciones de carbón aumentaron notablemente de 8 a 15 mbepd, impulsadas en parte por la incorporación de centrales eléctricas como San José que usan esa fuente como combustible para la generación.

Oferta interna de energía primaria

Considerando la producción doméstica y el balance comercial de energía primaria en Guatemala durante 2009, la Oferta de Energía Primaria (OEP) se colocó en 127 mil barriles equivalentes al día. Como la mayoría de los países de la región, la oferta primaria dependió en su amplia mayoría del suministro de biomasa.

En el caso de Guatemala, esta fuente representó 81% del OEP. Junto al suministro hidráulico de 3%, las energías renovables aportaron 84% de la oferta primaria de 2009. Los combustibles fósiles representaron el 16% restante, compuesto en 15% por el suministro de carbón y en 1% por petróleo crudo a refinarse en el país.

OFERTA DE ENERGÍA PRIMARIA



Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

Electricidad

Capacidad instalada

La capacidad instalada para generar electricidad en Guatemala experimentó un crecimiento importante en la última década, de aproximadamente 60%. Este crecimiento estuvo impulsado en gran medida por la incorporación de capacidad de generación adicional en nuevas centrales, incluyendo las plantas hidráulicas privadas de mediano tamaño como Las Vacas, Renace y El Canada. Así la capacidad de generación pasó de 540 MW a 778 MW, un aumento de 44% desde el año 2000.

Hay también que notar la incorporación de centrales geotérmicas durante la década de los 2000 como Calderas y Orzumil para explicar el aumento en la capacidad instalada no hidroeléctrica que se refleja en un aumento de 29 MW a 340 MW entre 2000 y 2009. En este sentido es importante recalcar que la energía geotérmica no se contabiliza en nuestros demás cálculos de oferta y consumo energético porque la IEA no reporta estas cifras de energía geotérmica para Guatemala sino a partir del 2010. Sin embargo, es necesario recalcar la explotación de este recurso al discutir el sector eléctrico del país.

Por último, el crecimiento de las centrales termoeléctricas en la última década fue de 38%, en parte debido al incremento en el uso de carbón y a la incorporación de plantas termo-generadoras de propiedad privada como se describe en secciones siguientes.

Capacidad Instalada (MW)	2000	2005	2009
Total Renovables	569	746	1118
Hidroeléctrica	540	717	778
No hidroeléctrica	29	29	340
Termoeléctrica	1125	1345	1555
Total	1694	2091	2673

Fuente: U.S. EIA

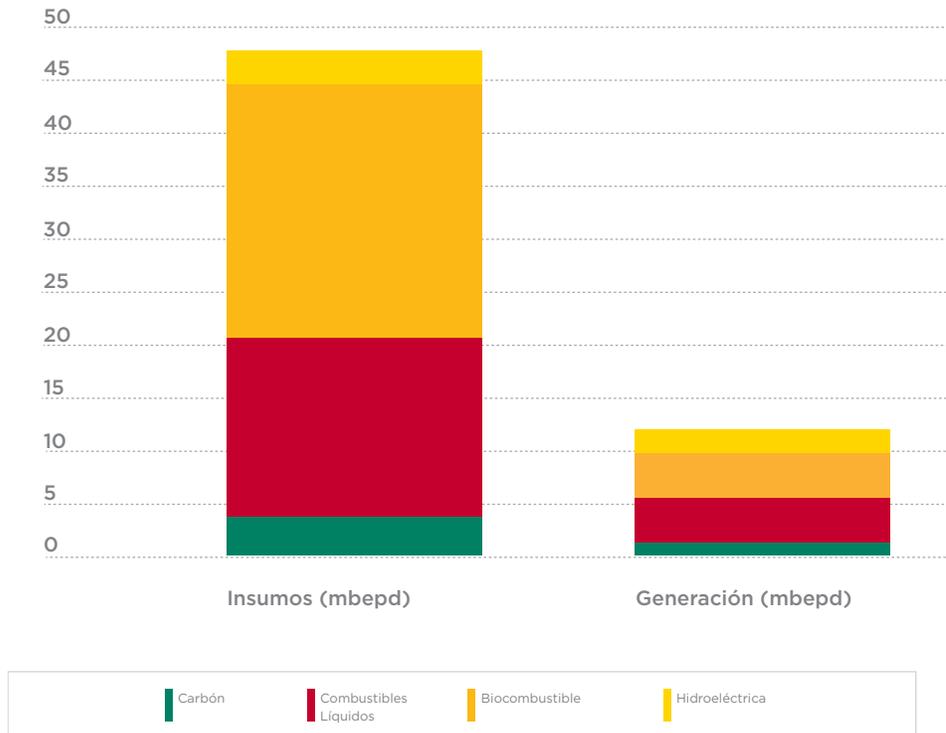
Insumos a la generación eléctrica

Guatemala	2005-2008		2009	
Insumos totales para la generación (mbepd)	32.8	100%	46.8	100%
Combustibles líquidos	11.7	36%	15.4	33%
Carbón	5.4	16%	3.6	8%
Renovables	15.7	48%	27.8	59%

Renovables incluyen energía hidráulica, combustibles renovables y otras fuentes renovables
Fuente: Cálculos propios basados en información de la IEA

Según la información de la IEA, que como notamos arriba en el caso de Guatemala excluye la energía geotérmica, el consumo para la generación eléctrica en Guatemala mantuvo sus patrones en líneas generales. La importancia relativa de cada fuente energética se mantuvo intacta, con los renovables –principalmente biomasa– en primer lugar con 59%, seguidos por los combustibles líquidos con 33%, y el carbón en tercer lugar con 8%. Sin embargo, es importante notar que Guatemala se volvió más dependiente en su generación eléctrica de la biomasa y la energía hidráulica, al pasar estos de 48 a 59% de los insumos a la generación.

MATRIZ DE GENERACIÓN GUATEMALA 2009



Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

Este crecimiento se debió principalmente a un aumento en el uso de biomasa en la generación eléctrica, al crecer de 10 a 24 mbepd, principalmente en grandes ingenios que usan bagazo de caña como Magdalena, Pantaleón, La Unión, Santa Ana y Concepción.

Matriz de Electricidad

El consumo de electricidad en Guatemala para 2009 alcanzó 9,040 GWh, equivalentes a 12.9 mbepd. Esta cifra es ligeramente superior al promedio 2005-08, de 12.19 mbepd. Sin contabilizar a la geotermia, la generación de electricidad en Guatemala se dividió en tres principales fuentes: biomasa, combustibles líquidos e hidrogenación. A causa de su baja eficiencia, la biomasa representó casi 50% de los insumos a la generación, pero solo 34% de la electricidad consumida.

Por su parte, la hidroelectricidad fue alrededor de 10% de los insumos, pero representó 23% de la generación por la misma razón de eficiencia. Los combustibles líquidos, con 35% de la generación y 33% de los insumos, también mostraron un cambio importante entre insumos y consumo a causa de su tasa de eficiencia. Los 9,040 GWh consumidos en 2009 se distribuyeron principalmente al sector industrial, que representó 40% del consumo eléctrico del país. Le siguieron los sectores residencial y comercial con 33% y 27%, respectivamente.

Balance secundario y consumo final

Balance de energía secundaria

Al no contar con suficiente producción de petróleo crudo ni capacidad refinadora para suplir su demanda interna de combustibles líquidos, Guatemala hizo significativas importaciones de productos derivados de petróleo. Para 2009, esta cifra llegó a 80 mbepd, 14% por encima del total promediado entre 2005 y 2008, de 70 mbepd. Manteniendo su comportamiento histórico, Guatemala exportó 4 mbepd de derivados durante 2009, 2 mbepd por encima del promedio 2005-2008. Por último, cabe acotar que se intercambiaron pequeñas cantidades de electricidad por razones geográficas, que totalizaron 0.1 mbepd importados y 0.2 mbepd exportados.

Consumo final por sectores

El consumo final de Guatemala para 2009 llegó a 160 mbepd, 15% por encima del promedio 2005-08 y se orientó profundamente hacia el sector residencial, como es el patrón en el resto del istmo centroamericano, al ser ese sector 51% del total, con 82 mbepd. Esto refiere una disminución de 3% sobre su promedio 2005-08, explicado por un crecimiento en el consumo de los sectores transporte y comercial. El uso residencial se compuso de la siguiente manera: 90% biomasa, 5% electricidad y 5% derivados del petróleo, manteniendo patrones históricos y un alto uso de biomasa.

El siguiente consumidor fue el sector transporte con 41 mbepd, lo que representó 25% del total, ligeramente por encima del promedio 2005-08. Este sector únicamente usó productos derivados del petróleo. En tercer lugar se ubicó el consumo industrial con 30 mbepd y 19% del total. La industria guatemalteca tuvo un consumo relativamente diversificado a partir de tres fuentes: 49% carbón, 34% derivados del petróleo y 17% electricidad.

Por último, los sectores comercial y otros representaron 5% del total. El uso comercial fue 57% electricidad, 41% biomasa y 2% derivados, mientras que los otros sectores de la economía -1% del total- consumieron únicamente derivados del petróleo. Estos patrones son similares a los que se ven en los demás países de la región.



Organización Institucional del Sector Energético

Estructura Institucional

El sector energético en Guatemala posee cuatro actores estatales de relevancia fundamental y una importante participación del sector privado. Encargándose de la dirección y formulación de políticas del sector, se encuentran la Dirección General de Energía (DGE) y la Dirección General de Hidrocarburos (DGH), ambas pertenecientes al Ministerio de Energía y Minas (MEM). A diferencia de otros países de la región, Guatemala no posee un único organismo regulador para todo el sector energético. El Consejo Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) es el organismo encargado de estas actividades para el sub-sector eléctrico, mientras que la DGH cumple la doble función de dirigir las políticas y actuar como regulador para el sub-sector de hidrocarburos.

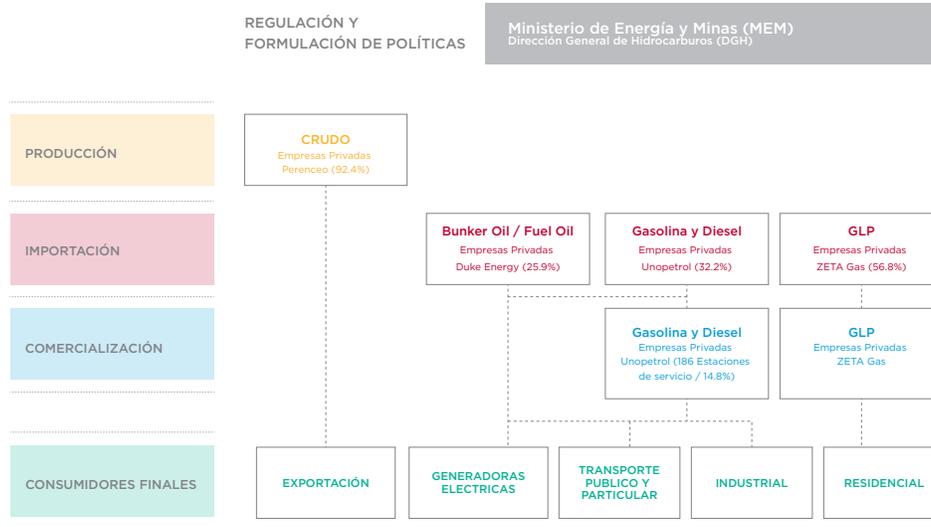
En el sub-sector eléctrico, destaca la participación del Instituto Nacional de Electrificación (INDE) a través la Empresa de Generación de Energía Eléctrica (EGEE) que maneja cerca de 23.3% de toda la capacidad instalada en el país.

La participación del sector privado en el negocio eléctrico ha sido impulsada desde la promulgación de la Ley General de Electricidad (LGE) en 1996. En el segmento de generación, coexisten 44 centrales privadas que en conjunto manejan 76.7% de la capacidad instalada. En el segmento de transmisión, Guatemala se posiciona como el único país del istmo centroamericano en donde existe participación efectiva del sector privado. Este maneja cerca de 15% de las redes de alta tensión a nivel nacional, mientras que el restante 85% lo maneja la Empresa de Transmisión y Control de Energía Eléctrica (ETCEE), de propiedad Estatal. Finalmente, en el segmento de distribución, existen tres empresas que participan en el mercado nacional y que en conjunto logran una cobertura nacional de 84% (WB, 2011). Estas son la Empresa Eléctrica de Guatemala (EEGSA), que nació a partir de la disolución de INDE como monopolio estatal verticalmente integrado, y las empresas Deocsa y Deorsa, pertenecientes al grupo español Unión-Fenosa. Al cierre de 2010, EEGSA abasteció 49.2% de la demanda efectiva a nivel nacional. El grupo Unión-Fenosa, por su parte, suplió el restante 50.8% distribuidos de la siguiente manera: Deorsa 20.3% y Deocsa 30.5%.

En relación al sub-sector de hidrocarburos, destaca la importante apertura y participación de la iniciativa privada. La producción promedio de crudo en el país alcanza los 12 mil barriles diarios, manejados en más de 90% por la empresa anglo-francesa Perenco, encargada de las actividades del principal yacimiento, Xan. Recientemente, sin embargo, se abrió una ronda de licitación para nuevas operaciones de exploración y explotación.

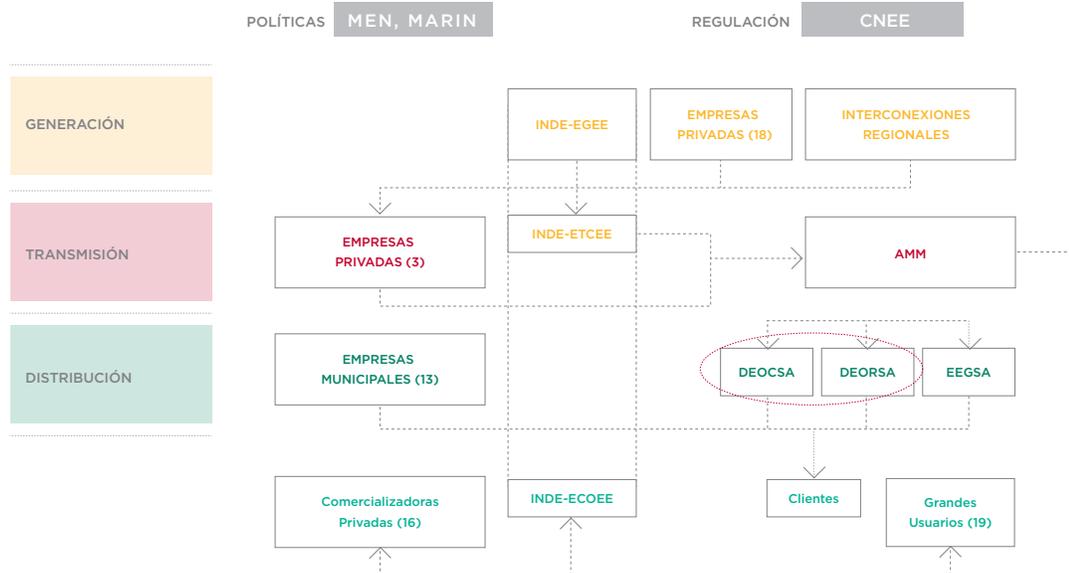
Guatemala posee una única refinería que produce principalmente asfalto y que también es propiedad del grupo Perenco. Las líneas de transporte de crudo y estaciones de bombeo son propiedad de la misma empresa. La comercialización de derivados está abierta a competencia entre las empresas nacionales y extranjeras que deseen participar. Actualmente existen siete comercializadoras de derivados de petróleo y cinco de gas licuado.

Estructura del sub-sector eléctrico en Guatemala, año 2011



Fuente: Elaboración del autor con base en ICE, Aresep, Minaet y marco regulatorio.

Estructura del sub-sector hidrocarburos en Guatemala, año 2011



Fuente: Elaboración del autor con base en ICE, Aresep, Minaet y marco regulatorio.

Formulación de políticas del sector energético

El Ministerio de Energía y Minas (MEM) es el órgano del Estado responsable de elaborar y coordinar políticas, planes oficiales y programas indicativos relativos al sector energético en Guatemala.

Es el encargado de velar porque el proceso de autorización para la instalación de centrales y prestación del servicio de exploración, explotación, transporte y distribución de hidrocarburos se realice conforme a la ley vigente. Asimismo, le concierne atender lo que se refiere al régimen jurídico de la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica. Está encargado, adicionalmente, de las políticas de explotación minera.

De acuerdo a la Ley Orgánica del Organismo Ejecutivo¹ en su artículo 34, le corresponde al Ministerio de Energía y Minas “Le corresponde atender lo relativo al régimen jurídico aplicable a la producción, distribución y comercialización de la energía y de los hidrocarburos, y a la explotación de los recursos mineros”. En consecuencia, el MEM tiene asignadas las siguientes funciones:

- Estudiar y fomentar el uso de fuentes nuevas y renovables de energía; promover su aprovechamiento racional y estimular el desarrollo de energía en sus diferentes formas, procurando (...) 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.

¹ Ley del Organismo Ejecutivo. Decreto 114-97. Promulgada el 10 de diciembre de 1997. Publicado en el Diario Oficial el 12 de diciembre de 1997.

Para cumplir con estos objetivos, el Reglamento Orgánico Interno del Ministerio de Energía y Minas² establece que el MEM está compuesto por cuatro direcciones generales, llamadas: Servicios Administrativos, Energía (DGE), Minas e Hidrocarburos (DGH). Esta última opera adicionalmente como la unidad reguladora del sub-sector de hidrocarburos.

Regulador

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) es el ente regulador del sub-sector eléctrico responsable de velar por el cumplimiento de la Ley General de Electricidad y sus Reglamentos. Se creó en 1996 con la promulgación de dicha ley. Posee funciones de planificación, en tanto que es el encargado de los procesos de licitación para los nuevos proyectos de generación y los procesos de ampliación del sistema de transporte de alta tensión y fue concebido con independencia funcional de acuerdo a lo establecido en la legislación.

Su directiva está compuesta por tres miembros, nombrados por el Presidente de la República de acuerdo a ternas propuestas por la Administración del Mercado Mayorista (AMM), MEM y rectores de las universidades. Su duración en la directiva es de cinco años no escalonados. Percibe ingresos a través de las multas en que incurran los participantes del mercado mayorista y mediante una tasa (0.3%) por las ventas mensuales de electricidad que realizan las distribuidoras.

De acuerdo a la Ley General de Electricidad³ y su reglamento⁴, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) tiene asignadas las siguientes funciones:

- Velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia, así como prácticas abusivas o discriminatorias.
- Definir las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación, de acuerdo a la presente ley, así como la metodología para el cálculo de las mismas.
- Dirimir las controversias que surjan entre los agentes del sub-sector eléctrico, actuando como árbitro entre las partes cuando éstas no hayan llegado a ningún acuerdo.
- Emitir las normas técnicas relativas al sub-sector 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.

² Reglamento Orgánico Interno del Ministerio de Energía y Minas. Acuerdo Gubernativo 382-2006. Promulgado el 28 de junio del 2006. Publicado en el Diario de Centro América N° 66 del 7 de julio del 2006.

³ Ley General de Electricidad. Decreto 93-96. Promulgada el 16 de octubre de 1996. Publicada en el Diario Oficial el 21 de noviembre de 1996.

⁴ Reglamento de la Ley General de Electricidad. Acuerdo Gubernativo 256-97. Promulgado el 25 de marzo de 1997. Publicado en el Diario Oficial el 2 de abril de 1997.

- Velar por el cumplimiento de las obligaciones de los participantes del mercado mayorista y del administrador del mercado mayorista, determinando incumplimientos, así como necesidades de cambios en la estructura o reglas través del Ministerio.
- Realizar acciones de verificación en los siguientes casos
 - Investigar las quejas que presenten los participantes del mercado mayorista.
 - Auditar los costos variables de los generadores.
 - Investigar acciones o circunstancias inusuales de comercialización (...) que indiquen una posible condición de colusión o abuso de posición dominante.
 - Investigar las acciones o hechos que indiquen una posible restricción (...) al libre acceso a la red de transporte y de distribución.
 - Investigar situaciones inusuales en que existe generación disponible que no se ofrece al mercado mayorista o falta de oferta en el mercado.
 - Analizar actividades o circunstancias inusuales en la importación o exportación.
 - Investigar el mal uso o uso inapropiado de información confidencial o trato discriminatorio a agentes del mercado mayorista.
 - Proponer al Ministerio de Energía y Minas mejoras o adiciones para completar vacíos regulatorios de la ley y sus reglamentos (...).
 - Aprobar o no las normas de coordinación propuestas por el administrador del mercado mayorista, así como sus modificaciones.
- Emitir las disposiciones generales y la normativa para regular las condiciones de conexión, operación, control y comercialización de la generación distribuida renovable
- Emitir normas técnicas, procedimientos y requisitos relativos a la expansión del transporte eléctrico.
- Elaborar el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión.
- Elaborar los procesos de licitación para adicionar nueva generación.
- Elaborar los procesos de licitación para la ampliación del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Las últimas seis funciones mencionadas fueron incorporadas en una modificación al reglamento de la LGE, reformado mediante Acuerdo Gubernativo No. 68-2007

En el sub-sector de hidrocarburos el regulador es el Ministerio de Energía y Minas a través de la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) que coordina a la Subdirección de Hidrocarburos y a la Subdirección de Comercialización.

Matriz Institucional del sector eléctrico en Guatemala. Año 2010

Generación		Transmisión		Distribución	
	Capacidad Instalada	Empresa	INDE-ETCEE (85% de las redes)	Empresas	EEGSA DEOCSA DEORSA Emp. Municipales
Hidroeléctrica	35.5%	Propiedad	Estatal	Mercado	Monopolios Regionales
Solar & Eólica	n.a.				
Termoeléctrica	62.5%				
Geotérmica	2.0%	Funciones	Operar el SIN	Cobertura Nac.	84% (2009)
Ppal Empresa Estatal	INDE-EGEE (23.31 ^a)	Part. Privada	Permitida: 3 Empresas (15% de las redes)	Empresa estatal	EEGSA
Participación Privada	Permitida				
Requisitos Registradas	Mínimos 44 Plantas (76.7%)	Política de precios	Peaje, Canon Anual	Part. privada	Permitida
Integración Vertical		Mercado Mayorista		Concesiones	Se solicita autorización Max. 50 años
Incentivos Fiscales		Encargado	AMM	Usuarios subsidiados?	Demanda < 300 kWh mensual
Importación de equipos	Solo fuentes renovables	Funciones	Administrar el MME Operar ventas del MER		
Combustibles	n.a.	Comercializadoras	16	Política de precios	Regulados Cargo por energía calculado como la suma ponderada de las compras del distribuidor
Pequeños generadores	n.a.	Grandes Usuarios	19		
Exención de Impuestos	ISLR, IEMA. Renovables	Dem. Max.	>100 kWM		
Regulador		Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)			
Miembros integrantes en la directiva		5			
Nombrados por el presidente de la república		3 en ternas propuestas por la AMM, MEM y Rectores de las Universidades			
Financiamiento		Tasa a las ventas mensuales de electricidad de las distribuidoras			

Fuente: CEPAL, SIGUET, CNE, CEL, UT y legislación vigente.

Sub-sector eléctrico

El sub-sector eléctrico en Guatemala se caracteriza en la actualidad por contar con una presencia importante del sector privado. Su estructura, vigente a partir de la LGE de 1996, es consistente con la observada en aquellos países en donde se promueve activamente la competencia y libre participación de los agentes económicos; oferentes y demandantes de energía pactan libremente en un mercado de contratos y los excedentes/déficits en un momento determinado se vacían en un mercado de oportunidad a un precio fijado por el generador marginal (spot), que es anunciado por el administrador del mercado.

Por el lado de la oferta se encuentran los generadores de energía, aquellos con capacidades superiores a los 5 MW participan en el mercado mayorista, mientras que los que poseen capacidades inferiores para su autoconsumo o cogeneración (haciendo aportes a terceros) no son sujetos a la coordinación de parte del administrador del mercado. Por el lado de la demanda se encuentran las empresas distribuidoras, comercializadores y grandes usuarios. Las empresas distribuidoras con más de 15 mil usuarios finales forman parte del mercado mayorista, mientras aquellas con un número inferior de usuarios se encuentran bajo un mercado regulado. Estas usualmente se encuentran situadas en zonas rurales donde la demanda de sus usuarios finales no excede los 100 KWh mensuales.

Las empresas comercializadoras que realicen intermediación de energía firme de por lo menos 2 MW también pertenecen al mercado mayorista, pudiendo ofertar o demandar energía y potencia en un momento determinado. Finalmente, se considera como un “gran consumidor” a aquellos usuarios finales con una demanda firme de al menos 100 KW. Éstos pueden pactar directamente con los generadores o ser abastecidos por un distribuidor.

El Instituto Nacional de Electrificación (INDE) es la principal empresa eléctrica nacional. Funciona como una entidad estatal autónoma financieramente independiente⁵ que, de acuerdo con la legislación vigente, no puede estar integrada verticalmente. Está conformada por tres empresas -Empresa de Generación de Energía Eléctrica (EGEE), Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE) y la Empresa Comercializadora de Energía (ECOE)-, todas administrativamente independientes entre sí y encargadas de las actividades de generación, transmisión y comercialización en el mercado mayorista, respectivamente⁶.

⁵ Decreto 64-94 del 19 de febrero de 1995. Publicado en el Diario de Centro América No 84 del 20 de febrero de 1995

⁶ De acuerdo a la información del INDE, ECOE se encarga de la comercialización de bienes, productos y servicios que se compran o venden en el mercado mayorista nacional e internacional, tales como potencia eléctrica, energía eléctrica, servicios de transporte de energía eléctrica, servicios complementarios, importaciones, exportaciones, entre otros, con *carácter de intermediación y sin participar en la generación, transporte, distribución o consumo*; cumpliendo para tal efecto con las disposiciones legales aplicables.

Generación

Para el caso particular del segmento de generación, en 2010 se registraron 42 centrales en manos de 29 empresas privadas. Éstas en conjunto manejaron 76.7% de la capacidad instalada, mientras que la empresa Estatal INDE-EGEE manejó el restante 23.3%.

En cuanto a la distribución de la capacidad de generación por fuentes, para el mismo año 37.5% de la infraestructura instalada se abastecía a partir de fuentes renovables (35.5% con tecnología hidroeléctrica, 2% con tecnología geotérmica) y el restante 62.5% se abastecía a partir de fuentes térmicas, principalmente búnker y una pequeña participación de diesel.

En líneas generales, el Estado de Guatemala a través de EGEE maneja la mayoría de las fuentes renovables de generación (57%), mientras que los inversionistas privados manejan la mayoría de las fuentes no renovables (88%). La Tabla 1 presenta una descripción por fuente y propiedad de la capacidad instalada de generación para 2010.

Tabla 1. Distribución de la capacidad de generación eléctrica en Guatemala, año 2010

Fuentes	Públicas	Privadas	Total
Primarias			
Hidráulica	20.2%	15.4%	35.5%
Geotérmica	n.a.	2.0%	2.0%
Eólica	n.a.	n.a.	n.a.
Secundarias			
Térmica	3.1%	59.4%	65.2%
Total	23.3%	76.7%	100%

Fuente: CEPAL y cálculos propios.

Los generadores en Guatemala pueden pactar con otros participantes del mercado las ventas de energía y potencia a un precio libre fijado entre las partes. Los desequilibrios que puedan resultar de esta interacción son cubiertos en un mercado spot a un precio fijado por el administrador del mercado mayorista basado en el costo marginal de generación. Para 2010, cerca de 90% de las transacciones de energía fueron realizadas bajo la modalidad de contratos y el restante 10% en el mercado *spot*.

Transmisión

Esta oferta de energía se transporta a través de líneas de mediana y alta tensión. Guatemala cuenta con una red de transmisión de aproximadamente 3750 Km (año 2010) distribuidos de la siguiente manera:

- 766 Km en líneas de 230 kV.
- 297 Km en líneas de 138 kV.
- 2687 Km en líneas de de 69 kV.

Una de las características más relevantes de la legislatura en materia energética en Guatemala, y que contrasta con el resto de los países del istmo, es que se considera como libre el transporte de electricidad siempre que no sea necesario utilizar bienes de dominio público, y en el caso de implicar el uso de estos bienes la participación en el transporte de electricidad requiere de una autorización por parte del MEM.

A la fecha, Guatemala es el único país de Centroamérica que posee participación privada en su sistema de transmisión. Esta maneja cerca de un tercio de la longitud total de las redes, mientras que la empresa Estatal ETCEE maneja los dos tercios restantes. La Tabla 2 resume la participación privada en el segmento de transmisión.

Tabla 2. : Longitud (Km.) de líneas de transmisión por empresa, año 2010

Empresa transportista	Longitud (Km) por nivel de voltaje			
	230 V	138 kV.	69 kV.	Total
ETCEE	669	297	1432	2398
Redes Eléctricas de Centroamérica S.A.	-	-	696	696
DUKE Energy International	33	-	-	33
Transportista Eléctrica de Centroamérica S.A.	64	-	559	623
Total	766	297	2687	3570

Fuente: CNEE

El sistema de transmisión, sin embargo, ha resultado insuficiente para abastecer la demanda creciente de energía eléctrica en el país. Varios analistas han señalado que con el actual sistema de redes es imposible evitar sobrecargas y fallas de suministro. Por estas razones, el MEM, a través de un estudio realizado por el CNEE, espera incorporar para 2013 unos 845 Km adicionales en líneas de transmisión. Estos fueron adjudicados en licitación abierta a la empresa Transportadora de Energía de Centroamérica, SA. (Trecsa) en 2010.

El precio por el uso de las redes de transporte (peaje) es libre en tanto sea pactado mediante contratos entre las partes interesadas. Para todas las transacciones que se deriven del mercado de oportunidad, el peaje por el uso de las redes de transmisión está regulado por el CNEE.

Distribución

En cuanto al segmento de distribución, en Guatemala existen tres grandes empresas que participan en el mercado mayorista y cerca de 13 empresas municipales que abastecen zonas geográficas debidamente identificadas con menos de 15.000 usuarios. En conjunto, todo el sistema tiene una penetración cercana a 84% de los hogares del país (WB, 2010).

Por el lado de los privados se encuentran: en la región central la Empresa Eléctrica de Guatemala SA (EEGSA), en el oriente y occidente del país la Distribuidora Eléctrica de Oriente SA (Deorsa) y la Distribuidora Eléctrica de Occidente SA (Deocsa), respectivamente.

Antes de la promulgación de la LGE en 1996, EEGSA formaba parte de INDE, que funcionaba como un monopolio del Estado verticalmente integrado, sin embargo luego de entrar en vigencia la regulación que prohíbe expresamente la integración vertical de las actividades de generación, transporte y distribución, 60% de las acciones de la distribuidora fueron compradas por los grupos Iberdrola Energía SA, TPS de Ultramar Ltd y EDP Electricidad de Portugal SA en 1998.

Por su parte, las empresas Deorsa y Deocsa, pertenecientes al grupo español Unión-Fenosa, ingresaron al mercado guatemalteco en 1999 en el marco de otra operación de venta accionaria por parte del Estado.

Para 2010, la demanda de energía por parte de los distribuidores participantes del mercado mayorista a nivel nacional fue de 5048.82 GWh, de los cuales EEGSA consumió 2885.2 GWh (57,15%), Deocsa 1240.3 GWh (24.57%) y Deorsa 923.3 GWh (18.29%).

Los usuarios finales del servicio de distribución son clasificados en dos grandes grupos de acuerdo a su consumo mensual: aquellos con un consumo menor o igual a 300 KWh se encuentran bajo un régimen de tarifa subsidiada o "tarifa social", mientras que aquellos con un consumo mensual superior a los 300 KWh se encuentran dentro de la categoría de "tarifa regular". La tarifa social fue creada en el Decreto 96-2000 y se encuentra vigente desde enero de 2001. Su objetivo es el de favorecer al usuario regulado del servicio de distribución final con consumos equivalentes a 10 KWh/día.

Bajo este esquema de subsidios establecidos por la ley se beneficia cerca de 80% de los usuarios residenciales, muchos de los cuales pertenecen a la clase media de ese país y que, sin necesitarlo, son beneficiados por un subsidio que en la última década ha resultado crecientemente costoso para el Estado.

Finalmente, la operación de coordinación y administración de las operaciones de compra y venta de energía es llevada a cabo por la Administración del Mercado Mayorista (AMM).

La AMM es un ente privado sin fines de lucro creado a partir de la LGE de 1996, cuya finalidad es manejar los productos y servicios que se compran y venden en el mercado mayorista; potencia eléctrica, energía eléctrica, servicios de transporte de energía eléctrica y servicios complementarios. Sus funciones de acuerdo a la ley son las siguientes:

- La coordinación de la operación entre centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte, en un marco de libre contratación de energía eléctrica entre agentes del mercado mayorista.
- Establecer precios de mercado de corto plazo para las transferencias de potencia y energía entre generadores, comercializadores, distribuidores, importadores y exportadores; específicamente cuando no correspondan a contratos libremente pactados.
- Garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica en el país.
- Realizar la Programación de Operación: Planificar anualmente la forma en que se cubrirán las necesidades de potencia y energía del sistema
- Supervisión de la Operación en Tiempo Real: Vigilar el comportamiento de la demanda, la operación del parque generador, sistema de transporte y mantener la seguridad del suministro
- Administración de las transacciones: Cuantificar los intercambios de potencia y energía entre los participantes del MM y valorizarlos utilizando el precio de oportunidad de la energía y el precio de referencia de la potencia.

Son agentes del mercado mayorista los siguientes participantes:

- Generadores con una potencia firme de por lo menos 5 Megavatios (MW).
- Comercializadores que manejen bloques de energía de por lo menos 2 Megavatios (MW) incluyendo a los importadores y exportadores.
- Distribuidores con un mínimo de 15,000 usuarios.
- Transportistas con una potencia firme conectada mínima de 10 Megavatios (MW).
- Grandes usuarios, aquellos con una demanda máxima de al menos 100 KW.

Actualmente participan en el mercado mayorista cerca de 29 empresas en la etapa de generación (28 privados + EGEE), en transmisión y transporte tres empresas privadas + ETCEE, en la etapa de distribución las empresas Deocsa, Deorsa y EEGSA, en la etapa de comercialización unas 16 empresas y 19 como grandes usuarios.

Los participantes del mercado mayorista realizan operaciones bajo dos modalidades:

- Un mercado de oportunidad o mercado spot, con un precio establecido en forma horaria. El precio lo establece el CNEE calculado con base en el costo marginal de corto plazo, que resulta del despacho de oferta disponible.
- Mercado a término para contratos entre agentes o grandes usuarios, con plazos, cantidades y precios pactados entre las partes.

Matriz institucional del sub-sector hidrocarburos en Guatemala

Producción		Importación		Comercialización	
Empresas privadas	si (100%)	Importaciones por producto		Comercialización por productos	
Duración de los contratos	25 años. Prórroga hasta por 15 años adicionales al vencimiento	Gasolina y Diesel		Gasolina y Diesel	
		Porcentaje de las importaciones (2011)	62.9%	Total estaciones de servicio	1256
Contratos vigentes		Principales empresas (Participación)	Unopetrol Guatemala (32.2%) Puma Energy (18.3%) Esso (18.3%) Chevron (12.1%) Blue Oil (10.3%) Petrolatin (8.3%)	Porcentaje del consumo final (2011)	64.20%
Contrato 2-85				Política de precios/	Libres
Operador	Perenco			Participación del mercado	Unopetrol (186 / 14.8%) Chevron-Texaco (122 / 9.7%) Esso (94 / 7.5%) Quetzal (52 / 4.1%) Puma (20 / 1.6%) Otros (782 / 62.3%)
Fecha de vencimiento	2025				
Participantes de mercado (2011)	92.4%	Bunker oil o Fuel oil			
		Porcentaje de las importaciones (2011)	15.3%		
Contrato 2-2009		Principales empresas (Participación)	DEI Guatemala (25.9%) Puerto Quetzal (14.6%) Puma Energy (14.3%) Chevron Guatemala (10.7%) Uno Petrol (10.9%) Combustibles y Derivados (9.7%) Esso Standard Oil (9.6%) Gasolineras Exelentes S.A. (4.1%)	GLP	
Operador	La empresa petrolera del Itzmo S.A.			Porcentaje del consumo final (2011)	11.20%
Fecha de vencimiento	2024			Política de precios/	Libres
Participantes de mercado (2011)	5.5%			Participación del mercado	Zeta Gas Tropigas Gas Metropolitano Global Gas
Contrato 1-2005				Bunker oil o Fuel oil	
Operador	Petro Latina Corporation			Porcentaje del consumo final (2011)	12.50%
Fecha de vencimiento	2020			Política de precios/	Libres
Participantes de mercado (2011)	0.1%	GLP		Participación del mercado	Empresas de generación eléctrica Industria
		Porcentaje de las importaciones (2011)	14.9%		
Contrato 1-91		Principales empresas (Participación)	Zeta Gas (56.8%) Tropigas (20.8%) Gas Metropolitano (12.1%) Global Gas (8.6%)		
Operador	Petro Energia S.A.				
Fecha de vencimiento	2016				
Participantes de mercado (2011)	1.9%				
Exportación					
El 90% del crudo producido en el país es exportado. El Gobierno cobra una regalía por la exportación del crudo.					

Fuente: Ministerio de Energía y Minas, CEPAL, y cálculos propios.

Sub-sector de hidrocarburos

El Ministerio de Energía y Minas (MEM) a través de la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) es el encargado del manejo de políticas, estrategias y regulación del sub-sector de hidrocarburos en Guatemala.

Guatemala es, junto con Belice, los únicos productores de petróleo de istmo centroamericano.

La legislación actual en materia de hidrocarburos permite la participación de la iniciativa privada. La producción promedio del país alcanza los 12 mil barriles diarios y posee adicionalmente una capacidad de almacenamiento de derivados de 4.5 millones de barriles (cerca de 45 días de consumo), que son manejados en más de 90% por la empresa Perenco, encargada de las actividades de producción del principal yacimiento (Xan), de la única refinería en el país (que procesa principalmente asfalto) y de las líneas de transporte de crudo y estaciones de bombeo. 95% de la producción se exporta a EEUU.

A pesar de que Perenco mantienen el control de las actividades de producción y refinación, en el año 2010 se abrió una ronda de licitación internacional para nuevas operaciones de exploración y explotación. Adicionalmente, la página web del MEM señala que la compañía estatal mexicana Pemex invertirá US\$D 12 millones en una nueva refinería que estaría operativa para 2015.

Los ingresos que obtiene el Estado por la explotación de sus recursos fósiles provienen principalmente por concepto de regalías, producción compartida con otras empresas, cargos anuales por hectárea explorada o explotada, transporte de petróleo en oleoducto y multas a las empresas participantes.

La comercialización de derivados está abierta a competencia entre las empresas nacionales y extranjeras que deseen participar. Actualmente existen siete comercializadoras de derivados de petróleo y cinco de gas licuado.

Evolución del Sector Energético





Evolución Matriz Energética 1971 - 2008



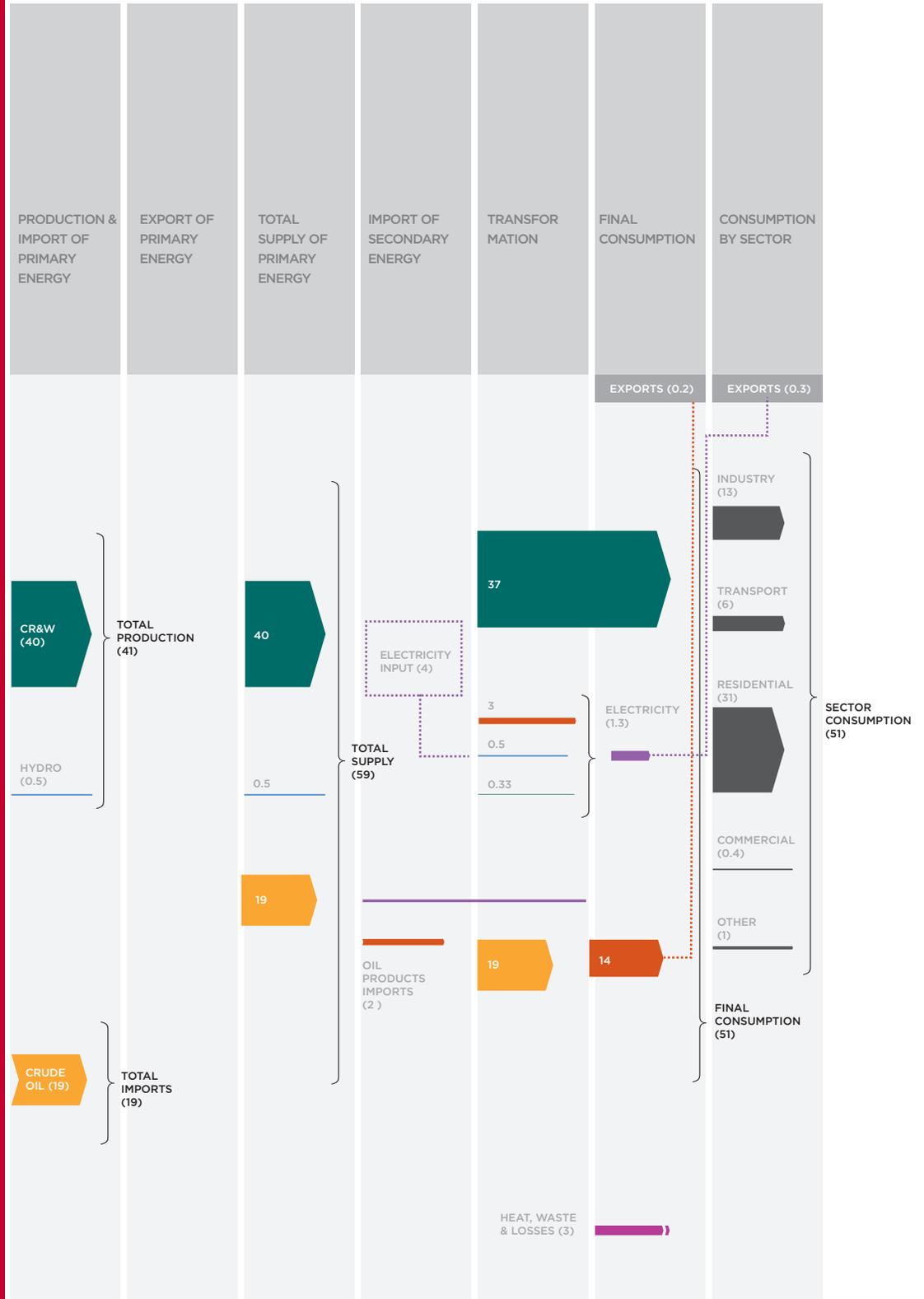
1971-1974

A comienzos de los años 70, Guatemala tenía una matriz energética sumamente sencilla en su composición orientada casi totalmente a suplir el consumo residencial. El país contaba con dos fuentes importantes de energía: los combustibles renovables (esencialmente leña para consumo residencial) y el petróleo crudo importado y refinado en el país. También existía una pequeña capacidad para hidrogenación.

1971-1974

Energy Flow

(kboe/day)



Consumo Total de Energía

Como casi todos los países de la región, para este momento el consumo energético de Guatemala lo dominaban con amplia ventaja los biocombustibles, compuestos principalmente por leña. De los 61 mbepd de energía que consumió la economía guatemalteca, dos tercios fueron a partir de biocombustibles con 40 mbepd, 90% de los cuales fueron leña, mayoritariamente para la cocción en las poblaciones rurales del país.

La segunda fuente energética para el consumo-el petróleo crudo importado- sumó la mitad del total de los biocombustibles con 18.5 mbpd y así representó 30% del CTE. Este petróleo era procesado en la refinería de Escuintla, inaugurada en febrero de 1965, para suministrar los 12 de los 14 mbepd de productos derivados consumidos por la economía guatemalteca con los 2 mbepd restantes viniendo a partir de la importación de producto. Por último, notamos el aporte de 0.4 mbepd al consumo total a partir de la energía hidráulica. Esta generación provino principalmente de las centrales Jurún Marinalá, inaugurada en 1970, y Los Esclavos, que entró en operación en 1966.

Electricidad

El consumo generador de electricidad para este momento dependió en 80% de combustibles líquidos en centrales termoeléctricas, totalizando éstos 3.06 mbepd. Le siguieron en este proceso el consumo de energía hidráulica con 0.4 mbepd y de biocombustibles (esencialmente generación térmica con bagazo de caña) con 0.3 mbepd. Este uso de energía generó 819 GWh, de los cuales 65% fueron a partir de combustibles líquidos, 30% de la hidrogenación y el 5% restante de biocombustibles.

Electricidad	Insumos (mbepd)	%	Consumo eléctrico (GWh)	Consumo eléctrico (mbepd)	%
Combustibles líquidos	3.06	80%	535.75	0.87	65%
Hidrogenación	0.42	11%	241.75	0.39	30%
Biocombustibles	0.33	9%	41.50	0.07	5%
Total	3.81	100%	819.00	1.33	100%

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de la IEA

Consumo Final por Sectores

Representando 60% del consumo final se ubicó el sector residencial, con casi 31 mbepd y una amplia ventaja sobre los demás sectores de la economía guatemalteca. Ese consumo residencial fue 95% de biocombustibles, debido al alto nivel de población rural de Guatemala entonces. El segundo mayor sector fue la industria con 13 mbepd –60% de biocombustibles y 38% de derivados–, representando 25% del consumo final. El consumo transportista, todo de derivados, fue 11% del total con casi 6 mbepd.

Consumo por Sectores	Industria	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Combustibles líquidos	37.6%	100%	4.2%	15.4%	100%
Biocombustibles	57.9%	0.0%	94.6%	0.0%	0.0%
Electricidad	4.5%	0.0%	1.2%	84.6%	0.0%
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA



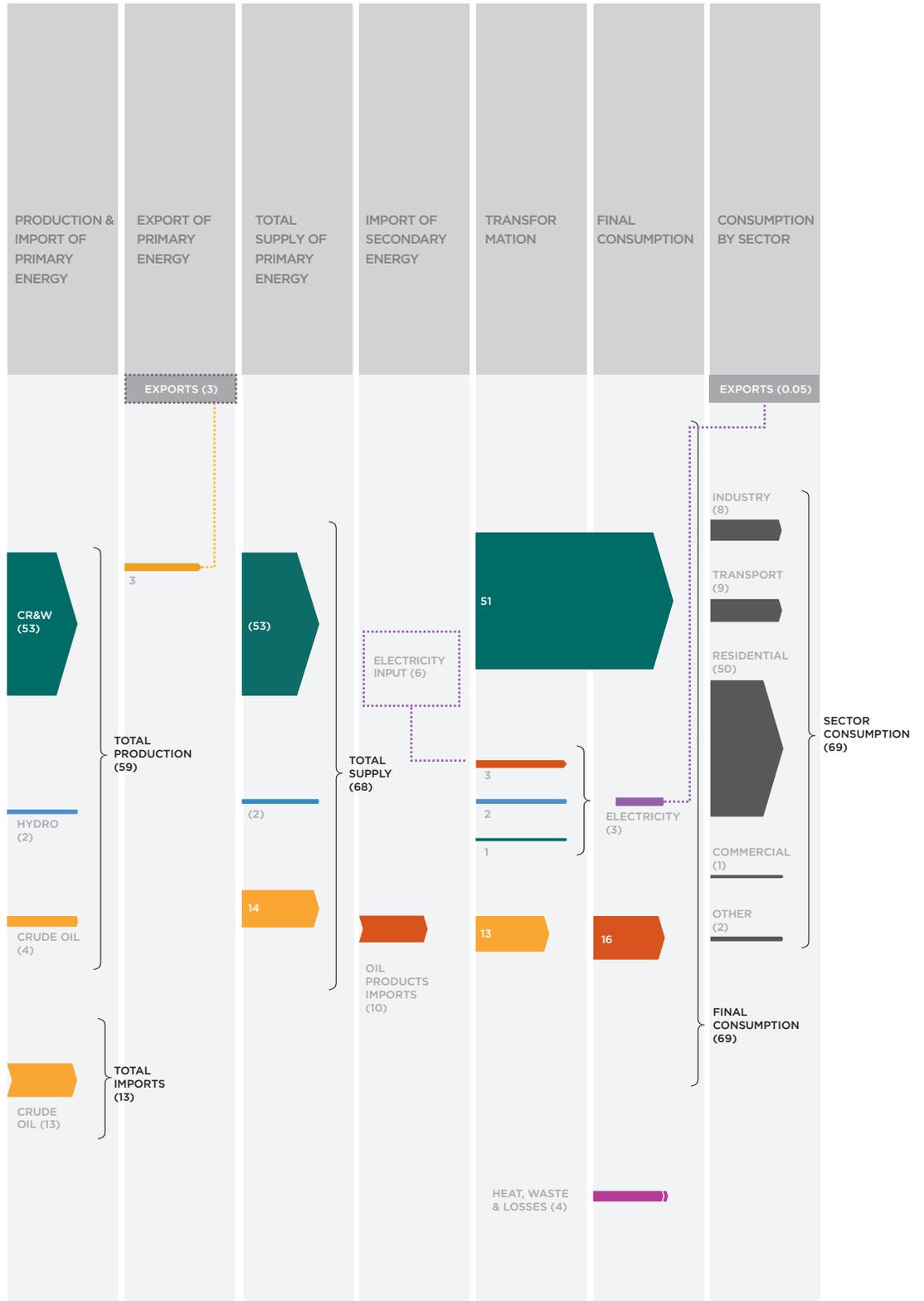
1984-1987

La matriz energética de Guatemala tuvo importantes cambios entre 1974 y 1984. El más notable es el inicio de la producción nacional de crudo a comienzos de los años 80. Esto llevó a reducir las importaciones netas de petróleo, así como al inicio de la exportación de crudo. Es importante también el crecimiento de la infraestructura hidráulica y la continuada preponderancia del consumo residencial, particularmente por el consumo de leña en zonas rurales.

1984-1987

Energy Flow

(kboe/day)



Consumo Total de Energía

Registrando un crecimiento de 29% sobre el período analítico anterior, el consumo total de energía guatemalteco totalizó casi 79 mbepd. De nuevo los biocombustibles representaron el grueso de esta cifra, con casi 53 mbepd y 67% del CTE. El consumo de esta fuente creció 32% sobre el total anterior y estuvo compuesto en 80% por consumo de leña.

La importación de crudo mantuvo su segunda plaza con alrededor de 13 mbepd. Luego de más de diez años de exploración en distintos yacimientos y fallas geológicas en búsqueda de potencial petrolero, se descubrieron y perforaron varios pozos a finales de los años 70. Resultaron productivos los desarrollos de Caribe, San Diego, Yalpemech, Tierra Blanca, Tortugas, Rubelsanto y Chinaja Oeste. A inicios de los años 80 se descubrió el campo Xan y comenzó un auge en la actividad productiva petrolera en Guatemala. Para finales de esa década, nuestro análisis muestra que se producían en el país alrededor de 4.1 mil barriles diarios de crudo, la gran mayoría a partir de Xan. Esta producción petrolera permitió al país exportar 3.3 mbd en promedio anual durante este período.

El consumo a partir de la energía hidráulica entre estos dos períodos analíticos creció más de 300% gracias a la incorporación en 1983 de Chixoy, hoy y entonces la central hidroeléctrica más grande del país con 300 MW de capacidad instalada, así como a la inauguración de Aguacapa, de 90 MW de capacidad, en 1981. Con estas nuevas centrales, el consumo hidroeléctrico pasó de 0.4 mbepd de 1.8 mbepd y representó 2% del CTE.

Electricidad

El consumo de generación eléctrica se diversificó. Los combustibles líquidos bajaron de 80% a 54%, mientras que la hidrogenación aumentó a 30%. Los biocombustibles representaron 16% de este consumo con casi 1 mbepd. Se generaron 1,773.25 GWh, 60% a partir de la hidrogenación, 34% de combustibles líquidos y sólo 6% de biocombustibles.

Electricidad	Insumos (mbepd)	%	Consumo eléctrico (GWh)	Consumo eléctrico (mbepd)	%
Combustibles líquidos	3.32	54%	600.75	0.87	34%
Hidrogenación	1.84	30%	1,066.50	1.54	60%
Biocombustibles	0.97	16%	106.00	0.15	6%
Total	6.13	100%	1,773.25	2.56	100%

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

Consumo Final por Sectores

En cuanto al consumo por sectores, el uso residencial amplió su importancia de 60 a 72% del total con 50 mbepd, 94% biomasa. El transporte amplió su uso energético de 6 a casi 9 mbepd y fue 11% del total, compuesto enteramente por combustibles líquidos. Cayó al tercer lugar el consumo industrial, que redujo su consumo 40% de 13 a 8 mbepd y fue menos de 11% del total, consumiendo 50% biocombustibles, 40% derivados y 10% electricidad.

Consumo por sectores	Industria	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Combustibles líquidos	39.5	100	4.3	34.2	99.6
Biocombustibles	50.0	0.0	94.0	0.0	0.0
Electricidad	10.5	0.0	1.8	65.8	0.4
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

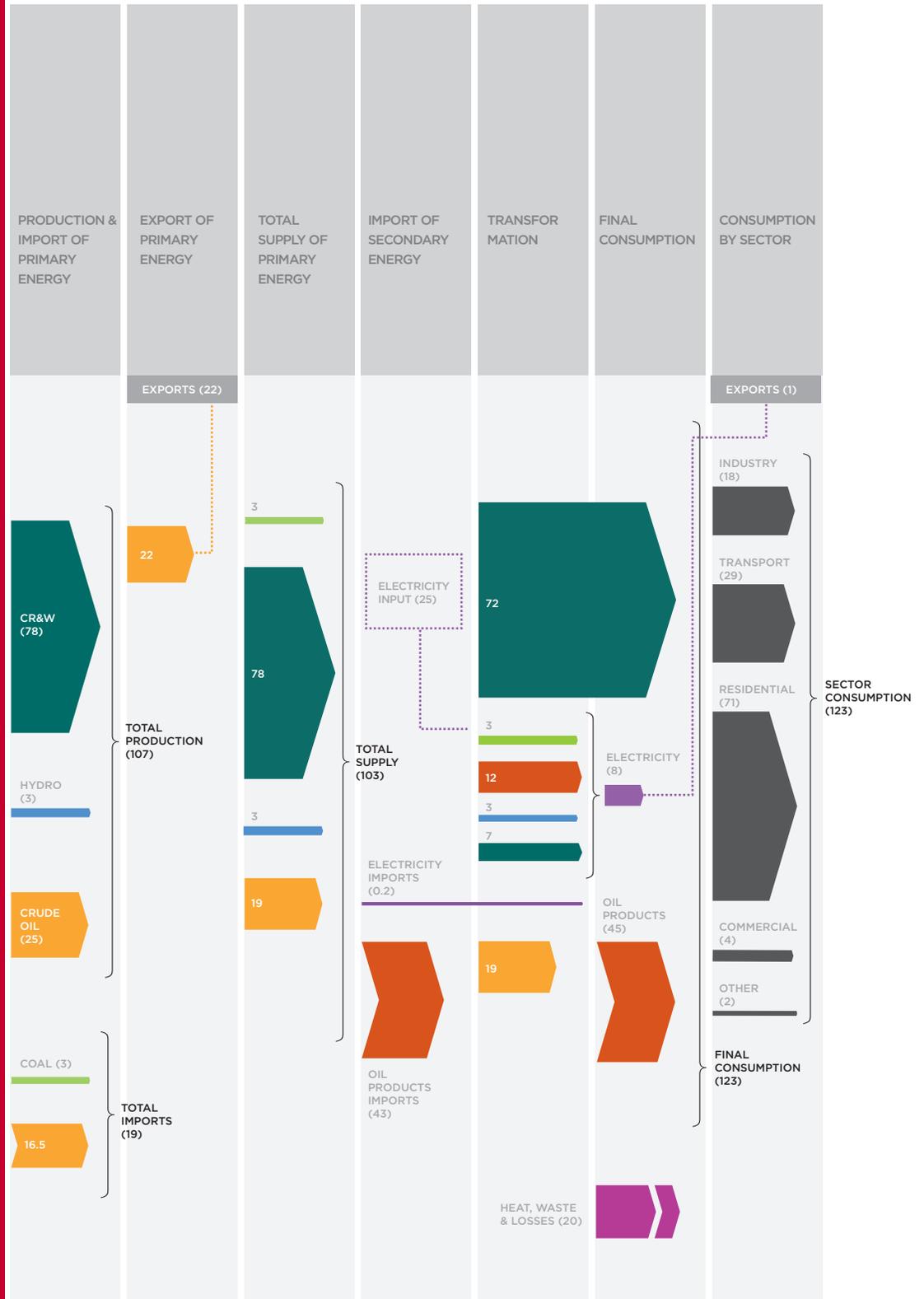


1999-2002

Para comienzos de siglo, Guatemala registró el cambio más dramático de su matriz en nuestro análisis. Se consolidó como productor y exportador de crudo, aumentó su consumo de biocombustibles, duplicó el consumo de energía hidráulica, cuadruplicó las importaciones de derivados e inició importaciones de carbón.

Energy Flow 1999-2002

(kboe/day)



Consumo Total de Energía

Con estos cambios, el consumo total de energía se ubicó en 147 mbepd, 87% por encima del total anterior. Gracias a la explotación de los yacimientos petroleros de Petén –en particular del campo Xan–, Guatemala se consolidó como el único exportador de crudo de Centroamérica, produciendo 25 mbd y exportando 22 mbd. A pesar del incremento de su producción doméstica, Guatemala continuó importando y refinando crudo. Para este período, el crudo importado llegó a 16.5 mbd. La capacidad de refinación no suplía la creciente demanda de productos derivados de Guatemala, así que las importaciones de combustibles líquidos aumentaron 326% entre 1987 y 1999, para totalizar 43 mbepd.

El consumo de biomasa siguió siendo de lejos la principal fuente de energía del país, con 78 mbepd y 53% del CTE. Dentro de los recursos renovables, el consumo de energía hidráulica casi se duplicó para totalizar 3.4 mbepd y mantener su participación en el CTE en 2%. Este crecimiento se debió a la incorporación de varias centrales hidroeléctricas privadas como Secacao (15 MW de capacidad, inaugurada en 1998), Poza Verde (8 MW, 2000), Matanzas (12 MW, 2002), Las Vacas I (20 MW, 2001) y Renace (60 MW, 2002) y a un mejor aprovechamiento del recurso en las centrales públicas. Por último, para este período Guatemala comenzó a importar carbón –2.5 mbepd y 2% del CTE– tras la construcción de la central eléctrica de carbón San José, propiedad de TECO Guatemala.

Electricidad

Con el aumento en las importaciones de derivados y en la producción de crudo, los combustibles líquidos mantuvieron su posición en el consumo de generación con 49% y 12 mbepd. Los biocombustibles subieron al segundo lugar con 27% a partir de 7 mbepd, mientras que la hidrogenación se ubicó en la tercera casilla con 14% y 3.4 mbepd. El carbón importado representó 10% del consumo generador. A partir de este consumo se generaron 5,820.25 GWh de electricidad, del cual 42% fueron derivados, 34% hidrogenación, 15% biocombustibles y 9% carbón.

Electricidad	Insumos (mbepd)	%	Consumo eléctrico (GWh)	Consumo eléctrico (mbepd)	%
Carbón	2.54	10%	514.25	0.62	9%
Combustibles líquidos	12.02	49%	2,471.25	2.99	42%
Hidrogenación	3.43	14%	1,987.25	2.40	34%
Biocombustibles	6.65	27%	847.50	1.03	15%
Total	24.64	100%	5,820.25	7.04	100%

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

Consumo Final por Sectores

El consumo residencial bajó de 72% a 57% del consumo final, usando 90% de su energía a partir de biocombustibles y totalizando 71 mbepd. El transporte se mantuvo en el segundo lugar con 23% del total y 29 mbepd - un crecimiento del 230% - mientras que la industria, creciendo 126% y dividiendo su consumo en 43% biocombustibles y 43% derivados, llegó a 18 mbepd y 15% del total.

Consumo por sectores	Industria	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Combustibles líquidos	42.8	100	6.3	47.8	94.8
Biocombustibles	42.5	0.0	90.3	2.6	5.0
Electricidad	14.7	0.0	3.4	49.6	0.0
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

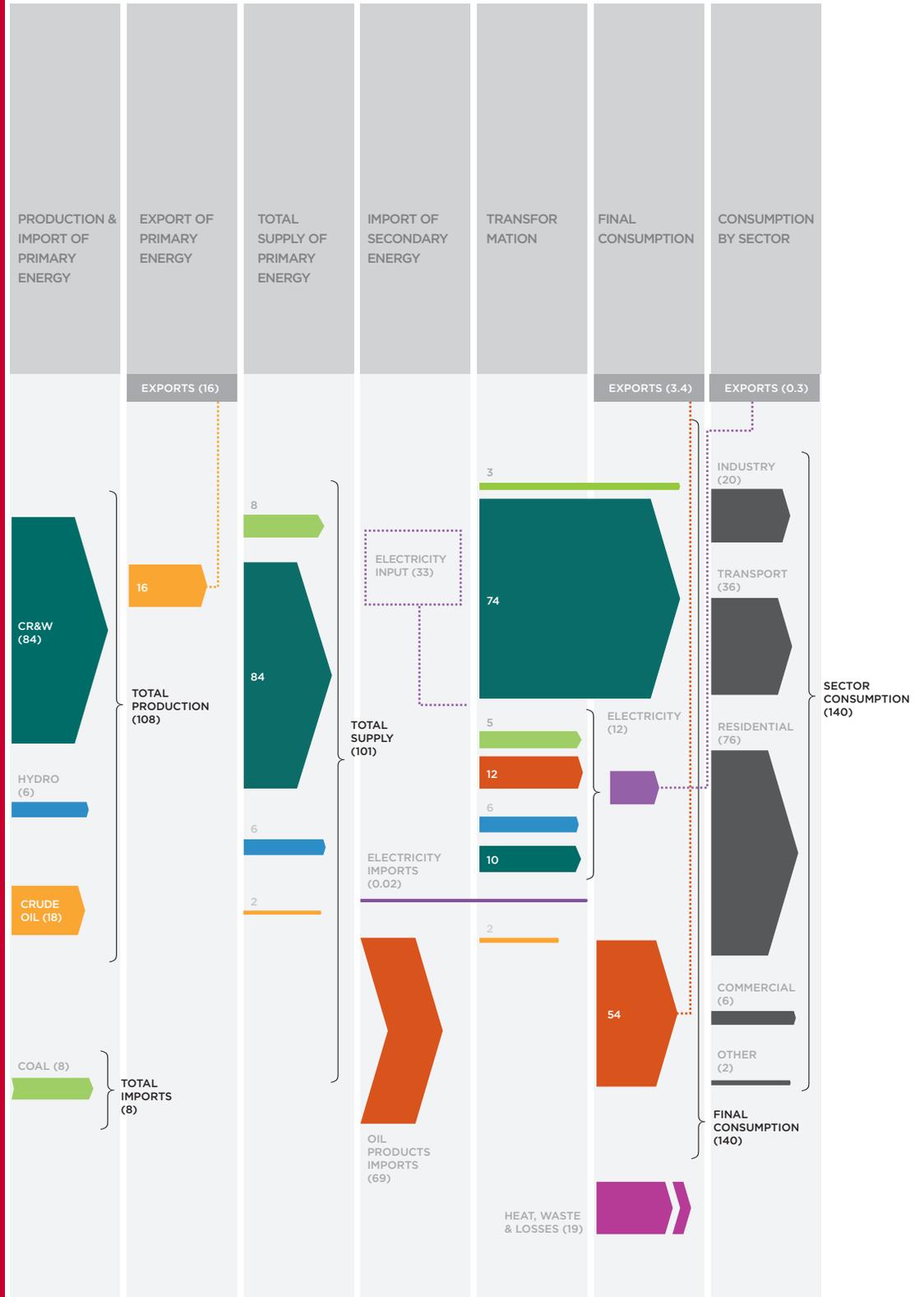


2005-2008

Para finales de la década pasada, Guatemala redujo su producción de crudo y pasó a importar más productos derivados, sustituyendo las importaciones de crudo. El consumo de energía hidráulica casi se duplicó, las compras externas de carbón se cuadruplicaron y los biocombustibles siguieron siendo la principal fuente energética del país. El sector residencial mantuvo su ventaja sobre otros segmentos de la economía.

Energy Flow 2005-2008

(kboe/day)



Consumo Total de Energía

En el año 2002, Chevron Texaco acordó con el gobierno guatemalteco cerrar la refinería Escuintla y con ello el país dejó de importar petróleo crudo para la refinación. Contrarrestando el cierre de Escuintla y manteniendo el suministro de combustibles líquidos, las importaciones de producto derivado crecieron 60% sobre el período anterior y totalizaron 69 mbepd, representando 41% del CTE. La producción de crudo se redujo 29% a 17.8 mbd, de los cuales se exportaron 16.3 mbd. El resto, 1.8 mbd (1% del CTE) fue procesado en la refinería La Libertad en Petén.

Por su parte, el consumo de energía hidráulica creció 82% gracias a un mejor aprovechamiento en las plantas existentes y a la inauguración de las centrales Las Vacas II (26 MW, 2002), Renace (60 MW, 2002), El Canada (47 MW, 2003) y Montecristo (13 MW, 2007). La energía hidráulica se ubicó así en 6.2 mbepd, para pasar a ser 4% del CTE de este período analítico.

Como ha sido su patrón histórico, la biomasa siguió siendo la mayor fuente energética de Guatemala. Entre 2005 y 2008, el consumo promedio del país fue de 84 mbepd, por encima del promedio entre 1999 y 2002 de 78 mbepd. Sin embargo, la biomasa pasó de representar 53% a ser 50% del CTE – aún de lejos la mayor fuente energética del país. Por último, las importaciones de carbón continuaron su tendencia creciente y se ubicaron en 8.1 mbepd, representando 5% del CTE debido en parte a una mayor producción eléctrica de la central San José.

Electricidad

El consumo de la generación eléctrica se mantuvo altamente dependiente de los derivados importados, con 12 mbepd, el 48% del total. Los biocombustibles expandieron su contribución con 38% del total y 9.5 mbepd. La hidrogenación aportó 6.2 mbepd (25% del total) y el carbón fue el 22% restante. Del total se consumieron 8,235.75 GWh, de los cuales 44% fueron a partir de hidrogenación, 28% de derivados, 15% de biocombustibles y 13% del carbón.

Electricidad	Insumos (mbepd)	%	Consumo eléctrico (GWh)	Consumo eléctrico (mbepd)	%
Carbón	5.37	22%	1,088.00	1.57	13%
Combustibles líquidos	11.73	48%	2,333.50	3.38	28%
Hidrogenación	6.23	25%	3,608.00	5.22	44%
Biocombustibles	9.46	38%	1,206.25	1.75	15%
Total	32.80	100%	8,235.75	11.92	100%

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

Consumo Final por Sectores

Como en los períodos anteriores, el sector residencial consumió la mayor parte de la energía en Guatemala, con 54% y 76 mbepd, de los cuales 89% fueron biocombustibles. El consumo de transporte, enteramente de derivados, totalizó 36 mbepd y se ubicó en la segunda casilla con 26% del total. La industria guatemalteca usó 20 mbepd de energía compuestos en 43% por combustibles líquidos, 23% por electricidad, 20% por biocombustibles y 14% por carbón. Este sector fue 14% del consumo. El sector comercial, usando 51% de su energía a partir de la electricidad, llegó a 6.4 mbepd para 5% del total.

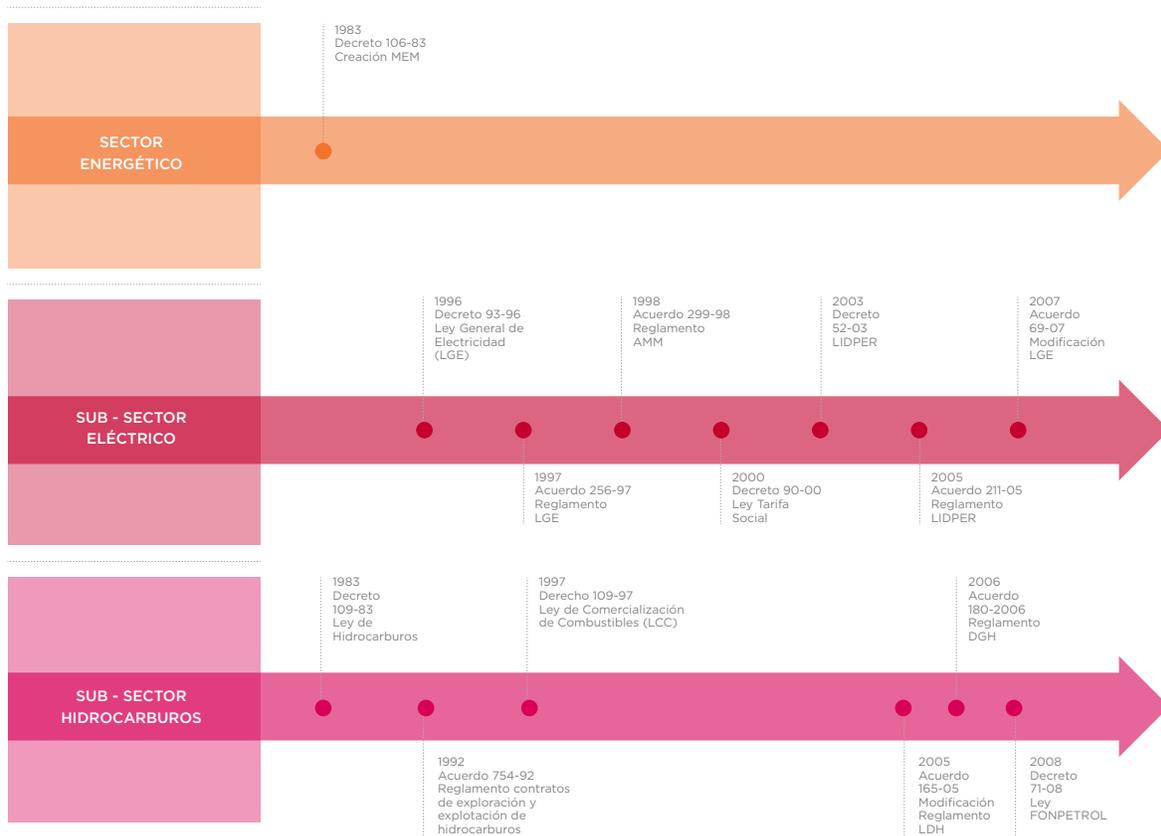
Consumo por sectores	Industria	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Carbón	13.5	0.0	0.0	0.0	0.0
Combustibles líquidos	42.5	100	6.1	18.9	96.3
Biocombustibles	19.2	0.0	88.7	29.6	3.7
Electricidad	23.1	0.0	5.2	51.4	0.0
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA



Evolución Institucional del Sector Energético

Evolución del marco regulatorio del sector energético, sub-sector eléctrico y sub-sector de hidrocarburos



Fuente: Elaboración propia

Principales reformas

El sector energético en Guatemala está reglamentado por dos instrumentos legales que fomentan la participación privada en los dos sub-sectores. En el sub-sector hidrocarburos la legislación principal es la Ley de Hidrocarburos (LH) de 1983⁷ y en el sub-sector eléctrico el principal instrumento legal es la Ley General de Electricidad (LGE) de 1996.

La Ley de Hidrocarburos de 1983 marca un hito importante para el desarrollo de la producción de petróleo en Guatemala. La publicación de la LH y su reglamento se realiza como respuesta a los hallazgos petroleros ocurridos a finales de la década de los años 70.

Así, en 1985, en el marco de la nueva ley, se otorga el contrato 2-85 (todavía vigente) convirtiéndose en el primero para exploración y producción en el país. Este contrato otorgó derechos conjuntos por 25 años a las empresas Hispánica del Petróleo (Hispanoil) y a Basic Resources International Limited (Bahamas). Los campos petroleros incluidos en el contrato fueron los ubicados en la región norte del país, específicamente en la cuenca norte de El Petén. Actualmente, el contrato 2-85 representa 98% de la producción petrolera del país debido a la productividad del campo Xan.

Por su parte, la Ley General de Electricidad de 1996 creó el marco legal en el sub-sector eléctrico para que se sustituyera el modelo de fuerte participación estatal que había prevalecido hasta mediados de los años 90, hacia un modelo en donde se promoviera la participación del sector privado en los segmentos del negocio eléctrico.

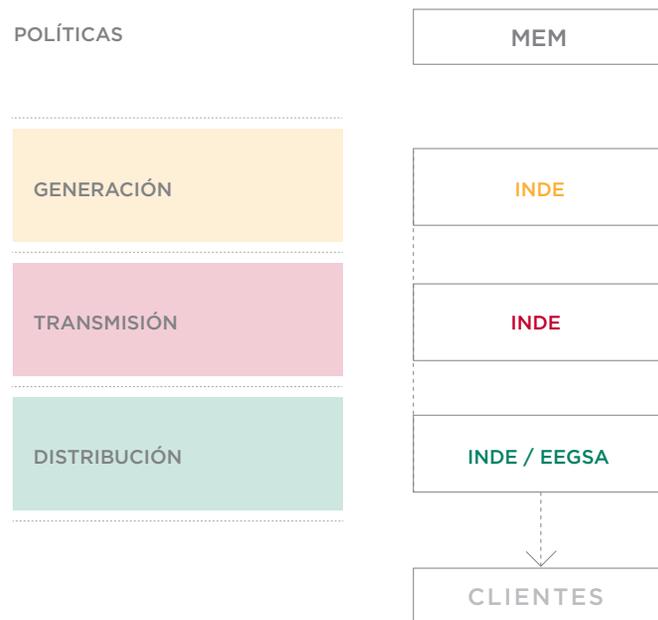
Crisis eléctrica y contratos PPA

En la Constitución firmada en 1985, después de un proceso constituyente que se inició en julio de 1984 con la elección de los miembros de la Asamblea Constituyente, se incluyó el artículo 129 que estipula que “se declara de urgencia nacional la electrificación del país, con base en planes formulados por el Estado y las municipalidades, en la cual podrá participar la iniciativa privada”⁸. La inclusión de esta disposición fue la base fundamental para los cambios que ocurrieron en el sector eléctrico a partir de la crisis de las empresas eléctricas públicas a principios de los años 90.

7 Ley de Hidrocarburos. Decreto Ley 109-83. Promulgado el 15 de septiembre de 1983. Publicado en el Diario Oficial No. 11 del 16 de septiembre de 1983.

8 Constitución Política de la República de Guatemala. 31 de mayo de 1985. Reformada el 17 de noviembre de 1993.

Estructura del sub-sector eléctrico en Guatemala, previo a la LGE de 1990



Fuente: Elaboración Propia

En 1990 el sub-sector eléctrico en Guatemala estaba controlado completamente por el Estado a través del Instituto Nacional de Electrificación (INDE) y su filial de distribución Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. (EEGSA). EEGSA había sido absorbida por el sector público en 1972 cuando venció la concesión a la empresa operadora Boise Cascade Corporation y desde 1983 formaba parte de INDE. Las políticas estaban a cargo del Ministerio de Energía y Minas que fue creado mediante el Decreto Ley No 106-83 de fecha 8 de septiembre de 1983.

Los primeros cinco años de la década de los 90 marcaron un período de cambio profundo en el sector energético de Guatemala. En enero de 1991 es electo Jorge Serrano Elías a la presidencia de la República, para un mandato de cinco años. Entre sus principales retos estaba la reorganización del sector eléctrico estatal.

En el primer año de gobierno de Serrano Elías, las empresas estatales INDE y EEGSA arrastraban problemas financieros debido al rezago en las tarifas eléctricas, el aumento de la demanda y la falta

de inversión. Estos problemas, junto a una sequía prolongada provocaron una crisis del sector que se reflejó en constantes apagones en el país.⁹

El gobierno guatemalteco, como respuesta a la crisis de las empresas eléctricas públicas, inicia un proceso de contrataciones con empresas privadas mediante contratos de compra de energía (Power Purchase Agreement - PPA) del tipo Build-Own-Operate (BOO). Esto sería el primer paso para la entrada de empresas privadas en el sub-sector eléctrico del país.

Debido a la urgencia generada por la crisis eléctrica, el Gobierno permitió que el proceso de contratación por parte de INDE y EEGSA se hiciera mediante procedimientos directos sin licitaciones públicas. Adicionalmente, se exoneró, mediante el decreto 38-92¹⁰, a las empresas privadas de generación eléctrica del pago de los impuestos a la importación de combustibles.

El primer contrato PPA se firmó el 13 de enero de 1992 con la empresa Puerto Quetzal Power LLC, una firma con accionistas extranjeros y nacionales¹¹, para una planta de Bunker Oil de 234 MW de capacidad instalada. Posteriormente se firmaron 23 contratos PPA entre 1992 y 1997 que totalizaron 894 MW (incluyendo Puerto Quetzal) de capacidad contratada.¹²

A pesar de ser electo para un período de cinco años, el presidente Serrano Elías es obligado a renunciar en la mitad de su mandato debido a su intento por disolver el Congreso. El sucesor fue Ramiro de León Carpio, designado en junio de 1993 por el Congreso para culminar el período presidencial. Durante los dos años y medio que León Carpio estuvo en la presidencia se mantuvieron las contrataciones de empresas privadas de generación y se preparó el terreno legal para la posterior liberalización del sector eléctrico.

En 1994 se firmó la Ley Orgánica del Instituto Nacional de Electrificación¹³ que derogó el decreto 1287 de 1959 que creó al INDE¹⁴. En la nueva ley se mantuvo la autonomía funcional y financiera de la que gozaba el organismo, se redujeron sus funciones y se modificó su estructura organizativa.

Desde su creación en 1959, el INDE tuvo funciones muy extensas que incluían responsabilidades regulatorias y de política energética. Con la ley orgánica de 1995 se eliminaron esas funciones que son transferidas posteriormente a otras instituciones del Estado. Entre las nuevas funciones otorgadas se incluyen:

9 Dussan, Manuel; Benavides, Juan. Economía política de las finanzas y subsidios del sector eléctrico de Guatemala. Banco Interamericano de Desarrollo. 2004

10 Decreto 38-92 publicado en el Diario de Centroamérica del 16 de junio de 1992. Ley de Impuesto a la Distribución de Petróleo Crudo y Combustibles Derivados del Petróleo.

11 Enron tenía 38% de la propiedad de la empresa, Globeleq el 25% y el restante 37% estaba en manos de inversores locales

12 Cepal. El Mercado Eléctrico Regional: Contratos PPA en El Salvador, Guatemala, Honduras y Nicaragua. 2001.

13 Ley Orgánica del Instituto Nacional de Electrificación. Decreto 64-94 del 19 de febrero de 1995. Publicado en el Diario de Centro América No 84 del 20 de febrero de 1995

14 Decreto 1287 del 9 de junio de 1959.

- Determinar el potencial de los recursos geotérmicos y cooperar en su aprovechamiento. La ley previa incluía estas funciones sólo para la fuente hidráulica.
- Promover el uso eficiente de la energía.
- Participar en el mercado regional.
- Poner su infraestructura de transmisión al servicio del resto de los participantes del mercado eléctrico.
- Preparar información estadística.

Igualmente, la nueva ley redujo la injerencia del Poder Ejecutivo en el nombramiento de los miembros del Consejo Directivo. Mientras que en la legislación previa el consejo estaba integrado por cinco miembros nombrados por el Ministerio de Comunicaciones y Obras Públicas, en la nueva legislación se establece un consejo de seis miembros, donde tres son nombrados por el Ejecutivo y cada uno de los otros tres son determinados por el sector empresarial, los sindicatos y las municipalidades.

Liberalización del mercado eléctrico

El 14 de enero de 1996 toma posesión de la presidencia el empresario Alvaro Arzú Irigoyen. El gobierno de Arzú Irigoyen tuvo una agenda liberalizadora. Durante los cinco años de su mandato se aceleró el proceso de privatizaciones de las empresas públicas y se impulsaron reformas legislativas tendientes a profundizar la participación de las empresas privadas en la economía.

Entre las prioridades de la agenda liberalizadora de principios de los años 90 se encontraba la reforma al sub-sector eléctrico. Así, en 1996, se promulgó la Ley General de Electricidad (LGE). Esta ley y su reglamento establecieron las bases regulatorias de todo el sub-sector eléctrico en Guatemala. Esta herramienta legislativa establece en su artículo 1 que sus principios son:

- Es libre la generación de electricidad y no se requiere para ello autorización o condición previa por parte del Estado.
- Es libre el transporte de electricidad, cuando para ello no sea necesario utilizar bienes de dominio público; también es libre el servicio de distribución privada de electricidad.
- El transporte de electricidad que implique la utilización de bienes de dominio público y el servicio de distribución final de electricidad, estarán sujetos a autorización.
- Son libres los precios por la prestación del servicio de electricidad, con la excepción de los servicios de transporte y distribución sujetos a autorización. Las transferencias de energía entre generadores, comercializadores, importadores y exportadores que resulten de la operación del mercado mayorista, estarán sujetos a regulación.

Los principales aportes de la Ley General de Electricidad se pueden enumerar en:

- Selecciona al Ministerio de Energía y Minas (MEM) como el ente encargado de las políticas en el sector eléctrico.
- Crea la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).
- Crea el ente privado encargado del mercado mayorista denominado Administrador del Mercado Mayorista.
- Se liberan las tarifas para las transacciones de energía y potencia entre los generadores y distribuidores, comercializadores, importadores y exportadores.
- Se liberan los peajes de transmisión.
- Se liberan las tarifas para los grandes usuarios (con demanda de potencia superior a 100 KW).
- Prohíbe la integración vertical de las empresas que participen en el mercado, incluidas las empresas públicas.
- Permite la libre instalación de centrales generadoras (excepto las centrales nucleares), requiriendo la aprobación del ministerio para centrales hidroeléctricas y geotérmicas de más de 5 MW.
- Exime al sector eléctrico del cumplimiento del artículo 1520 del Código Civil que indica que los precios de los servicios públicos deben ser determinados por el Ejecutivo.
- Establece los términos de las servidumbres en bienes de dominio público y privado.
- Permite los subsidios a las inversiones para proyectos de electrificación rural, beneficio social o de utilidad pública.
- Derogó la ley de Geotermia de 1985 y la ley de servidumbres de obras eléctricas de 1966.

Adicionalmente, con la aprobación de la LGE se crearon dos instituciones de relevancia fundamental para el sub-sector eléctrico: el Consejo Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) como organismo regulador específico del sector y el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) como el encargado de organizar las operaciones de compra-venta de energía y potencia entre los participantes del sub-sector. La LGE que fue efectiva a partir del Decreto Ley No. 93-96 estableció un marco de libre contratación de energía eléctrica entre agentes del mercado mayorista, fomentando por tanto un mercado de libre competencia.

El artículo 3 de las disposiciones transitorias estipulaba que las empresas existentes en el momento de la publicación de la LGE debían adaptarse a la nueva regulación. Esto implicó que INDE debía sufrir una reestructuración para separar en empresas distintas sus actividades de generación, transmisión y distribución.

Así, en 1998 se crearon¹⁵ la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE), la Empresa de Generación de Energía Eléctrica (EGEE) y dos empresas de distribución de energía: la Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A. (Deorsa) y la Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A. (Docsa). En el año 2000 se creó la Empresa de Comercialización de Energía Eléctrica (ECOE). EEGSA, la principal empresa pública de distribución de energía, también formó parte de la reestructuración del sector.

Posteriormente, el Gobierno inició un proceso de privatizaciones que incluyó a todas las empresas de distribución. EEGSA, que desde 1972 estaba en control del Estado, se vendió a un consorcio liderado por Iberdrola de España. Las otras dos empresas de distribución creadas de la desintegración de INDE, Deocsa y Deorsa, fueron vendidas a Unión Fenosa. Para 2001 estas tres empresas de distribución atendían 99% de los clientes del sistema.

Aumento de los precios del petróleo - tarifa social y energía renovable

A partir de 1998 los precios del petróleo experimentaron un crecimiento acelerado que tuvo impacto directo en los costos de generación y a su vez en las tarifas eléctricas. En el período de enero de 1998 hasta diciembre de 2000 los costos de generación de las plantas térmicas pasaron de 70.6 a 141.1 US\$/MWh, duplicándose. Dada la dependencia del país de la generación térmica, las tarifas a los usuarios finales aumentaron significativamente.

En diciembre de 1999 Alfonso Portillo gana las elecciones presidenciales y asciende a la presidencia en enero de 2000. Su gobierno toma medidas para reducir el impacto de las políticas liberalizadoras en las poblaciones más vulnerables. Así, intentando amortiguar el efecto del crecimiento de los precios del petróleo sobre las tarifas eléctricas residenciales, el Presidente firma la Ley de Tarifa Social¹⁶ mediante el Decreto 96-2000.

En el Decreto 96-2000 se fijó un subsidio a la tarifa residencial para todos aquellos usuarios con consumos mensuales inferiores a los 300 KWh. Mediante este subsidio, el Estado beneficiaba a más de 85% de las personas que recibían electricidad en sus residencias.

La carga monetaria del subsidio era responsabilidad de INDE. La empresa generadora estatal vendía a precios subsidiados la energía utilizada por las distribuidoras para suplir a los hogares que recibían la tarifa social. En el tiempo, INDE se ha mantenido como la empresa responsable del financiamiento del subsidio, cuyo diseño fue modificado por primera vez en 2004.

¹⁵ Resolución contenida en el Punto sexto del Acta Número 40-97 de la sesión celebrada por el Consejo Directivo del INDE, el 14 de octubre de 1997

¹⁶ Decreto 96-2000. Ley de Tarifa Social. Promulgado el 19 de diciembre de 2000. Publicado en el Diario de Centro América el 2 de enero de 2001.

En concordancia con el objetivo de reducir la dependencia en las fuentes de combustibles fósiles para la generación eléctrica, se firmó en 2003 la Ley de Incentivos para Proyectos de Energía Renovables (Lidper)¹⁷ que concedió incentivos arancelarios y fiscales para todos los proyectos de generación eléctrica con base en fuentes de energía renovables.

La Lidper derogó una ley¹⁸ de 1986 que otorgaba igualmente una serie de incentivos fiscales y arancelarios para los proyectos de energía renovables. Sin embargo, el nuevo instrumento incluyó incentivos fiscales de mayor envergadura como la exención del Impuesto sobre la Renta (ISRL) por 10 años y del Impuesto a las Empresas Mercantiles y Agropecuarias (IEMA). Adicionalmente mantuvo la exoneración de impuestos y aranceles para la importación de equipos.

Esta legislación toma relevancia en Guatemala y en el resto de los países de Centroamérica principalmente por dos razones: la elevada participación de las fuentes térmicas en la generación de energía eléctrica y la condición de importador neto de combustibles y derivados. En el caso particular de Guatemala, 65% de su capacidad instalada proviene de plantas termoeléctricas. En 2010 esas plantas abastecieron 24% de la demanda nacional y sus combustibles representaron 15% del volumen total de importaciones de derivados a nivel nacional.

La alta carga financiera de la tarifa social

En enero de 2004 toma posesión de la Presidencia el abogado y empresario Oscar Berger. Su gobierno no se caracterizó por la alta participación de empresarios privados en su gabinete.

En su primer año de gobierno la carga financiera que arrastraba el INDE por la aplicación de la tarifa social era considerable. Así, mediante la resolución 34-2004 emitida por el CNEE¹⁹, la tarifa social sufrió su primera modificación. A partir de marzo de ese año se resolvió que el subsidio sólo aplicaría a los primeros 100 KWh consumidos por todos los usuarios residenciales que demandaran menos de 300 KWh al mes. Bajo este mecanismo la carga fiscal seguía estando en el INDE mediante las subastas subsidiadas de la energía generada.

La tarifa social sufrió posteriormente tres cambios adicionales en su diseño. En 2006 se sumó al esquema existente un subsidio directo adicional para los hogares que consumieran menos de 100 KWh. En 2008 se vuelve a modificar el esquema, en esta oportunidad para incorporar subsidios directos a los distintos niveles de consumo, siendo estos niveles de 0 a 50 KWh, de 50 a 100 KWh y

17 Decreto 52-2003. Ley de incentivos para el desarrollo de proyectos de energía renovable. Promulgada el 8 de octubre de 2003.

18 Decreto Ley 20-86. Ley de fomento al desarrollo de fuentes nuevas y renovables de energía. Promulgado el 8 de enero de 2003. Publicado en el Diario de Centro América el 10 de enero de 1986.

19 CNEE. Resolución 34-2004. 27 de febrero de 2004.

para los que consumieran hasta 300 KWh. Finalmente, en 2011 se agrega al esquema anterior un subsidio para los 100 primeros KWh consumidos por los consumidores con niveles de hasta 300 KWh. Para 2012 el subsidio eléctrico derivado de la Ley de Tarifa Social fue el más elevado de la región.

En el año 2006 el gobierno reestructura al Ministerio de Energía y Minas, modificando su estructura orgánica eliminando varias áreas de la Dirección General de Hidrocarburos y de la Dirección General de Energía. Esta reforma buscaba agilizar el funcionamiento del organismo encargado de las políticas energéticas del país.

Durante los últimos años del gobierno de Berger, se intenta ajustar las leyes existentes del mercado eléctrico a los nuevos retos de la industria. Por consiguiente en el año 2007 se hicieron las siguientes modificaciones al Reglamento a la LGE²⁰:

- Los distribuidores de energía deben permitir el libre acceso a sus redes a todos los nuevos generadores con energía renovable.
- Se incluye la generación distribuida.
- Se modificaron los límites para la participación en el mercado mayorista de electricidad.
 - Se permiten generadores con una potencia máxima de hasta 5 MW (anteriormente el límite era 10 MW).
 - Se permiten comercializadores que compren o vendan bloques de energía de por lo menos 2 MW (anteriormente el límite era 10 MW).
 - Los distribuidores con un mínimo de 15 mil usuarios pueden participar en el mercado mayorista (antes eran 20 mil clientes).
 - Transportistas: capacidad mínima de 10 MW (anteriormente 10 MW).
- Se modificó el costo anual del peaje (transporte de energía a través de las líneas de transmisión) ajustando el mínimo a 3% del costo total de la inversión.
- Se estableció que el plan de expansión del sector eléctrico debe realizarse cada dos años por medio del Órgano Técnico Especializado, con la participación de los agentes privados y de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), para horizonte temporal de diez años

Prórroga al contrato de Perenco y licitaciones petroleras

En las elecciones presidenciales de 2007 es electo Álvaro Colom, el candidato socialdemócrata del partido Unidad Nacional de la Esperanza. La propuesta de gobierno del nuevo presidente se centra en la lucha en contra de la pobreza.

20 Acuerdo Gubernativo 68-2007, 2 de marzo de 2007. Publicado en el Diario de Centro América No 32 del 5 de marzo de 2007.

Durante los primeros años del gobierno de Colom se aprobó el decreto 71-2008 . En este decreto se creó el Fondo de Desarrollo Económico de la Nación (FONPETROL), que se financia con las regalías de explotación petrolera. Sin embargo, la parte más importante de este decreto, es que reforma el artículo 12 de la ley de hidrocarburos de 1983. Este artículo estipulaba que la vigencia de los contratos de operaciones petroleras no podía superar los 25 años.

La reforma de este artículo indicaba que los contratos se podrían prorrogar hasta por 15 años una vez que cumplieran los 25 años de operación. Esta reforma permitió que en julio del año 2010, el gobierno prorrogara por 15 años más el contrato de explotación petrolera de la empresa Perenco, que cumplía 25 años de vigencia ese mismo año.

A finales del 2010 el gobierno inicia un proceso de licitación para contratos de exploración y explotación petrolera en cuatro áreas (tres en el departamento del Peten y la otra ubicada en los departamentos de Alta Verapaz y Quiché). El gobierno estimaba que el potencial de producción petrolera en estas cuatro áreas podría llevar al país a producir hasta 80,000 bpd, aumentando de los 12,000 bpd que se producían para la fecha. El resultado del proceso de licitación no fue exitoso ya que sólo se recibieron dos ofertas por una de las áreas, declarándose desiertas las licitaciones por las otras tres. En el año 2012 se volvió a abrir un proceso de licitación para contratos de exploración y explotación en cinco áreas.



Panamá

Panamá es el tercer país con menor extensión geográfica de Centroamérica, excluyendo a México. Su extensión territorial es de 74.3 mil kilómetros cuadrados, siendo su superficie 45% mayor que la de Costa Rica. Su producto interno bruto (PIB) en dólares corrientes se ubicó en 2009 en 24.7 millardos (WB, 2011), situándose así como la tercera economía de mayor tamaño del istmo centroamericano (después de México y Guatemala). Ese mismo año su población alcanzó 3.5 millones de habitantes, la más baja de toda la región, permitiendo que el PIB en términos per cápita se ubicara en US\$ 7,155, el más elevado de la región.

Este liderazgo en términos de ingreso per cápita es acompañado de la menor proporción de hogares rurales de la región. 26% de la población de Panamá habita en zonas rurales y, de acuerdo con mediciones nacionales, 32.7%¹ de sus habitantes vive debajo de la línea de pobreza nacional (WB, 2011). Adicionalmente, Panamá ocupó en 2010 la posición 54 de entre 169 países en la medición del índice de desarrollo humano, compartiendo con Costa Rica el liderazgo en ambos indicadores. A pesar de estos logros, OLADE sitúa a Panamá en la quinta posición (a nivel de la región CID) en cuanto al nivel de cobertura eléctrica nacional con 87.55% de los hogares disfrutando de este servicio (detrás de Costa Rica, El Salvador, México y República Dominicana).

En relación al sector energético, y en particular al sub-sector eléctrico, Panamá cuenta con una capacidad instalada de generación de 1,974 MW (CEPAL, 2010), los cuales abastecen una demanda con valores máximos de 1,222.4 MW. Esta capacidad proviene principalmente de la generación térmica a partir de diésel y gas natural, que en conjunto representan 52.6% del total de la infraestructura de generación, mientras que las fuentes hídricas representan el restante 47.4%. A partir de esta capacidad, se ofertaron 7,248.5 GWh de energía, de los cuales 58% se originó en la industria hidroeléctrica.

En cuanto al sub-sector de hidrocarburos, Panamá es un país cuyo consumo proviene en su totalidad de la importación de derivados². Los principales participantes de este mercado son las empresas de transporte y almacenamiento al mayor y las empresas distribuidoras/comercializadoras de combustibles. Para el año 2010, su consumo interno total de derivados de hidrocarburos (líquidos, semilíquidos y gaseosos) alcanzó 850 millones de galones, con un promedio trimestral de 212 galones. De este total anual, 374 millones de galones fueron utilizados por el sector transporte, mientras que 162 millones fueron utilizados en el segmento de generación eléctrica.

¹ Cifra correspondiente al año 2008

² Estadísticas de la EIA señalan que Panamá no produce ni consume gas natural.

GUÍA DE ACRÓNIMOS

ACP	Autoridad del Canal de Panamá
ASEP	Autoridad Nacional de Servicios Públicos
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CND	Centro Nacional de Despacho
CONAE	Comisión Nacional de Ahorro Energético
CTE	Consumo Total de Energía
EGESA	Empresa de Generación Eléctrica SA
ETESA	Empresa de Transmisión Eléctrica SA
FET	Fondo de Estabilización Tarifaria
GLP	Gas licuado del petróleo
GWh	Giga Watt Hora
IEA	International Energy Agency
IRHE	Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación
kV	Kilo volt
KWh	Kilo volt hora
mbd	Mil Barriles por Día
mbepd	Mil Barriles Equivalentes de Petróleo por Día
MW	Mega Watt
Refpan	Refinería Panamá S.A.
OEP	Oferta de Energía Primaria
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
PEP	Producción de Energía Primaria
PIB	Producto Interno Bruto
PRD	Partido Revolucionario Democrático
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SNE	Secretaría Nacional de Energía
WB	World Bank

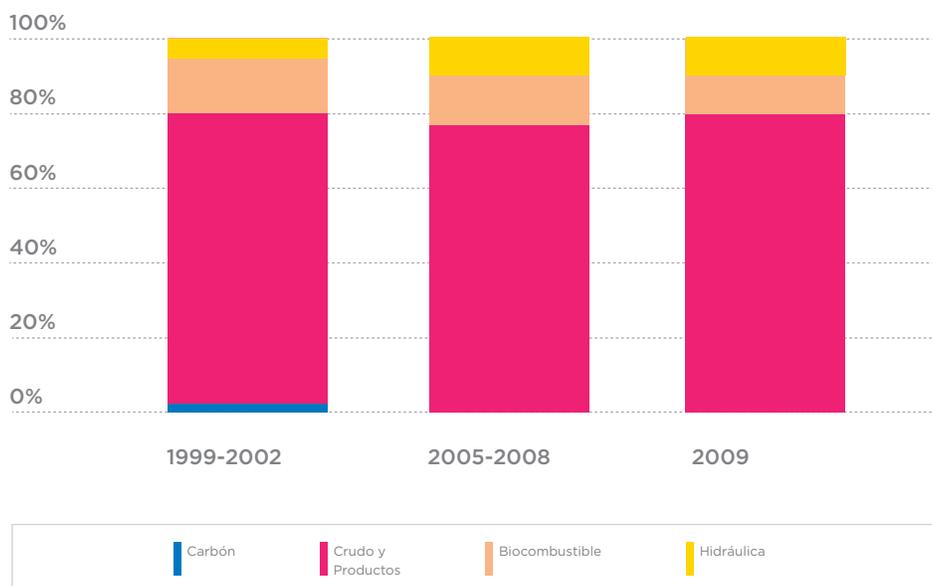
Sector Energético Actual



El consumo total de energía (CTE) de Panamá durante el año 2009 totalizó 65 mbepd, lo cual representó un crecimiento de 11.6% sobre el CTE promediado entre 2005 y 2008. Como en ese período, la economía panameña mantuvo su consumo fuertemente orientado hacia el uso de combustibles líquidos, que fueron cerca de 85% del CTE. El resto del consumo panameño estuvo compuesto por la energía hidráulica y el uso de combustibles renovables, principalmente de leña en las zonas rurales del país.

Así, la matriz panameña siguió siendo la menos diversificada de la región centroamericana y de hecho aumentó su dependencia en una fuente energética, ya que los combustibles líquidos pasaron de 75% al 80% entre 2005-08 y 2009 explicado por dos conjuntos de razones. Primero, debido a la caída de la contribución de las fuentes renovables con una caída de 17.5% en el consumo de combustibles renovables y al estancamiento en el uso de la energía hidráulica en la generación eléctrica, que no muestra crecimiento importante entre 2005-08 y 2009. Segundo, por el aumento de los combustibles líquidos para transporte en la medida que ha aumentado la flota automotriz junto con el ingreso per cápita de la población. Es importante notar que si bien la matriz panameña es altamente dependiente de los combustibles líquidos, eso no es un patrón nuevo, ya que entre 1999 y 2002, 78.5% del CTE también provenía de derivados del petróleo.

CONSUMO TOTAL DE ENERGÍA



Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

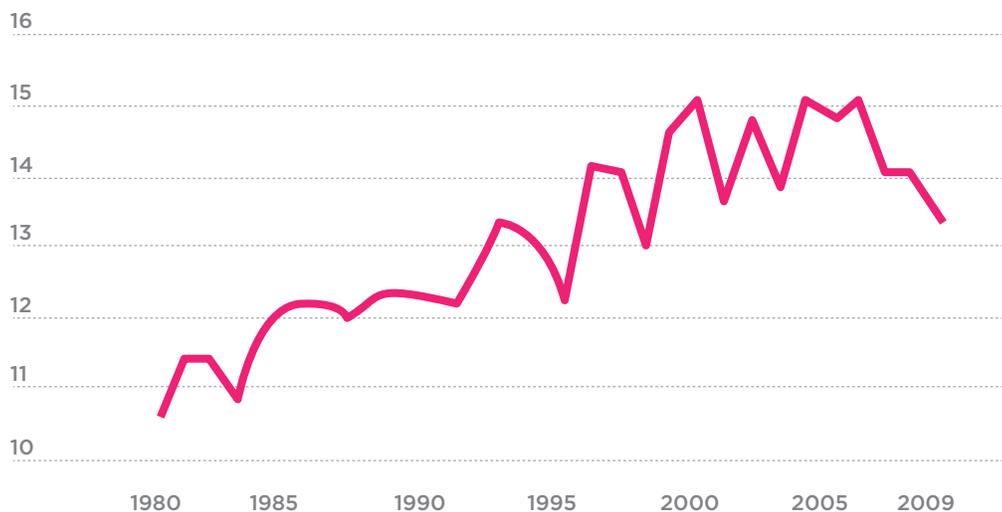
Producción doméstica, balance comercial y oferta de energía primaria

Producción

La producción de energía primaria fue únicamente de energía hidráulica y de biocombustibles. Usando la información suministrada por la OLADE, sabemos que 80% de los 6.6 mbepd consumidos de biocombustibles fueron a partir de leña, con el 20% restante a partir de productos de la caña.

Por su parte, el consumo de energía hidráulica, totalizando 6.7 mbepd en el 2009, fue gracias a las cinco plantas hidrogeneradoras con las que contaba el país en el 2009. La más grande hidroeléctrica en capacidad instalada entonces y hoy era la central Fortuna, sobre el río Chiriquí. Esta planta es propiedad de la empresa de capital mixto ENEL Fortuna con 300 MW de capacidad instalada, dividida en tres unidades, inauguradas en 1984.

PANAMÁ: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA
miles de barriles equivalentes de petróleo por día (mbepd)



Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

Las cuatro centrales restantes son propiedad de la empresa privada AES Panamá, subsidiaria de la norteamericana AES Corporation. Estas plantas son: Bayano, Estí, La Estrella y Los Valles. Bayano tiene una capacidad instalada de 260 MW y se ubica a 80 kilómetros al este de Ciudad de Panamá. Fue construida entre 1972 y 1976 con dos de sus tres unidades entrando en operaciones en 1976, cada una con 75 MW de capacidad para ese momento. La tercera unidad entró en servicio en 2002 con 86 MW. Entre 2002 y 2004, la capacidad de las primeras dos unidades fueron expandidas a 87 MW. La segunda central en capacidad instalada es Estí, con 120 MW en dos unidades y que entró en operaciones a finales de 2003. Se encuentra a 400 kilómetros al oeste de Ciudad de Panamá. La central de Los Valles, con 54.8 MW en dos unidades, entró en operaciones en 1979. Por último, La Estrella cuenta con 47.2 MW instalados en dos unidades e inició operaciones en 1979. En 2006 y 2007 ambas centrales pasaron por procesos de repotenciación, aumentando cada una su capacidad en 12 MW.

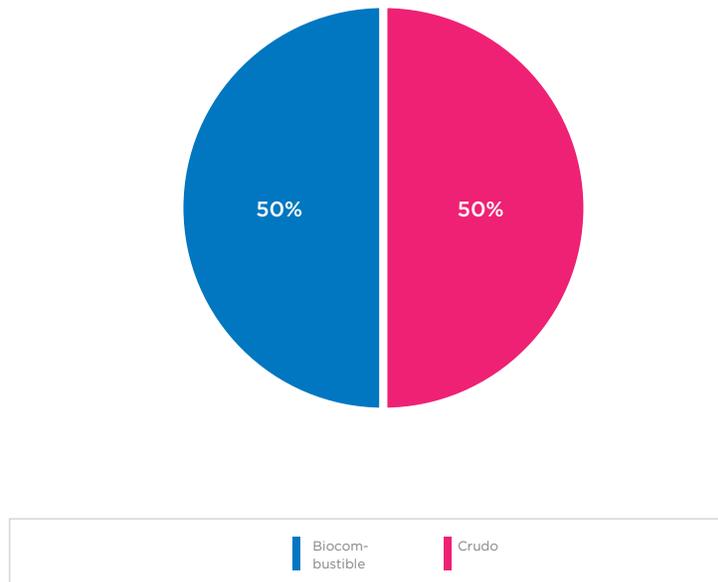
Balance comercial de energía primaria

Panamá no exportó ni importó energía primaria durante 2009. Históricamente, mientras se mantuvo en operación la refinería de Bahía Las Minas, Panamá fue un significativo importador de crudo y exportador de derivados del petróleo pero este patrón llegó a su fin con el cierre de la referida refinería en 2002.

Oferta interna de energía primaria

Al no tener importación de energía primaria, la oferta de energía primaria (OEP) es equivalente a la producción y se divide casi en partes iguales entre energía hidráulica, con 6.7 mbepd, y biocombustibles con 6.6 mbepd. Gracias a los procesos de mejoras entre 2002 y 2007 que se llevaron a cabo en varias centrales hidroeléctricas del país, la energía hidráulica creció de 5 mbepd a 6.7 mbepd entre 1999 y 2009, un crecimiento de 34%. Este proceso, junto con la urbanización del país y exitosos programas de electrificación rural, explica la caída en la producción y oferta de energía a partir de biocombustibles, que en la misma década disminuyó 27%.

OFERTA DE ENERGÍA PRIMARIA



Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

Electricidad

Capacidad instalada

La capacidad instalada para generar electricidad en Panamá totalizó 1815 MW y estuvo compuesta por centrales hidroeléctricas y termoeléctricas. Las primeras, descritas arriba, sumaron casi 880 MW, más de 44% por encima de su total de comienzos de década. Las termoeléctricas totalizaron casi 940 MW, lo cual fue 47% por encima de los 635 MW instalados en plantas termoeléctricas en 2000. El crecimiento de la capacidad instalada de Panamá fue de 45% en la última década, impulsado principalmente en la segunda mitad de la década por la instalación de nuevas plantas termoeléctricas.

Capacidad Instalada	2000	2005	2009
Total Renovables	613	907	879
Hidroeléctrica	613	907	879
No hidroeléctrica	0	0	0
Termoeléctrica	635	716	936
Total	1248	1623	1815

Fuente: U.S. EIA

Insumos a la generación eléctrica

El consumo de generación eléctrica durante 2009 fue de 20 mbepd, dividido entre combustibles líquidos y energía hidráulica. La primera fuente totalizó 13.3 mbepd, 66% del total. La participación de los derivados del petróleo dentro del consumo generador aumentó ligeramente entre 2005-08 y 2009, pasando de 63% a 66%, en detrimento de la energía hidráulica, que representó el tercio restante del consumo generador eléctrico de 2009 con 6.9 mbepd, como hemos visto arriba, cayendo desde 6.7 mbepd y 37% en 2005-08. También hubo una pequeña participación de los combustibles renovables, que aportaron 0.2 mbepd al consumo para la generación eléctrica.

Panamá	2005-2008		2009	
Insumos totales para generación (mbepd)	18.2	100%	20.2	100%
Combustibles líquidos	11.5	63%	13.3	66%
Renovables	6.7	37%	6.9	34%

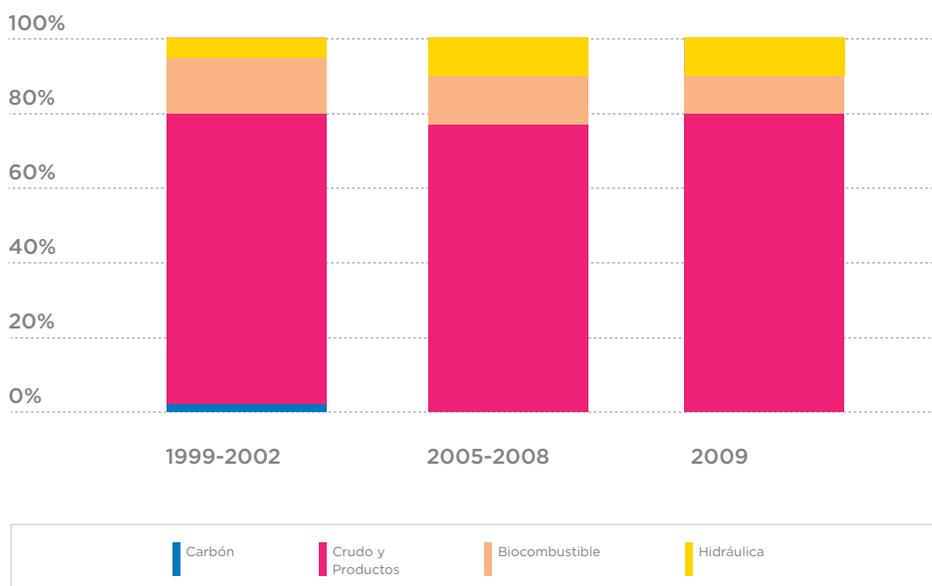
Renovables incluyen energía hidráulica y combustibles renovables
Fuente: Cálculos propios basados en información de la IEA

Matriz de generación y distribución

A partir del consumo de 20.2 mbepd, Panamá usó 6,947 GWh de electricidad. Gracias a su alta tasa de eficiencia en el proceso generador, la energía hidráulica pasó de ser 34% de los insumos a representar 56% de la electricidad consumida. Por su parte, los combustibles líquidos fueron 43.6% del total generado en 2009.

También cabe acotar que se consumieron 17 GWh a partir de biocombustibles, principalmente bagazo y otros productos derivados de la caña en los ingenios del país. Este consumo eléctrico se distribuyó principalmente hacia el sector comercial, que representó 59% de toda la electricidad consumida para 2009. Le siguió el sector residencial con 31% del total y la industria –con mucho rezago– representó 10%.

CONSUMO TOTAL DE ENERGÍA



Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

Balance secundario y consumo

Balance de energía secundaria

De lejos, la fuente energética más importante para la economía panameña son las importaciones de combustibles líquidos al totalizar estos 52 mbepd, casi cuatro veces el total de la energía primaria ofertada. Estos combustibles son importados y comercializados por empresas privadas que incluyen a Delta, Chevron, Shell y Esso, entre otras.

Es importante mencionar también que en la actualidad existen empresas de almacenamiento, trans-

porte y distribución de productos derivados ubicadas en zonas libres de impuestos que se encargan de abastecer a las empresas comercializadoras de combustible y GLP que operan en el territorio nacional. La más importante de ellas es Petroterminal de Panamá, empresa de capital mixto que, además de manejar las instalaciones de almacenamiento más importantes del país, posee un oleoducto de 131 Km que conecta la Costa Pacífica y Atlántica de Panamá.

Consumo final por sectores

El consumo final de energía de la economía panameña durante 2009 totalizó 52 mbepd diarios, compuestos por productos derivados (35 mbepd), electricidad (10 mbepd) y biocombustibles (7 mbepd). Estos 52 mbepd se consumieron principalmente por el sector de transporte con 21 mbepd, compuesto enteramente por combustibles líquidos. En segundo lugar se ubicó el consumo industrial con 13 mbepd, 81% de estos como derivados, 11% como combustibles renovables y 7.5% como electricidad. El sector residencial estuvo en el tercer lugar, totalizando 11 mbepd. Estos se dividieron 48.9% en combustibles renovables, 29.8% en electricidad y 21.2% en combustibles líquidos. El consumo comercial de 7 mbepd dependió en 82.3% de electricidad, con los productos derivados aportando 17.2% y los combustibles renovables el último 0.4%. Otros sectores, consumiendo 300 mbepd usaron principalmente productos derivados, 89% de su total, y en 11% electricidad.



Organización Institucional del Sector Energético

Estructura Institucional

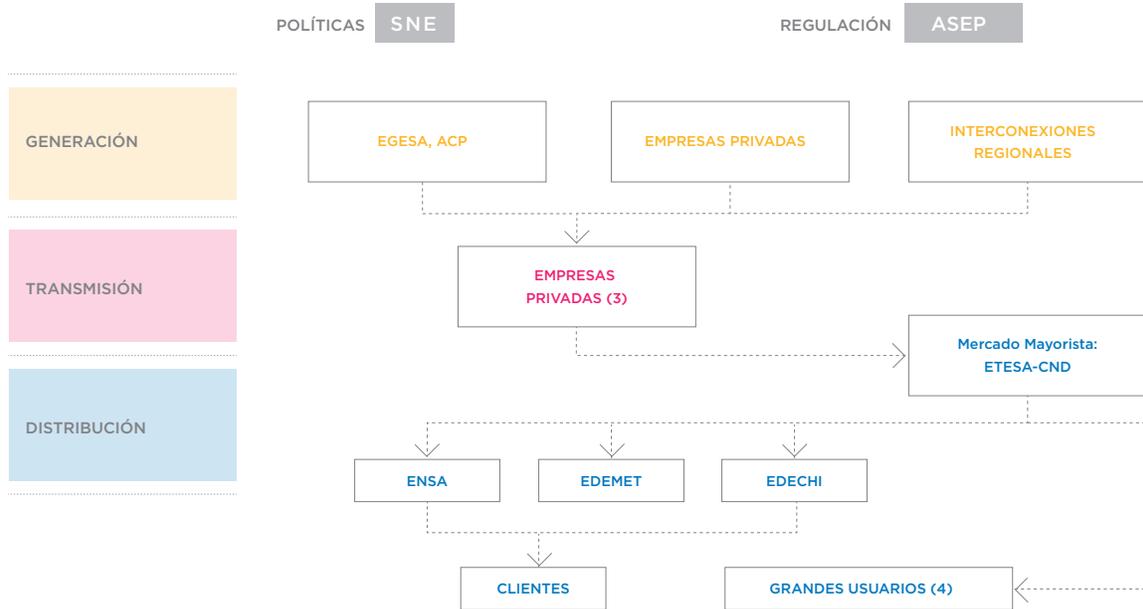
Panamá fue uno de los últimos países de la región en llevar a cabo una transformación de su sector energético en la década de los años 90. La legislación que permitió la modernización del sector se recoge en la Ley No. 6 de 1997, la cual estableció el nuevo marco regulatorio e institucional para la prestación del servicio público de electricidad. Esta nueva estructura desplazó el monopolio estatal del sector energético y permitió la participación de privados en los segmentos de generación y distribución eléctrica, revirtiendo así las nacionalizaciones realizadas a principios de la década de los 70.

La estructura actual del sector energético mantiene la dirección de políticas en manos del poder ejecutivo a través de la Secretaría Nacional de Energía (SNE) y la regulación del sector es manejada por la Autoridad Nacional de Servicios Públicos (ASEP), la cual, además de velar por el cumplimiento de la legislación en el sector eléctrico, se ocupa de la legislación relacionada con telecomunicaciones, despacho de agua y su alcantarillado.

En cuanto a los participantes del sector eléctrico, las principales empresas de generación de carácter público son la Empresa de Generación Eléctrica SA (EGESA) y la Autoridad del Canal de Panamá (ACP), mientras que en el sector privado conviven alrededor de 20 compañías. En el segmento de transmisión, la Empresa de Transmisión Eléctrica SA es la única participante. Esta existe desde la promulgación de la Ley 6 y es el remanente del Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE) encargado de manejar el monopolio estatal del sector energético hasta 1997. Finalmente, en el segmento de distribución coexisten las empresas ENSA, Edemet y Edechi. El Estado panameño posee cerca de 40% del capital accionario de ENSA, mientras que Edemet y Edechi pertenecen al grupo español Unión-Fenosa.

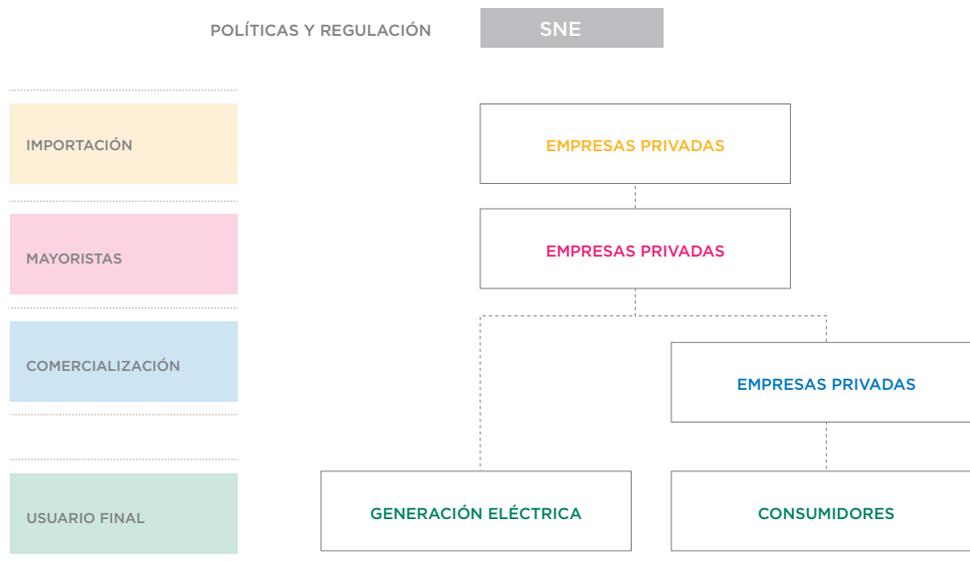
En cuanto al mercado de hidrocarburos, en la actualidad existen tres empresas de almacenamiento, transporte y distribución de productos derivados ubicadas en zonas libres de impuestos. Ellas se encargan de abastecer a las empresas comercializadoras de combustible y GLP que operan en el territorio nacional. La más importante es Petroterminal de Panamá, empresa de capital mixto la cual, además de manejar las instalaciones de almacenamiento más importantes del país, posee un oleoducto de 131 kilómetros que conecta las costas Pacífica y Atlántica de Panamá.

Estructura del sub-sector eléctrico en Panamá, año 2010



Fuente: Elaboración del autor con base en SNE, ASEP, y marco regulatorio.

Estructura del sub-sector hidrocarburos en Panamá, año 2011



Fuente: Elaboración del autor con base en SNE, ASEP, y marco regulatorio.

Formulación de políticas del sector energético

La Secretaría Nacional de Energía (SNE), instancia adscrita a la Presidencia de la República, es la encargada de conducir las estrategias y políticas del sector energético en Panamá. Creada a partir de la Ley 52 de 30 de julio de 2008, la SNE fusionó en una sola entidad administrativa a la Comisión de Política Energética (del Ministerio de Economía y Finanzas) y a la Dirección de Hidrocarburos y Energías Alternativas del Ministerio de Comercio e Industrias.

En el año 2011, la ley N° 43¹ reorganizó a la Secretaría Nacional de Energía derogando la ley de creación de 2008. Por lo tanto, la ley de 2011 es el instrumento que establece los objetivos, la arquitectura administrativa y determina las funciones y atribuciones de la Secretaría Nacional de Energía.

La Secretaría Nacional de Energía está dirigida por el Secretario, nombrado por el poder ejecutivo. El Secretario tiene rango de Ministro. El organismo se financia mediante aportes del presupuesto ordinario de la Nación.

Su misión es conducir la política energética del país, dentro del marco constitucional, para, de acuerdo a la legislación vigente, “formular, proponer e impulsar la política nacional de energía con la finalidad de garantizar la seguridad del suministro, el uso racional y eficiente de los recursos y la energía de manera sostenible, según el plan de desarrollo nacional y dentro de parámetros económicos, competitivos, de calidad y ambientales”. Entre los objetivos estratégicos del órgano del ejecutivo se encuentran los siguientes:

- Elaboración de un marco orientador y normativo del sector y la promoción del sector energía.
- Monitoreo y análisis del comportamiento del sector energía.
- Investigación y desarrollo tecnológico.
- Promoción de los planes y políticas del sector.
- De orden administrativo.

La Secretaría cuenta con un Consejo Consultivo que está integrado por seis miembros que son:

- El secretario, quien lo coordina.
- El gerente general de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
- El gerente general de la Empresa de Generación Eléctrica, S.A.
- El administrador de la Autoridad Nacional del Ambiente.
- El administrador general de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.
- Un representante del Consejo Nacional de la Empresa Privada que conozca de las materias de competencia de la energía

¹ Ley N° 43 que reorganiza la Secretaría Nacional de Energía y dicta otras disposiciones. Firmada el 25 de abril de 2011. Publicada el 25 de abril de 2011. Gaceta Oficial 26771

Las funciones del Consejo Consultivo son:

- Servir de cuerpo asesor de la Secretaría en todos los temas de su competencia.
- Recomendar a la Secretaría el estudio, investigación y análisis de materias específicas en los diversos subsectores del sector energía.
- Emitir recomendaciones a la Secretaría en todos los temas que el Consejo, por iniciativa propia, crea convenientes.
- Participar en la elaboración de los planes y programas en los que la Secretaría le solicite su apoyo.
- Apoyar a la Secretaría en la coordinación, implementación y ejecución de las políticas, planes o programas que el Órgano Ejecutivo establezca en materia de energía.

Regulador

La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) es el organismo encargado de la regulación del sector eléctrico. La regulación del sector de hidrocarburos no es explícita y es posible encontrar organismos como el Ministerio de Comercio e Industrias, de la Autoridad de Protección al Consumidor y Defensa de La Competencia y de la Secretaría Nacional de Energía realizando tales atribuciones. Estos últimos se encargan de velar por el cumplimiento de la normativa que rige la importación, transporte y distribución de petróleo y derivados.

La ASEP se financia a través de cinco mecanismos que incluyen a todos los prestadores de servicios públicos:

- La tasa por los servicios de control, vigilancia y fiscalización que se establezca a cargo de las empresas prestadoras de servicios públicos;
- El importe de los derechos de inspección y otros servicios especiales que soliciten las empresas prestadoras de servicios públicos, los cuales serán pagados por éstas;
- Las donaciones y legados aceptados;
- Los bienes o derechos que adquiera por cualquier título;
- Los frutos y rentas que generen sus bienes;
- Cualquier otro ingreso que provenga de leyes especiales o de aportes específicos.

En el caso específico del subsector eléctrico, la Ley 6 establece que los distribuidores y generadores que vendan a grandes clientes deberán pagar una tasa de control, vigilancia y fiscalización que no podrá superar al equivalente del 1% de los ingresos brutos del año anterior.

El organismo está dirigido por un administrador general, nombrado por el Órgano Ejecutivo y ratificado por la Asamblea Nacional para ejercer el cargo por un período de siete años. Las funciones administrativas de la Autoridad son llevadas a cabo por un director ejecutivo, nombrado por el administrador y cuyo cargo es de libre remoción.

Adicionalmente, la ASEP cuenta con un Consejo de Administración que realiza funciones de supervisión. Este consejo está integrado por dos Ministros del Gabinete, tres personas que serán designadas por el Presidente de la República y el Director Ejecutivo de la Autoridad.

Cuenta con cuatro direcciones nacionales: la Dirección Nacional de Electricidad, Agua Potable y Alcantarillado Sanitario, la Dirección Nacional de Telecomunicaciones, la Dirección Nacional de Atención al Usuario y la Dirección de Administración y Finanzas.

Entre las funciones específicas de la ASEP en la legislación vigente se encuentran las siguientes:

- Regular el ejercicio de las actividades del sector de energía eléctrica para asegurar:
 - La disponibilidad de la oferta energética bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera.
 - La competencia en el grado y alcance definidos por esta Ley.
- Vigilar y controlar el cumplimiento de las leyes, así como sancionar sus violaciones.
- Establecer los requisitos generales (...) para acceder y hacer uso de las redes de servicio público de transmisión y distribución.
- Establecer los criterios, metodologías y fórmulas para la fijación de las tarifas de los servicios públicos de electricidad, en los casos en que no haya libre competencia.
- Aprobar las tarifas de venta para el servicio público de electricidad.
- Supervisar, verificar y revisar la aplicación del régimen tarifario.
- Vigilar que los subsidios tarifarios se utilicen en la forma prevista en las normas correspondientes.
- Expedir regulaciones específicas para la autogeneración y cogeneración de electricidad.
- Establecer criterios y procedimientos para los contratos de ventas garantizada de energía y potencia entre los participantes del mercado mayorista.
- Aprobar el reglamento para la operación integrada del sistema interconectado nacional, así como para normar
 - Despacho de los contratos.
 - Transferencias de energía en bloque.
- Fijar las normas para la prestación del servicio por parte de las empresas de servicios públicos de electricidad.

- Determinar criterios de eficiencia operativa y de gestión del servicio, desarrollando modelos para evaluar el desempeño de los prestadores.
- Dictar un reglamento sobre los derechos y deberes de los clientes.
- Arbitrar conflictos.
- Aplicar sanciones a los infractores en el campo normativo de su competencia.
- Autorizar el uso, adquisición de bienes inmuebles y constitución de servidumbres.
- Reducir la demanda máxima superior que define a los grandes clientes, solamente cuando se aprueben las fórmulas tarifarias o cuando se renueven las concesiones de distribución.
- Emitir concepto sobre las solicitudes de concesión de uso de agua para generación hidroeléctrica.
- Emitir certificaciones de las utilidades netas de los agentes del mercado.

Descripción Institucional del sector eléctrico en Panamá

Generación		Transmisión		Distribución	
	Capacidad Instalada¹	Empresa	ETESA		
Hidroeléctrica	47.3%	Propiedad	Estatal	Empresas ¹⁰	ENSA (43%) Edemet (44%) Edechi (13%)
Solar & Eólica	n/a	Mercado	Monopolio Estatal		
Termoeléctrica	52.7%				
Geotérmica	n/a	Funciones⁷	Operar el SIN Intermediario del mercado	Cobertura Nac.	83%
Ppal Empresa Estatal	EGESA (8%) ²	Part. Privados	No	Mercado	Monopolios regionales
Participación Privada	Permitida	Política de precios	Peaje regulado ⁸	Part. privada	Permitida
Requisitos	Mínimos				
Registros	27 Centrales				
Integración Vertical	No permitida ⁴			Concesiones	15 años Puede renovarse
		Mercado Mayorista			
Incentivos Fiscales⁵		Encargado	ETESA-CND	Usuarios subsidiados	100 kWh x mes Max 20% consumo
(a) Equipos	Sin impuestos de exportación				
(b) Combustibles	Compra-venta directa	Funciones	Operación Integrada Administrar despacho de contratos	Política de precios	Regulados Art. 111-114 Ley 6
(c) Pequeños generadores	Cert. Reduccion de CO ₂ descontados ISRL	Comercializadora	n/a		
		Grandes usuarios	4		
Política de precios		Dem. Max. ⁹	>100 MV		
Mercado de Contratos	Participantes del MME				
Mdo. de ocasión	Precio fijado en licitación Demanda - Contratos P = CMg				
Regulador		Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)			
Miembros integrantes en la directiva		6			
Nombrados por el Presidente de la República		6			
Financiamiento		Tasa (?1%) de la facturación de Distribuidores y Generadores			

Fuente: Centro Nacional de Despacho de Carga, Instituto Nacional de Electricidad, Ley 272 para la Industria Eléctrica y Reglamento, Ley 6 y reglamento.

Sub-sector eléctrico

Generación

Panamá es un país cuya generación depende en gran medida del sector privado. Estas compañías manejan 81.5% de la capacidad de generación existente. Las empresas de propiedad estatal, EGESA y la Autoridad del Canal de Panamá (ACP) manejan el restante 18.5%. El sector privado puede participar en este segmento del mercado bajo tres modalidades; (a) adquiriendo acciones en empresas del Estado, (b) mediante contratos de concesión con plazos de 50 años renovables² y, (c) mediante licencias de generación en el caso de fuentes no renovables³.

La infraestructura instalada para generación eléctrica en Panamá proviene principalmente de fuentes térmicas y de hidroelectricidad. Al cierre del año 2010, cerca de 47.3% de la capacidad de generación a nivel nacional provino de centrales hidroeléctricas y el restante 52.7% correspondió a fuentes térmicas, diésel y gas natural.

El régimen de propiedad de estas plantas puede ser público, privado o mixto. Sin embargo, en la actualidad predomina el número de centrales eléctricas manejadas por el sector privado. En relación a la tecnología hidráulica, existen 21 centrales, de las cuales 18 son manejadas por el sector privado y tres por el sector público. En relación a la tecnología térmica, existe un total de 13 centrales, nueve de las cuales son manejadas por el sector privado y las cuatro restantes por el sector público. La Tabla 1 presenta una síntesis de la distribución de la capacidad de generación eléctrica de Panamá en 2010.

Tabla 1. Distribución de la capacidad de generación eléctrica en Panamá, año 2010.

Fuentes	Públicas	Privadas	Total
Primarias			
Hidráulica	3.0%	44.3%	47.3%
Geotérmica	n/a	n/a	n/a
Eólica	n/a	n/a	n/a
Secundarias			
Térmica	15.4%	37.2%	52.7%
Total	18.5%	81.5%	100%

Fuente: CEPAL y cálculos propios.

² Para el caso de generación hidroeléctrica y geotérmica

³ Los plazos para los contratos por medio de licencias no están establecidos en la legislación.

Los generadores pueden vender energía a otros participantes del mercado⁴ mediante un Mercado de Contratos de mediano y largo plazo, cuyo precio final lo fijan las partes interesadas en un proceso de licitación, o mediante un Mercado de Ocasión de corto plazo que surge de la necesidad de suplir una demanda no atendida en el Mercado de Contratos y cuyo precio lo fija el costo marginal del último generador en participar.

Generadores internacionales pueden participar en el mercado eléctrico nacional registrándose previamente en el Centro Nacional de Despacho (CND). En la actualidad, Panamá realiza intercambios comerciales de energía eléctrica sólo con Costa Rica, sin embargo, existen contratos a largo plazo registrados en el Siepac⁵ y un proyecto de interconexión con Colombia.

En materia de incentivos para el desarrollo de nuevos proyectos de generación, las empresas hidroeléctricas cuentan con exenciones impositivas en la importación de los equipos para sus plantas, mientras que las empresas de generación termoeléctrica cuentan con la exención de aranceles de importación en los combustibles utilizados. La legislación también considera a los pequeños generadores y a aquellas empresas de generación con capacidad inferior a 10MW, ofreciéndoles algunos incentivos fiscales adicionales.

Luego de la privatización del Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE), vigente hasta la promulgación de la Ley 6 de 1997, se crea el Mercado Mayorista de Electricidad de Panamá, en donde los agentes productores y consumidores (distribuidores y grandes clientes) realizan transacciones comerciales de compra y venta de energía y potencia.

El mercado mayorista, que incluye el Mercado de Contratos y el Mercado Ocasional, es el ámbito donde los productores (generadores, autogeneradores, cogeneradores e interconexiones internacionales) y los consumidores (distribuidores, grandes clientes y la exportación), realizan sus transacciones comerciales de compra-venta de energía y/o potencia.

Estas transacciones comerciales se realizan bajo dos modalidades. Una es a través del mercado de contratos, donde el precio de la potencia y energía transada lo fijan los agentes participantes, y otra es el mercado ocasional, donde se realizan transacciones horarias que permitan considerar los excedentes y faltantes que surjan del despacho, los compromisos contractuales y cambios temporales en la oferta y la demanda de energía.

4 Incluyendo, por ejemplo, a la empresa nacional de transmisión ETESA.

5 Fechas y detalles no especificados. Ver http://www.eprsiepac.com/contratos_siepac_transmision_costa_rica.htm

En resumen:

Mercado de Contratos:

- Transacciones de mediano y largo plazo.
- ETESA licita la contratación de suministro para las distribuidoras.
- Precio fijado por el proceso de licitación.
- Los agentes deben tener contratado 100% de la potencia necesaria para cubrir la demanda máxima del año siguiente.

Mercado de Ocasión:

Sirve para cubrir la diferencia entre demanda del sistema y contratos existentes. El costo variable de generación de la última unidad requerida determina el precio spot.

Transmisión

La empresa estatal ETESA controla el monopolio de la actividad de transmisión en Panamá. Entre sus funciones se encuentra la planificación de la expansión, la operación y el mantenimiento del Sistema Interconectado Nacional (SIN). El acceso a las redes es libre para los generadores y distribuidores previo cumplimiento de las normas de seguridad.

ETESA cobra un peaje por el uso de las redes, cuyo valor regula y fija ASEP. El peaje cobrado se refleja en la composición de la tarifa final y comprende los siguientes cargos: costo por uso de la red de transmisión, costo por el servicio de la operación integrada (ETESA-CND) y los costos por las pérdidas de energía en las redes de transmisión.

ETESA, a diferencia de otras empresas de transmisión existentes en la región, puede cumplir también el rol de intermediario en la compra de energía por bloques (mercado de contratos).

Sus funciones específicas de acuerdo a la Ley vigente son las siguientes:

- Prestación del servicio de transmisión de energía eléctrica en alta tensión en forma no discriminatoria, por su cuenta y riesgo.
- Planeamiento de la expansión, construcción de ampliaciones y refuerzos de la red de transmisión. Preparar el Plan de Expansión de Generación y Transmisión para el Sistema Interconectado Nacional.
- Planificar y operar de forma eficiente y confiable el Sistema Interconectado Nacional (SIN) desde el Centro Nacional de Despacho.
- Realizar estudios básicos necesarios para identificar posibilidades de desarrollos hidroeléctricos y geotérmicos.
- Expandir, operar, mantener y prestar los servicios relacionados con la red nacional de hidrometeorología.

El Centro Nacional de Despacho (CND) es una instancia adscrita a ETESA que tiene por finalidad realizar la operación integrada del sistema, por tanto cumple la función de administrador del mercado mayorista de Electricidad.

Distribución

En cuando al segmento de distribución, existen tres empresas distribuidoras de energía eléctrica en Panamá; ENSA, Edemet y Edechi con participaciones de mercado de 43%, 44% y 13%, respectivamente. El Estado de Panamá posee una participación de 49% en la primera de ellas, mientras que Edemet y Edechi son propiedad del grupo español Unión-Fenosa. Estas compañías operan como monopolios regionales en el país.

Las empresas de distribución pueden contratar el suministro de energía mediante un proceso de libre competencia (licitación pública) directamente con los generadores o utilizar a ETESA como intermediario.

Estas empresas no pueden participar en proyectos de generación en donde suplan más de 15% de la demanda dentro de su zona de concesión o poseer el control de más de 50% del número de clientes totales del mercado nacional⁶.

Los contratos de concesión de estas empresas se establecieron en 1998 por un período de 15 años con posibilidad de renovarse. Por tanto, en 2013 se realizarán las negociaciones respectivas entre la Aresep y las empresas interesadas.

La legislación establece que todas las tarifas a clientes finales se encuentren reguladas e incluye un subsidio⁷ para los consumidores con una demanda menor a los 100KWh por mes.

Adicionalmente, los concesionarios, quienes por ley están obligados de brindar el servicio de suministro de electricidad, tienen la responsabilidad de efectuar las inversiones necesarias para construir, extender y mejorar el suministro, de acuerdo al aumento de la demanda en sus respectivas áreas de concesión.

⁶ Art. 94 Ley 6.

⁷ El subsidio máximo es de 20% del consumo y los fondos provienen del presupuesto nacional.

Matriz Institucional del Sub-sector de Hidrocarburos

Importación		Comercialización	
Participación Privada	Permitida	Política de precios	Regulados. Se determinan precios máximos de venta al público. Los participantes compiten con precios por debajo del precio máximo
Participación en el mercado	100%		
Incentivos fiscales	Zonas libres de combustible		
Importaciones por productos:			
Productos derivados del petróleo		Gasolinas, diesel y otros productos	
Porcentaje de las importaciones totales (2011)	89.7%	Total de estaciones de servicios	404
Empresas participantes (Participación 2011)	Chevron-Texaco (83.3%) Puma (10.1%) Petroterminales (6%)	Empresas (Número de estaciones de servicio)	Delta (182) Chevron-Texaco (50) Petrolera Nacional (76%) Puma (41) Otros (55)
GLP		GLP	
Porcentaje de las importaciones totales (2011)	10.3%	Distribuidores	Petroport Chevron-Texaco Otras empresas privadas
Empresas participantes (Participación 2011)	Petroport (62,9%) Chevron-Texaco (37,1%)		
Regulador		Secretaría Nacional de Energía	
Nombrados por el Presidente de la República		Libre nombramiento del presidente de la República	
Financiamiento		Financiada con el aporte del presupuesto nacional	

Fuente: Elaboración del autor con información de SNE, CEPAL, y legislación vigente.

Sub-sector hidrocarburos

Panamá es un país que no produce hidrocarburos, por tanto todo su consumo proviene de la importación de crudo y derivados⁸. Los principales participantes de este mercado son las empresas de transporte y almacenamiento al mayor y las empresas distribuidoras/comercializadoras de combustibles.

En la actualidad, existen tres empresas de almacenamiento, transporte y distribución de productos derivados ubicadas en zonas libres de impuestos. Ellas se encargan de abastecer a las empresas comercializadoras de combustible y GLP que operan en el territorio nacional.

La más importante es Petroterminal de Panamá, empresa de capital mixto que, además de manejar las instalaciones de almacenamiento más importantes del país⁹ posee un oleoducto de 131 kilómetros que conecta las costas Pacífica y Atlántica de Panamá.

En materia de precios, el SNE establece precios de paridad de importación para todos los combustibles que se consumen en el país. El precio final al consumidor se calcula sumando a este precio los márgenes de comercialización (transporte, margen de la distribuidora y margen del concesionario) y el impuesto al consumo de combustible. Los costos de almacenamiento y transporte no están regulados.

Por otro lado, el SNE establece un precio máximo de venta al público para la gasolina y el diésel y ofrece un subsidio al consumo de GLP¹⁰.

8 Estadísticas de la EIA señalan que Panamá no produce ni consume gas natural.

9 Puede almacenar hasta 5.8 millones de barriles.

10 Subsidio en el precio al consumidor final del tanque de gas licuado de 25 lbs.



Evolución Histórica del Sector Energético



Evolución Matriz Energética 1971 - 2008



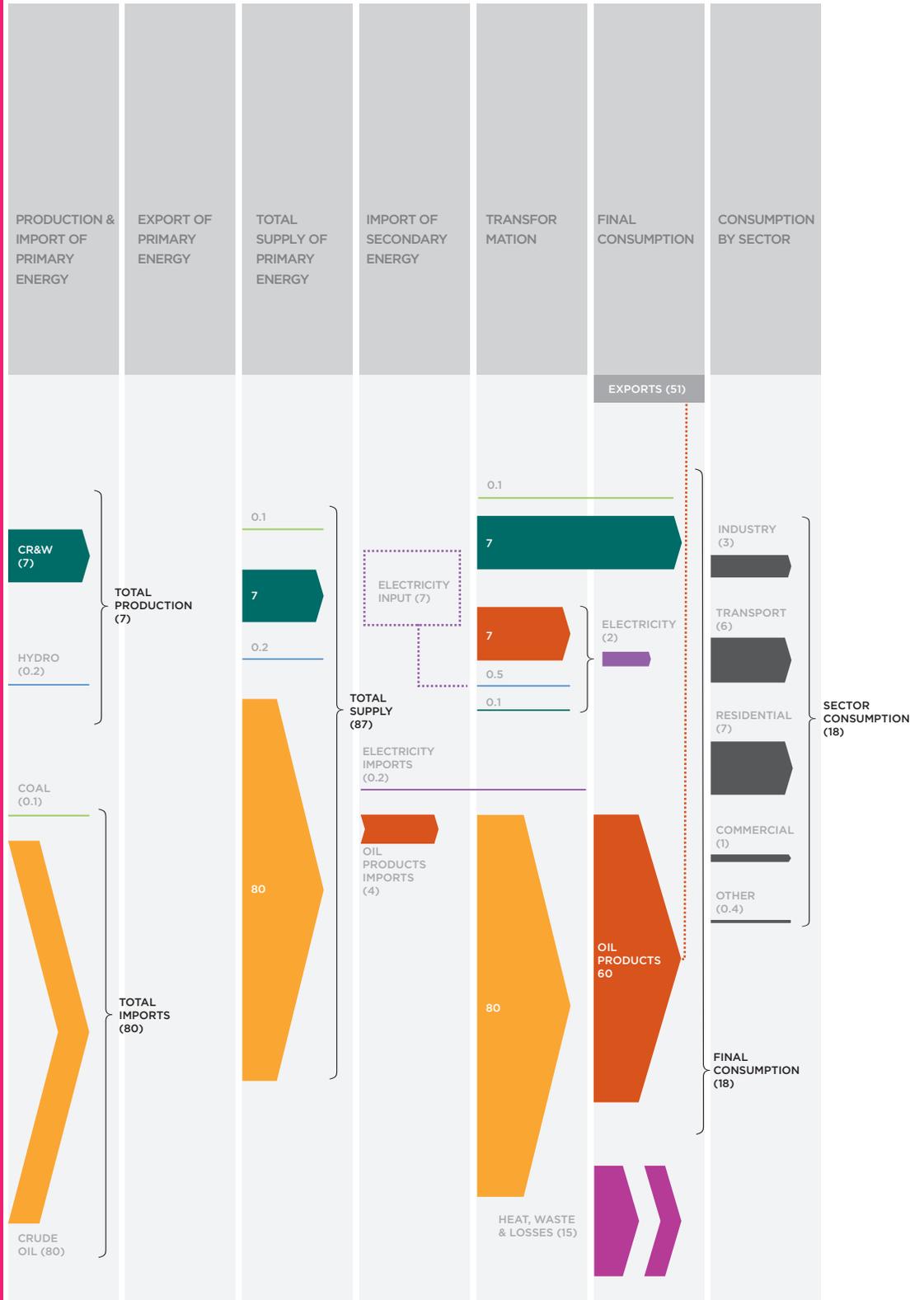
1971-1974

Al comienzo de la década de los años 70, Panamá dependía de la importación de petróleo crudo para suplir dos tercios de su consumo de energía, refinando casi la totalidad de este suministro. La segunda fuente energética la leña acompañada de otros biocombustibles. También se consumieron en mínimas cantidades energía hidráulica y carbón.

1971-1974

Energy Flow

(kboe/day)



Consumo Total de Energía

La economía panameña estuvo netamente orientada al petróleo crudo y los derivados durante este período. El consumo energético llegó a 40 mil barriles equivalentes de petróleo, principalmente compuesto por el uso de productos derivados y biocombustibles. Se importaban 80 mil barriles diarios de petróleo crudo que se refinaban en la planta de Bahía Las Minas, inaugurada en 1962 y en ese momento propiedad de Texaco. A partir de esta refinación se producían 60 mbepd de productos derivados, de los que se consumían 10 mbepd domésticamente y se exportaban lo 50 mbepd restantes.

Por otro lado, Panamá consumió 6.8 mbepd de biocombustibles con 80% de ese consumo de biocombustibles, según OLADE, a partir de consumo de leña. Por último, hubo un pequeño uso de energía hidráulica. Este total llegó a 0.2 mbepd, principalmente a partir de la planta hidroeléctrica La Yeguada, inaugurada en 1967 con 6 MW de capacidad instalada y expandida a 7 MW en 1973.

Electricidad

Al ser el petróleo crudo importado y refinado con amplio margen la fuente energética más importante del país, la generación eléctrica dependió casi totalmente de productos derivados. De los 6.8 mbepd que se consumieron para generar electricidad, 6.6 mbepd fueron a partir de combustibles líquidos, 97% del total, con la hidrogenación aportando 2.4% y los biocombustibles el 0.6% restante. De este consumo se generaron 1,071 GWh, 91% a partir de combustibles líquidos y 9% de hidrogenación.

Electricidad	Insumos (mbepd)	%	Consumo eléctrico (GWh)	Consumo eléctrico (mbepd)	%
Combustibles líquidos	6.63	97.0%	974	1.42	91%
Hidrogenación	0.16	2.4%	93.5	0.14	9%
Biocombustibles	0.04	0.6%	3.5	0.01	0%
Total	6.84	100%	1,071.00	1.56	100%

Fuente: Cálculos propios basados en información de la IEA

Consumo Final por Sectores

La economía panameña de este período dividía su consumo en tres sectores con proporciones similares. El sector residencial, con 39% del total, llegó a 6.8 mbepd usando 81% a partir de los biocombustibles (esencialmente leña en zonas rurales), 11% de líquidos y casi 8% de electricidad. Le siguió el sector industrial, con 34% -6 mbepd- de los cuales 61% fueron combustibles líquidos y 30% biocombustibles. El uso energético del transporte fue 20% del total, completamente de combustibles líquidos.

Consumo por Sectores	Industria	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Carbón	2.7	0	0	0	0
Combustibles líquidos	60.9	100	11.2	9.7	72.5
Biocombustibles	30.4	0	81.0	0	0
Electricidad	6.0	0	7.8	90.3	27.5
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Cálculos propios basados en información de la IEA



1984-1987

En los 10 años entre este periodo analítico y el anterior, Panamá redujo drásticamente sus importaciones de petróleo crudo. Además, puntualmente, sufrió un derrame de crudo en 1986 en las costas de refinería de Bahía Las Minas, que impactó el suministro de crudo del país. Panamá expandió su producción a partir del potencial hidráulico y cuadruplicó la importación de carbón.

Energy Flow 1984-1987

(kboe/day)



Consumo Total de Energía

En parte por la reducción de importaciones de crudo y de refinación en el país, y por el derrame de 1986, el consumo total de energía en promedio anual se redujo 16% y se ubicó en 34 mil barriles equivalentes por día entre 1984 y 1987. El crudo siguió siendo la fuente energética más importante para el consumo, pero 66% menor que antes, con 27 mbd. Se sumaron a ese crudo refinado 3.1 mbd de productos derivados importados en promedio anual. Esta importación de productos cayó 20% en la década entre estos dos períodos. Así, se consumieron 12 mbepd de derivados y se exportaron 9 mbepd.

El consumo final de productos quedó entonces en 12 mbepd entre 1984 y 1987. Por otro lado, el consumo de energía hidráulica dio un salto cuántico de 0.2 mbepd a 3.3 mbepd gracias principalmente a la puesta en operación en 1984 de la hidroeléctrica Fortuna, de 300 MW de capacidad instalada y aún hoy la hidroeléctrica más grande del país. A este aprovechamiento de energía hidráulica se le sumaron las inauguraciones de las centrales hidroeléctricas Bayano en 1976, con dos unidades de 75 MW de capacidad cada una; La Estrella en 1979 con dos unidades que rondaban los 20 MW de capacidad; y Los Valles en 1979 con dos unidades de 25 MW de capacidad para ese momento.

Electricidad

Con la instalación de centrales hidroeléctricas, este recurso pasó a ser 41% del consumo de la generación eléctrica, con los combustibles líquidos aportando 50% y los biocombustibles 9%. A partir de ese consumo de 7.87 mbepd se generaron 2,472.25 GWh de electricidad, de los cuales 76% fueron a partir de energía hidráulica, 21% de combustibles líquidos y 2% de biocombustibles. Es así que el consumo de electricidad más que se duplicó en la década entre los dos períodos expuestos.

Electricidad	Insumos (mbepd)	%	Consumo eléctrico (GWh)	Consumo eléctrico (mbepd)	%
Combustibles líquidos	3.93	50%	525.75	0.73	21%
Hidrogenación	3.26	41%	1887.25	2.64	76%
Biocombustibles	0.68	9%	59.25	0.08	2%
Total	7.87	100%	2,472.25	3.45	100%

Fuente: Cálculos propios basados en información de la IEA

Consumo Final por Sectores

Si bien el consumo total disminuyó para este período, el consumo final –ya tomando en cuenta pérdidas del sistema energético– aumentó 38% sobre el período anterior, llegando a 24 mbepd. De estos, 33% fue para el consumo residencial, compuesto en 75% por biocombustibles y 13% por electricidad; 30% al consumo de transporte, enteramente de combustibles líquidos; y 26% al consumo industrial, el cual fue 58% combustibles líquidos y 30% biocombustibles.

Consumo por sectores	Industria	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Carbón	4.6	0	0	0	0
Combustibles líquidos	58.3	100	11.7	19.3	47.3
Biocombustibles	29.7	0	75.5	0	0
Electricidad	7.3	0	12.8	80.7	52.7
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Cálculos propios basados en información de la IEA

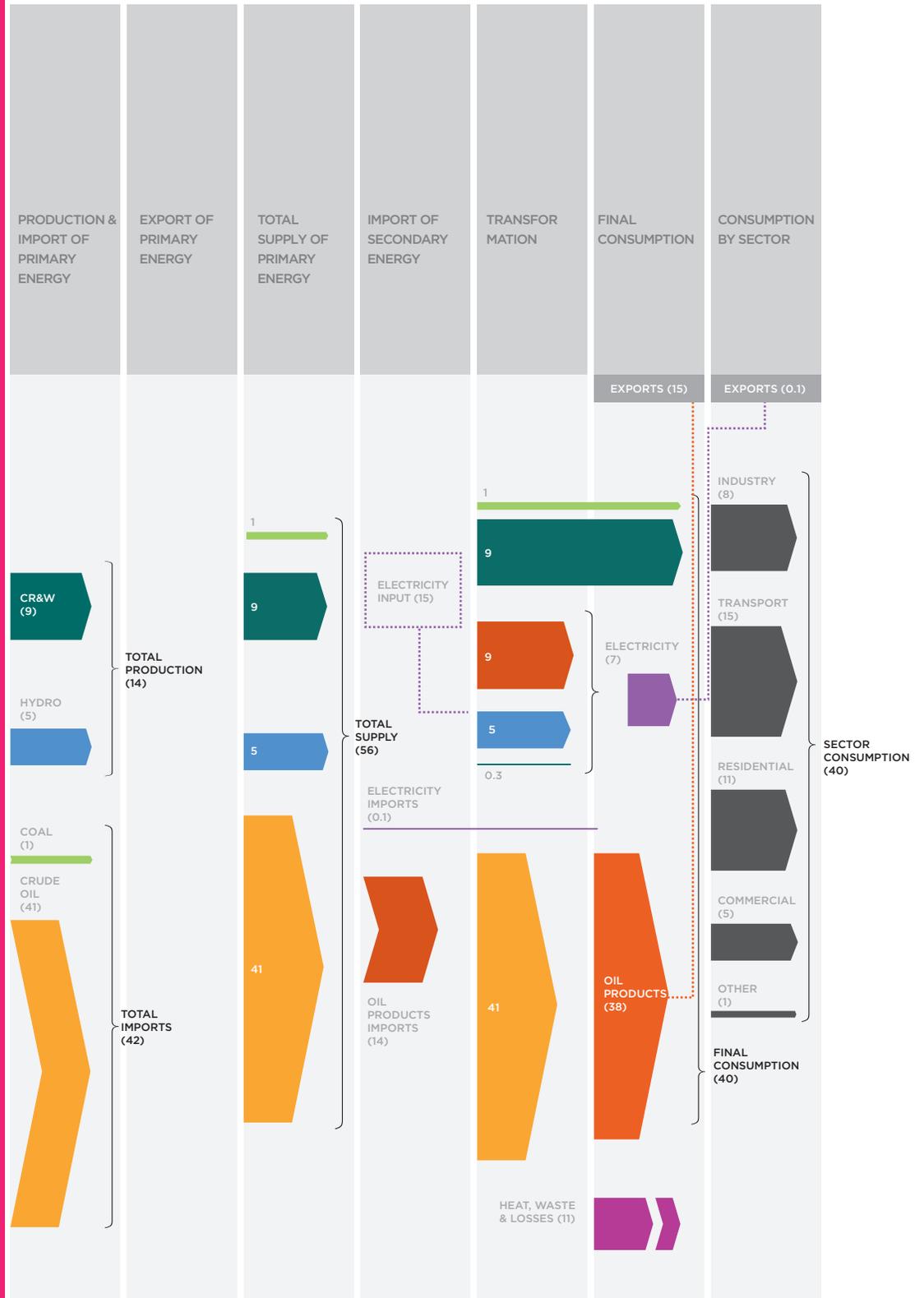


1999-2002

El principal aspecto a destacar que va de mediados de los ochenta al cambio de siglo es el resurgimiento de las importaciones de crudo. Si bien no llegan a los niveles del comienzo de nuestro análisis en la década de los años 70, estas importaciones son 50% más altas que los totales a mediados de los años 80.

Energy Flow 1999-2002

(kboe/day)



Consumo Total de Energía

Gracias al crecimiento en el consumo de petróleo crudo de la economía panameña, el país consumió 64% más energía en este período que en el anterior, llegando a 56 mbepd. De ese total, 41% se explica por el consumo de 27 mil barriles diarios de petróleo crudo a ser procesados en el país. Este crudo refinado y los 14 mbepd de productos derivados importados se traducen en 38 mbepd de combustibles líquidos, de los cuales 15 mbepd fueron exportados. El consumo de las demás fuentes energéticas también aumentó. Con la incorporación al sistema de las hidroeléctricas de Gatún y Madden, propiedad de la Autoridad del Canal de Panamá, y un mejor aprovechamiento del recurso en Fortuna, Bayano y Los Valles, el consumo de energía hidráulica creció 65%, llegando a 5.4 mbepd durante el período.

Electricidad

El consumo de la generación eléctrica se mantuvo enfocado principalmente en los combustibles líquidos y el recurso hídrico. De los casi 15 mbepd de insumos a la generación, 61% vinieron de los derivados y 37% de la energía hidráulica. El 2% restante vino del uso de los biocombustibles. A partir de ese consumo, se generaron los 4,971 GWh usados por la economía panameña por año entre 1999 y 2002. Esta generación fue 63% a partir de la hidrogenación, con un total de 3110.75 GWh, y 37% de los productos derivados, que totalizaron 1,836.75 GWh.

Electricidad	Insumos (mbepd)	%	Consumo eléctrico (GWh)	Consumo eléctrico (mbepd)	%
Combustibles líquidos	8.93	61%	1836.75	2.44	37%
Hidrogenación	5.37	37%	3110.75	4.13	63%
Biocombustibles	0.27	2%	23.5	0.03	0%
Electricidad	14.57	100%	4,971.00	6.61	100%

Fuente: Cálculos propios basados en información de la IEA

Consumo Final por Sectores

Analizado por sectores, el consumo totalizó casi 40 mbepd –un crecimiento de 64% sobre el total de finales de los 80. En este período cambió la composición del uso energético y el consumo transportista –enteramente compuesto por derivados– pasó a ser el mayor del país con 15 mbepd y 39% del total. El sector residencial, integrado en dos terceras partes por biocombustibles, bajó del primer al segundo lugar con 11 mbepd –28% del total– y creciendo 40% en términos absolutos sobre el promedio de 1984-1987. El uso industrial de la energía llegó a casi 8 mbepd, 19% del total, haciendo uso en 61% de combustibles líquidos, 19% de biocombustibles, 10% de electricidad y 9% de carbón.

Consumo por sectores	Industria	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Carbón	9.3	0	0	0	0
Combustibles líquidos	60.9	100	16.1	19.7	97.0
Biocombustibles	19.4	0	66.0	0.8	0
Electricidad	10.4	0	17.9	79.5	3.0
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Cálculos propios basados en información de la IEA

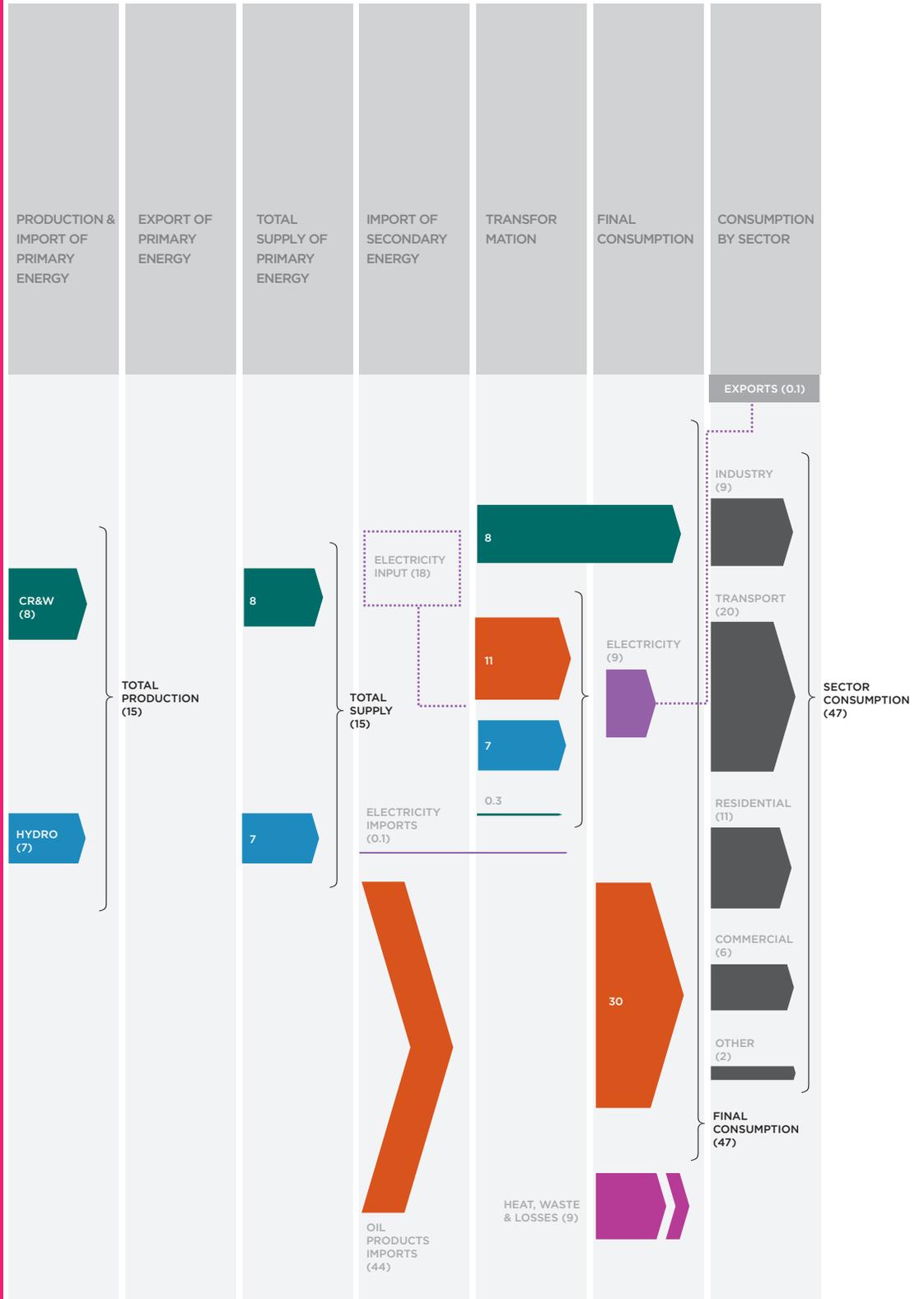


2005-2008

El principal aspecto a destacar en este período es que en 2002 Panamá cierra la refinería que la había permitido destacar como importador de petróleo crudo y exportador de productos para la cuenca del Caribe. Panamá aumentó sus importaciones de productos derivados en detrimento de la importación de crudo para refinarlo y dejó de exportar combustibles líquidos. También cesaron las importaciones de carbón, al tiempo que aumentó el consumo de energía a partir del recurso hidráulico.

Energy Flow 2005-2008

(kboe/day)



Consumo Total de Energía

A partir de los cambios descritos arriba, el consumo total de energía se ubicó para este período en 58 mbepd, lo que representó un crecimiento de 4% sobre el período anterior. El consumo de productos derivados importados fue con ventaja el mayor de este período, totalizando 75% del total con casi 44 mbepd. La segunda fuente energética del país siguieron siendo los biocombustibles, con 8 mbepd -13% menos que el total del período anterior- y 14% del consumo total.

El consumo de energía hidráulica fue 20% mayor para este período con 6.5 mbepd, gracias en gran medida a la inauguración de la hidroeléctrica Estí con 120 MW de capacidad instalada en dos unidades generadoras en la provincia norteña de Chiriquí. También se amplió la capacidad instalada de las unidades 1 y 2 de la hidroeléctrica Bayano en 2002 y 2004 por 86 MW y se mejoraron las unidades generadoras de La Estrella y Los Valles en 2006 y 2007, ampliando así también la capacidad de generación hidroeléctrica del país.

Electricidad

El patrón de consumo de generación eléctrica se mantuvo estable entre el período anterior y este. Si bien el consumo creció de 9 a 11.5 mbepd, las proporciones de cada fuente se mantuvieron prácticamente iguales. Los combustibles líquidos abarcaron 63% del consumo, la hidrogenación 35% y los biocombustibles 2%. También se mantuvo estable la composición de la electricidad generada en cuanto a fuentes. De los 6,180.5 GWh generados, 60% fueron a partir de energía hidráulica y casi 40% a partir de los combustibles líquidos.

Electricidad	Insumos (mbepd)	%	Consumo eléctrico (GWh)	Consumo eléctrico (mbepd)	%
Combustibles líquidos	11.47	63%	2424.25	3.47	39%
Hidrogenación	6.45	35%	3735.75	5.35	60%
Biocombustibles	0.29	2%	20.5	0.03	0%
Total	18.21	100%	6,180.50	8.86	100%

Fuente: Cálculos propios basados en información de la IEA

Consumo Final por Sectores

El consumo final para este período se amplió 18%, totalizando casi 47 mbepd y los patrones de consumo tuvieron ligeros cambios. El consumo transportista, todo de derivados, creció 29% y pasó a representar 42% del consumo final con casi 20 mbepd. El consumo residencial, con una ligera caída, fue 23% del total con poco menos de 11 mbepd, del cual 66% fue biocombustibles, 18% electricidad y 16% derivados. El consumo industrial -61% líquidos, 20% biocombustibles, 10% electricidad y 10% carbón- llegó a 8 mbepd, 18% del consumo final. Por último, el sector residencial, 80% de electricidad, se ubicó en 6.3 mbepd para así representar 13% del consumo final por sectores.

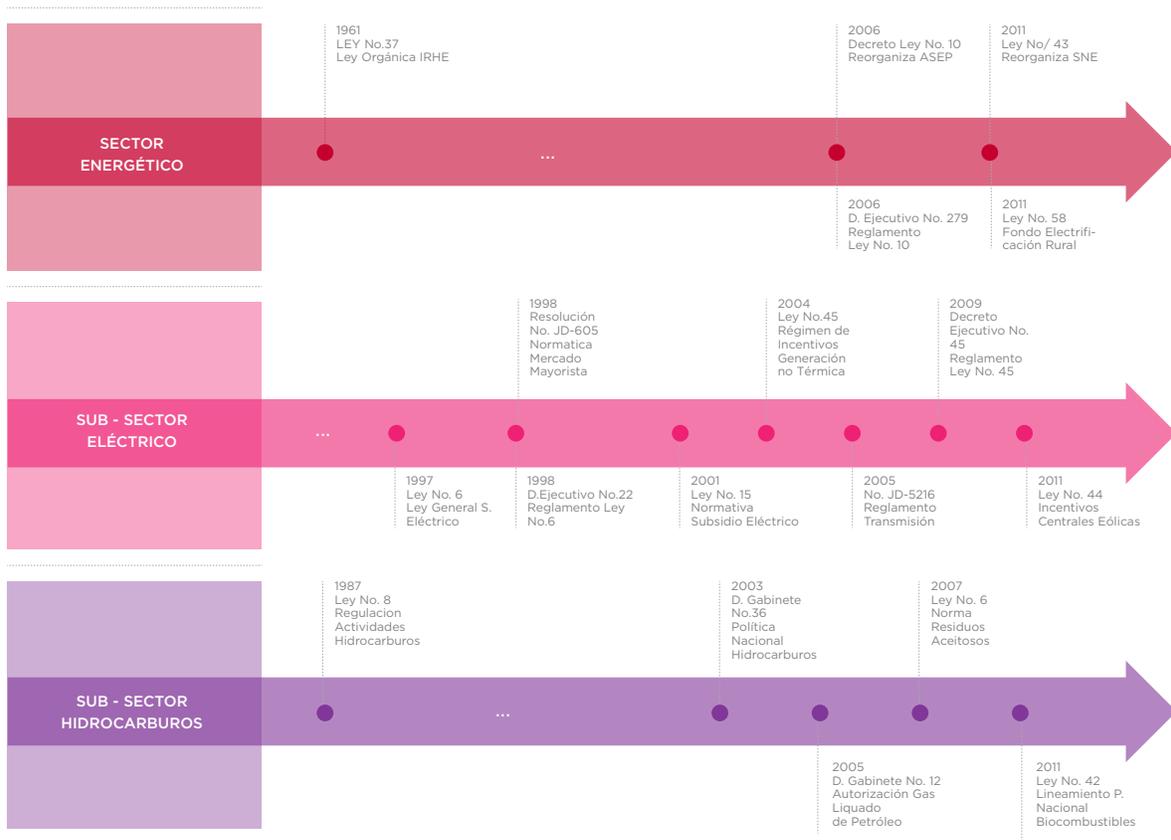
Consumo por sectores	Industria	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Combustibles líquidos	71.8	100	20.6	13.7	96.8
Biocombustibles	19.8	0	54.5	0.2	0
Electricidad	8.4	0	24.9	86.1	3.2
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Cálculos propios basados en información de la IEA



Evolución Institucional del Sector Energético

Evolución del Marco Regulatorio del Sector Energético, Sub-Sector Eléctrico y Sub-Sector de Hidrocarburos en Panamá



Fuente: Elaboración propia

Principales reformas

En 1957, la junta militar que gobernó Honduras por 14 meses desde finales de 1956 crea la Empresa La configuración actual del sector energético de Panamá está delineada por tres instrumentos legislativos principales. En el sub-sector eléctrico el principal instrumento es la ley N° 6, denominada Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad (ley marco). En el sub-sector de hidrocarburos hay dos instrumentos legislativos claves uno es la Ley N° 8 promulgada en 1987 y conocida como Ley de Hidrocarburos¹¹ y el otro es el Decreto de Gabinete N° 36 de 2003.¹²

La ley marco del sub-sector eléctrico de 1997 implicó un cambio importante en la estructura del sector, ya que, entre otras medidas, desintegró al Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE)¹³ que durante más de 36 años fue el principal actor del sector eléctrico panameño.

En su creación, la responsabilidad del IRHE sobre el mercado eléctrico se limitaba a “estudiar, diseñar, construir, operar y administrar sistemas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica”¹⁴ y tenía una presencia marginal en el mercado eléctrico, dominado para el momento por empresas privadas. Sin embargo, bajo la junta militar que gobernó Panamá por 21 años desde 1968, la influencia del instituto en el sector eléctrico se expandió.

En 1969 se firmó el decreto¹⁵ 235 el cual asignó al IRHE las funciones regulatorias y de diseño de políticas del sector eléctrico. Posteriormente, en 1972, se firmó el decreto¹⁶ 109 que nacionalizó los activos de la empresa norteamericana Compañía Panameña de Fuerza y Luz (principal empresa eléctrica del país), traspasándolos al IRHE. Finalmente, en 1973 el Gobierno emitió la ley 66¹⁷ que autorizó al Estado a adquirir de forma forzosa todos los activos de las empresas de servicio público de electricidad. Esta ley abrió paso para que el IRHE asumiera el control de una serie de empresas¹⁸, lo que le permitió tomar el control monopólico de todas las actividades del sector eléctrico.

11 Ley N° 8, por la cual se regulan actividades relacionadas con los hidrocarburos. Firmada el 16 de junio de 1987. Publicada el 1 de julio de 1987. Gaceta Oficial 20834.

12 Decreto de Gabinete N° 36, Por el cual se establece una política nacional de hidrocarburos en la República de Panamá y se toman otras medidas. Promulgada el 17 de septiembre de 2003. Publicada el 22 de septiembre de 2003. Gaceta Oficial 24892.

13 Ley 37, por la cual se crea el Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación como entidad autónoma del Estado. Firmada el 31 de enero de 1961. Publicada el 22 de febrero de 1961. Gaceta Oficial 14335.

14 Artículo 4to, apartado e.

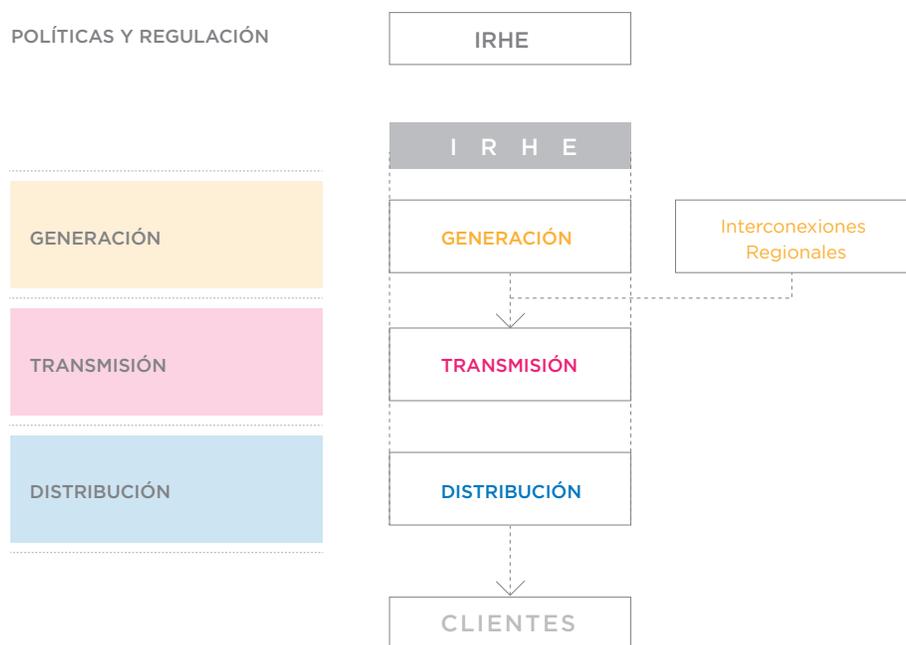
15 Decreto de Gabinete 235 por el cual se subroga la ley n° 37 de 31 de enero de 1961, orgánica del instituto de recursos hidráulicos y electrificación. Firmado el 30 de julio de 1969. Publicado el 19 de agosto de 1969. Gaceta Oficial 16427.

16 Decreto 109, por el cual se ocupa, provisionalmente, la Compañía Panameña de Fuerza y Luz. Firmado el 31 de mayo de 1972. Publicada el 8 de junio de 1972. Gaceta Oficial 17116.

17 Ley 66, por la cual se modifican los artículos 22, 51 y 53 del decreto ley n° 31 de 27 de septiembre de 1958 (por el cual se dictan disposiciones sobre la industria de electricidad). Firmada el 22 de agosto de 1973. Publicada el 30 de agosto de 1973. Gaceta Oficial 17421.

18 El gobierno nacionalizó: Empresas Eléctricas de Chiriquí en 1973, Hidroeléctrica de El Valle en 1976, y La Chorrera y Bocas del Toro, ambas en 1978.

Figura 1. Estructura del sub-sector eléctrico en Panamá, año 1990.



Fuente: Elaboración del autor con base en SNE, IRHE, ASEP, y marco regulatorio

En el sub-sector de hidrocarburos, en cambio, no había presencia de empresas del estado. A principios de la década de los 90, el actor prácticamente monopolista de la importación, producción y venta mayorista de productos derivados del petróleo era Texaco, que desde 1951 operaba la Refinería Panamá S.A. (Refpan) la única refinería en el país. En la distribución detallista había otras empresas privadas que mantenían estaciones de servicio.

Según la ley de hidrocarburos de 1987, el organismo encargado de las políticas del sector era el Ministerio de Comercio e Industrias, a través de la Dirección General de Hidrocarburos (DGH). Los precios de toda la cadena de suministro estaban regulados por la Oficina de Regulación de Precios (ORP) que había sido creada en el año 1969¹⁹ como organismo especial, ya que no dependía de ningún ministerio.

Durante 1990, la operación de refinación de Texaco le permitió suplir el 82% de las gasolinas consumidas en el país y prácticamente el 100% del diésel y el fuel oil. Adicionalmente importaba los productos para satisfacer la demanda total cuando la producción era insuficiente. Por ejemplo, durante ese mismo año el 83% del consumo nacional de gas licuado del petróleo fue importado.²⁰

19 Decreto de Gabinete N° 60, por el cual se crea el organismo especial denominado oficina de regulación de precios y se derogan la ley 19 de 14 de febrero de 1952 y la ley 94 de 28 de diciembre de 1961. Firmada el 7 de marzo de 1969. Publicada el 13 de marzo de 1969. Gaceta Oficial 16318.

20 Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). Istmo Centroamericano: Estadísticas de Hidrocarburos, 1998

Transición política y liberalización petrolera

Desde 1972 hasta 1985 la capacidad instalada de generación de IRHE creció casi cuatro veces, pasando de 226,5 MW a 860,5 MW, principalmente por inversiones en plantas hidroeléctricas. Sin embargo, a partir de la segunda mitad de la década de los 80 las finanzas de IRHE se fueron deteriorando, frenando el impulso de las inversiones. De hecho, en los 12 años que van desde 1985 a 1997 la capacidad instalada sólo creció 14,3%²¹.

Un reflejo de la crisis que comenzó a presentar el sector desde mediados de los años 80 fue el decreto de emergencia promulgado por el gobierno de Manuel Noriega en 1987²². El decreto, que buscaba reducir la demanda de electricidad, fue motivado principalmente por una sequía en los ríos que alimentaban las plantas de generación. El instrumento legal reducía la jornada laboral en una hora y restringía el horario de trabajo al período entre las 6 am y las 6 pm. Igualmente, redujo la jornada laboral del sector público a seis horas y media.

La crisis eléctrica ocurrió al mismo tiempo en que se sucedían cambios de importancia también en la situación política del país. El 20 de diciembre de 1989 ocurrió la invasión a Panamá del ejército de Estados Unidos en la cual se depuso y capturó al General Manuel Noriega, jefe del gobierno militar. Esta incursión militar puso fin al régimen militar que había gobernado al país desde el año 1968.

Un día antes de la invasión se juramentó como presidente a Guillermo Endara, que había ganado las elecciones realizadas en mayo de 1989 pero no había sido reconocido por el régimen militar. El gobierno de Endara se caracterizó por sus medidas dirigidas a promover una economía de mercado. Su plan denominado “Estrategia Nacional para el Desarrollo y la Modernización de la Economía: Políticas para la Recuperación, el Crecimiento Sostenido y la Creación de Empleos”, conocido también como “Plan Ford” (por el nombre del vicepresidente Guillermo Ford), inició procesos de liberalización en muchos sectores de la economía.

La reforma más importante en el sector energético fue la liberalización del mercado de los productos derivados del petróleo. Esta reforma se materializó en el año 1992 con la promulgación del decreto N° 29²³ y con la Resolución N° 329 de la Oficina de Regulación de Precios.

El decreto 29 reestructuró todo el mercado de importación y producción de productos derivados del petróleo al crear las zonas libres de petróleo, que en términos generales significó una serie de beneficios tributarios a las empresas del sector. Complementando a esta reestructuración,

21 Cifras de OLADE

22 Decreto Ejecutivo 14, por el cual se adoptan medidas laborales de carácter temporal por razón de la situación de emergencia nacional causada por la insuficiencia de energía eléctrica. Firmada y publicada el 27 de marzo de 1987. Gaceta Oficial 20769.

23 Decreto N° 29, por el cual se establece una política de liberalización del mercado petrolero en la república de Panamá y se toman otras medidas. Firmado el 14 de julio de 1992. Publicado el 22 de julio de 1992. Gaceta Oficial 22083.

la Oficina de Regulación de Precios²⁴ promulgó la resolución 329 que según explica Acodeco²⁵ “dejó sin efecto todas las resoluciones existentes que regulaban precios y fletes de transporte de los productos derivados de petróleo, y se liberaron completamente los márgenes del concesionario y distribuidor”²⁶.

El decreto de liberalización, que fue el instrumento clave en la reforma de 1992, incluyó modificaciones en varios aspectos del mercado de hidrocarburos. Entre las principales modificaciones se incluyen:

- Se crearon las “Zonas Libres de Petróleo”. Estas zonas eran extensiones territoriales definidas por el poder ejecutivo. En ellas, empresas autorizadas, podrían realizar todas las actividades relacionadas al mercado de los hidrocarburos libres de impuestos, aranceles y tasas. Por ejemplo, la importación y posterior venta de combustible a los barcos que cruzaban el canal no pagaban ningún tipo de impuestos.
- Permitió la importación de productos derivados del petróleo a todas las personas naturales y jurídicas.
- Creó la “tarifa de protección” que fue un arancel extra a los productos importados que podrían ser producidos en las refinerías del país²⁷.
- Las empresas interesadas en operar en las zonas libres de petróleo sólo necesitarían un permiso expedido por la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Comercio e Industrias.
- Se establece que los combustibles que ingresen al mercado doméstico deberán proceder exclusivamente de las zonas libres de petróleo.

Entre los años 1992 y 1993 se efectuaron tres modificaciones al decreto N° 29 que definieron algunos aspectos de su aplicación. En mayo de 1993 se publicó el reglamento de las zonas libres de petróleo.²⁸

El proceso de liberalización, y específicamente la creación de zonas libres de petróleo, buscaba promover la participación del sector privado en la producción e importación de productos derivados del petróleo. Efectivamente este objetivo se logró. A partir de 1992 se han creado 10 zonas libres de petróleo lo cual ha aumentado el número de participantes en el mercado. La primera de estas zonas se le otorgó a Texaco al definir, en el contrato-ley N° 35, el área de la refinería como zona libre de petróleo en 1992.²⁹

24 La Oficina de Regulación de Precios fue eliminada en el año 1996 mediante la ley 29 que creó a la Comisión de Libre Competencia y Asuntos del Consumidor. Para el año 2013 a esta institución se le conoce como la Autoridad de Protección al Consumidor y Defensa de la Competencia (ACODECO).

25 ACODECO: Autoridad de Protección al Consumidor y Defensa de la Competencia.

26 Acuerdo No.-PC 368-02. Comisión de Libre Competencia y Asuntos del Consumidor. 5 de agosto de 2002.

27 En términos prácticos esta reforma redujo la ventaja impositiva que beneficiaba a los productos refinados en el país, ya que redujo el arancel de importación de 70% a 20% con una reducción anual a partir de 1992 del 1% por los siguientes 15 años hasta llegar a 5%.

28 Decreto Ejecutivo N° 26, reglamenta el decreto de gabinete n° 29 de 14 de julio de 1992, modificado por el decreto de gabinete n° 38 de 9 de septiembre de 1992, por el decreto de gabinete n° 4 de 3 de febrero de 1993 y por el decreto de gabinete n°14 de 7 de abril de 1993. Firmado el 6 de mayo de 1993. Publicado el 18 de mayo de 1993. Gaceta Oficial 22287.

29 Ley N° 31, Por la cual se aprueba el Contrato N° 35 celebrado entre el Estado y la sociedad denominada Refinería Panamá, S.A. Firmada el 31 de

En el mercado eléctrico no hubo mayores cambios, aunque se seguían manifestando los problemas que habían emergido en la década de los 80. De hecho, en 1992, el gobierno de Endara tuvo que decretar medidas de emergencia similares a las impuestas en el año 1987 debido a la insuficiencia de energía eléctrica³⁰.

Reformas profundas en el sector eléctrico

En las elecciones de 1994 gana Ernesto Pérez Balladares, el candidato del Partido Revolucionario Democrático (PRD). Su plan de gobierno fue denominado “Políticas Públicas para el Desarrollo Integral: Desarrollo Social con Eficiencia Económica”, mejor conocido como el “Plan Chapman”, ya que su principal propulsor fue el ministro de economía Guillermo Chapman. En el Plan Chapman, que mantenía el enfoque del gobierno anterior de propiciar el desarrollo de una economía de mercado en el país, se hacía explícita la necesidad de reestructurar y privatizar algunas empresas de servicios públicos, entre ellas el IRHE. En el proceso participaron organismos internacionales como el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y el Banco Mundial.

Los cambios en el sector eléctrico se iniciaron con la promulgación en 1995 de la resolución 245³¹ en la cual se aprobó el “Programa de Reforma del Sector Eléctrico”. En este programa se estipulaban los siguientes lineamientos:

- Preparar las funciones en el sector:
 - Formulación y coordinación de políticas, Órgano Ejecutivo.
 - Regulación del sector, ente independiente y autónomo.
 - Prestación de servicios, empresas privadas, públicas y mixtas.
- Establecer reglas claras para las actividades del sector.
- Creación del órgano regulador.

Incluía además seis elementos básicos que debía contemplar la nueva organización del sector:

- Un mercado mayorista con competencia de precios entre los actores.
- Acceso de los generadores privados a las redes de transmisión y distribución de IRHE.
- Desarrollo independiente de proyectos de generación pequeños por parte del sector privado.

diciembre de 1992. Publicada el 6 de enero de 1993. Gaceta Oficial 22198.

³⁰ Decreto Ejecutivo N° 21, por el cual se adoptan medidas laborales de carácter temporal por razón de la situación de emergencia nacional causada por la insuficiencia de energía eléctrica. Firmada el 8 de abril de 1992. Publicada el 9 de abril 1992. Gaceta Oficial 22011.

³¹ Resolución de Gabinete. Por la cual se aprueban lineamientos de política para la implementación de las reformas que serán desarrolladas en la prestación de los servicios de abastecimiento de agua potable y saneamiento así como en los sectores electricidad, portuario y telecomunicaciones. Firmada el 16 de agosto de 1995. Publicada el 25 de agosto de 1995. Gaceta Oficial 22855

- Desarrollo de proyectos privados para cogeneración, para autoconsumo, ventas a grandes consumidores y ventas marginales al sistema interconectado.
- Reglas para las transacciones de energía por interconexiones internacionales.
- Regulación de las tarifas a los usuarios finales.

En enero de 1996 se firma la creación del Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP)³² a través de la ley 26³³. Esta ley no definió las atribuciones del nuevo organismo sobre el sector eléctrico, ya que dejaba esta definición a las legislaciones específicas de cada sector. Por lo tanto, no será hasta 1997 cuando se defina en la Ley Marco todas las características de la regulación en el sector eléctrico.

La resolución 245 estimaba que la aprobación de la Ley Marco por la Asamblea Legislativa debía ocurrir en febrero de 1996, sin embargo, la aprobación de la Ley 6³⁴ tardó un año más, publicándose en febrero de 1997. La Ley Marco derogó las principales leyes que habían regulado el sector desde 1958, por lo que su promulgación significó una reestructuración radical del sub-sector eléctrico. Entre los aportes más resaltantes de la ley 6 se pueden destacar:

- **Papel del Estado en el sub-sector eléctrico:** Limitó su intervención únicamente a actividades de regulación, formulación de políticas, la red de transmisión y a atender áreas no servidas. Se establece específicamente que una de las labores del Estado es la de garantizar la libertad de competencia en las actividades del sector eléctrico.
- **Formulación de políticas:** Se creó la Comisión de Política Energética para que definiera las políticas de todo el sector energético. Esta comisión estaba adscrita al Ministerio de Planificación y Política Energética.
- **Regulador:** Se otorgaron amplios poderes regulatorios y sancionatorios al ERSP. Entre ellos la fijación de tarifas, el otorgamiento de concesiones y licencias a los operadores privados y el mandato de regular todo lo relacionado a la operación del sistema interconectado nacional.
- **Actores del sector:** Creó la figura de Prestadores del Servicio Público de Electricidad, en los cuales se incluyeron a las empresas de servicios públicos de electricidad, los autogeneradores y cogeneradores, los municipios que decidieran proveer el servicio público de electricidad, las cooperativas y otras organizaciones similares y las entidades que para ese momento estaban proveyendo algún servicio eléctrico.
- **Empresas eléctricas del Estado:** Excluyó a las empresas eléctricas estatales de la aplicación de leyes previas que las obligaban a solicitar aprobación de otras instancias del

³² Los servicios públicos son definidos en la ley como: Abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, telecomunicaciones y electricidad.

³³ Ley N° 26. Por la cual se crea el ente regulador de los servicios públicos. Firmada el 29 de enero de 1996. Publicada el 30 de enero de 1996. Gaceta Oficial 22962.

³⁴ Ley N° 6. Por la cual se dicta el marco regulatorio e institucional para la prestación del servicio público de electricidad. Firmada 3 de febrero de 1997. Publicada el 5 de febrero de 1997. Gaceta Oficial 23220.

Ejecutivo para sus contrataciones. Esto les otorgó mayor autonomía de gestión. Adicionalmente, estableció la estructura organizativa de estas empresas.

- **Transmisión:** Crea la Empresa de Transmisión que se mantiene bajo la propiedad del Estado y controla 100% de los activos de la red de transmisión.
- **Participación privada:** Estableció la privatización de las empresas eléctricas estatales, permitiendo vender más de 51% de las acciones de las empresas de generación termoeléctrica y de distribución y hasta 49% de las acciones (formando empresas mixtas) de las empresas de generación hidroeléctrica. Igualmente, estableció que 100% de la empresa de transmisión debía quedar en manos del Estado.
- **Concesiones:** Estableció el marco regulatorio para el otorgamiento de concesiones para las instalaciones de generación hidroeléctrica, geotermoeléctrica y para proyectos de transmisión y de distribución. La vigencia de las concesiones se fijó en un máximo de 50 años para las instalaciones de generación, 25 años para las empresas de transmisión y 15 años para las empresas de distribución.
- **Licencias:** Estableció la posibilidad de otorgar licencias para todas aquellas actividades de generación distintas a las que requieran concesión.
- **Integración vertical:** Eliminó la integración vertical de las empresas del sector eléctrico. Sólo se exceptuó de esta regulación a las empresas de distribución, pero sólo podrían participar en la generación si esta no representaba más de 15% de la demanda atendida en su zona de concesión.
- **Generación:** Estableció que ninguna empresa privada podía controlar directa o indirectamente más de 25% de la energía demandada en el mercado nacional.
- **Despacho de carga:** Dejó la responsabilidad del despacho de carga en manos del Centro Nacional de Despacho (CDN), que era una dependencia dentro de la Empresa de Transmisión.
- **Interconexiones internacionales:** Permite a los agentes del mercado participar en el comercio internacional de electricidad. Estas transacciones quedaron exentas de todo gravamen e impuestos de importación y exportación.
- **Distribución:** Prohíbe que la misma empresa de distribución reciba concesiones de zonas de distribución adicionales si esta adición le permitiría atender a más de 50% de los clientes del mercado nacional.
- **Electrificación rural:** Creó la Oficina de Electrificación Rural para promover la electrificación a zonas rurales no servidas, no concesionadas y no rentables.
- **Precios y tarifas:** Se estableció que ERSP tendría la responsabilidad de determinar las tarifas por los servicios de transmisión, distribución, venta a clientes regulados y operación integrada, dejando a la libre determinación del mercado las tarifas cobradas en el mercado mayorista.

- **Subsidios:** Se estableció una restricción en la cual el subsidio a los clientes finales no podría superar 20% del costo del servicio.
- **Energía renovable:** Se obligó a las empresas de distribución a otorgarle en sus licitaciones una preferencia de hasta 5% del precio a las empresas generadoras con fuentes renovables. Esta preferencia incluyó a la generación con gas natural comprada por la Empresa de Transmisión por lo primeros diez años de vigencia de la ley (2007).
- **Reestructuración del IRHE:** Se estableció la obligación de reestructurar el IRHE para que se dividiera en al menos seis empresas que debían ser posteriormente privatizadas.

En los años posteriores a la reforma se dictaron los reglamentos que regirían la nueva estructura del sector. Particularmente en 1998 se dictaron las normativas que dieron forma al Mercado Mayorista³⁵ y se efectuó la primera reforma a la Ley 6³⁶.

La primera modificación a la Ley N° 6, que fue firmada a los pocos meses de la promulgación de la ley marco, buscó ajustar más claramente la participación privada en el mercado eléctrico y aumentó las atribuciones del Ente Regulador de los Servicios Públicos. Entre los cambios más importantes de la ley se incluyen:

- Se modificó el método de cálculo para la actualización de las tarifas, indexándolo únicamente al índice inflacionario.
- Se estableció claramente la atribución de ERSP para controlar activamente el abuso de posición dominante en el mercado eléctrico por parte de los agentes del mercado.
- Se posibilitó a la ERSP a modificar los límites de concentración de mercado para la solicitud de concesiones en la distribución y la generación. Estos límites se habían establecido en 25% de la demanda total del mercado eléctrico nacional a las empresas de generación y 50% de los clientes del mercado nacional a las de distribución.
- Modificaciones en el método de despacho. Establece la obligación de despachar las plantas de generación al costo marginal de corto plazo, eliminando otras posibilidades.
- Se eliminó la restricción de que las empresas mixtas estuvieran controladas por gobiernos extranjeros.
- Se modificaron ciertas condiciones en el funcionamiento del mercado en los primeros cinco años de vigencia de la ley.

³⁵ Resolución N° 605. Por medio del cual se aprueban las reglas para el mercado mayorista de electricidad de la República de Panamá. Firmada el 24 de abril de 1998. Publicada el 28 de abril de 1998. Gaceta Oficial 23531

³⁶ Decreto Ley N° 10. Por el cual se modifican algunos artículos de la ley 6 de 3 de febrero de 1997, mediante la cual se dicta el marco regulatorio e institucional para la prestación del servicio público de electricidad. Firmada el 26 de febrero de 1998. Publicada el 28 de febrero de 1998. Gaceta Oficial 23490-A

Privatización del IRHE

La columna vertebral de la reforma impulsada por el Plan Chapman era la eliminación del control monopólico que mantenía el IRHE del mercado eléctrico panameño. Para el año 1997 el IRHE contaba con una capacidad instalada de generación de 910 MW, con 60% concentrado en plantas hidráulicas y el resto en plantas térmicas. Su red de distribución alcanzaba a 68,2% de la población, representando 371 mil conexiones residenciales.³⁷ La empresa, que tenía serios problemas administrativos, presentaba 23% de pérdidas técnicas y comerciales y sólo tenía una cobertura de 50% en la población rural, según cifras del Banco Mundial³⁸.

Toda las ineficiencias del sector impactaban en las tarifas pagadas por los usuarios residenciales, que promediaron 0,118 centavos de dólar/Kwh en 1997, las más altas de la región. El plan estimaba que la eficiencia del sector como un todo aumentaría mediante la desintegración del monopolio estatal, la eliminación de la integración vertical y la promoción de un mercado competitivo, lo cual repercutiría en las tarifas a los usuarios finales.

Para la privatización, el Estado dividió a la IRHE en ocho empresas, cuatro de generación, tres de distribución y una de transmisión. Primero se efectuó el proceso de privatización para las empresas de generación, que como estipulaba la ley marco sólo podían vender hasta 49% de sus acciones si entre los activos se incluían plantas de generación hidráulica, por lo tanto, sólo en el caso de Bahía las Minas (que solo tenía plantas de generación térmica) la empresa privada pudo controlar la mayoría accionaria. El proceso de venta se consideró un éxito, ya que se recibieron 26 ofertas de empresas privadas interesadas.

En conjunto, las cuatro empresas de generación vendidas en 1998 produjeron ingresos por 302 millones de dólares al Estado panameño. El cuadro 1 resume los resultados de las privatizaciones para las empresas de generación que ocurrió en 1998.

³⁷ Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). Istmo Centroamericano: Estadísticas del Subsector Eléctrico. 1998

³⁸ World Bank. Project appraisal document on a proposed loan in the amount of us\$12.7 million to the Republic of Panama for a utilities restructuring technical assistance project. December 19th 1997.

Cuadro 1. Resultados de la privatización de las empresas de generación. Año 1998

Empresas de generación	Capacidad instalada (MW)	Empresa compradora	Monto pagado (MM de USD)	Porcentaje de participación comprado	Participación de empleados
Bayano	192	AES Corporation	46*	49%	2%
Bahía las Minas	292	Enron International	92	51%	10%
Fortuna	300	Coastal Power and Hydro-Quebec	118	49%	2%
Chiriqui	222	AES Corporation	46*	49%	2%

Fuente: International Finance Corporation. Panamá: Instituto de Recursos Hidráulicos y de Electrificación. http://www1.ifc.org/wps/wcm/connect/a21a86804983912d83d4d3336b93d75f/CIA_PPPseries_IRHE.pdf?MOD=AJPERES

* AES compró las dos empresas por un total de 92 millones de dólares.

En 1999 se efectuaron las ofertas públicas de las empresas de distribución. En este proceso participaron 17 compañías oferentes. Los tres ganadores de las licitaciones pagaron un total de 301 millones de dólares por las acciones de estas empresas. En el cuadro 2 se resume el resultado del proceso de privatización de las empresas de distribución.

Cuadro 2. Resultados de la privatización de las empresas de distribución. Año 1999

Empresas de distribución	Clientes	Empresa compradora	Monto pagado (MM de USD)	Participación de empleados
Metro-Oeste	195,000	Union Fenosa	106*	10%
Noreste	148,000	Constellation Power	89	10%
Chiriqui	65,000	Union Fenosa	106*	10%

Fuente: International Finance Corporation. Panamá: Instituto de Recursos Hidráulicos y de Electrificación. http://www1.ifc.org/wps/wcm/connect/a21a86804983912d83d4d3336b93d75f/CIA_PPPseries_IRHE.pdf?MOD=AJPERES

* Unión Fenosa pagó 212 millones de dólares en conjunto por los activos de las dos empresas.

Según las estimaciones del IFC, el proceso de desintegración y posterior venta del IRHE significó un aumento en la eficiencia de las empresas del mercado eléctrico, lo cual repercutió directamente en una reducción de hasta 10% en el promedio de las tarifas eléctricas pagadas por los usuarios finales.³⁹

³⁹ International Finance Corporation. Panamá: Instituto de Recursos Hidráulicos y de Electrificación. Succeed Story. http://www1.ifc.org/wps/wcm/connect/a21a86804983912d83d4d3336b93d75f/CIA_PPPseries_IRHE.pdf?MOD=AJPERES

Fortalecimiento institucional y subsidios eléctricos

Las elecciones presidenciales de mayo de 1999 fueron ganadas por Mireya Moscoso, viuda de Arnulfo Arias Madrid, quien fuera el presidente derrocado por los militares liderados por Omar Torrijos en 1968. La propuesta energética del gobierno de Moscoso, cuyos lineamientos se establecieron en el documento “Nuestro compromiso por el cambio”, establecía una continuación a las políticas liberalizadoras de los gobiernos anteriores e incluyó un especial enfoque en el desarrollo de la infraestructura rural.

La gestión del gobierno de Moscoso con respecto al sector energético se caracterizó por sus esfuerzos en la consolidación de las reformas de la década de los 90. En el sub-sector de hidrocarburos se establece, con el decreto N° 36, la política nacional de hidrocarburos. En el sub-sector eléctrico, por su parte, las medidas estaban destinadas principalmente a la consolidación del mercado mayorista y las instituciones creadas en 1996 con la ley marco.

El Ente Regulador de los Servicios Públicos tuvo un rol determinante durante el proceso de consolidación del mercado eléctrico. En el período 1999- 2004, el ente regulador publicó más de 55 resoluciones con respecto al mercado eléctrico donde se incluyeron asuntos como el régimen tarifario, los precios en el mercado mayorista, las concesiones, aprobación de planes de expansión, entre otras. Todas estas resoluciones dieron forma al mercado eléctrico panameño y sirvieron para que al quinto año de la promulgación de la Ley el mercado mayorista llegara a su pleno funcionamiento

A principios de la década de 2000, los precios de los combustibles comenzaron a subir aceleradamente aumentando por lo tanto los costos de generación térmica, que representaba 49% de la generación del país para ese momento. El Gobierno, buscando reducir el impacto del aumento de las tarifas sobre los clientes más vulnerables, introdujo ante la Asamblea Legislativa un proyecto de ley para subsidiar a los usuarios con consumos menores a 100 Kwh.

La Asamblea Legislativa aprueba el proyecto presentado, creando en febrero de 2001 la Ley N° 15⁴⁰ que estableció las normas para los subsidios al consumo residencial de electricidad. En esta ley se diseñó un mecanismo de subsidios cruzados que no implicaba una carga fiscal para el Estado. El subsidio cruzado establecía que los clientes residenciales con consumo de subsistencia (consumo menor a 100 Kwh) recibirían un descuento que sería financiado por los clientes con consumos mayores a 500 Kwh.

⁴⁰ Ley N° 15. Que establece las normas para subsidiar el consumo básico o de subsistencia de los clientes del servicio público de electricidad y dicta otras disposiciones. Firmada el 7 de febrero de 2001. Publicada el 9 de febrero de 2001. Gaceta Oficial 24238.

El mecanismo diseñado, que estaba administrado por las empresas distribuidoras, estableció un fondo que se financiaría con un sobrecargo (hasta 0,6% del monto total de la factura) a la factura mensual de electricidad y potencia de los clientes de alto consumo. Las distribuidoras, utilizando el dinero acumulado en el fondo, reducirían el monto de las facturas de los usuarios de subsistencia hasta por 20% del cargo total.

Este mecanismo de subsidio cruzado fue un complemento al sistema de subsidios eléctricos que ya existía en el país. Para 2003, el ente regulador calculaba que los subsidios relativos a la ley N° 15 representaban 25,4% del total de transferencias pagadas a los 263.017 clientes beneficiarios de subsidios⁴¹. La mayoría del gasto en subsidios se originaba por una ley de 1987⁴² que beneficiaba a los hogares donde hubiera jubilados, pensionados o personas de la tercera edad otorgándoles un descuento de 25% por los primeros 600KWh consumidos.

Política nacional de hidrocarburos: decreto N° 36

En el año 2002 Texaco cierra su refinería en Panamá. Ese año el gobierno y la empresa petrolera llegaron a un acuerdo⁴³ para terminar de forma anticipada el contrato-ley n° 35 firmado en 1992. El cierre de Refpan fue la culminación de un conflicto entre el gobierno de Panamá y Texaco sobre los términos del contrato de operación. La empresa norteamericana mantuvo la capacidad de almacenamiento instalada y, bajo nuevas condiciones, conservó el permiso de operación en la zona libre de petróleo.

El conflicto entre Texaco y el gobierno panameño, donde Texaco solicitó un arbitraje internacional en 1999, se produjo por las políticas de precios. Como estipulaban los decretos de liberalización y el contrato N° 35, los productos importados tenían un arancel de importación denominado “tarifa de protección”. Esta tarifa beneficiaba a la única refinería del país pero, según algunas instituciones del estado como la CLICAC⁴⁴, estaba afectando el mercado de derivados.

El cierre de la refinería tuvo un gran impacto en el mercado de hidrocarburos panameño. Texaco seguía siendo, en el año 2001, el proveedor monopólico de derivados del petróleo en el país. El nuevo escenario obligó al gobierno a adaptar sus políticas de hidrocarburos, priorizando ahora la modernización del mercado de importación de combustibles. En ese contexto se promulga en septiembre de 2003 el Decreto de Gabinete N° 36, donde se “establece una política nacional de hidrocarburos”⁴⁵.

41 Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. Informe: Subsidios a clientes del sector eléctrico en Panamá a diciembre 2011. Abril de 2012.

42 Ley N°6. Por la cual se adoptan medidas en beneficio de los ciudadanos jubilados, pensionados, de la tercera y cuarta edad y se crea y reglamenta el impuesto de timbre denominado paz y seguridad social. Firmada el 10 de junio de 1987. Publicada el 22 de junio de 1987. Gaceta Oficial 20827

43 Convenio N° 1. Contrato entre el ministerio de comercio e industrias y Kevin Wolahan, en nombre y representación de Refinería de Panamá, S.A. Firmado el 20 de mayo de 2002. Publicado el 2 de julio de 2002. Gaceta Oficial 24586.

44 Comisión de Libre Competencia y Asuntos del Consumidor. Nota Técnica N° 12. Octubre de 1999.

45 Porción del título del decreto

El decreto N° 36 derogó el decreto de liberalización del año 1992 y todas sus reformas. Convirtiéndose en la principal legislación sobre el mercado de los hidrocarburos, ya que su texto contenía disposiciones sobre todas las actividades del mercado. Entre los asuntos más importantes que incorporó el decreto N° 36 están:

- Estableció las competencias y funciones de la Dirección General de Hidrocarburos sobre el mercado de hidrocarburos;
- Normó las condiciones y obligaciones para el otorgamiento de los contratos y permisos;
- Estableció todas las disposiciones relativas a las zonas libres de petróleo, incluyendo la obligación de que todos los derivados del petróleo que vayan dirigidos al mercado doméstico deberán pasar primero por las zonas libres de petróleo;
- Creó once tipos de permisos para los actores del mercado de derivados del petróleo, entre los que destacan:
 - Permiso de usuario de zona libre de petróleo Tipo A: permiten la venta de los derivados hacia el mercado doméstico;
 - Permiso de usuario de zona libre de petróleo Tipo B: no permiten la venta al mercado doméstico, sólo se autoriza a vender los derivados a terceras personas fuera del territorio panameño;
 - Permiso para proveer productos derivados de petróleo a través de barcazas; para los que venden combustible en barcazas.
 - Permiso para la importación de combustibles para la generación eléctrica;
 - Permiso para la importación de Gas Licuado del Petróleo.
- Limitó la duración de los contratos de operación de las zonas libres de petróleo a 15 años, con la posibilidad de una sola extensión por 5 años adicionales;
- Creó la Reserva Estratégica Nacional de Productos Derivados del Petróleo; que obliga a todas las empresas importadoras y distribuidoras a tener permanentemente una reserva de derivados equivalente a 10 días de ventas;
- Estableció el mecanismo de cálculo del precio de paridad de importación, que es el precio máximo a lo que las importadoras pueden vender sus productos a los distribuidoras para el mercado doméstico;
- Creó el Comité Gubernamental de Coordinación de las Actividades de Hidrocarburos, que tenía el objetivo de brindar asesoramiento a la Dirección General de Hidrocarburos, Dirección General de Ingresos y Dirección General de Aduanas y demás instituciones del Estado que así lo requieran.

Entre los años 2004 y 2005 se promulgaron cuatro decretos reformando partes del decreto N° 36 donde se modificaron disposiciones sobre asuntos administrativos, se cambiaron características de la reserva estratégica de productos derivados del petróleo, se permitió la importación de asfalto sin que tuviera que pasar por las zonas libres del petróleo y algunos otros temas.

Precios de los combustibles: Intentos de mitigación de la volatilidad

Durante los años siguientes a la liberalización del mercado eléctrico, la capacidad instalada de generación térmica creció más rápido que la de generación con renovables. Entre 1997 y el 2003 la capacidad instalada de generación hidráulica había pasado de 551,4 MW hasta 831 MW creciendo 51%, mientras que la generación térmica aumentó 66,9%, pasando de 432,6 MW a 722,2 MW⁴⁶. Esta situación causaba alarma a los hacedores de políticas públicas, ya que todo el combustible utilizado en la generación térmica era importado y con precios muy volátiles.

Así, en el año 2004 se aprueba en la Asamblea Legislativa la Ley N° 45⁴⁷ (segunda reforma a la ley N° 6) que establecía un régimen de incentivos fiscales, de compra-venta y administrativos a proyectos de energías renovables⁴⁸. Entre los incentivos más destacables estaba la eliminación de la obligación de cumplir el paso de la “conurrencia” al otorgarse concesiones, lo cual permitía a las empresas interesadas solicitar concesiones sin tener que participar en una licitación pública. Igualmente, se les exoneraba del pago de los costos de transmisión y distribución a las centrales de energía renovable menores a 10 MW.

En el plano fiscal, se eliminaron los impuestos de importación, aranceles y tasas a la importación de materiales y equipos para la construcción de las plantas. Igualmente, se otorgaron beneficios impositivos a todas las plantas según su nivel de reducción de carbono. Con esta legislación, según los proponentes, se esperaba un aumento de las inversiones en proyectos de energía renovables. Sin embargo, la tendencia de crecimiento de las plantas de generación térmica se siguió manteniendo. Desde 2004 hasta 2011 la capacidad instalada de plantas térmicas creció 55,8%, mientras que la de energías renovables creció 12,4%⁴⁹. A pesar de la importancia que se le otorgó a la Ley N° 45, no fue hasta cinco años después que se aprobó su reglamento⁵⁰.

En 2004 el Gobierno enfrenta mucha presión para que tome medidas adicionales que amortigüen la volatilidad de las tarifas eléctricas, las cuales estaban siendo arrastradas por las variaciones en los precios del petróleo. En este contexto, el Gobierno decide crear un mecanismo de estabilización de las tarifas eléctricas que se denomina Fondo de Estabilización Tarifaria (FET)⁵¹.

46 Olade. Sistema de Información Económica-Energética (SIEE).

47 Ley N° 45. Que establece un régimen de incentivos para el fomento de sistemas de generación hidroeléctrica y de otras fuentes nuevas, renovables y limpias, y dicta otras disposiciones. Firmada el 4 de agosto de 2004. Publicada el 9 de agosto de 2004. Gaceta Oficial 25112.

48 Proyectos incluidos: sistemas de centrales de mini hidroeléctricas (menores a 10 MW de capacidad instalada), sistemas de pequeñas centrales hidroeléctricas (entre 10 y 20 MW de capacidad instalada), sistemas de centrales hidroeléctricas (más de 20 MW de capacidad instalada), sistemas de centrales geotermoeléctricas y sistemas de centrales de otras fuentes nuevas, renovables y limpias (fuentes solares, eólicas y biomasa).

49 Olade. Sistema de Información Económica-Energética (SIEE).

50 Decreto Ejecutivo N° 45. Por el cual se reglamenta el régimen de los incentivos para el fomento de sistemas de generación hidroeléctrica y de otras fuentes nuevas, renovables y limpias, contemplados en la ley no. 45 de 4 de agosto de 2004. Firmada el 10 de junio de 2009. Publicada el 16 de junio de 2009. Gaceta Oficial 26304.

51 Resolución de Gabinete N° 6 del 28 de enero de 2004. Publicada el 30 de enero de 2004. Gaceta Oficial 24978.

El FET debía ser administrado por la empresa estatal de transmisión (ETESA) y sería fiscalizado por el ERSP. Según su diseño, el fondo lograría la estabilidad de las tarifas mediante la fijación de un nivel fijo del precio del petróleo (crudo West Texas Intermediate en \$40 en 2004). El precio fijo se usaría para calcular la tarifa “estabilizada” de la electricidad. Cuando el precio del petróleo superara el nivel establecido, el fondo se usaría para transferir a los usuarios finales la diferencia entre la tarifa “estabilizada” y la de mercado. Si, por el contrario, el precio del petróleo se ubicaba por debajo del nivel establecido, se cobrarían las tarifas calculadas a precio “estabilizado” y se transferiría al fondo el dinero producto de la diferencia entre ese precio y la tarifa de mercado.

En la práctica, el FET ha funcionado como un subsidio adicional a los usuarios finales que ha sido financiado por el Estado. Según los cálculos del ERSP, para el año 2004 el monto aportado por el Estado en el FET se ubicó en 26,2 millones de balboas. En ese mismo año el total de los subsidios a los clientes finales se ubicó en 10.8 millones de balboas. Para el año 2011 esta relación fue mucho más pronunciada, ya que el FET transfirió a los clientes un total de 224,5 millones de balboas, mientras que como producto de los subsidios eléctricos establecidos se transfirieron 24,7 millones de balboas.

El estado empresario y regulador en el mercado eléctrico

El ganador de las elecciones presidenciales del 2004 fue el economista Martín Torrijos, hijo de Omar Torrijos. El nuevo presidente, de inclinación socialdemócrata, fue electo presentando una plataforma denominada Patria Nueva que buscaba el desarrollo económico con un enfoque de mercado, pero con un énfasis en la justicia social. En materia energética el nuevo Presidente ponía entre sus prioridades el desarrollo de las hidroeléctricas, la reducción de la dependencia del petróleo y el fortalecimiento institucional del Estado en el diseño de las políticas energéticas.

En el año 2005 el Gobierno creó⁵² la Comisión Nacional de Ahorro Energético (CONAE) para que analizara el mercado eléctrico e hiciera recomendaciones para mejorar su funcionamiento. Esta comisión fue de mucha importancia, ya que sus informes fueron tomados en cuenta en las decisiones del gobierno de Torrijos. Uno de los informes publicados por la comisión estimaba que existían indicios de serias distorsiones en el mercado eléctrico y que el Gobierno debía tomar medidas legales al respecto⁵³.

A dos años de asumir la presidencia de la república, el Gobierno toma dos decisiones que apuntan a lograr el objetivo de fortalecer las instituciones del sector y de mejorar el funcionamiento del mercado eléctrico. La primera de estas decisiones es la reestructuración del Ente Regulador de los Servicios Públicos y la segunda es la creación⁵⁴ de la Empresa de Generación Eléctrica S.A. (EGESA).

52 Decreto de Gabinete N° 27. Por el cual el gobierno nacional toma medidas para el ahorro energético y de combustible. Firmado el 21 de septiembre de 2005. Publicado el 23 de septiembre de 2005. Gaceta Oficial 25392-A

53 <http://www.panamaamerica.com.pa/notas/585554-distorsiones-en-mercado-electrico-sin-investigar>

54 Resolución de Gabinete N° 23. Que autoriza la expedición del pacto social mediante el cual se constituye la empresa de generación eléctrica S.A.

Mediante el Decreto Ley N° 10 del año 2006⁵⁵, el Gobierno hace una reestructuración del ERSP y sustituye su nombre por el de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP). Además, hace una reestructuración en su estructura organizativa incluyendo nuevas direcciones. Igualmente, modificó la dirección del organismo, al sustituir la junta directiva de tres miembros que estaba en la ley original por la figura de un único administrador nombrado por el ejecutivo y ratificado por la asamblea legislativa. Se extendió el período de gestión del órgano de dirección por dos años, llegando a siete años de gestión.

Sin embargo, los cambios más importantes de esta reforma estaban en las atribuciones y funciones del nuevo organismo. En la reforma del 2006 se facultó a la ASEP para regular la distribución del gas natural. Igualmente, se le encomendaron funciones referentes al control de las prácticas anticompetitivas de los mercados de servicios públicos. Estas nuevas funciones incluyeron principalmente actividades de asistencia a la Autoridad de Protección al Consumidor y Defensa de la Competencia.

También en el año 2006 se creó EGESA como una empresa controlada completamente por el Estado. La intención era que la empresa participara en el mercado de generación en las mismas condiciones que las empresas privadas, lo cual aumentaría la competencia. Sin embargo, sería tres años después, en 2009, cuando inicie operaciones su primera planta, de 40 MW, que sólo funciona como respaldo.

Centralizando las políticas: Secretaría Nacional de Energía

Un grupo de medidas del gobierno de Martín Torrijos en materia energética buscaba fortalecer las instituciones de políticas del sector. Así, en junio del año 2007⁵⁶ el gobierno crea la Secretaría de Energía con la función principal de coordinar a todos los organismos de políticas⁵⁷ que existían para el momento. La secretaría, que estaba adscrita a la presidencia de la república, estaba integrada por seis miembros, todos representantes de organismos y empresas del Estado⁵⁸. Algunos meses después, mediante otro decreto ejecutivo⁵⁹, el gobierno modifica la composición de la directiva de la secretaría e introduce al ministro de Comercio e Industrias.

Firmado el 29 de marzo de 2006. Publicado el 31 de marzo de 2006. Gaceta Oficial 25515

55 Decreto Ley N° 10. Que reorganiza la estructura y atribuciones del ente regulador de los servicios públicos y dicta otras disposiciones. Firmado el 22 de febrero de 2006. Publicado el 24 de febrero de 2006. Gaceta Oficial 25493

56 Decreto Ejecutivo N° 124. Que crea la Secretaría de Energía, adscrita a la Presidencia de la República. Firmado el 15 de junio de 2007. Publicado el 20 de junio de 2007. Gaceta Oficial 25817

57 Comisión de Política Energética (COPE), la Dirección Nacional de Hidrocarburos y Energías Alternativas del Ministerio de Comercio e Industrias y la Comisión Nacional de Ahorro Energético (CONAE)

58 La Secretaría de Energía estará integrada por el Ministro del Canal, quien la presidirá, el Ministro de la Presidencia, el Gerente de la Empresa de Transmisión Eléctrica (ETESA), el Gerente de la Empresa de Generación Eléctrica (EGESA), el Director de la Comisión de Política Energética (COPE) y el Administrador General de la Autoridad de los Servicios Públicos, en calidad de asesor en materia de regulación.

59 Decreto Ejecutivo N° 176. Que crea la Secretaría de Energía, adscrita a la Presidencia de la República. Firmado el 17 de septiembre de 2007. Publicado el 18 de septiembre de 2007. Gaceta Oficial 25879

Posteriormente, en 2008⁶⁰, esta secretaría es reemplazada por la Secretaría Nacional de Energía (SNE), un organismo adscrito al Ministerio de la Presidencia. Este nuevo ente gubernamental centralizó todas las funciones de políticas que antes estaban divididas entre la Comisión de Política Energética y la Dirección General de Hidrocarburos y Energías Alternativas.

La promoción de reformas en el sector energético del gobierno de Torrijos no se limitó al sub-sector eléctrico. En el sub-sector de hidrocarburos hubo también cambios de relevancia. Uno de ellos fue el cambio de definición de las zonas libres de petróleo, a Zonas Libres de Combustibles que se materializó con una reforma al decreto N° 36⁶¹ y con la inclusión de una nueva sección en la ley de hidrocarburos de 1987.⁶² Este cambio incluyó explícitamente a todas las plataformas marinas y submarinas utilizadas para el comercio de combustibles. Adicionalmente incluyó en el ordenamiento jurídico del sector a los biocombustibles.

Tercera reforma a la ley marco: misión, reducción de tarifas eléctricas

El 1 de julio de 2009 asumió como presidente el empresario Ricardo Martinelli del partido Cambio Democrático. El nuevo presidente fue electo con una votación abrumadora que le permitió acumular cerca de 60% de los votos. Su campaña se basó en la promesa de generación de empleos, seguridad ciudadana y lucha contra la corrupción.

La propuesta de gobierno presentada por el candidato se denominaba “Plan de Gobierno por el Cambio” y en ella se establecía que en el sector energético “debemos retomar el modelo de la generación eléctrica basada en nuestros recursos naturales y así reducir significativamente las tarifas y no quedar a expensas de variables del mercado que están totalmente fuera de nuestro control”⁶³.

En el “Plan Estratégico de Gobierno 2010-2014”⁶⁴ la nueva administración expone las principales medidas que tomará para lograr una reducción en las tarifas eléctricas. En el capítulo titulado “Energía Competitiva y Abundante” se establece que:

- El Gobierno procurará que las empresas de distribución compren 100% de la demanda estimada bajo contratos de suministro, reduciendo las transacciones del mercado ocasional.

60 Ley N° 52. Que crea la Secretaría Nacional de Energía y dicta otras disposiciones. Firmada el 30 de julio del 2008. Publicada el 31 de julio del 2008. Gaceta Oficial 26095

61 Decreto de Gabinete N° 25, que modifica artículos del Decreto de Gabinete N° 36 de 17 de septiembre de 2003. Firmado el 29 de septiembre de 2008. Publicado el 5 de enero de 2009. Gaceta Oficial 26194.

62 Ley N° 39, Que modifica y adiciona artículos a la Ley 8 de 1987, que regula las actividades relacionadas con los hidrocarburos, y dicta otra disposición. Firmada el 14 de agosto de 2007. Publicada el 16 de agosto de 2007. Gaceta Oficial 25857.

63 Plan de Gobierno por el Cambio. Documento de campaña. <http://tvn-2.com/noticias/gobiernomartinelli/martinelli-varela.pdf>

64 Plan estratégico de gobierno 2010-2014. República de Panamá. Diciembre 2009. http://www.mingob.gob.pa/mingob/transparencia/_lib/file/doc/Plan_Estrategico_de_Gobierno_2010-2014.pdf

- Se iniciará una política de cobertura de los precios del petróleo y sus derivados utilizando mecanismos del mercado financiero.
- Se modificará el mecanismo de financiamiento del Fondo de Estabilización Tarifaria.
- Se agilizarán los trámites para la aprobación y para la ejecución de los proyectos de generación eléctrica.
- Se planea crear la canasta energética en la cual los grandes clientes podrán adquirir energía a precios más competitivos.

Las acciones concretas para reducir las tarifas eléctricas comenzaron a los pocos meses de la toma de posesión. En octubre de año 2009 se aprueba en la asamblea legislativa la propuesta de reforma de la ley marco, con lo cual se modifican siete artículos de la ley N° 6 de 1997. El principal objetivo de la ley N° 57⁶⁵ fue el de evitar la especulación en el mercado eléctrico. La reforma establece un mecanismo para asegurar que la mayoría de las transacciones de potencia y energía se hagan a través de contratos de suministro y no en el mercado ocasional. Esta medida iba acorde con la primera estrategia del plan de gobierno.

En concreto, el instrumento legal buscaba reducir las tarifas mediante dos mecanismos:

- La concurrencia, que consiste en obligar a los generadores a ofertar toda su potencia disponible en el mercado de contratos. Si alguna empresa no cumple esto, se le prohibiría ofertar su energía en el mercado ocasional.
- Obligar a las distribuidoras a comprar 100% de su demanda en el mercado de contratos bajo coordinación de ETESA y ASEP.

Adicionalmente a las modificaciones explicadas, se incluyeron en la ley la nueva denominación del ente regulador y en las funciones de diseño de políticas se sustituyó a la Comisión de Política Energética por la Secretaría Nacional de Energía.

El gobierno de Martinelli, en el plano institucional, ratificó el rol central sobre las políticas del sector energético que le fueron asignadas a la SNE en 2008. Esto se manifestó a las pocas semanas de tomar posesión, publicando un decreto⁶⁶ instando a la ASEP a hacer cumplir las políticas trazadas por la SNE respecto al esquema de reducción de tarifas básicas de la distribución.

Según las cifras de la CEPAL⁶⁷, el porcentaje de energía transado en el mercado de ocasión pasó de representar 18,2% en el año 2009 a 2,2% en el año 2010, lo cual indica que la aplicación de la reforma del año 2009 logró el objetivo de reducir las transacciones en el mercado de ocasión. Los precios

65 Ley N° 57. Que modifica artículos de la Ley 6 de 1997, que dicta el marco regulatorio para la prestación del servicio público de electricidad. Firmada el 13 de octubre de 2009. Publicada el 13 de octubre de 2009. Gaceta Oficial 26387-B

66 Decreto Ejecutivo N° 240. Por el cual se dictan disposiciones de política energética. Firmado el 24 de julio de 2009. Publicado el 27 de julio de 2009. Gaceta Oficial 26332

67 Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). Istmo Centroamericano: Estadísticas del Subsector Eléctrico. 2011

de la energía para los usuarios residenciales también se redujeron entre esos dos años, pasando de 0,164 \$/Kwh a 0,161 \$/Kwh. Sin embargo, esta caída no es posible atribuirla únicamente a las medidas tomadas en la ley N° 57, ya que los precios dependen de muchas otras variables.

2011: Reformas de importancia

En el año 2011 el gobierno de Ricardo Martinelli aprobó una serie de instrumentos legales relacionados con el sector eléctrico. En orden cronológico, la primera ley aprobada fue la ley N° 43⁶⁸ que reestructuró la Secretaría Nacional de Energía. En esta ley se establecieron con más detalle las funciones del organismo encargado de las políticas del sector energético, incorporando algunas que no estaban incluidas en la ley de creación de 2008. Adicionalmente, la nueva ley incorpora la figura de un Consejo Consultivo integrado por seis miembros representado a instituciones públicas y privadas.

Junto con la ley anterior se aprobó la ley N° 44⁶⁹ que estableció incentivos para la construcción de plantas de energía eólica. Entre las disposiciones que establece la ley se indica que las plantas que producen electricidad con energía eólica pueden participar en los actos de concurrencia que organiza ETESA. Pero, adicionalmente, la empresa de transmisión procuraría organizar subastas de energía exclusivas para las plantas eólicas. Los contratos resultantes de dichas subastas podrían durar hasta 15 años.

Entre los incentivos fiscales que se incluyen en la legislación se encuentran la exoneración de todos los impuestos y tasas de importación de equipos para la construcción, operación y mantenimiento de plantas eólicas. También se incluye la posibilidad de efectuar una depreciación acelerada sobre la inversión que se abonaría a la utilidad neta.

La tercera ley publicada en el año 2011 fue la ley N° 58⁷⁰ que modificó la ley marco. Esta ley incluyó en la ley N° 6 nuevas disposiciones para incentivar inversiones en electrificación rural. En la ley N° 58, que se puede considerar la séptima reforma a la ley marco, se crea el Fondo de Electrificación Rural que sería financiado con aportes de los agentes del mercado eléctrico. Adicionalmente, establece la meta de aumentar anualmente al menos en 2% el porcentaje de electrificación del país.

En cuanto al sector de hidrocarburos, las principales modificaciones corresponden a la Ley No. 8 que reguló las actividades del sector en 1987, al Decreto de Gabinete No. 36 que estableció la Política Nacional de Hidrocarburos en 2003 y finalmente en el año 2011 a la Ley No. 42 que normó la Política Nacional de Biocombustibles.

68 Ley N° 43. Que reorganiza la Secretaría Nacional de Energía y dicta otras disposiciones. Firmada el 25 de abril de 2011. Publicada el 25 de abril de 2011. Gaceta Oficial 26771

69 Ley N° 44. Que establece el régimen de incentivos para el fomento de la construcción y explotación de centrales eólicas destinadas a la prestación del servicio público de electricidad. Firmada el 25 de abril de 2011. Publicada el 25 de abril de 2011. Gaceta Oficial 26771

70 Ley N° 58. Que modifica y adiciona artículos a la Ley 6 de 1997, sobre el marco regulatorio e institucional para la prestación del servicio público de electricidad, para impulsar la equidad en el suministro de energía eléctrica en las áreas rurales. Firmada el 30 de mayo de 2011. Publicada el 1 de junio de 2011. Gaceta Oficial 26797.



México

Con un área de 1,943,945 Km², México es el tercer país más extenso de Latinoamérica, detrás de Brasil y Argentina. En 2011, su Producto Interno Bruto (PIB) alcanzó 1,155 miles de millones de dólares y su población se situó el mismo año en 114.8 millones de habitantes según el Banco Mundial. El Ingreso Nacional Bruto en términos per cápita se ubicó en 2011 en 9,240 dólares corrientes, 8% por encima del promedio de los países latinoamericanos. Según el nivel de ingreso por habitante, México se ubica dentro de la clasificación de países con ingreso mediano alto según la categorización del organismo multilateral.

En 2011, 51.2% de los hogares mexicanos se ubicaron debajo de la línea de pobreza. La población rural se calculó en 21.9% de la población total, siendo superior al nivel de América Latina y el Caribe, que promedia 20.9%. El país se ubica en el puesto 57 de las 169 naciones que participan en la medición del Índice de Desarrollo Humano, siendo séptimo en América Latina y el Caribe. Según la clasificación que hace la PNUD, México es incluido entre los países de desarrollo humano alto.

En relación al sector energético, y en particular al sub-sector eléctrico, para el año 2010 México contó con una capacidad instalada de generación de 52,945 MW y una generación total de 257,884.00 GWh, las segundas más elevadas de América Latina y el Caribe, después de Brasil. Según las cifras de OLADE, 98.2% de los hogares tenían acceso a electricidad en 2011.

México es el octavo productor de petróleo del mundo y el principal productor de América Latina y el Caribe, seguido por Venezuela. En 2011 tuvo una producción promedio de 2.55 millones de barriles diarios (Mbd), de los cuales exportó 1.3 Mbd representando cerca de 50% de su producción. La exportación a los Estados Unidos representó 82% del total al promediar cerca de 1.095 Mbd en 2011. México, a pesar de ser un exportador neto de crudo, es actualmente un importador neto de productos derivados del petróleo con un volumen que promedió en 2011 aproximadamente 0.678 millones de barriles diarios.

GUÍA DE ACRÓNIMOS

Amegas	Asociación Mexicana de Empresarios Gasolineros C.A
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CENAE	Comisión Nacional para el Ahorro de Energía
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos
CRE	Comisión Reguladora de Energía
CTE	Consumo Total de Energía
DAC	Doméstica de Alto Consumo
GLP	Gas licuado del petróleo
GWh	Giga Watt Hora
IEA	International Energy Agency
kV	Kilo volt
KWh	Kilo volt hora
LAERF	Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética
LASE	Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía
LFC	Luz y Fuerza del Centro
LOPM	Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos
LRRP	Ley Reglamentaria
LSPEE	Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
mbd	Mil Barriles por Día
Mbd	Millón de barriles diarios
mbepd	Mil Barriles Equivalentes de Petróleo por Día
Mbep	Millón de barriles equivalentes de petróleo
mMbep	mil Millones de barriles equivalentes de petróleo
MW	Mega Watt
OEP	Oferta de Energía Primaria
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
Onexpo	Organización Nacional de Expendedores de Petróleo S.A.
PAN	Partido Acción Nacional
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PEP	Producción de Energía Primaria
PIB	Producto Interno Bruto
PIDIREGAS	Proyectos de Infraestructura Productiva de Impacto Diferido en el Programa de Gasto
PIE	Productores Independientes de Energía
PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
PRI	Partido Revolucionario Institucional
SE	Secretaría de Economía
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaría de Energía
SHCP	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
UPC	Usos Propios Continuos
WB	World Bank

Sector Energético Actual

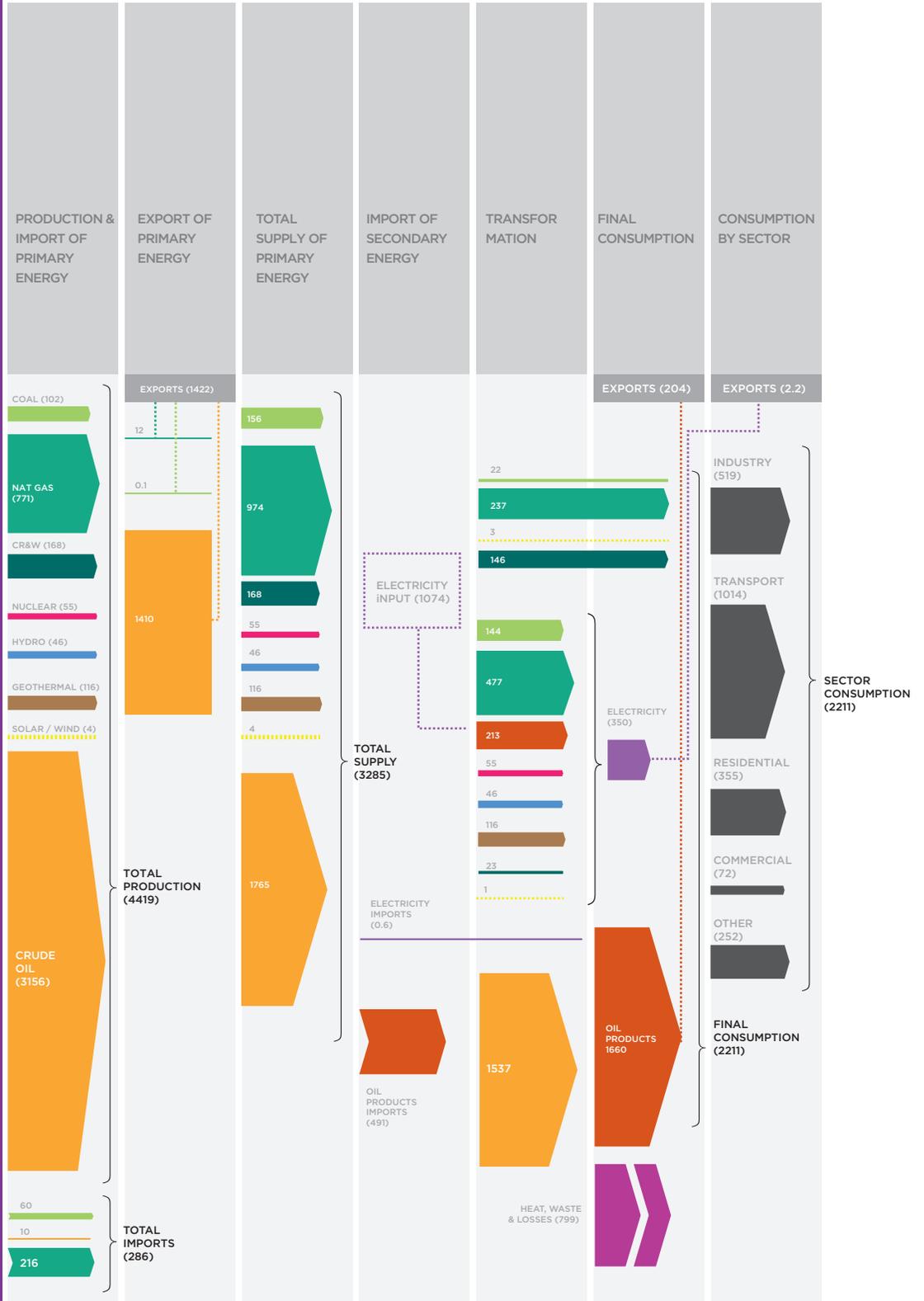


El Consumo Total de Energía (CTE) durante el año 2009 alcanzó 3.5 Millones de barriles equivalentes de petróleo por día (Mbepd), representando así un incremento del 18.7% respecto al promedio simple del periodo 1999-2002. La participación de los combustibles fósiles dentro del CTE de México en 2009 se ubicó en 89%, siendo el petróleo y los combustibles líquidos los que contribuyen con mayor peso al representar 56% de la composición de la demanda, seguido por gas natural 28% y carbón 4%.

CURRENT

Energy Flow

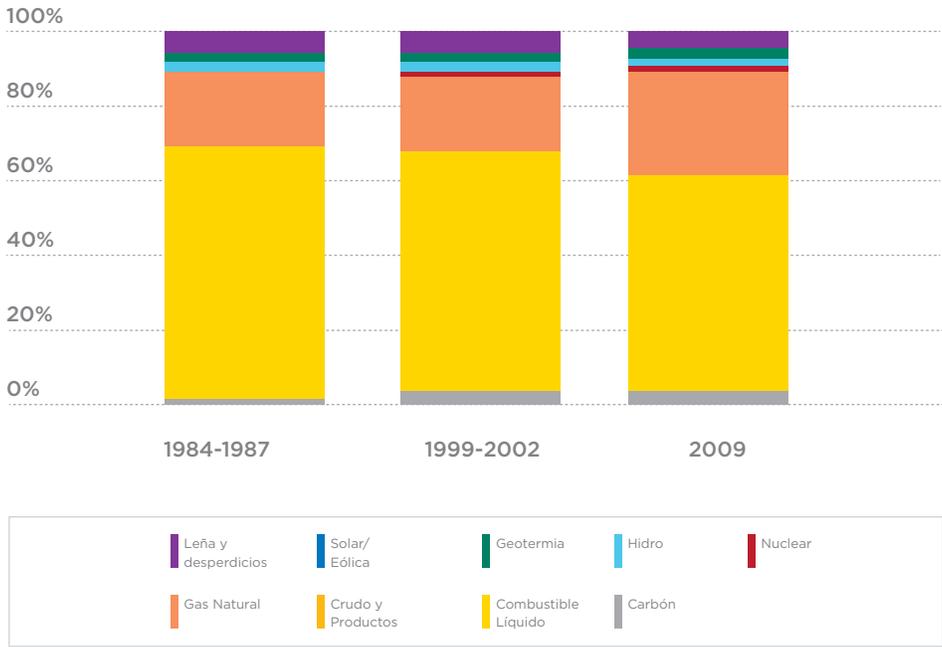
(kboe/day)



El consumo de combustibles fósiles en México se ha mantenido sobre las últimas décadas cercano al 90% del total del CTE. El petróleo y derivados siguen liderando la participación de la demanda pero han visto mermada su contribución relativa en favor del gas natural, el cual pasó de representar 20% del total del CTE en el periodo 1984-1987 a 28% durante el año 2009.

Las fuentes de energías renovables tienen una escasa participación dentro de la matriz energética de México, representando en el año 2009 cerca 390 mil barriles equivalentes de petróleo por día (mbepd), lo cual significó un 10% del CTE en 2009, tan solo 4.4% superior a los reportado en el periodo 1999-2002.

CONSUMO TOTAL DE ENERGÍA



Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

El consumo de combustibles fósiles en México se ha mantenido sobre las últimas décadas cercano al 90% del total del CTE. El petróleo y derivados siguen liderando la participación de la demanda pero han visto mermada su contribución relativa en favor del gas natural, el cual pasó de representar 20% del total del CTE en el periodo 1984-1987 a 28% durante el año 2009.

Las fuentes de energías renovables tienen una escasa participación dentro de la matriz energética de México, representando en el año 2009 cerca 390 mil barriles equivalentes de petróleo por día (mbepd), lo cual significó un 10% del CTE en 2009, tan solo 4.4% superior a los reportado en el periodo 1999-2002.

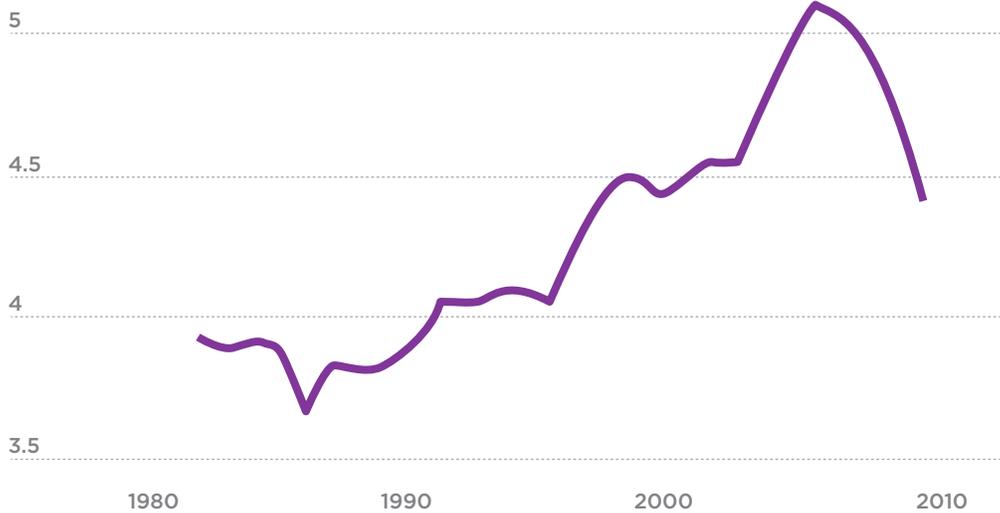
Producción, balance comercial y oferta de energía primaria

Producción

La producción de Energía Primaria (PEP) registró un descenso de 13.4% respecto al máximo histórico alcanzado en 2005 para ubicarse en 4.4 Mbepd al cierre del año 2009. La enorme caída en la PEP responde principalmente a las dificultades enfrentadas en años recientes por la industria petrolera mexicana para mantener la producción de crudo. La producción de crudo cayó entre 2005 y 2009 en 20.3%, para registrar 3.1 Mbepd al final del 2009. Este resultado condicionó el desempeño de la PEP, que apenas se incrementó en 1.6% respecto al promedio del periodo 1999-2002, evidenciando así un estancamiento en su producción total sobre la última década.

La PEP de México se concentra principalmente en la producción de Hidrocarburos (petróleo, gas y carbón) los cuales contribuyen con 91% del total. Por su parte, las fuentes renovables representan el 9% de la producción restante, donde los combustibles renovables y desperdicios (esencialmente leña de consumo rural) participan con (3.9%), la geotermia (2.2%), la energía hidráulica (1.1%) y la energía nuclear (1.1%).

MÉXICO: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA
millones de barriles equivalentes de petróleo por día (Mbepd)



Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

Balance comercial de energía primaria

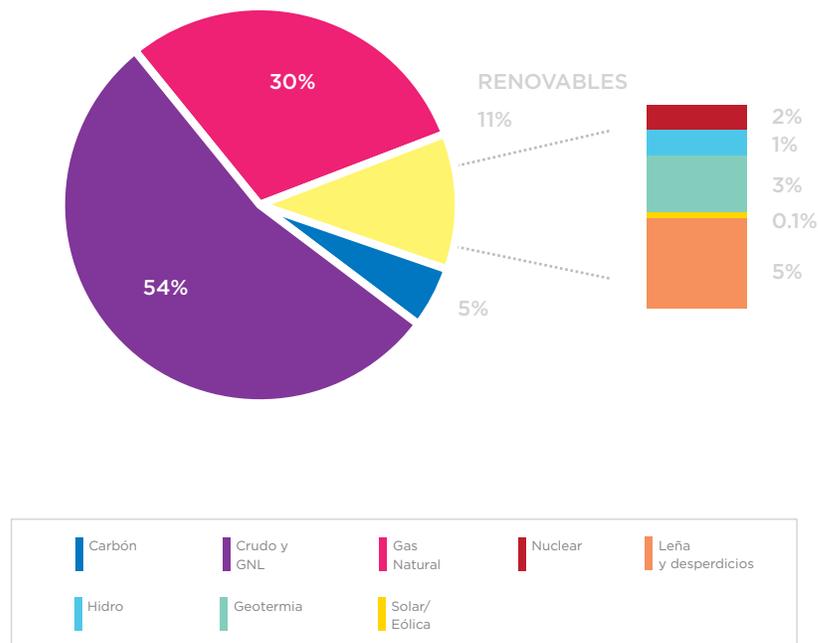
La dotación y disponibilidad de recursos naturales en México determina el sesgo exportador de energía primaria. A finales de 2009, México exportaba cerca de 1.4 Mbepd, lo cual representa una reducción de 6% con respecto a las exportaciones registradas en 2005 y 22% respecto al promedio del periodo 1999-2002. El 100% del total exportado corresponde a Hidrocarburos (99% crudo sin procesar).

Por su parte las importaciones de energía primaria alcanzaron 0.28 Mbepd, lo cual representa un crecimiento de 8.3% respecto a las importaciones registradas en 2008, de las cuales 76% corresponden a importaciones de gas natural, 20% carbón y 4% crudo sin refinar. De esta manera, las importaciones de energía primaria continúan evidenciando un crecimiento robusto sobre la última década, las cuales muestran una tasa de crecimiento promedio anual de 12.3%, lideradas por el crecimiento sostenido de las importaciones de gas natural.

Oferta interna de energía primaria

La Oferta de Energía Primaria (OEP) destinada a centros de transformación para la obtención de energías secundarias, consumo final de los sectores económicos y consumo del propio sector energético alcanzó 3.3 Mbepd al cierre de 2009.

OFERTA DE ENERGÍA PRIMARIA



Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

Los combustibles fósiles contribuyen con el 88% de la OEP (54% crudo, 30% gas natural y casi 5% carbón). Por su parte, la participación de las energías renovables se ubicó cercana al 12% de la OEP, de los cuales la oferta de combustibles renovables y desperdicios (principalmente leña) contribuye con (5.1%), la geotermia (3.5%), la nuclear (1.7%), la energía hidráulica (1.4%) y la energía solar/eólica (0.1%).

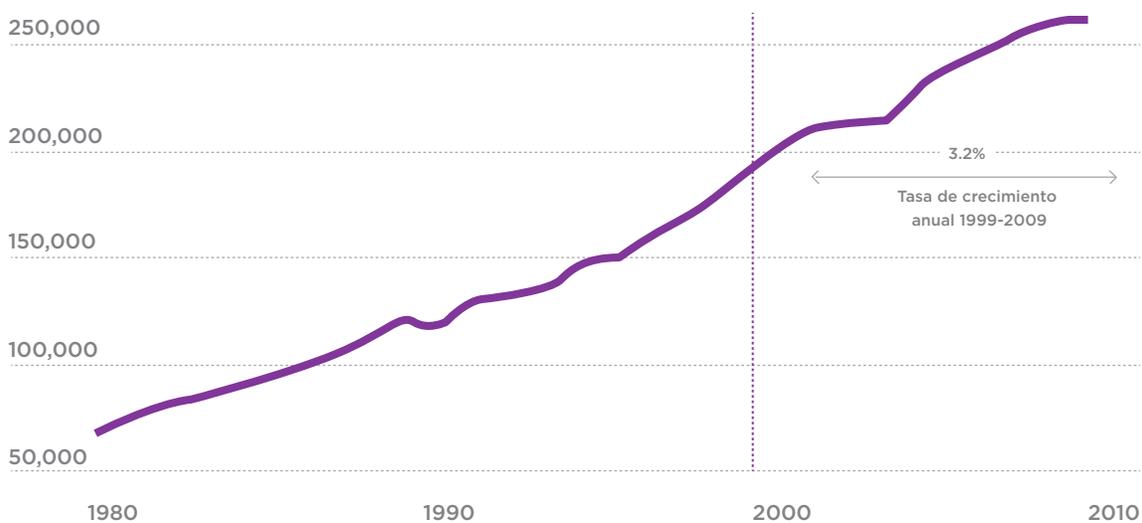
La escasa participación de energías renovables dentro de la OEP responde en gran medida a la dotación y disponibilidad de energías fósiles con que cuenta México así como al escaso éxito de programas de promoción y desarrollo de generación de energías limpias.

Electricidad

Presiones constantes desde el lado de la demanda, producto de un mayor desarrollo económico, han marcado el dinamismo del sector eléctrico durante la última década. En este sentido, la producción de electricidad de México en 2009 alcanzó 261,018 GWh. Como resultado, la tasa de crecimiento promedio anual se ubicó en 3.2% durante el último decenio, resultado moderado respecto a las tasas de 5.8% y 5.6% registradas en las décadas precedentes.

México, hoy se coloca como el segundo gran productor de electricidad de América Latina y el Caribe, participando con casi 20% del total de la electricidad generada la región.

MÉXICO: GENERACIÓN ELÉCTRICA GWh



Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

Capacidad instalada

Para finales de 2009, México dispuso de una capacidad instalada de generación eléctrica de 59,326 MW, de los cuales 75% corresponden a centrales termoeléctricas operadas con energía fósil (combustibles líquidos, gas y carbón), la capacidad instalada de fuentes renovables alcanzó 22.7% (hidroeléctricas 19.4% y geotérmica y otras renovables 3.3%), mientras que la energía nuclear representa el 2.3% restante de la capacidad.

Capacidad Instalada (%)	2000	2005	2009
Termoeléctrica	70.6	74.4	75
Nuclear	3.2	2.6	2.3
Total Renovables	26.2	23	22.7
Hidroeléctrica	23.3	20.2	19.4
No hidroeléctrica	2.9	2.8	3.3
Total	100	100	100

Fuente: U.S. EIA

La capacidad instalada adicional incorporada en la última década provino principalmente de la generación térmica, la cual pasó de representar 71% en 2000 a 75% en 2009, aunque con una fuerte tendencia al aumento de uso de gas natural en detrimento de los combustibles derivados del petróleo.

Insumos a la generación eléctrica

Cerca de 33% (1.07 Mbepd) de la oferta de energía primaria es dirigida a centros de transformación para la generación de electricidad. La participación de los combustibles fósiles utilizados como insumos para la generación de electricidad alcanza el 77.5%. A pesar de que los fósiles continúan participando con 3/4 de los insumos necesarios para la generación, los mismos han variado notablemente su composición, principalmente por el uso y penetración del gas natural como sustituto de los combustibles líquidos.

México	1992-2002		2009	
Insumos Totales para Generación (mbepd)	951	100%	1074	100%
Carbón	110	11.5%	143	13.4%
Combustibles Líquidos	427	44.9%	213	19.8%
Gas natural	199	21.0%	476	44.4%
Nuclear	48	5.0%	55	5.1%
Renovables	167	18.0%	186	0.2%

Renovables incluyen hidráulica, geotermia, solar, eólica y combustibles renovables y desperdicios
Fuente: Cálculos propios basados en los balances de la IEA

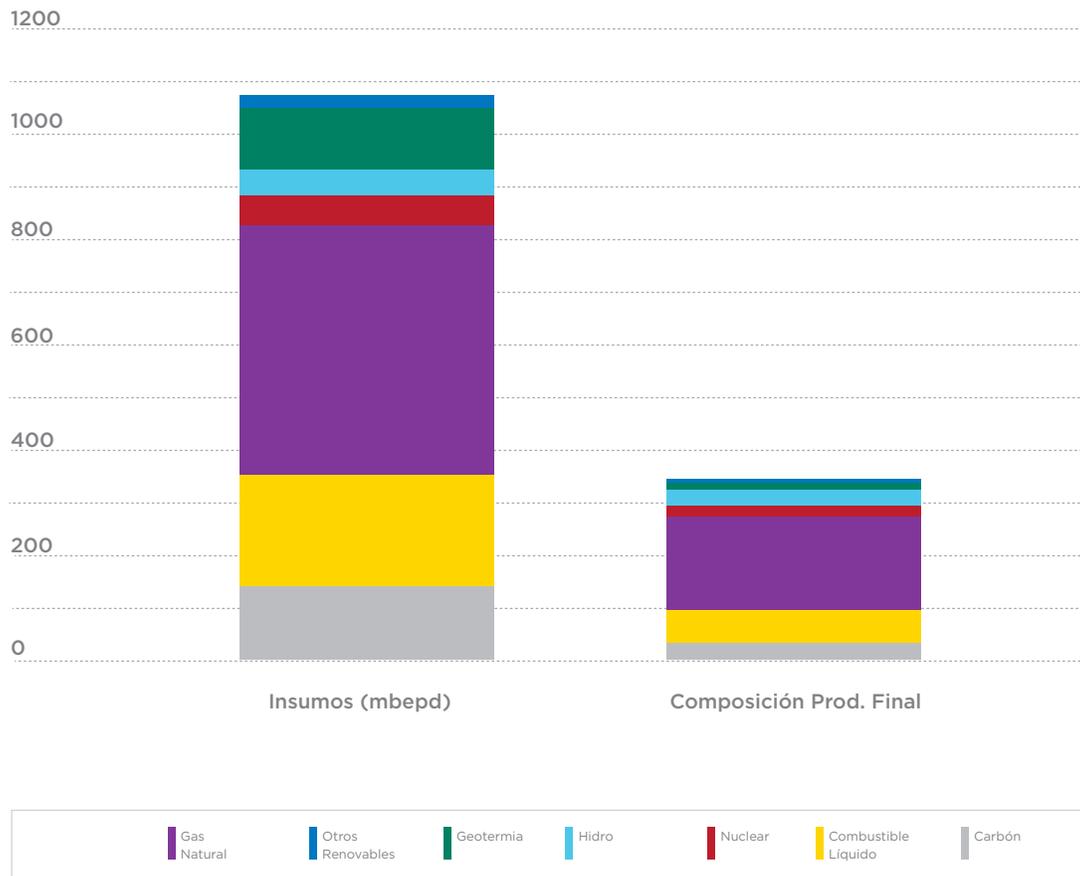
De esta manera, el gas natural ha incrementado su participación del 21% en el periodo 1999-2002 al 44.4% en el año 2009, al tiempo que los combustibles líquidos se redujeron del 45% al 20%, mientras que el carbón sigue manteniendo una participación cercana al 13% de los insumos para generación de electricidad. Por su parte, los recursos renovables registraron durante 2009 una participación cercana al 17.3%, donde la geotermia representa el 10.8%, la energía hidráulica 4.3%, los combustibles renovables y desperdicios 2.1% y la solar y la eólica 0.2%. Finalmente, los insumos para generación nuclear alcanzaron 5.1%.

Matriz de Electricidad

El consumo de electricidad que en 2009 alcanzó 261,018 GWh, es sustentada principalmente a base de generación termoeléctrica, la cual fue responsable de 82% de la generación, seguido por hidrogenación 10.2%, nuclear 4%, geotermia 2.6%, combustibles renovables y desperdicios 1% y solar/eólica 0.2%.

La dotación de fuentes fósiles en el caso de México determina el sesgo en su matriz de generación. Sin embargo, es importante resaltar el cambio en la composición relativa del uso de los hidrocarburos para la generación eléctrica. Producto de su menor precio, mayor eficiencia y menor contaminación, el gas natural ha desplazado a los hidrocarburos como principal fuente de generación eléctrica.

MATRIZ DE GENERACIÓN MÉXICO 2009



Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

Consumo Eléctrico (GWh) 2009	261,018	100%
Carbón	29,522	11.3%
Combustibles líquidos	45,745	17.5%
Gas natural	138,471	53.1%
Nuclear	10,501	4.0%
Hidroeléctrica	26,713	10.2%
Otros renovables	10,066	3.9%

Otros renovables incluyen geotermia, solar, eólica y combustibles renovables y desperdicio
Fuente: Cálculos propios basados en los balances de la IEA

Consumo final por sectores

El consumo final de energía de los sectores económicos alcanzó 2.2 Mbepd durante 2009, representando así un incremento del 14% respecto al promedio simple del periodo 1999-2002. Poco más de 2/3 del consumo final de energía es concentrado por los sectores de Transporte (46%) e Industria (23%).

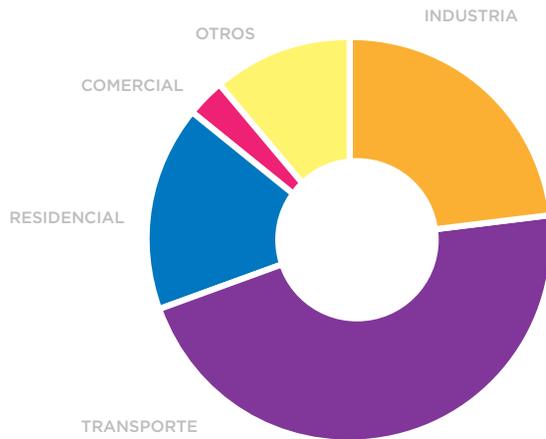
El sector transporte presentó el mayor dinamismo dentro de los consumidores finales, registrando una tasa de crecimiento promedio anual de 3.5% durante el período 1999-2009. Este resultado, condicionó el aumento de su participación al pasar de 37% al 46% durante período de referencia.

Las características particulares de cada sector determinaron los requerimientos de abastecimiento de los diferentes combustibles. Los combustibles de origen fósil y electricidad abastecieron la totalidad de la demanda del sector transporte. En el sector industrial, la electricidad fue la principal fuente de energía (36%), seguido por el gas natural (32%) y combustibles líquidos (24%).

En el caso del sector residencial, la principal fuente de energía utilizada recae en los combustibles líquidos (36%), seguido por el consumo de leña (35%) y electricidad (24%). México, al igual que el resto de los países de la región, impulsó programas y estrategias que persiguen incrementar el acceso a fuentes de energías modernas que desplacen el uso de leña y kerosene en los hogares. En el caso de la leña, los hogares mexicanos redujeron el consumo de esta en algo más del 5% durante la última década. En ese sentido, el consumo de leña en el consumo final del sector residencial vio reducir su participación desde 37% en 1999-2002 hasta 35% en 2009.

CONSUMO FINAL DE ENERGÍA 2009

miles de barriles equivalentes de petróleo por día (mbepd)



CONSUMO FINAL (MBEPD)	2.21	100%
Industria	0.52	23%
Transporte	1.01	46%
Residencial	0.36	16%
Comercial	0.07	3%
Otros	0.25	11%

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

Finalmente, el consumo del sector comercial ha mantenido su participación dentro del consumo final de energía en torno al 3% durante el último decenio. El sector comercial utiliza principalmente electricidad (51.2%), combustibles líquidos (40.8%) y gas natural (6%).



Organización Institucional del Sector Energético

Estructura Institucional

El sector energético en México está actualmente controlado por dos empresas estatales subordinadas a la Secretaría de Energía (SENER). En el sub-sector de hidrocarburos la empresa pública es Petróleos Mexicanos (PEMEX), que mantiene el monopolio de la mayoría de las actividades, y en el sub-sector eléctrico es la Comisión Federal de Electricidad (CFE), que tiene el monopolio de la distribución, la transmisión y controla 77.5% de la capacidad instalada de generación.

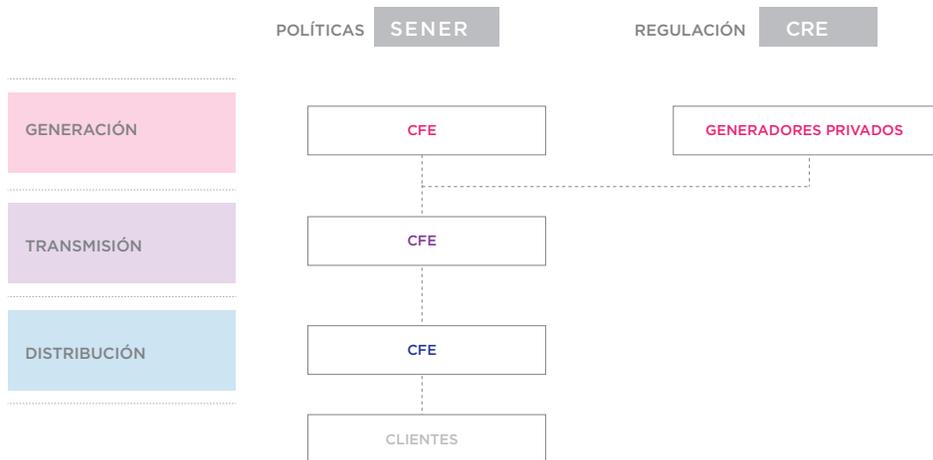
Como resultado de las reformas efectuadas en la década de los 90 y los 2000 el sector privado tiene alguna participación en el sector energético del país. La participación de capital privado es más acentuada en el sub-sector eléctrico, ya que desde 1992 se permite la instalación de plantas de generación bajo algunas condiciones especiales.

En el sub-sector hidrocarburos la participación privada está reducida a algunos contratos de servicios, que fueron incorporados en las reformas del 2008 para la exploración y la explotación de crudo, denominados “contratos integrales”. Adicionalmente, las reformas de la década de los 90 liberalizaron la cadena de comercialización del gas natural y crearon el esquema de franquicias PEMEX para la venta de gasolina en estaciones de servicio.

La SENER mantiene su preponderancia sobre las políticas del sector energético, pero se crearon dos instituciones nuevas para ejecutar sus funciones reguladoras: la Comisión Reguladora de Energía (CRE) para todas las actividades donde se permita la participación del sector privado (comercialización del gas y la generación eléctrica) y la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) para las actividades de exploración y explotación del petróleo que realice PEMEX.

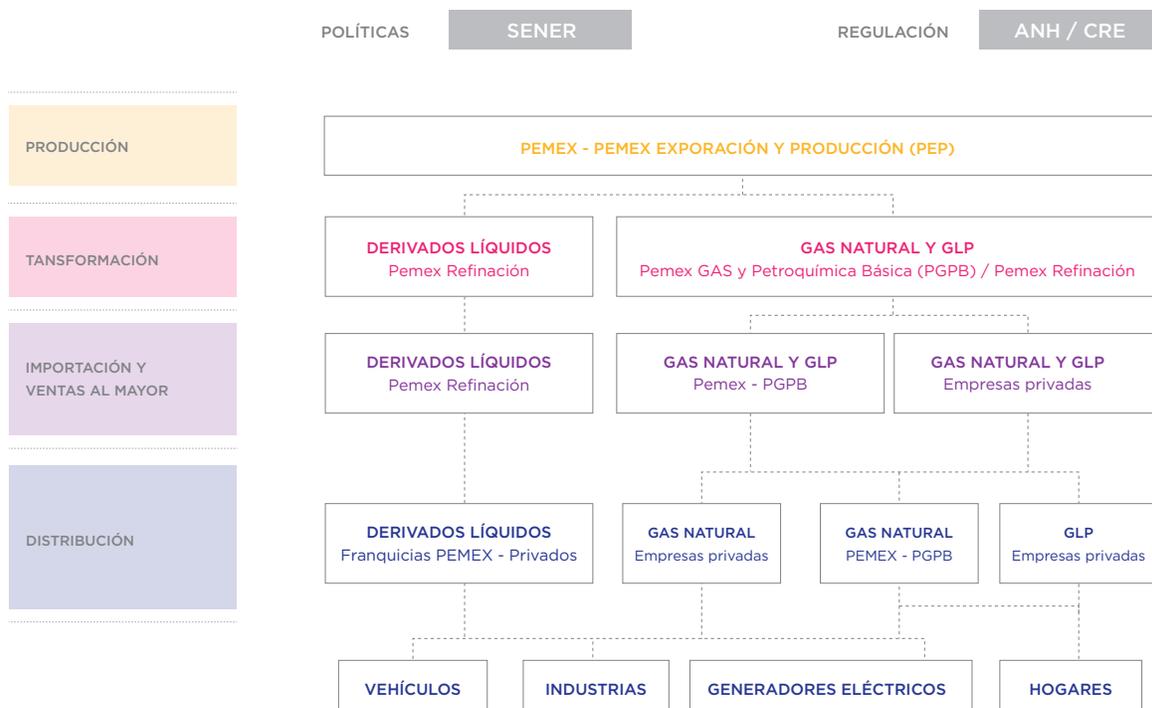
Las tarifas de los principales productos de consumo masivo del sector energético (electricidad, gasolina, diésel y GLP) son regulados por el Estado, donde la responsabilidad recae principalmente sobre la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) con la participación de la Secretaría de Economía (SE).

Estructura del sub-sector eléctrico en México



Fuente: Elaboración del autor con base en SENER, CRE, CFE y marco regulatorio

Estructura del sub-sector hidrocarburos en México



Fuente: Elaboración del autor con base en SENER, CRE, CFE y marco regulatorio

Formulación de políticas del sector energético

Las políticas del sector energético son diseñadas por la Secretaría de Energía. Cada año el Ejecutivo Federal presenta la Estrategia Nacional de Energía para su aprobación en el Congreso. Este documento, que debe tener un horizonte de 15 años, es elaborado por el Consejo Nacional de Energía, presidido por el secretario de Energía.

El artículo 33 de la Ley Orgánica de Administración Pública Federal establece que la Secretaría de Energía tiene entre sus responsabilidades en materia de política energética:

- Establecer y conducir la política energética del país, así como supervisar su cumplimiento con prioridad en la seguridad y diversificación energéticas, el ahorro de energía y la protección del medio ambiente.
- Conducir y supervisar la actividad de las entidades paraestatales sectorizadas en la Secretaría, así como la programación de la exploración, explotación y transformación de los hidrocarburos y la generación de energía eléctrica y nuclear, con apego a las disposiciones aplicables.
- Promover que la participación de los particulares en las actividades del sector, sea en los términos de la legislación y de las disposiciones aplicables.
- Llevar a cabo la planeación energética a mediano y largo plazos, así como fijar las directrices económicas y sociales para el sector energético paraestatal.
- Integrar el Consejo Nacional de Energía y expedir sus reglas de funcionamiento para realizar tareas de planeación energética.¹
- Aprobar los principales proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos que elabore Petróleos Mexicanos (PEMEX) con base en los lineamientos de la política energética y con apoyo en los dictámenes técnicos que emita la Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- Llevar el catastro petrolero.
- Proponer al Titular del Ejecutivo Federal la plataforma anual de producción de petróleo y de gas de PEMEX.
- Establecer la política de restitución de reservas de hidrocarburos.

¹ El Consejo tendrá las siguientes tareas: a) proponer a la Secretaría de Energía criterios y elementos de política energética, y b) apoyar a la Secretaría de Energía en el diseño de la planeación energética a mediano y largo plazos. El Consejo Nacional de Energía se constituye por el titular de la Secretaría de Energía, quien lo presidirá, por los subsecretarios y el oficial mayor de dicha dependencia, así como por los titulares de los órganos desconcentrados y organismos descentralizados del sector y de la Comisión Nacional del Agua.

Regulador

La Comisión Reguladora de Energía (CRE) es el principal organismo encargado de la regulación del sector energético en México. La CRE es un órgano desconcentrado subordinado a la Secretaría de Energía, por lo que no tiene personalidad jurídica propia ni autonomía financiera, sin embargo, la ley le otorga autonomía técnica, operativa, de gestión y de decisión. Este organismo, creado en 1995, está integrado por cinco comisionados que son nombrados por el Presidente de la República a propuesta del secretario de Energía.

Según la Ley de la Comisión Reguladora de Energía que fue firmada en el año 1995 y reformada posteriormente en 2008, la CRE tiene por objeto promover el desarrollo de las siguientes actividades que son denominadas “actividades reguladas”:

- El suministro y venta de energía eléctrica a los usuarios del servicio público.
- La generación, exportación e importación de energía eléctrica, que realicen los particulares.
- La adquisición de energía eléctrica que se destine al servicio público.
- Los servicios de conducción, transformación y entrega de energía eléctrica, entre las entidades que tengan a su cargo la prestación del servicio público de energía eléctrica y entre éstas y los titulares de permisos para la generación, exportación e importación de energía eléctrica.
- Las ventas de primera mano del gas, del combustóleo y de los petroquímicos básicos.
- El transporte y distribución de gas, de los derivados del petróleo, de los petroquímicos básicos y de los bioenergéticos que se realice por medio de ductos, así como los sistemas de almacenamiento que se encuentren directamente vinculados a los sistemas de transporte y distribución por ducto o que forman parte integral de las terminales de importación o distribución de dichos productos;

Para que la CRE cumpla con sus objetivos, la ley le otorga una serie de facultades:

- Participar en la determinación de las tarifas para el suministro y venta de energía eléctrica.²
- Aprobar las metodologías para el cálculo de las contraprestaciones por la adquisición de energía eléctrica que se destine al servicio público.
- Aprobar las tarifas relacionadas a la transmisión eléctrica.
- Aprobar y expedir los términos y condiciones a que deberán sujetarse las ventas de primera mano del combustóleo, del gas y de los petroquímicos básicos, así como las metodologías para la determinación de sus precios.

² Según la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica en su artículo 31, la determinación de las tarifas de la energía eléctrica es una atribución exclusiva de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público a propuesta de la CFE. La CRE no participa en la determinación de estas tarifas.

- Aprobar los criterios y las bases para determinar el monto de las aportaciones de los gobiernos de las entidades federativas, ayuntamientos y beneficiarios del servicio público de energía eléctrica.
- Verificar que la CFE adquiriera la energía eléctrica que resulte de menor costo y que ofrezca, además, óptima estabilidad, calidad y seguridad para el sistema eléctrico nacional.
- Otorgar y revocar los permisos y autorizaciones que, conforme a las disposiciones legales aplicables, se requieran para la realización de actividades reguladas.
- Aprobar y expedir modelos de convenios y contratos de adhesión para la realización de las actividades reguladas.
- Expedir y vigilar el cumplimiento de las disposiciones administrativas de carácter general, aplicables a las personas que realicen actividades reguladas.
- Actuar como mediador o árbitro en la solución de controversias de las actividades reguladas.
- Imponer las sanciones administrativas:
 - A quien venda, revenda o, por cualquier otro acto jurídico, enajene capacidad o energía eléctrica, salvo en los casos permitidos expresamente por esta Ley.
 - A quien establezca plantas de autoabastecimiento, de cogeneración, de producción independiente o de pequeña producción o a quien exporte o importe energía eléctrica sin los permisos.

En complemento a la CRE, en 2008 se creó la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) como un órgano desconcentrado, subordinado a la Secretaría de Energía. Su principal responsabilidad es regular la exploración y extracción de hidrocarburos, incluyendo las actividades de proceso, transporte y almacenamiento que estén directamente relacionadas a la exploración y extracción. Este organismo está integrado por cinco comisionados designados directamente por el Ejecutivo Federal.

La CNH es un organismo principalmente técnico que busca apoyar las labores de la Secretaría de Energía mediante la supervisión y certificación técnica de los proyectos de exploración y explotación de petróleo que realice PEMEX. Los objetivos principales de la comisión son: (i) elevar, a largo plazo y en condiciones económicamente viables el índice de recuperación, así como la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural de los pozos, campos y yacimientos abandonados, en proceso de abandono y en explotación; (ii) reponer paulatinamente las reservas de hidrocarburos; (iii) utilizar la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos; (iv) proteger el medio ambiente y lograr la sustentabilidad de los recursos naturales en exploración y extracción petrolera; (v) realizar la exploración y extracción de hidrocarburos, cuidando las condiciones necesarias para la seguridad industrial; y (vi) reducir al mínimo la quema y venteo de gas y de hidrocarburos durante su extracción.

La CNH tiene la responsabilidad de participar en la determinación de las Zonas de Reserva Petrolera que, como indica el reglamento de la ley, son establecidas finalmente por la Secretaría de Energía. Estas zonas son extensiones territoriales en las cuales se restringen las actividades de exploración y se prohíben las actividades de explotación de hidrocarburos para cualquier ente público o privado. Una vez establecidas estas zonas, la Secretaría puede otorgar a PEMEX Exploración y Producción (PEP) los Permisos de Exploración Superficial que la autoriza a que inicie actividades de reconocimiento y exploración superficial en dichas áreas.

Mientras la subsidiaria de PEMEX opera en estas zonas, ésta debe presentar anualmente a la Secretaría un informe sobre las reservas petroleras certificado por un tercero e igualmente aprobado por la CNH. La CNH participa también en el registro de los contratos integrales otorgados por PEP a empresas privadas, sin embargo, no los regula.

La Secretaría de Hacienda y Crédito Público participa en la regulación del sector energético al ser la encargada de fijar los precios de venta al público de la gasolina, diésel y energía eléctrica. Esta potestad es otorgada a la SHCP mediante el artículo 31 sección X de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, el cual señala que es responsabilidad de la secretaría “establecer y revisar los precios y tarifas de los bienes y servicios de la administración pública federal, o bien, las bases para fijarlos.” La determinación de los ajustes en los precios administrados está subordinada a la Subsecretaría de Ingresos que fija los precios mediante la Dirección General de Política de Ingresos Petroleros (Gas LP, gasolina y diésel) y la Dirección General Adjunta de Precios y Tarifas (energía eléctrica).

La Secretaría de Economía es la encargada de fijar los precios del gas licuado del petróleo para el usuario final.

Matriz Institucional sub-sector eléctrico en México

Generación		Transmisión		Distribución	
	Capacidad Instalada	Empresa	CFE	Distribuidor	CFE
Hidroeléctrica	20.2%	Propiedad	Estatal		
Solar & Eólica	2.7%	Mercado	Monopolio	Cobertura Nac.	96.80%
Termoeléctrica	77.1%		Las operaciones de despacho las controla la CFE mediante el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)	Mercado	Monopolio nacional
Nuclear	2.6%	Funciones		Empresa estatal	CFE
Ppal Empresa Estatal	CFE 77.5%	Política de precios	Parcialmente regulados. Establecidos en los contratos de porteo	Part. privada	No
Participación Privada	Permitida parcialmente			Concesiones	n/a
Requisitos	Diversos				
Registros	28 centrales privadas ^a	Part. Privados?	No	Usuarios subsidiados	Usuarios residenciales con consumo menor a 250 KWh/mensual
Integración Vertical	No Permitida	Comercializadoras	No	Política de Precios	Regulados
Incentivos		Grades Usuarios	No		
Máquinas y Equipos	Sólo para energías renovables				
Pequeños generadores	Libre de permisos si son menores a 0.5 MW				
Política de Precios					
Mercado de Contratos	Precio determinado en los contratos de generación de los generadores privados y la CFE				
Mercado de Ocasión	n/a				
Regulador		Comisión Reguladora de Energía			
Miembros integrantes en la directiva		5			
Nombrados por el presidente de la república?		Si			
Financiamiento		Fondos provenientes del Presupuesto Nacional (SENER)			

Fuente: CEPAL, SIE, CDEEE, OLADE, BID, y calculos propios

a Hay 28 empresas autorizadas como productores independientes

Sub-sector eléctrico

El sub-sector eléctrico en México opera bajo la estructura legal e institucional diseñada principalmente en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) y su reglamento. Esta ley determina que la Comisión Federal de Electricidad (CFE) es el organismo encargado de todas las actividades de la provisión del servicio público de energía eléctrica. La CFE es un organismo descentralizado con personalidad y patrimonio propio, que incluye entre sus objetivos:

- La prestación del servicio público de energía eléctrica, lo cual implica:
 - La planificación del sistema eléctrico nacional.
 - La generación, conducción, transformación, distribución y venta de energía eléctrica.
 - La realización de todas las obras, instalaciones y trabajos que requieran la planeación, ejecución, operación y mantenimiento del sistema eléctrico nacional.
- Proponer a la SENER los programas de inversión para su aprobación.
- Exportar energía eléctrica e importarla para la prestación del servicio público.
- Celebrar convenios o contratos con los Gobiernos de las Entidades Federativas y de los Municipios o con entidades públicas y privadas o personas físicas, para la realización de actos relacionados con la prestación del servicio público de energía eléctrica;
- Efectuar las operaciones, realizar los actos y celebrar los contratos que sean necesarios para el cumplimiento de su objeto.

La Comisión Federal de Electricidad (CFE) está regida por una junta de gobierno que establece sus políticas y prioridades y por un director general nombrado por el Ejecutivo Federal que tiene las responsabilidades administrativas. La junta de gobierno está integrada por ocho miembros de los cuales cinco³ son nombrados por el Ejecutivo Federal y tres son representantes del sindicato de la CFE. La junta de gobierno tiene entre sus funciones más importantes las de aprobar:

- Las propuestas del director general para ajustes o reestructuración de las tarifas, que deberán ser presentadas posteriormente para su aprobación a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.
- Los estados financieros del organismo y los presupuestos anuales.
- Los programas que deberán someterse a la autorización de la SENER.
- El reglamento interior del organismo y cambios en su organización interna.

³ Los cinco (5) miembros nombrados por el Ejecutivo Federal son: el secretario de Energía, quien la preside; el secretario de Hacienda y Crédito Público; el secretario de Desarrollo Social; el secretario de Medio Ambiente y Recursos Naturales; el secretario de Economía; y el director general de Petróleos Mexicanos.

El director general dirige las unidades administrativas de la CFE donde cuenta con cinco direcciones. De éstas es importante resaltar la Dirección de Operación, que tiene a su cargo la Subdirección del Centro Nacional de Control de Energía (Cenace) que es la unidad encargada de dirigir y coordinar la operación del Sistema Eléctrico Nacional. La Cenace tiene adicionalmente entre sus funciones:

- Establecer las políticas, criterios y lineamientos para la operación del Sistema Eléctrico Nacional.
- Establecer los lineamientos y políticas en las áreas de control, en la administración de los contratos regulados con permisionarios y productores externos de energía.
- Establecer programas en coordinación con la Comisión Nacional del Agua para el manejo de los almacenamientos hidráulicos y el uso del agua de las centrales hidroeléctricas.
- Participar en las negociaciones de los contratos internacionales de intercambio de energía y en materia de cooperación y desarrollo de tecnología en el área de sistemas eléctricos de potencia.
- Dirigir el desarrollo e implementación de metodologías y proyectos para la operación y establecimiento de los precios de transferencia.

Las empresas privadas pueden participar en la industria eléctrica mediante permisos otorgados por la Comisión Reguladora de Energía (CRE)⁴. La LSPEE permite el otorgamiento de estos permisos mientras se circunscriban a una de las cuatro modalidades definidas por la ley o para la exportación o importación de energía eléctrica. Las modalidades se definen como:

- **Producción independiente:** La generación de energía eléctrica proveniente de una planta con capacidad mayor de 30 MW, destinada exclusivamente a su venta a la Comisión o a la exportación.
 - Deben ser personas físicas o morales constituidas en México.
 - El proyecto debe estar incluido en la programación de la Comisión o tener una capacidad equivalente a una de las propuestas de aumento o sustitución de capacidad de la Comisión.
 - Pueden solicitar permisos para exportación.
 - Los permisos no superarán los 30 años.
- **Autoabastecimiento:** La utilización de energía eléctrica para fines de autoconsumo siempre y cuando dicha energía provenga de plantas destinadas a la satisfacción de las necesidades del conjunto de los copropietarios o socios.
 - Los permisos pueden ser por tiempo indefinido.
 - Los contratos de venta de capacidad y energía con la CFE podrán ser hasta de 20 MW, siempre y cuando la capacidad instalada de la planta no sea mayor de 40 MW.

⁴ La CRE otorga los permisos de Productor Independiente de Energía (PIE) a los ganadores de las licitaciones efectuadas por la CFE. Como indicaron expertos consultados, el otorgamiento de estos permisos es principalmente una formalidad, ya que la CRE tiene poca participación en el proceso de licitación.

- Para plantas de más de 40 MW los contratos con la CFE para capacidad y energía no podrán superar el 50% de la capacidad instalada⁵.
- No es necesario el permiso para plantas con capacidad menor a 0.5 MW.
- **Cogeneración:** (i) La producción de energía eléctrica conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambas; (ii) La producción directa o indirecta de energía eléctrica a partir de energía térmica no aprovechada en los procesos de que se trate, o (iii) La producción directa o indirecta de energía eléctrica utilizando combustibles producidos en los procesos de que se trate.
 - El permisionario tendrá que poner la energía producida a disposición de la CFE.
 - La electricidad producida sólo podrá ser utilizada por el establecimiento donde se genera la electricidad, o por establecimientos de accionistas de aquel.
 - Pueden solicitar permisos para exportación.
 - Los contratos con la CFE para capacidad y energía podrán ser hasta de 100% de la producción excedente⁶.
 - Los permisos pueden ser por tiempo indefinido.
- **Pequeña producción:** (i) La generación de energía eléctrica en establecimientos con capacidad menor a 30 MW y que se venda a la Comisión la totalidad de la electricidad generada; (ii) El autoabastecimiento de pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas que carezcan del servicio de energía eléctrica, en cuyo caso los proyectos no podrán exceder de 1 MW, y (iii) La exportación, dentro del límite máximo de 30 MW.
 - El propietario no podrá ser dueño de plantas que sumen más de 30 MW de capacidad de generación en una misma zona.
 - En áreas aisladas o pequeñas comunidades rurales se deberán constituir cooperativas para estos proyectos de generación.
 - Pueden solicitar permisos para exportación.
 - Los permisos pueden ser por tiempo indefinido.

En México, el Sistema Eléctrico Nacional está dividido en nueve áreas⁷ de generación y transmisión. Todas las áreas están interconectadas entre sí, sólo las dos áreas de la península de Baja California permanecen como sistemas aislados.

⁵ En la práctica los contratos de autoabastecimiento solo alcanzan un máximo de 20 MW de la capacidad instalada, por lo que no se aplica el porcentaje de 50% a plantas de más de 40 MW.

⁶ En la práctica los contratos de cogeneración tienen las mismas características de los contratos de autoabastecimiento, incluyendo la restricción de oferta máxima a 20 MW de la capacidad instalada.

⁷ El Sistema Eléctrico Nacional comprende nueve áreas eléctricas: Noroeste, Norte, Noreste, Occidental, Central, Oriental, Peninsular, Baja California y Baja California Sur.

Generación

Para el año 2010, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) tenía 178 centrales de generación eléctrica de las cuales 156 estaban administradas por la CFE y 22 eran Productores Independientes de Energía (PIE). La edad de las centrales de generación ponderadas por su capacidad instalada era de 31.6 años en el caso de las centrales de energía hidráulica y de 18.8 años para las centrales térmicas.

Las nueve áreas en las que se divide el Sistema Interconectado Nacional contaban en diciembre de 2010 con una capacidad instalada de generación de 52,945.4 MW y la CFE controlaba 77.5%, mientras que los productores independientes acumulaban 22.5% de la capacidad instalada total. Como se muestra en la tabla 1, la mayor proporción, 73.7% de la capacidad instalada, se compone de plantas de generación térmica, seguida por la generación en plantas hidráulicas que representaban 21.7%.

Tabla 1. Distribución de la capacidad instalada de generación eléctrica de servicio público en México, año 2010

Fuentes	Públicas	Privadas*	Total
Primarias			
Nuclear	2.6%	n.a.	2.6%
Hidráulica	21.7%	n.a.	21.7%
Geotérmico	1.8%	n.a.	1.8%
Viento	0.2%	n.a.	0.2%
Secundarias			
Térmica	51.2%	22.5%	73.7%
Total	77.5%	22.5%	100.0%

Fuente: SENER y cálculos propios

* En este total sólo se incluyen la capacidad instalada de las plantas bajo la permisos de Productores Independientes que venden 100% de su producción a la CFE

Hasta el año 2010, la CRE había otorgado 623 permisos a los generadores privados totalizando una capacidad aprobada de 26.003 MW. En el caso de los PIE, se otorgaron 28 permisos, de los cuales 23 fueron para plantas de ciclo combinado y los otros cinco fueron para proyectos de generación eólica. La utilización del gas natural también fue predominante en los permisos otorgados a los exportadores, donde 83% fue otorgado a plantas que utilizan gas natural y el restante 17% se le otorgó a una planta de generación eólica. Los exportadores se ubicaron predominantemente en el norte en los estados de Baja California y Sonora, solo uno se ubicaba en el sur en el estado de Yucatán. Adicionalmente, el organismo regulador otorgó 469 de estos permisos a los autogeneradores, promediando 13 MW de capacidad aprobada por cada permiso otorgado.

Tabla 2: Permisos otorgados a operadores privados por la CRE, hasta el año 2010.

Tipo de permiso	Número de permisos otorgados	Capacidad aprobada (MW)	Capacidad aprobada promedio (MW)
Productor Independiente de Energía (PIE)	28	14,290	510
Autogenerador	469	6,320	13
Exportador	6	2,780	463
Cogenerador	43	1,959	46
Usos propios continuos	44	463	11
Importación	28	144	5
Pequeño productor	5	47	9
Total	623	26,003	1,058

Fuente: CRE y cálculos propios

Transmisión

La transmisión eléctrica en México es un monopolio manejado por la CFE a través del Centro Nacional de Control de Energía (Cenace), una oficina bajo la Dirección de Operación. El sistema de transmisión de la CFE cuenta con una unidad central; siete centros de control ubicados en Baja California, Sonora, Durango, Nuevo León, Jalisco, Puebla y Yucatán; y 35 subáreas de control con una capacidad de transformación de 154,485.70 MW. La red de transmisión bajo el control de la CFE tenía para el año 2010 una longitud total de 50,136.84 Km, 54.5% de ellos líneas con tensión de 230 KV, 44.4% de 400 KV y el restante 1.1% son menores a 230 KV.

Los permisionarios deben cancelar a la CFE unas tarifas denominadas “cargos por los servicios de transmisión” para poder utilizar la infraestructura de transmisión. Estos importes se calculan en base a la cantidad de electricidad que es transmitida y son diferenciados por tipo de fuente de energía, siendo fijos para los renovables y variables para los generadores con fuentes no renovables.

Tabla 3: Líneas de transmisión de la CFE manejadas por el Cenace, año 2010

Características de la línea	Longitud Km	
Líneas de transmisión de 400 KV en CFE	22,271.36	44.4%
Líneas de transmisión de 230 KV en CFE	27,316.68	54.5%
Líneas de transmisión menores de 230 KV en CFE	548.8	1.1%
Total líneas de transmisión en CFE	50,136.84	100.0%

Fuente: CFE y cálculos propios

Los autogeneradores pueden solicitar autorización para utilizar las redes de transmisión de la CFE. En este apartado, la cantidad de energía porteada en el Sistema Eléctrico Nacional para los autogeneradores alcanzó 10.487,0 GWh en el año 2010, lo que representó un aumento de 7.16% desde 2009.

Las reglas de despacho del Cenace señalan que este “se realizará estrictamente en el orden creciente de su respectivo costo total de corto plazo o precio propuesto, según sea, hasta lo que se requiera para satisfacer en cada momento la demanda”. La misma normativa establece que el Cenace “proporcionará a cada uno de los productores de energía, por los medios idóneos, a más tardar a las quince horas de cada día el programa de despacho, hora por hora para el día siguiente, detallado para dicho productor.”

Distribución

Al igual que en la transmisión, la red de distribución en México es controlada totalmente por la CFE. Para el año 2010, la comisión calculaba que el sistema contaba con 698.262 Km de líneas de sub-transmisión y distribución y 1,674 subestaciones de distribución. El sistema tenía en 23.95 millones de usuarios en 2010, repartidos en siete categorías, la mayoría de ellos usuarios domésticos que pagaron en promedio 9.91 centavos de dólar por cada Kwh consumido. Sin embargo, a pesar de que el mayor número de consumidores son usuarios residenciales, la CFE vendió la mayoría de la electricidad a los usuarios industriales y a los de la mediana empresa, que acumularon 61% del total.

Tabla 4: Usuarios, porcentaje de electricidad vendida y tarifas por sector tarifario, año 2010

	Usuarios	Porcentaje de Electricidad Vendida	Tarifa Promedio (Dic 2010) Centavos de dólar
Doméstico	20,457,564	16%	9.91
Comercial	2,751,324	4%	20.08
Servicios	174,997	3%	15.40
Industrial	228,339	37%	10.22
Empresa mediana	227,579	24%	11.21
Gran industria	760	13%	8.53
Agrícola	118,100	3%	5.19
Total	23,958,663	100%	10.90

Fuente: CFE y cálculos propios. Tipo de cambio al 31 de diciembre de 2010 era 12.345 Pesos/US\$

En México hay 32 tipos de tarifas diferentes que están determinadas por sector tarifario (tipo de usuario), zonas y nivel de demanda entre otras variables. Para el sector residencial hay ocho diferentes tipos de tarifas⁸, siete de ellas para los consumidores que usaron menos de 250 KWh/mensuales en promedio durante los 12 meses anteriores, y la restante para los consumidores que usaron más de ese nivel, la cual se denomina Doméstica de Alto Consumo (DAC). Las únicas tarifas residenciales que no están subsidiadas son las tarifas DAC que acumularon durante 5.62% de las ventas de electricidad efectuada por la CFE en 2010 a los consumidores residenciales. Por lo tanto, 94.38% de los usuarios residenciales disfrutaron de algún subsidio en su tarifa eléctrica.

Formación de precios

En México la variable más importante para la determinación de los costos de la generación eléctrica son los precios de los combustibles. Para el año 2010, 71.3% de los 241,493 GWh de electricidad generada fue producida a partir de combustibles fósiles.⁹ En su papel de gran consumidor de combustibles, la CFE mantiene contratos con PEMEX que le permiten comprar los combustibles al precio máximo de primera mano determinado por la CRE (gas natural y combustóleo) o por la Secretaría de Hacienda (diésel). Igualmente, como intermediario, la CFE mantiene contratos de provisión de gas natural con las centrales privadas (PIE) las cuales se comprometen a un consumo térmico garantizado a largo plazo con un combustible definido. Las PIE también tienen la opción de participar en el mercado interno del gas natural o importarlo si así lo consideraran necesario.

La CFE compra parte de la generación a operadores privados o permisionarios. El mecanismo de determinación del precio de estas compras está sustentado en los contratos individuales entre la comisión y cada uno de los permisionarios y en las reglas de despacho del Cenace, que debe comprar la energía al costo total de corto plazo. El reglamento a la LSPEE establece los lineamientos para calcular la remuneración que se incluye en los contratos de compra. Los lineamientos establecen que los contratos incluirán una remuneración que contendrá un pago por *capacidad* y un pago por *la energía* entregada en el punto de interconexión.

El pago por *capacidad* deberá incluir los costos fijos incurridos por el permisionario y el rendimiento sobre la inversión (incluyendo las inversiones incurridas para la transmisión). Este pago se ajustará mensualmente por un coeficiente calculado en base al factor de disponibilidad¹⁰, lo cual penalizará o retribuirá al permisionario por la cantidad de energía que generó la unidad de

⁸ 1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F y DAC. Las tarifas de 1A a 1F son tarifas específicas que dependen de la temperatura promedio de la región en la que se encuentre el usuario doméstico.

⁹ CFE. Informe anual de 2010.

¹⁰ Factor de disponibilidad: Es un indicador de la disponibilidad relativa de una unidad generadora en un período determinado, calculado como la diferencia entre la energía máxima que la unidad puede producir y la energía que no llegó a producirse debido a las actividades de mantenimiento, fallas, decrementos de capacidad u otras causas, dividida dicha diferencia entre la energía máxima que la unidad puede producir.

acuerdo a su capacidad¹¹. El *pago por la energía* deberá incluir los costos variables (combustible, personal, mantenimiento, peaje de transmisión, etc.) en los que incurra el permisionario para generar esa energía.

Adicionalmente a los contratos con los operadores privados tipo PIE, que están obligados a vender la totalidad de su energía generada a la CFE, hay otras modalidades de contratos con el resto de los permisionarios (cogeneradores, autogeneradores y pequeños productores) en los cuales estas centrales pueden vender sus excedentes a la comisión. Estos contratos tienen tres modalidades para la venta del excedente:

- **Con notificación:** un mes antes del despacho. En este caso el generador sugiere un precio (precio propuesto) para la venta de su energía excedentaria con el cual competirá en la escala de costos total de corto plazo del Cenace. Si su energía es solicitada el generador deberá despachar la energía acordada.
- **Con notificación:** corto plazo, menos de un mes antes del despacho. En este caso el generador informa a la comisión de la disponibilidad de unas cantidades de energía excedentaria que estaría interesada en vender. Si la CFE está interesada, le propone un precio que el generador podrá aceptar. Este precio estará entre 85 y 90% del costo total de corto plazo de ese momento. En este caso el permisionario es un *price taker*.
- **Sin notificación previa.** En este caso, el permisionario que esté interesado en vender un excedente no planificado de energía deberá tomar un precio determinado por la CFE, que deberá estar entre 85 y 90% del costo total de corto plazo de ese momento. En este caso el permisionario es un *price taker*.

Una vez adquirida toda la energía necesaria para abastecer la demanda nacional, la CFE la vende a los usuarios finales utilizando su red de distribución, sin embargo, no decide las tarifas a las cuales vende.

Según el artículo 31 de la LSPEE, las tarifas para la venta de energía eléctrica son determinadas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) con la participación del SENER, la Secretaría de Economía y la CFE. Las “disposiciones complementarias” contienen las reglas para calcular las tarifas publicadas por la SHCP. Según esta reglamentación, las tarifas son calculadas a partir de fórmulas en las cuales se incluyen variables como precios de los combustibles, zonas de consumo, inflación, niveles de consumo y tipos de usuarios, entre otras. Las tarifas son ajustadas mensualmente como resultado de los cambios en las variables que forman parte del cálculo del Factor de Ajuste por Inflación y el Factor de Ajuste por Combustible.

¹¹ El permisionario se compromete en el contrato a mantener un factor de disponibilidad mensual dentro de un rango específico, con límite superior e inferior y un mínimo. Si el factor de disponibilidad está por debajo del mínimo permitido el coeficiente será cero; si es menor al límite inferior el coeficiente será menor que uno; si está ubicado dentro del rango el coeficiente será igual a la unidad; si es mayor al límite superior el coeficiente será mayor que la unidad.

Las tarifas eléctricas a los usuarios finales no incorporan una transferencia (*pass-through*) directa de los costos de generación. Esta situación está presente en el mercado eléctrico a pesar de que en el artículo 26 del Reglamento de la Ley Federal de las Entidades Paraestatales estipula que “los precios y tarifas de las entidades se fijarán conforme a los criterios de eficiencia económica y saneamiento financiero” y que la LSPEE en su artículo 31 establece que las tarifas eléctricas deben “cubrir las necesidades financieras y las de ampliación del servicio público y el racional consumo de energía”.

El desfase entre los costos de generación y las tarifas es amortiguado parcialmente por el “coeficiente alfa” (α) que forma parte del cálculo del Factor de Ajuste por Combustible. El “coeficiente alfa”, que es calculado por la CFE, es un valor que se determina cada año en base a la composición de la canasta de combustibles utilizado por todas las plantas generadoras para servicio público durante el año en cuestión. Según explicaron expertos consultados, es común que las tarifas y los costos de generación tengan desfases que en algunos casos producen pérdidas y en otros ingresos excedentarios. Cuando esto ocurre, las pérdidas son asumidas por la CFE y los ingresos excedentarios son transferidos a la Secretaría de Hacienda.

Figura 1. Diagrama de formación de precios en el sector eléctrico, año 2010.



Renovables

La Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (Ley de Energías Renovables) establece que para 2024 no más de 65% de la generación eléctrica en México deberá provenir de fuentes de energía fósiles. Igualmente establece que estas fuentes no deberán alcanzar más de 60% para 2035 y más de 50% en el año 2050. Dado que en el mandato solo se estipula un límite a las energías fósiles, la planeación de la Secretaría de Energía incluye la expansión de la energía nuclear y grandes hidroeléctricas.

La definición de energías renovables incluida en la ley establece que son consideradas como tal aquellas “cuya fuente reside en fenómenos de la naturaleza, procesos o materiales susceptibles de ser transformados en energía aprovechable por la humanidad, que se regeneran naturalmente, por lo que se encuentran disponibles de forma continua o periódica, como:

- El viento.
- La radiación solar, en todas sus formas.
- El movimiento del agua en cauces naturales o artificiales; excluyendo la energía hidráulica con capacidad para generar más de 30 MW, excepto cuando:
 - Se utilice un almacenamiento menor a 50 mil metros cúbicos de agua o que tengan un embalse con superficie menor a una hectárea y no rebase dicha capacidad de almacenamiento de agua. Estos embalses deberán estar ubicados dentro del inmueble sobre el cual el generador tenga un derecho real.
 - Se trate de embalses ya existentes, aun de una capacidad mayor, que sean aptos para generar electricidad:
- La energía oceánica en sus distintas formas, a saber: maremotriz, maremotérmica, de las olas, de las corrientes marinas y del gradiente de concentración de sal.
- El calor de los yacimientos geotérmicos.
- Los bioenergéticos¹² que determine la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos.
- Aquellas otras que, en su caso, determine la Secretaría, cuya fuente cumpla con el primer párrafo de esta fracción”.

Para el año 2008, según el “Programa Especial para el Aprovechamiento de la Energías Renovables 2009-2012”¹³, la capacidad instalada en plantas de generación que usan energías renovables (según la definición de la ley) representaba 3.3% de la capacidad instalada total del sistema y la generación con estas fuentes correspondía a 3.9% de la generación total.

¹² Bioenergéticos: combustibles obtenidos de la biomasa provenientes de materia orgánica de las actividades, agrícola, pecuaria, silvícola, acuicultura, algacultura, residuos de la pesca, domésticas, comerciales, industriales, de microorganismos y de enzimas, así como sus derivados producidos por procesos tecnológicos sustentables.

¹³ Publicado en el DOF el 6 de agosto de 2009.

Dada la importancia estratégica que le fue otorgado al objetivo de alcanzar las metas previstas, el marco regulatorio establece una serie de incentivos para el desarrollo de las fuentes renovables que se pueden listar en:

- **Incentivos fiscales¹⁴:** A las empresas que inviertan en maquinarias y equipos destinados a la generación con fuentes de energía renovables se les permite deducir del impuesto sobre la renta hasta 100% del monto de la inversión. Los equipos deberán estar operando por al menos cinco años.
- **Cargo por servicio de transmisión¹⁵:** Se establece un cargo fijo cobrado por la CFE por los servicios de transmisión a los permisionarios que producen energía mediante fuentes renovables. Según fuentes del gobierno mexicano, este cargo se encuentra por debajo del monto cobrado a otros generadores con fuentes no renovables.
- **Banco de energía¹⁶:** Para el caso de las fuentes intermitentes, los contratos de la CRE establecen la inclusión de una “banco de energía”. mecanismo que permite al generador privado transmitir toda la energía producida independientemente de la demanda. La energía transmitida se acumula virtualmente y se va vendiendo a medida que vaya existiendo la demanda y que el costo total de corto plazo satisfagan los costos de generación del permisionario.
- **Sobreprecio de la energía¹⁷:** Los contratos con los pequeños productores o con los autogeneradores (contratos de venta de sus excedentes) que utilizan fuentes de energías renovables para su operación estipulan que el CFE va a comprar toda la energía producida a 98% del costo total de corto plazo para la región que corresponda, lo cual incrementa el rango de 85-90% estipulado a los generadores no renovables.

14 Ley de Impuestos sobre la Renta. Artículo 40.

15 Documento de la CRE: Metodología para la Determinación de los Cargos por Servicios de Transmisión de Energía Eléctrica para Fuentes de Energía Renovables.

16 Modelos de contratos de la CRE, por ejemplo, “Contrato de interconexión para autoabasto con entidades gubernamentales”.

17 Modelos de contratos de la CRE, por ejemplo “Contrato de compraventa de energía eléctrica para pequeños productores” y “Convenio de Compraventa de excedentes de energía eléctrica”.

Matriz institucional del sector de hidrocarburos en México, año 2011

Producción		Importación	
Principal empresa	Petróleos Mexicanos. PEMEX	Principal empresa	Petróleos Mexicanos. PEMEX
Propiedad	100% del estado mexicano	Propiedad	100% del estado mexicano
Subsidiaria encargada	PEMEX Exploración y Producción (PEP)		
Infraestructura		Gas Natural (incluye gas natural licuado)	
Campos productores	416 (250 crudo y gas asociado/ 166 gas asociado)	Total de importaciones	1,750 MMpcd
Producción crudo	2,550.1 Mbd	Principal empresa	PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB)
Producción de Gas Natural	6,594 MMpcd	Propiedad	100% del estado mexicano
Participación privada	Muy restringida. Sólo para el caso de servicios bajo la figura de contratos integrales	Participación Privada	Permitida
		Importaciones PGPB (Volumen MMpcd. Porcentaje de las importaciones totales)	829 (47.4%)
Exportación		Importaciones Privadas (Volumen MMpcd. Porcentaje de las importaciones totales)	920 (52.6%)
Principal empresa	Petróleos Mexicanos. PEMEX		
Subsidiaria encargada	PEMEX Exploración y Producción (PEP)	Petrolíferos (Gasolinas, Diesel y otros)	
Exportación de Crudo	1,338 Mbd	Total de importaciones	547 Mbdpce
Destino de las exportaciones Volumen Mbd / Porcentaje de las exportaciones totales)		Principal empresa	PEMEX. Organismos subsidiarios
Estados Unidos	1,095 (81.8%)	Propiedad	100% del estado mexicano
España	110 (8.2%)	Participación Privada	No Permitida
India	371 (2.8%)	Gasolinas (Volumen Mbd / Participación)	335 (61.2%)
China	366 (2.7%)	Diesel (Volumen Mbd / Participación)	135.6 (24.7%)
Canadá	205 (1.9%)	Otros	76.9 (14%)
Convenio de San José	178 (1.3%)	Gas Licuado del Petróleo (GLP)	
Resto del mundo	171 (1.3%)	Total de importaciones	82.4 Mbd
		Principal empresa	PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB)
		Propiedad	100% del estado mexicano
		Participación Privada	Permitida

Fuente: Elaboración del autor con información de SENER, CRE, PEMEX y legislación vigente.

Transformación / Refinación

Transporte / Comercialización

Principal empresa	PEMEX	Gasolinas y diesel	
Propiedad	100% del estado mexicano	Participación privada	Permitida. Franquicias PEMEX
Participación privada	No Permitida	Total de estaciones de servicios	9,637
Crudo		Precios	Regulados
Principal empresa	PEMEX Refinación	GLP	
Capacidad total de refinación	1,690 Mbd	<i>Transporte y almacenamiento mayorista</i>	
Total de refineries	6	Principal empresa	PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB)
Total de productos refinados	1,005.2 Mbdpce	Participación privada	Permitida
Gasolinas	32%	Total terminales de suministro	28 (20 de PGPB)
Diesel	27%	Precios	Regulados
Combustóleo	33%	<i>Distribución</i>	
Otros	8%	Total de plantas de distribución	983
Gas Licuado del Petróleo (GLP)		Participación privada	Permitida
Total de producción nacional	210.5 Mbd	Empresas de transporte	171
Principal empresa	PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB)	Precios	Regulados
Producción total de PGPB	185.4	Gas Natural	
Participación del mercado	88.1%	<i>Transporte y almacenamiento mayorista</i>	
Centros Procesadores de Gas	9	Principal empresa	PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB)
Gas Natural		Participación privada	Permitida
Total de procesamiento	4,527 MMpcd	Total terminales de suministro	19 (11 de PEMEX)
Principal empresa procesadora	PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB)	Precios	Regulados. CRE establece un precio máximo de venta de primera mano
Centros Procesadores de Gas	9	<i>Distribución</i>	
		Participación privada	Permitida
		Total de permisos activos	20
		Principal empresa	Gas Natural de Mexico S.A. de CV - Union Fenosa
		Consumo	
		Sector petrolero	45%
		Sector Eléctrico	39%
		Sector Industrial	14%
		Otros	2%
		Precios	No regulados

Sub-sector de hidrocarburos

La constitución mexicana, en sus artículos 27 y 28, le otorga al Estado el monopolio sobre todas las actividades del sub-sector de hidrocarburos. La instrumentalización de este requerimiento constitucional se efectúa a través de la Ley Reglamentaria del artículo 27 de la Constitución en el Ramo del Petróleo y su reglamento, que son los principales instrumentos legales que rigen el sub-sector de los hidrocarburos. En el artículo 4 de la ley se establece que Petróleos Mexicanos (PEMEX) será la institución responsable de llevar a cabo las actividades de la industria petrolera definidas en el artículo 3. Las actividades a las que este artículo hace referencia son:

- La exploración, la explotación, la refinación, el transporte, el almacenamiento, la distribución y las ventas de primera mano del petróleo y los productos que se obtengan de su refinación.
- La exploración, la explotación, la elaboración y las ventas de primera mano del gas, así como el transporte y el almacenamiento indispensables y necesarios para interconectar su explotación y elaboración (exceptuando el gas asociado a los yacimientos de carbón mineral).
- La elaboración, el transporte, el almacenamiento, la distribución y las ventas de primera mano de aquellos derivados del petróleo y del gas que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas y que constituyen petroquímicos básicos¹⁸.

El transporte, el almacenamiento y la distribución de gas, gas metano y petroquímicos secundarios podrán ser llevados a cabo, previo permiso, por empresas privadas.

El marco normativo que establece el funcionamiento de PEMEX se instituye en 2008, con la aprobación de la ley de Petróleos Mexicanos y su reglamento. Esta ley establece que la empresa petrolera estatal estará manejada por un director general nombrado por el Ejecutivo Federal y un Consejo de Administración de quince miembros donde habrá seis representantes del Estado, designados por el Ejecutivo Federal, cinco representantes del Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana y cuatro consejeros profesionales, designados por el Ejecutivo Federal, los cuales deberán ser ratificados por la Cámara de Senadores. El presidente del Consejo será el titular de la Secretaría de Energía, quien tendrá voto de calidad en caso de empate. El Consejo de Administración se apoya para su gestión en siete comités divididos según las áreas funcionales de la empresa.¹⁹

¹⁸ Estos derivados del petróleo son: etano; propano; butanos; pentanos; hexano; heptano; materia prima para negro de humo; naftas; y metano, cuando provenga de carburos de hidrógeno, obtenidos de yacimientos ubicados en el territorio nacional y se utilice como materia prima en procesos industriales petroquímicos.

¹⁹ Los siete comités que apoyan al Consejo de Administración son: I. Auditoría y Evaluación del Desempeño; II. Estrategia e Inversiones; III. Remuneraciones; IV. Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios; V. Medio Ambiente y Desarrollo Sustentable; VI. Transparencia y Rendición de Cuentas, y VII. Desarrollo e Investigación Tecnológica.

Entre las facultades más importantes que se le otorgan al Consejo de Administración se encuentran:

- La conducción central y la dirección estratégica de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios
 - Establecerá, en congruencia con el Programa Sectorial de Energía, las políticas generales relativas a la producción, comercialización, desarrollo tecnológico, administración general y finanzas.
 - Emitirá las directrices que normen las relaciones operativas entre Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios.
 - Dictará las reglas para la consolidación anual contable y financiera de los organismos subsidiarios de Petróleos Mexicanos.
- Vigilar y evaluar el desempeño de Petróleos Mexicanos y de sus organismos subsidiarios.
- Aprobar anualmente el plan de negocios de Petróleos Mexicanos y de los organismos subsidiarios.
- Aprobar:
 - La remuneración del director general y de los funcionarios de los tres niveles jerárquicos inferiores al mismo.
 - Las disposiciones aplicables a Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios para la contratación de obras y servicios relacionados con las mismas, adquisiciones, arrendamientos y servicios.
 - Los proyectos y programas de inversión, así como los contratos que superen los montos que se establezcan en las disposiciones que emita para tal efecto.
- Aprobar los proyectos de presupuestos de Petróleos Mexicanos y de sus organismos subsidiarios.
- Aprobar anualmente los estados financieros de la entidad.
- Aprobar los términos y condiciones para la contratación de obligaciones constitutivas de deuda pública de Petróleos Mexicanos, de acuerdo con el programa de financiamiento aprobado por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y los lineamientos que ésta apruebe.
- Aprobar, a solicitud del director general, la propuesta de constitución de organismos subsidiarios y de empresas filiales de Petróleos Mexicanos.

Por su parte, el director general tiene entre sus atribuciones:

- Administrar y representar legalmente a PEMEX.
- Conducir la planeación estratégica y elaborar los anteproyectos de ingreso y presupuesto consolidados de PEMEX y de sus organismos subsidiarios.
- Formular y presentar para autorización del Consejo de Administración el plan de negocios y el programa operativo y financiero anual de trabajo.
- Convenir con el Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana el contrato colectivo.

Para realizar sus operaciones, Petroleros Mexicanos se compone de seis organismos subsidiarios: PEMEX Exploración y Producción; PEMEX Refinación; PEMEX Petroquímica; PEMEX Gas y Petroquímica Básica; el Instituto Mexicano del Petróleo y PMI Comercio Internacional. En las siguientes secciones detallamos las actividades más importantes del subsector de hidrocarburos en México.

Exploración y Producción

PEMEX Exploración y Producción (PEP) es el organismo subsidiario de PEMEX que se encarga de las actividades de exploración y producción del petróleo y gas natural. Igualmente es responsable del transporte, almacenamiento en terminales y comercialización de primera mano de ambos productos. Las actividades de exploración y explotación petrolera de PEP se realizan en cuatro regiones geográficas del territorio mexicano que se ubican al este del país limitando con el golfo de México. Estas zonas son denominadas Norte y Sur en el territorio continental y Marina Noreste y Marina Suroeste en el territorio marino.

En el informe²⁰ presentado al 1ero de enero de 2011, “las estimaciones de reservas totales (3P) probadas, probables y posibles, fueron 43,055.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Por tipo 31.9% corresponden a reservas probadas, 34.5% a probables y 33.6% a reservas posibles. Del total de reservas 3P, la Región Norte concentra 44% (18,917.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente). En particular, el proyecto Aceite Terciario del Golfo, Chicontepec, concentra la mayor acumulación de reservas con 17,211 millones de barriles y también el mayor desafío para su explotación. Le siguen en orden de importancia la Región Marina Noreste con una participación de 28% (12,054.3 millones de barriles), la Región Marina Suroeste con 14.8% (6,383.7 millones de barriles) y la Región Sur con 13.2% (5,699.6 millones de barriles)”.

En el lado de la explotación petrolera, el informe antes citado indica que “en 2010, la extracción de petróleo crudo fue 2,575.9 miles de barriles diarios, 1% menos que el año anterior, principalmente por la declinación y cierre de pozos del Activo Integral Cantarell, aunada a la menor producción en los activos integrales Bellota-Jujo, Abkatún-Pol-Chuc y Poza Rica-Altamira”.

Sobre la producción de gas natural, en 2010 “disminuyó 0.2% respecto al año previo, al registrar 7,020 millones de pies cúbicos diarios, cifra que incluye 683 millones de pies cúbicos diarios de nitrógeno, que se obtiene asociado al gas natural y que constituye un compuesto no deseado”.

Esta subsidiaria de PEMEX tiene adicionalmente la responsabilidad de efectuar las licitaciones y administrar los contratos integrales para exploración y producción donde participan empresas privadas.

²⁰ Petróleos Mexicanos. Informe anual 2010. Marzo de 2011.

Refinación

PEMEX Refinación, organismo subsidiario de PEMEX, se encarga de los procesos industriales de refinación, elaboración de productos petrolíferos y derivados del petróleo, distribución, almacenamiento y venta de primera mano. Igualmente se encarga de la planeación, administración y control de la red comercial, así como la suscripción de contratos con los inversionistas privados que participan en el programa de Franquicias PEMEX.

Para el año 2010, PEMEX Refinación tenía una capacidad de refinación de 1.54 millones de barriles y contaba con seis refinерías, 77 terminales de almacenamiento y reparto, 15 terminales marítimos, 1,360 autotanques, 5,199 Km de oleoductos y 8,983 Km de poliductos.²¹ Ese mismo año la empresa subsidiaria procesó en promedio 1,184 miles de barriles diarios, elaborando 1,229 miles de barriles diarios de petrolíferos, de los cuales 34.5% fue gasolina, 26.2% fue combustóleo, 23.6% fue diésel y el restante 14.2% se divide en otros productos.

Comercialización

México contaba para el año 2010 con 9.232 estaciones de servicio para la comercialización interna de combustibles. Se calcula que en estas instalaciones se vende un promedio de 792,600 barriles al día de gasolina. La totalidad de esas estaciones de servicio son manejadas por el sector privado bajo un modelo de franquicias. El sistema de Franquicias PEMEX, al igual que un modelo de franquicias tradicional, consiste en la venta por parte de PEMEX de un derecho a operar estaciones de servicio donde el contratante se compromete a mantener la imagen de PEMEX en los establecimientos y a comprar los combustibles exclusivamente a la empresa petrolera mexicana. La empresa petrolera estatal le asegura al dueño de la estación de servicio un margen de ganancia sobre los combustibles. A finales de 2010, este margen se mantuvo cercano a 6.7% del precio de venta del producto.

El mercado de las franquicias PEMEX es muy desconcentrado (la mayoría de los dueños tiene dos o dos estaciones de servicio), ya que solo 500 de las casi 10,000 estaciones de servicios están controladas por grandes grupos. El suministro de combustible a las estaciones de servicio está controlado en un 60 - 65% por la propia PEMEX, el restante es efectuado por seis empresas grandes de transporte.

Los expendedores de combustibles están organizados bajo asociaciones civiles como Organización Nacional de Expendedores de Petróleo S.A. (Onexpo) y la Asociación Mexicana de Empresarios Gasolineros C.A. (Amegas).

²¹ Anuario estadístico 2011. PEMEX

La distribución del gas licuado del petróleo la efectúan empresarios privados detallistas. La infraestructura instalada para esto incluye a 991 plantas de distribución, poco más de 12 mil auto-tanques, 20,000 vehículos destinados al reparto de recipientes transportables, 2,744 estaciones de carburación (85% se especializaron en la venta de gas LP para carburación y 15% en la modalidad de auto-consumo), 171 empresas de transporte de gas LP.²²

Formación de precios

Los precios internos de los productos del sub-sector de hidrocarburos son regulados por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, la Comisión Reguladora de Energía, la Secretaría de Economía y la Secretaría de Energía. La Secretaría de Hacienda y la Secretaría de Economía regulan los precios “administrados” que son los precios de los productos considerados de mayor importancia para el público, como la gasolina, el diésel y el gas licuado del petróleo. Por su parte, la Comisión Reguladora de Energía participa en los precios de los mercados “regulados” como son los casos del gas natural y el combustóleo.

Gas Licuado del Petróleo

El gas licuado de petróleo (GLP) es utilizado por 80% de los hogares, por lo cual es considerado un bien de primera necesidad y está incluido en la canasta básica. Debido a esta circunstancia, el Ejecutivo Federal participa activamente en la regulación de los precios a través de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, la Secretaría de Economía y la Secretaría de Energía.

El Ejecutivo Federal, con participación de las secretarías antes citadas y basado en la Ley de Ingresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal de 2012, determina mensualmente “el precio promedio ponderado nacional al público”. Utilizando este precio como base para el cálculo, la Secretaría de Economía publica unos días después un acuerdo donde se establecen los diferentes precios a los usuarios finales del GLP para cada una de las 145 regiones²³ en las cuales se divide la provisión de este combustible fósil. De esta manera, el promedio ponderado de todos los precios de las 145 regiones será similar al precio promedio ponderado nacional al público.

En la legislación, sin embargo, se establece una participación más activa de la Comisión Reguladora de Energía en el mercado del GLP de lo que realmente tiene. De hecho, en el acuerdo publicado mensualmente por la Secretaría de Economía²⁴ se establece una fórmula²⁵ para el cálculo del precio

22 SENER. Prospectiva del Gas Licuado del Petróleo. 2012-2026.

23 Las 145 regiones de precios en las cuales se divide el mercado del GLP fueron publicadas en el Diario Oficial de la Federación por la Secretaría de Economía el 31 de diciembre de 2007. En este acuerdo la SE especificaba los municipios y los estados que forman parte de cada una de las regiones.

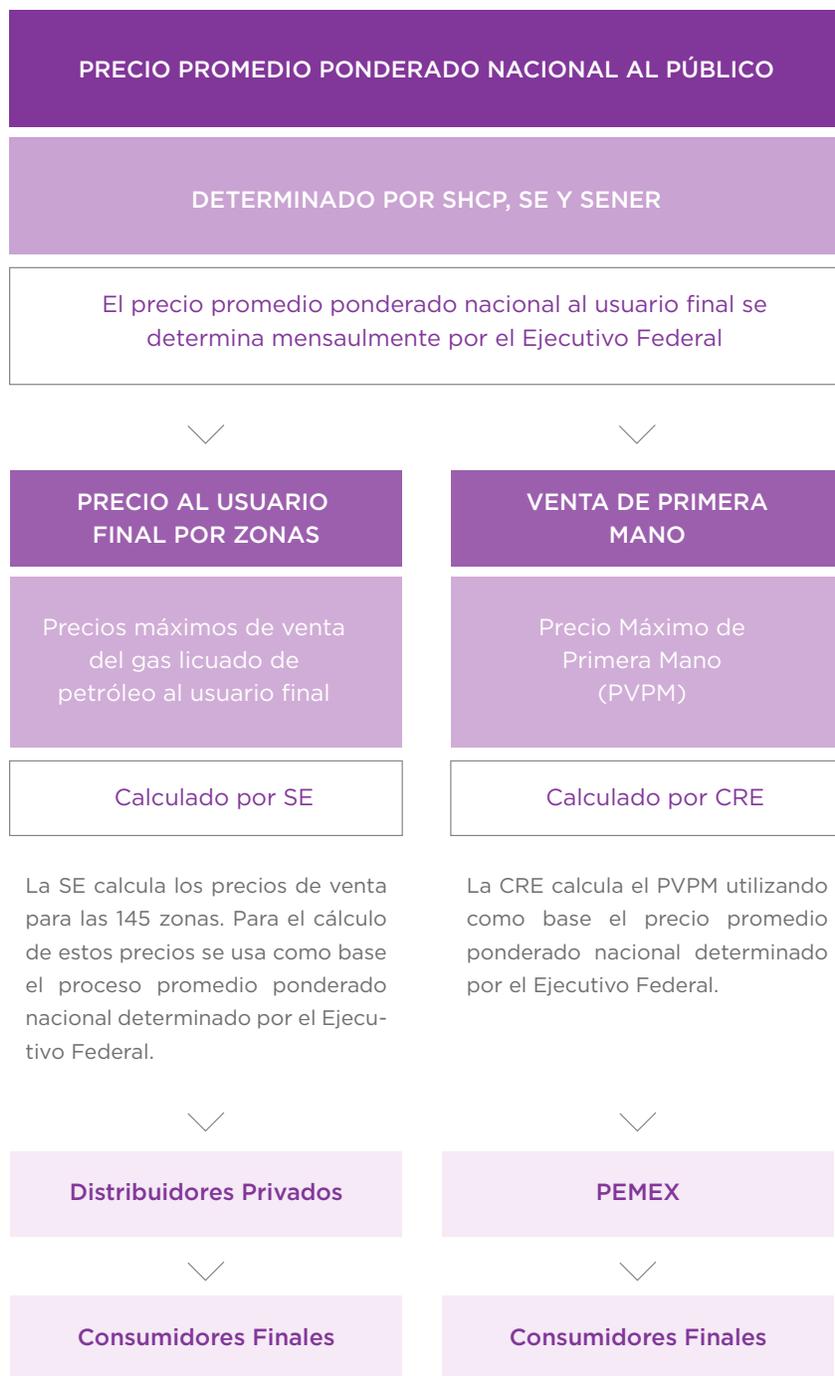
24 Ver como ejemplo del acuerdo sobre los precios de GLP que se publicó en el Diario Oficial de la Federación el 30 de abril de 2012, donde se establecen los precios en mayo de 2012.

25 La fórmula utilizada por la CRE para calcular el precio máximo de venta en primera mano es: Precio Máximo de Venta del Gas Licuado de Petróleo al Usuario Final en la Zona Correspondiente = PRECIO DE VENTA DE PRIMERA MANO + FLETE DEL CENTRO EMBARCADOR A LA

al usuario final donde se incluyen variables que deberían ser establecidas por la CRE, como el precio de venta de primera mano del GLP, según una metodología establecida por ella misma.

Sin embargo, el mandato del Ejecutivo Federal establece que la metodología determinada por la CRE deberá satisfacer el precio promedio ponderado nacional al público establecido por otros organismos. Esta disposición, que fija el precio final y adapta estos precios a la estructura de formación de precios, reduce sustancialmente la posibilidad del organismo regulador de influenciar los precios. De las otras tres variables que forman parte de la fórmula sólo el margen de comercialización está determinado por la CRE, pero son valores pre-establecidos que no tienen mayor variación en el tiempo.

Figura 2. Diagrama de formación de precios en el mercado del Gas Licuado del Petróleo.



Gasolinas y diésel

La gasolina y el diésel en todos sus tipos, al igual que el GLP, son productos de mucha importancia para los hogares mexicanos, por lo cual sus precios son administrados por la Secretaría de Hacienda. El principal instrumento legal que tiene injerencia sobre los precios de la gasolina y el diésel es la Ley del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS), que establece varias definiciones claves en el cálculo del precio al público de las gasolinas y el diésel.

El primer componente de la fórmula²⁶, que según el Centro de estudios de las Finanzas Públicas²⁷, utiliza la SHCP es el Precio Referencia Spot. El cálculo de este precio está establecido en la Ley de IEPS, que indica que para la gasolina la referencia será “el promedio del precio spot de la gasolina regular sin plomo vigente en la Costa del Golfo de los Estados Unidos de América”. En el caso del diésel también se usa como referencia la Costa del Golfo y varía según los grados API y el contenido de azufre. Los costos de logística, manejo, flete, comisión a distribuidores (franquicias PEMEX) y el IVA son valores establecidos o cálculos de PEMEX.

El componente principal para manejar la política del Estado en materia del precio a los combustibles líquidos es el Impuesto Especial sobre Producción y Servicios IEPS. Este tributo cumple una función anticíclica con el precio de los combustibles líquidos en el mercado internacional. Cuando el precio internacional de los combustibles sube, este impuesto tiende a bajar, incluso tomando valores negativos, y cuando los precios bajan, este impuesto tiende a subir. Mediante este impuesto se crea un mecanismo de estabilización parcial de los precios internos de la gasolina y el diésel. Cuando el impuesto es negativo, asemejando un subsidio, el monto de esa transferencia es asumido por PEMEX.

Gas natural

El mercado del gas natural está regulado por la Comisión Reguladora de Energía. Se permite la participación privada, por lo que la formación de precios al consumidor final depende principalmente de las reglas del mercado. La CRE participa en la formación de precios debido a que este organismo establece el Precio Máximo de Venta de Primera Mano, que es el precio al cual PEMEX vende al primer comprador. La razón de la intervención de la CRE es evitar el abuso de poder de mercado que acumula PEMEX. Los precios del gas natural importado no están regulados.

26 La fórmula indicada por el CEFP es la siguiente: Precio Administrado o Público de la Gasolina = Precio Referencia Spot + Costos de Logística + Costo de Manejo + IEPS + Flete + Comisión a Distribuidores + IVA.

27 Centro de Estudios de las Finanzas Públicas. Precios del sector energético administrados por el sector público. CEFP/011/2005

A world map in shades of blue and green, with a white location pin icon placed over the country of Mexico. The map is centered on the Americas.

Evolución Histórica del Sector Energético



Evolución Matriz Energética 1971 - 2008



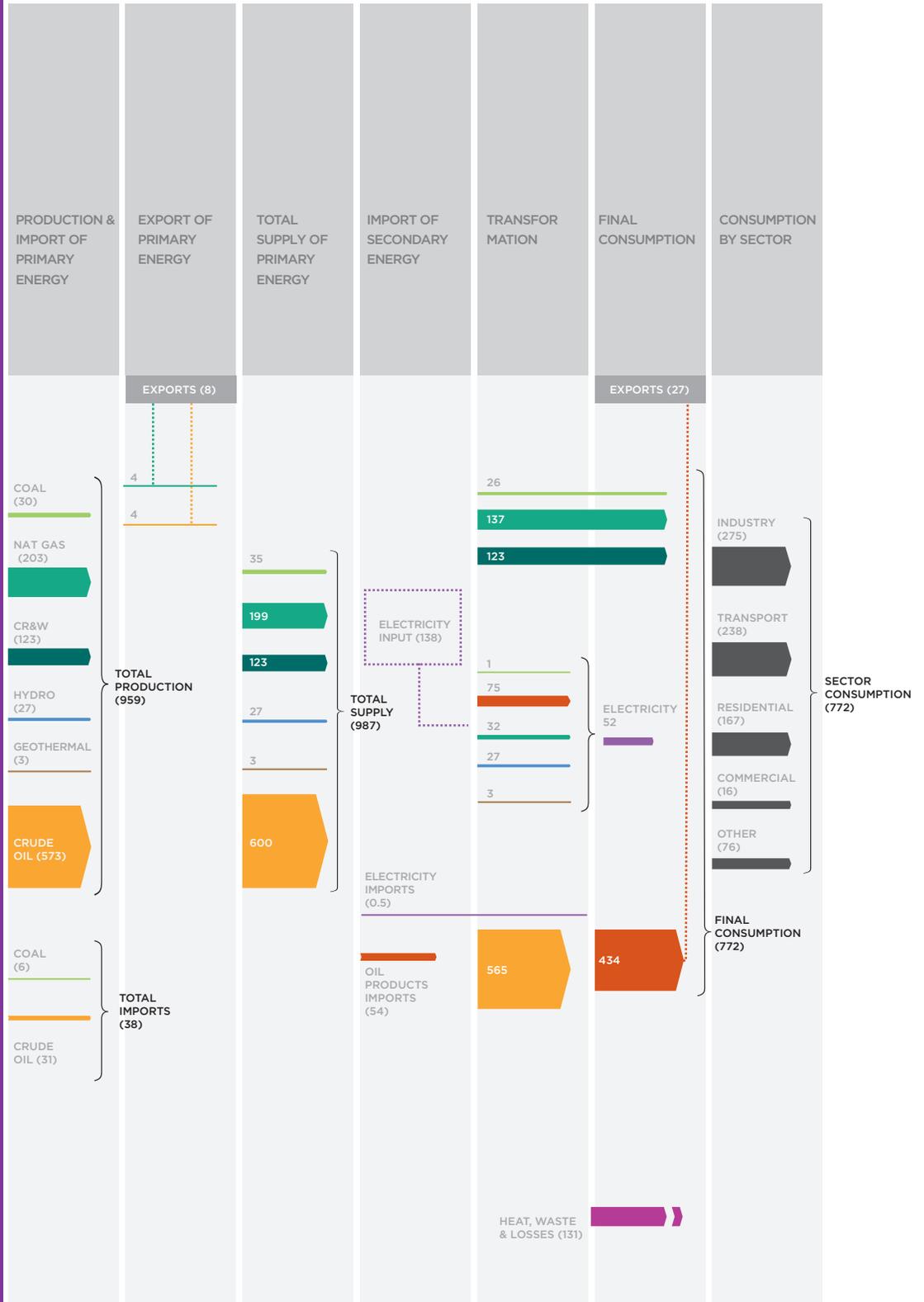
1971-1974

La situación inicial de nuestro análisis muestra claramente el dominio de los hidrocarburos dentro de la matriz energética de México. La producción de crudo, antes del descubrimiento de Cantarell, aportaba ya más de la mitad de la energía el país, mientras que el gas natural se ubicaba como la segunda fuente.

1971-1974

Energy Flow

(kboe/day)



Consumo Total de Energía

Dominado por los hidrocarburos, el consumo total de energía de México para este período llegó a 1,041 mbepd. El crudo representó 58% del consumo total, con 600 mbd – de los cuales 573 fueron producidos en el país. La segunda fuente fue el gas natural que, con 199 mbepd, totalizó 19%. Así los hidrocarburos rebasan el 80% del consumo energético. Con bastante rezago se ubicaron los bio-combustibles, solo 123 mbepd. Otras fuentes de energía fueron el carbón, con 30 mbepd y la energía hidráulica, con 27 mbepd. Para este momento, México contaba con 6 hidroeléctricas con capacidad instalada superior a 100 MW: El Novillo (135 MW, 1964), Mazatepec (220 MW, 1962), Villita (300 MW, 1973), Temascal (354 MW, 1959), Malpaso (1,080, 1969) e Infiernillo (1,120 MW, 1965).

Electricidad

Para este momento, la generación eléctrica consumió 138 mbepd, de los cuales casi 78% provino de hidrocarburos – 55% de derivados del petróleo y 23% del gas natural. La tercera fuente importante de insumos para la generación durante 1971 y 1974 fue la hidrogenación, con casi 20% – 27 mbepd. A partir de estos insumos se generaron 52.38 mbepd – 35,871 GWh, de los cuales la mayor porción es producto de la hidrogenación, con 15,658 y casi 44% del total, gracias a su alta eficiencia. Los combustibles líquidos generaron 14,624 GWh – 41%, y el gas natural llegó al 15%.

Electricidad	Insumos (mbepd)	%	Consumo eléctrico (GWh)	Consumo eléctrico (mbepd)	%
Carbón	1.0	0.7%	203.25	0.31	0.6%
Combustibles líquidos	75.1	54.5%	14,624.00	21.37	40.8%
Gas natural	31.9	23.2%	5,229.75	7.65	14.6%
Hidrogenación	27.0	19.6%	15,657.75	22.89	43.7%
Geotermia	2.7	2.0%	156.00	0.16	0.3%
Total	137.7	100%	35,870.75	52.38	100%

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

Consumo Final por Sectores

El grueso del consumo energético de estos años fue de la industria, que con 275 mbepd representó 36%. Este sector usó 44% gas natural, 27% derivados, 10% electricidad, 10% biocombustibles y 10% carbón. El sector transporte lo siguió con 238 mbepd y 31% – enteramente compuesto por derivados del petróleo. El consumo residencial, 58% biocombustibles y 30% combustibles líquidos, llegó al 22% del consumo final, mientras que el uso comercial y de otros sectores cerró el consumo final, con 2 y 10% respectivamente.

Consumo por Sectores	Industria	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Carbón	9.3	0	0	0	0
Combustibles líquidos	27.1	100	29.9	85.6	77.2
Gas natural	44	0	4	0	13
Combustibles renovables	9.3	0	58.4	0	0
Electricidad	10.8	0	7.4	14.4	10.0
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA



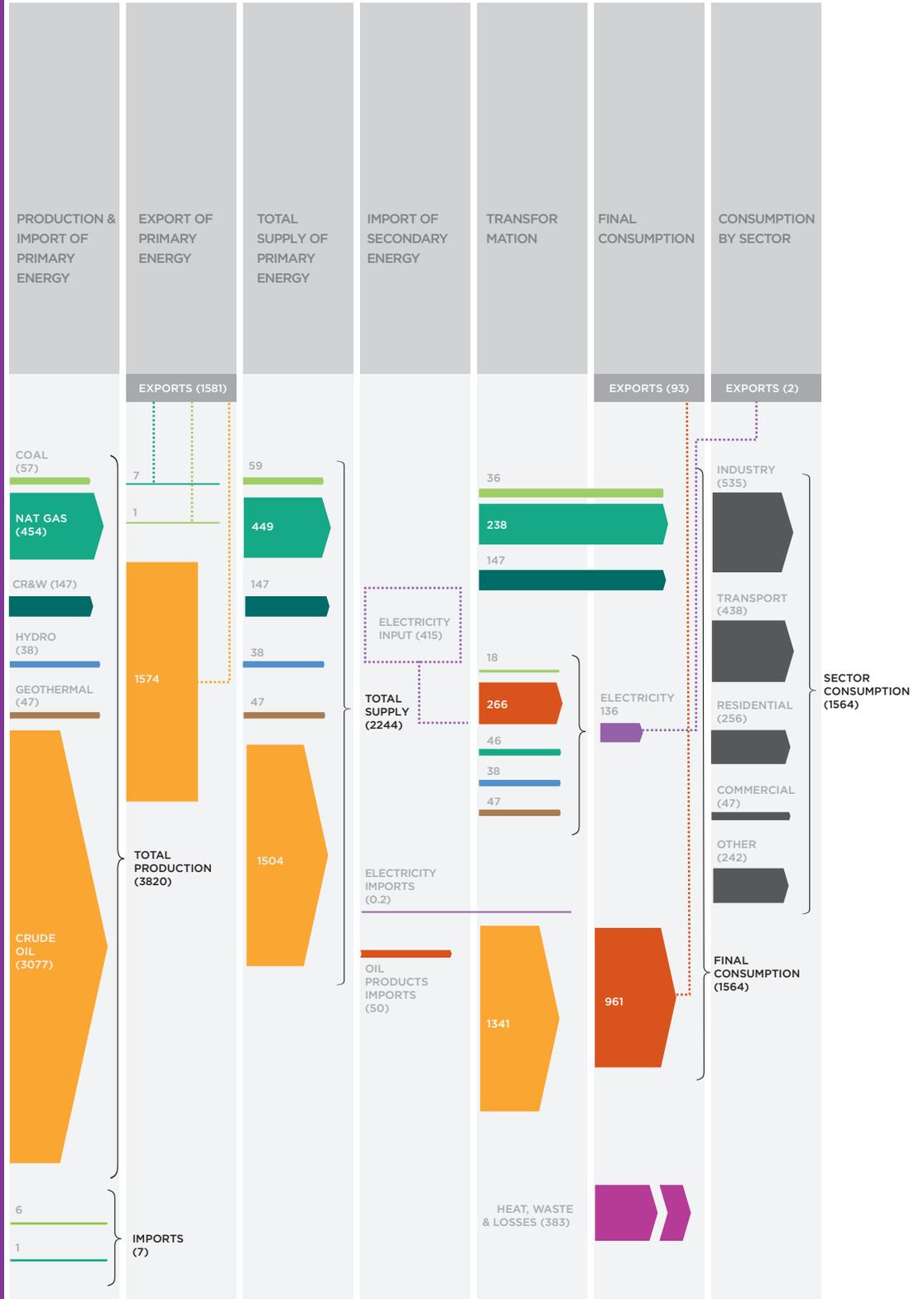
1984-1987

Entre 1974 y 1984 la matriz mexicana cambió radicalmente, gracias al descubrimiento y explotación de los enormes yacimientos petrolíferos de Campeche. Con el inmenso crecimiento en la producción petrolera, la matriz se vuelca aún más hacia los hidrocarburos. También se nota la incorporación de la energía geotérmica en mayor medida en esos 10 años, gracias a la expansión de la central Cerro Prieto.

1984-1987

Energy Flow

(kboe/day)



Consumo Total de Energía

Gracias casi enteramente al aumento en la producción petrolera, el consumo total creció en un 120%, llegando a 2,294 mbepd. Luego del descubrimiento del campo Cantarell, la producción de petróleo crudo aumentó 437%, ubicándose en 3,077 mbd, de los cuales 1,574 fueron exportados. Así el consumo de petróleo crudo subió 151% para totalizar 1,504 mbd y ser así 66% del consumo total. También cabe mencionar el aumento de 126% en el consumo de gas, que se ubicó en 449 mbepd. El consumo de energía geotérmica también creció notablemente, aunque en un orden de magnitud menor a las anteriores: creció 1,467% pero sólo totalizó 47 mbepd - cerca del 2% del consumo. El consumo del carbón creció 69% mientras que la hidrogenación, con la inauguración de Angostura (900 MW, 1976), Chicoasén (2,400 MW, 1981), El Caracol (600 MW, 1986) y Peñitas (420 MW, 1987), creció 41%. Estas dos fuentes son 8% del consumo final.

Electricidad

Debido al repunte en producción de crudo y a la capacidad de refinación del país para ese entonces, más del 64% del consumo para la generación eléctrica de este período fue de combustibles líquidos, en su mayoría producidos domésticamente. La hidrogenación, geotermia y el gas natural cada uno representó alrededor del 10% del consumo para la generación, cada uno. Así el consumo generador llegó a 415 mbepd, los cuales produjeron 137 mbepd (95,264 GWh) de electricidad, para un crecimiento de 161%. Esta electricidad generada vino en 60% a partir de los productos derivados, 23% de la hidrogenación, 9% del gas natural, 5% del carbón y 3% de la geotermia.

Electricidad	Insumos (mbepd)	%	Consumo eléctrico (GWh)	Consumo eléctrico (mbepd)	%
Carbón	18.48	4.0%	5,152.50	7.37	5.4%
Combustibles líquidos	266.03	64.1%	56,816.50	81.35	59.6%
Gas natural	45.78	11.0%	8,529.00	12.28	9.0%
Hidrogenación	38.08	9.2%	22,046.50	31.53	23.1%
Geotermia	46.95	11.3%	2,719.25	3.96	2.9%
Total	415.31	100%	95,263.75	136.49	100%

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

Consumo Final por Sectores

De nuevo la industria representó la mayor porción del consumo final de energía, con 34% y 535 mbepd, casi el doble del promedio anterior. Este sector continuó usando gas para la mayor parte de su consumo, con 43%. El transporte, usando solo derivados, creció un 85% y representó 28% del consumo final con 438 mbepd. El uso residencial, 42% derivados y 42% biocombustibles, explica el 12% del consumo final, al igual que otros sectores.

Consumo por sectores	Industria	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Carbón y productos de carbón	6.8	0	0	0	0.1
Combustibles líquidos	30.0	100	42.0	65.9	74.2
Gas natural	43	0	5	0	17
Combustibles renovables	7	0	42.9	0	0
Electricidad	13.5	0	9.9	34.1	8.9
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

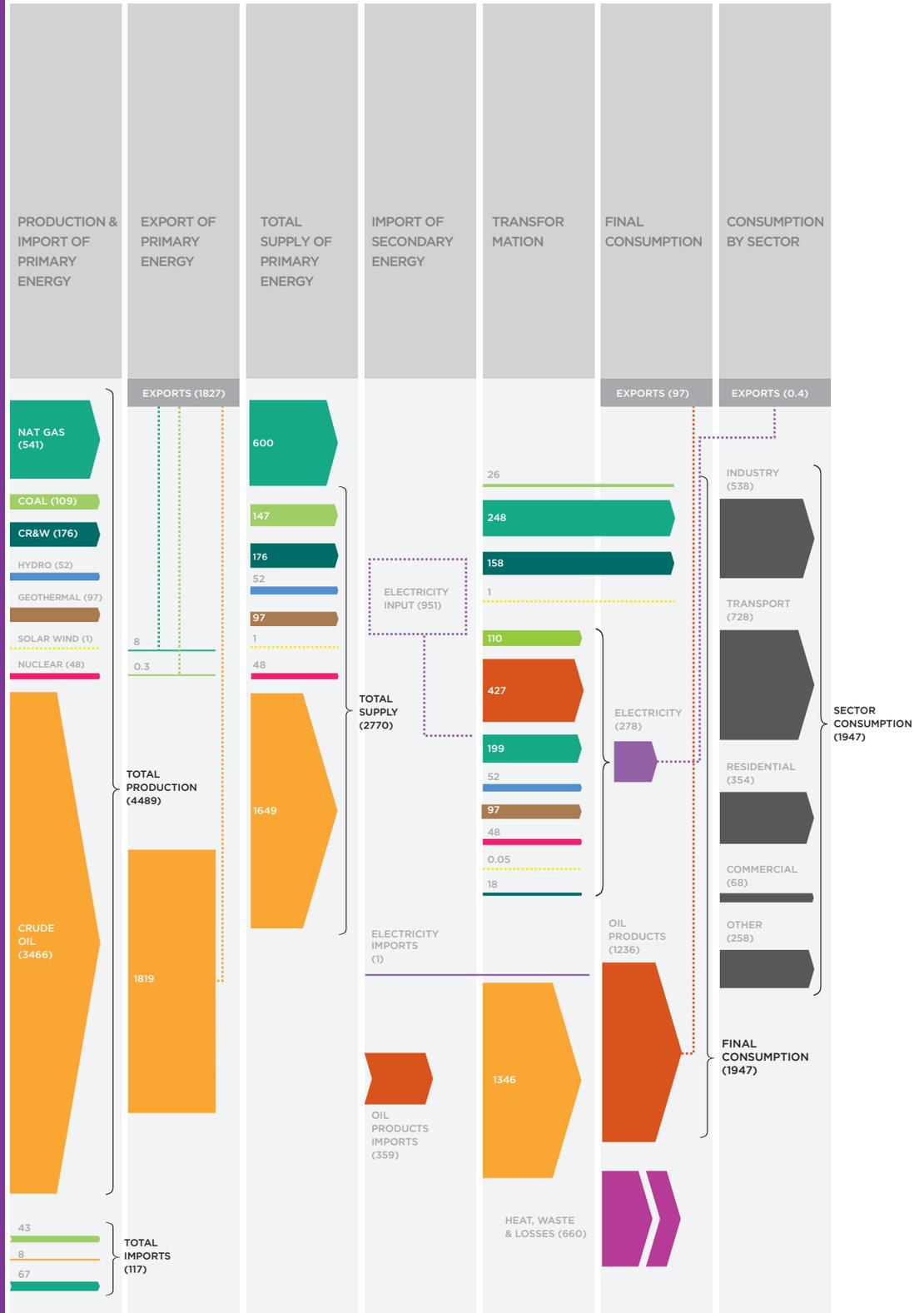


1999-2002

Para 1999, la matriz continuó inclinada hacia los hidrocarburos, al punto que ninguna otra fuente representó más del 6% del consumo. Luego de la explotación inicial de los pozos petroleros costeros, el crecimiento de este período es menor. También se incorporan las fuentes nuclear, eólica y solar.

Energy Flow 1999-2002

(kboe/day)



Consumo Total de Energía

Con un total de 3,129 mbepd, el consumo total de energía aumentó 36% sobre su promedio anterior. Notables crecimientos se registraron en las importaciones de productos derivados de petróleo, de 50 a 359 mbepd, en parte explicado por el pequeño aumento de 13% en la producción petrolera doméstica. Aunque el consumo energético continuo dependiendo en su mayoría de los hidrocarburos – 53% crudo, 11% derivados importados y 19% gas natural – también debemos mencionar el auge en el consumo del carbón. Esta fuente creció 149%, ubicándose en 147 mbepd. La energía geotérmica duplicó su aporte al consumo, llegando a 97 mbepd principalmente gracias a la planta de Cerro Prieto. Se inauguró en 1990 la planta nuclear Laguna Verde, totalizando 48 mbepd – 2% del consumo total.

Electricidad

El cambio más notable en este segmento es la diversificación en el consumo de la generación eléctrica, gracias a la incorporación de las energías nuclear, eólica y solar. Si bien los productos derivados mantienen, con distancia, su ventaja en el consumo generador con 45%, se nota la duplicación en el consumo del gas natural (21% del total), así como el crecimiento de casi 500% del carbón (10% del total). Por primera vez, los combustibles líquidos están por debajo del 50% del consumo generador. En términos de generación, los derivados logran el 42%. Le siguen el gas (24.5%) y la hidrogenación (14.5%). La energía nuclear, 5% del consumo, representó 4.5% de la generación – menos de la mitad de la generación a partir del carbón, 10.8%. Combinadas, la geotermia, eólica y solar son menos del 4%.

Electricidad	Insumos (mbepd)	%	Consumo eléctrico (GWh)	Consumo eléctrico (mbepd)	%
Carbón	109.65	11.5%	22,180.25	30.03	10.8%
Combustibles líquidos	427.12	44.9%	86,284.75	116.88	42.0%
Gas natural	199.42	21.0%	50,282.00	68.18	24.5%
Nuclear	48.01	5.0%	9,174.00	12.52	4.5%
Hidrogenación	51.54	5.4%	29,842.00	40.35	14.5%
Geotermia	97.06	10.2%	5,622.25	7.51	2.7%
Solar/Eólica/Otros	0.05	0.005%	26.25	0.03	0.01%
Biocombustibles	18.45	1.9%	2,067.25	2.78	1.0%
Electricidad	951.30	100%	205,478.75	278.29	100%

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

Consumo Final por Sectores

Para este período, el transporte pasó a ser el principal consumidor, con 728 mbepd y 37% del total - creciendo 66% y consumiendo únicamente derivados. La industria cayó al segundo lugar, creciendo solo 1% y totalizando 538 mbepd - 32% electricidad y 27% producto derivado. El sector residencial fue 18% del total, usando 42% derivados y 37% biocombustibles.

Consumo por sectores	Industria	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Carbón y productos de carbón	4.8	0	0	0	0
Combustibles líquidos	27.3	100	41.5	49.5	70.5
Gas natural	32	0	3	5	24%
Combustibles renovables	4.7	0	37.3	0	0
Electricidad	31.5	0	17.9	44.7	5.1
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

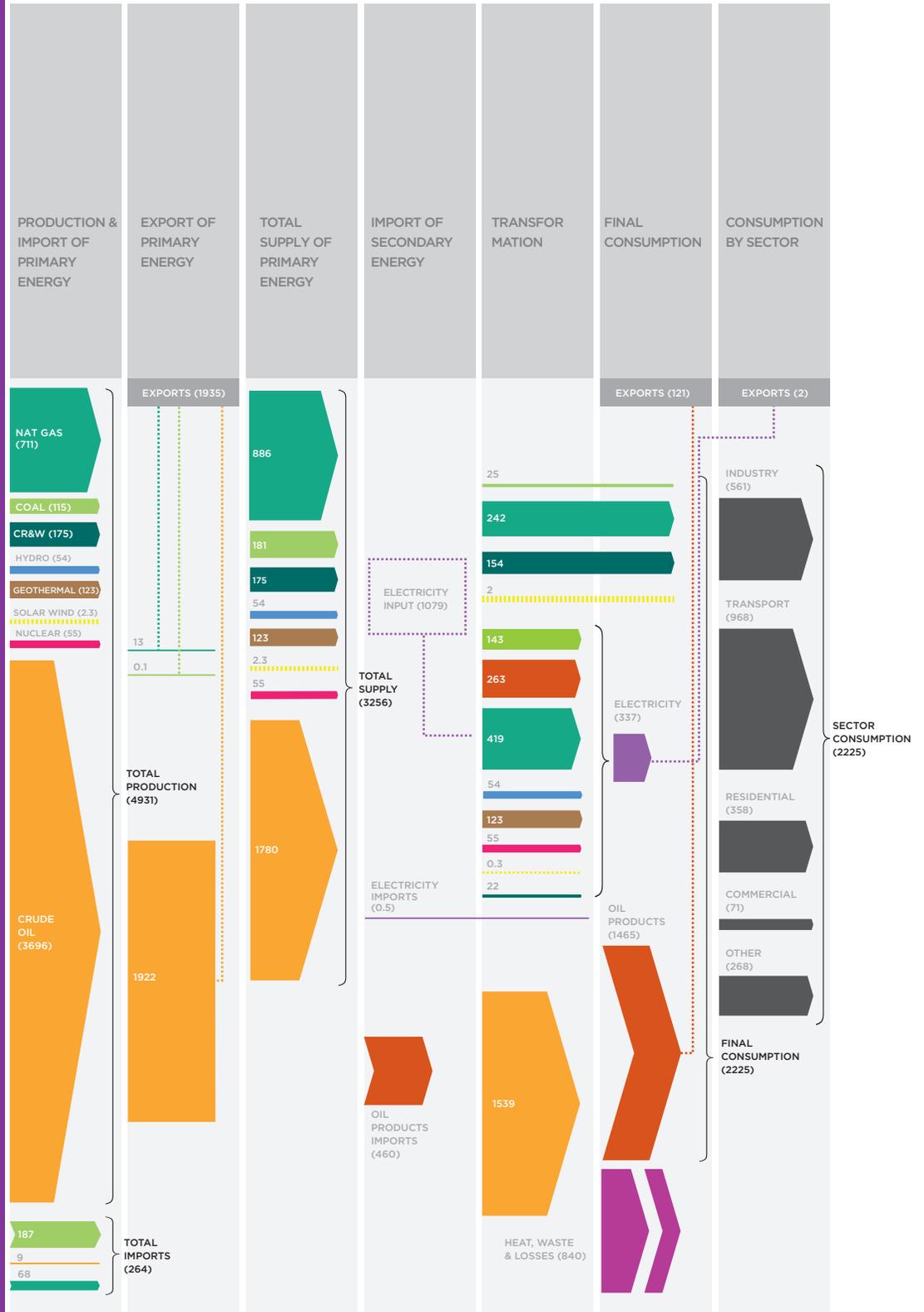


2005-2008

Para este período se nota claramente el estancamiento en la producción de crudo y la necesidad de importar crecientes cantidades de producto derivado. Las exportaciones de crudo aumentan solo ligeramente, mientras que el consumo de gas natural y de carbón tiene un importante crecimiento.

Energy Flow 2005-2008

(kboe/day)



Consumo Total de Energía

El consumo de petróleo crudo pasó de 53% al 37% con 1,780 mbepd. Al mismo tiempo, a causa de la estancada producción, las importaciones de producto derivado crecen por necesidad del mercado interno. Los derivados crecieron 329% y representaron 32% del consumo final con 1,539 mbepd. Gracias a este aumento el consumo total creció 53% entre los dos momentos históricos, llegando a 4,795 mbepd. Esta es la primera vez en nuestro análisis en que el crudo no representa la mayoría del consumo. Sin embargo, el país se mantiene netamente enfocado en los hidrocarburos, que son 87% del consumo. El carbón y los biocombustibles llegan al 4% - ninguna otra fuente pasa del 3%.

Electricidad

El consumo para generar electricidad creció 13%, llegando a 1,079 mbepd y por primera vez, los derivados no fueron la principal fuente del consumo generador. Con 39% y 419.45 mbepd, el gas natural ocupó esta posición - más que duplicando su aporte y relegando a los derivados al segundo lugar con 24% y 263 mbepd - cuarenta por ciento menos que anteriormente. Se generaron 253,109 GWh de los cuales el gas natural representó 46% con 115,950 GWh. Estuvo seguido por los combustibles líquidos con 56,196 y 22%. Así los hidrocarburos fueron casi 70% de la generación. Las energías renovables (hidráulica, eólica/solar, geotérmica y biocombustible) sumaron menos del 17%.

Electricidad	Insumos (mbepd)	%	Consumo eléctrico (GWh)	Consumo eléctrico (GWh)	%
Carbón	143.37	13.3%	29,530.00	39.39	11.7%
Combustibles líquidos	262.71	24.4%	56,196.00	74.73	22.2%
Gas natural	419.45	38.9%	115,949.75	154.18	45.8%
Nuclear	54.82	5.1%	10,474.00	13.94	4.1%
Hidrogenación	53.76	5.0%	31,126.75	41.41	12.3%
Geotermia	122.77	11.4%	7,111.00	9.43	2.8%
Solar/Eólica/Otros	0.28	0.03%	161.50	0.20	0.06%
Biocombustibles	21.56	2.0%	2,559.75	3.37	1.0%
Total	1078.70	100%	253,108.75	336.63	100%

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

Consumo Final por Sectores

El consumo final llegó a 2,225 mbepd – un crecimiento del 14% impulsado principalmente por el aumento de un tercio que tuvo el sector transporte. Este segmento es 44% del consumo final con 968 mbepd, enteramente producto derivado. Creciendo solo 4% la industria totalizó 561 mbepd y 25% del total, mientras que el sector residencial consumió 358 mbepd, para un crecimiento de solo 1% sobre el período anterior, y fue 16% del consumo final.

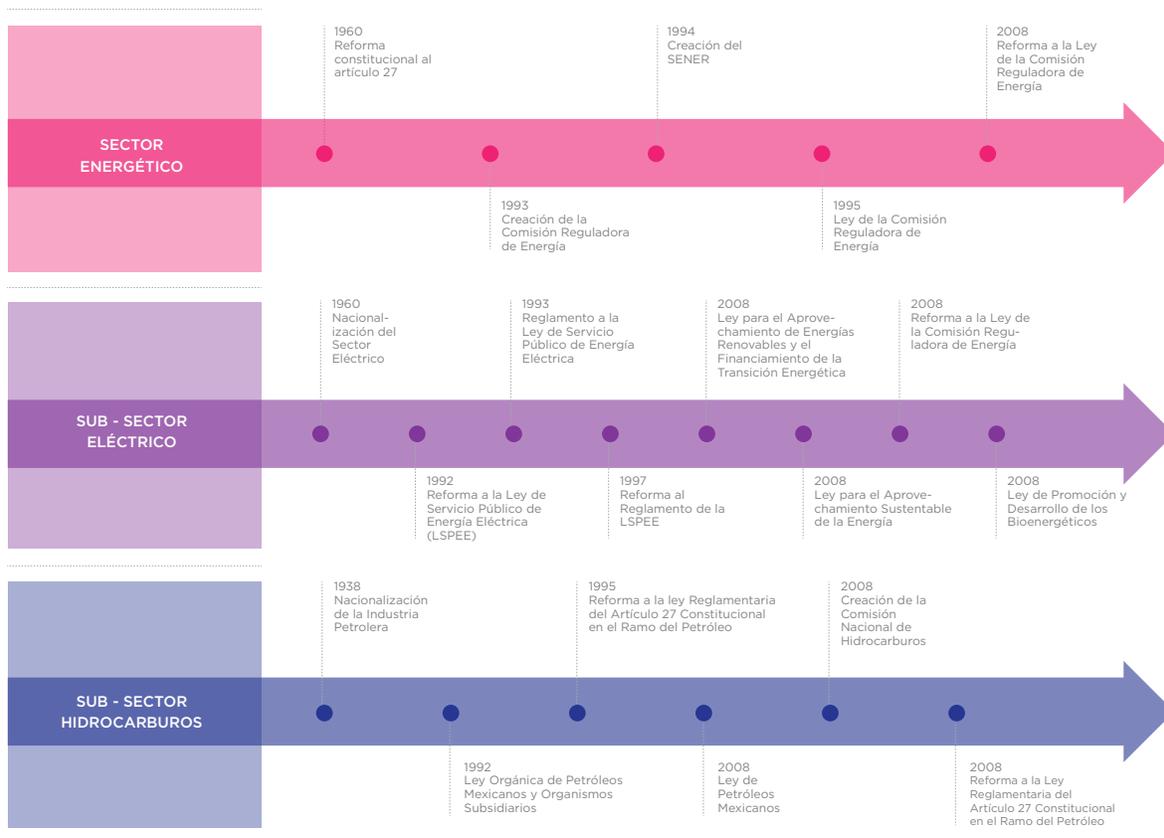
Consumo por sectores	Industria	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Carbón	4.5	0	0	0	0
Combustibles líquidos	26.6	100	38.3	44.4	67.8
Gas natural	31	0	4	6	19
Combustibles renovables	4.8	0	35.4	0	0
Electricidad	33.5	0	21.8	48.9	12.7
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA



Evolución Institucional del Sector Energético

Evolución del marco regulatorio del sector energético, sub-sector eléctrico y sub-sector de hidrocarburos



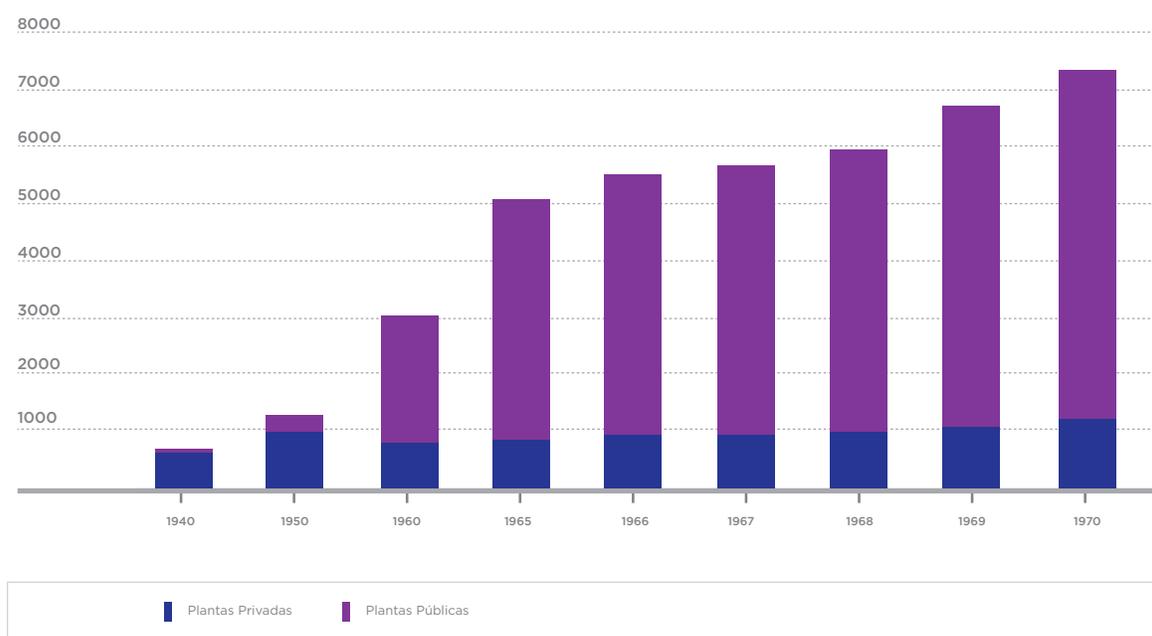
Fuente: Elaboración propia

Principales reformas

Las industrias del sector energético en México están actualmente manejadas casi en su totalidad por empresas públicas. El Estado tomó control de la industria de los hidrocarburos en 1938 cuando el gobierno de Lázaro Cárdenas nacionalizó las empresas petroleras que operaban en el país y le traspasó los activos a la recién creada PEMEX. Por su parte, la industria eléctrica fue nacionalizada en 1960 bajo el gobierno de Adolfo López Mateos. Los activos de las empresas privadas existentes en el momento fueron traspasados principalmente a la Comisión Federal de Electricidad (CFE), creada en 1937.²⁸

En el contexto de la nacionalización de los activos de las empresas de energía eléctrica, se reformó el artículo 27 de la Constitución de México²⁹. El texto incorporado a dicho artículo estableció que la explotación de los yacimientos de hidrocarburos y todas las etapas de la provisión de energía eléctrica debe ser responsabilidad exclusiva del Estado y no se podrán otorgar concesiones en ninguna de estas actividades³⁰. En el gráfico 1 se puede ver como la CFE a partir de la nacionalización de 1960 tuvo un proceso acelerado de expansión.

Gráfico 1. Capacidad instalada de generación eléctrica en México de 1940 a 1970 (MW)



Fuente: Elaboración propia con datos de MINAE, Dirección Sectorial de Energía

28 La empresa The Mexican Light and Power Co., que fue igualmente nacionalizada, se convirtió en la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz (LFM) y se dedicó a proveer de energía eléctrica al Distrito Federal y regiones adyacentes. Para 1960 esta compañía representaba menos de 10% de la oferta de energía total del país.

29 Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. Publicada el 5 de febrero de 1917. Su última reforma se efectuó el 13 de octubre de 2011.

30 Hasta el momento en que se escribió este análisis, esta restricción continuaba formando parte del artículo 27 de la Constitución.

El proceso de expansión acelerado del sistema eléctrico incluyó la construcción a partir de 1976 de una planta de generación eléctrica con energía nuclear llamada Laguna Verde. Esta planta tiene dos unidades de 682.50 MW cada una, la primera comenzó a operar en 1990 y la segunda en 1995. Previendo el desarrollo de la energía nuclear, el gobierno de Miguel de la Madrid firmó en 1984 el decreto para la publicación de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en Materia Nuclear, la cual reservó al Estado todas las actividades ligadas a la generación eléctrica con minerales radioactivos y creó dos instituciones: una para la investigación en el área nuclear³¹ y otra para promover y garantizar la seguridad en las actividades de la industria nuclear.³²

La década perdida y las reformas urgentes

La complicada situación económica de América Latina y específicamente la crisis de deuda en México al final de la década de los 80 redujo notablemente las fuentes de financiamiento para realizar inversiones en el sector energético. En 1988, la inversión en el sector sólo alcanzó a ser un poco más de la cuarta parte (28.5%) de la inversión hecha en 1981 en términos reales. Esta contracción en la inversión se vio más acentuada en el sub-sector de los hidrocarburos, donde sólo fue de 23.5%, mientras que en el sub-sector eléctrico fue de 41.8%.³³

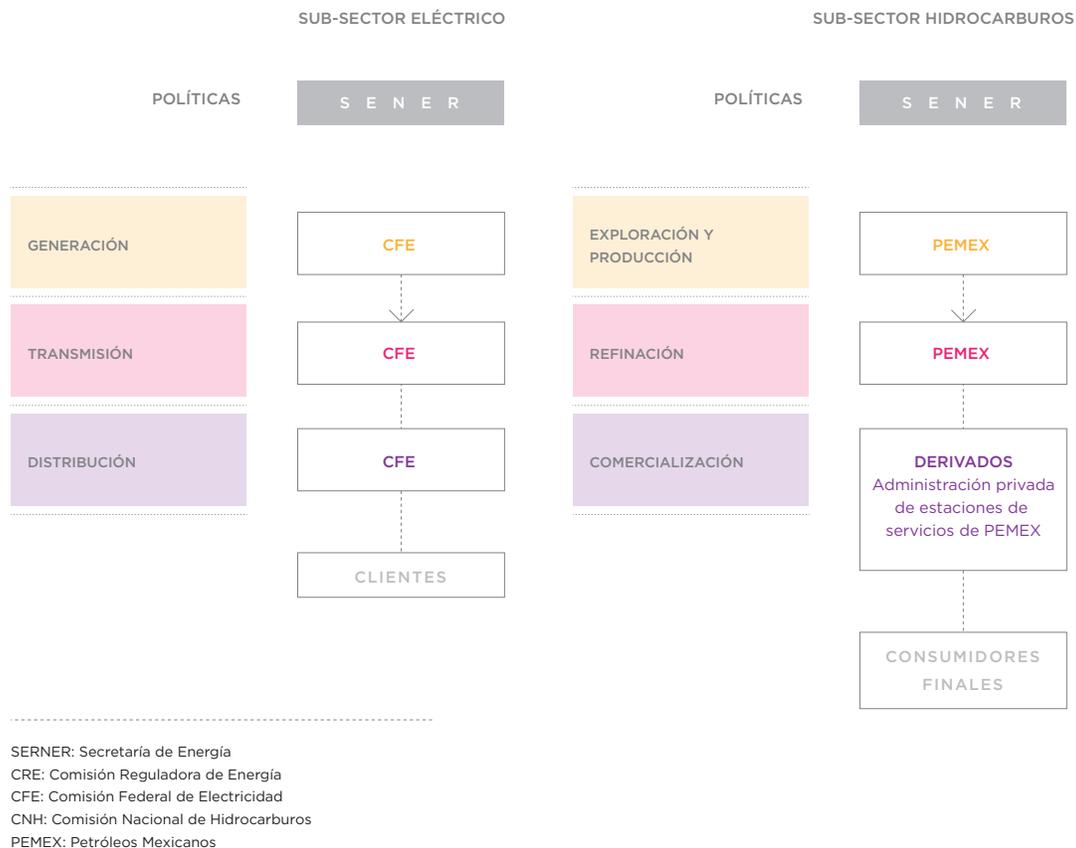
El gobierno de Carlos Salinas de Gortari, que asumió la presidencia en noviembre de 1988, publicó el Programa Nacional de Modernización Energética (PNME) 1989-1994. Este plan establece algunos lineamientos de políticas para el sub-sector eléctrico, como el aumento de la capacidad de generación, el incremento de la eficiencia en el uso de la energía, la diversificación de las fuentes de energía y la adaptación de la política tarifaria a las realidades del mercado. En el sub-sector de hidrocarburos se establecieron también lineamientos como la reestructuración organizacional de PEMEX, la ampliación de las opciones de financiamiento de la empresa petrolera estatal, el fortalecimiento de la internacionalización de PEMEX y la mejora del comercio interno de los derivados del petróleo.

31 El Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares es un organismo público descentralizado del Gobierno Federal con personalidad jurídica y patrimonio propios.

32 La Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias es un órgano desconcentrado dependiente de la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal.

33 Programa Nacional de Modernización Energética 1990-1994. 7 de mayo de 1990.

Figura 3. Estructura del sector energético en 1990



Fuente: Elaboración del autor con base en CFE, PEMEX, SENER, y marco regulatorio.

En el PNME se estimaba que la demanda de energía eléctrica del país crecería entre 6.5 y 7.2% cada año hasta 1994 y entre 5.4 y 6.1% desde 1995 hasta 2010, lo cual implicaba un crecimiento acumulado de entre 238% y 292%. Dada esta perspectiva de crecimiento y ante la imposibilidad de efectuar todas las inversiones necesarias con fondos públicos, el Gobierno se ve en la necesidad de diseñar mecanismos alternativos para acelerar el crecimiento de la capacidad de generación eléctrica. La solución se materializó con la reforma de la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) que fue aprobada por el Congreso el 23 de diciembre de 1992.

Esta reforma, que generó mucha polémica en su momento, consistió principalmente en la modificación del artículo 3, donde se estableció cuáles de las actividades relacionadas a la energía eléctrica no se consideraban servicio público, lo cual las excluía de la restricción impuesta en el artículo 27 de la Constitución.

El texto original del artículo 3 indicaba que la producción de electricidad para el autoabastecimiento no debía considerarse como servicio público. En la reforma de finales de 1992 se incluyen otras modalidades de operación que quedaron, por lo tanto, excluidas de la definición de servicio público. Las modalidades incluidas fueron la cogeneración, la pequeña producción, que son las plantas con capacidad menor a 30 MW, y la producción independiente referida a plantas que tengan una capacidad instalada mayor a ese nivel y su energía se venda en exclusiva a la CFE. Adicionalmente, se permitió la exportación por parte de cualquiera de los operadores autorizados y la importación de energía por parte de los particulares, siempre que fuera únicamente destinada a su propio uso. La modificación de la ley y la publicación en 1993 de su reglamento significó el primer paso hacia la entrada de operadores privados al sector eléctrico, principalmente en la generación.

Para 1992 había en operación 107 plantas privadas de generación eléctrica que acumulaban una capacidad de 1,942 MW. De ese total de plantas, sólo se habían otorgado permisos de operación a 41% de ellas (44 permisos que totalizaban 462 MW) bajo la figura de permisos para Usos Propios Continuos (UPC) que estaban limitados al uso particular de los dueños de las plantas³⁴. Durante los siguientes cuatro años de vigencia de la nueva legislación se otorgaron 22 permisos, 59% para plantas de autogeneración, 36% para cogeneración y 5% para importación, ninguna para productores independientes ni pequeños productores. Alrededor de 70% de los permisos otorgados para autoproducción entre 1992 y 1996 fueron para plantas de PEMEX que estaban en operación antes de 1992.

Dado que el nuevo marco regulatorio permitía la participación de operadores privados en la generación eléctrica, los legisladores consideraron prioritario la creación un organismo regulador. En consecuencia, la tercera disposición transitoria de la reforma establecía que el Ejecutivo Federal debía crear un ente desconcentrado de la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal denominada Comisión Reguladora de Energía (CRE), que complementaría a la secretaría en la regulación del sector energético.

El 4 de octubre de 1993 el Gobierno crea, mediante decreto presidencial, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) adscrita a la Secretaría de Energía, Minas e Industrias Paraestatales. Como indica Carlos Moreno (1998), “en sus orígenes, la CRE desempeñaba sólo una función consultiva y su ámbito de acción se circunscribía a la industria eléctrica, pero carecía de poder de decisión. Sus tareas se limitaban a realizar estudios, opinar y evaluar en materia de energía eléctrica, pero obedeciendo siempre los señalamientos de la Secretaría”³⁵. En el futuro, nuevas reformas legales le darían a esta institución un papel más importante en el sector energético.

34 Cifras de la Comisión Reguladora de Energía. Tabla de permisos de Generación e Importación de Energía Eléctrica Administrados al 30 de septiembre de 2011. <http://www.cre.gob.mx/articulo.aspx?id=171>

35 Moreno-Jaimes, Carlos, 1998, “Autonomía Institucional y Regulación en México: El Caso de la Comisión Reguladora de Energía,” CIDE's Papel de Trabajo, AP-72.

Primera reorganización de PEMEX

En el sub-sector de los hidrocarburos también ocurrieron cambios importantes. El 16 de julio de 1992 se aprueba la nueva Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos, que sustituye a la ley orgánica vigente desde 1971. Esta nueva ley busca principalmente la reorganización de PEMEX. Su aporte más importante es la creación de organismos autónomos y descentralizados de carácter técnico, industrial y comercial, con personalidad jurídica y patrimonio propio, los cuales son:

- **Pemex-Exploración y Producción:** exploración y explotación del petróleo y el gas natural; su transporte, almacenamiento en terminales y comercialización.
- **Pemex-Refinación:** procesos industriales de la refinación; elaboración de productos petrolíferos y de derivados del petróleo que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas; almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de los productos y derivados mencionados.
- **Pemex-Gas y Petroquímica Básica:** procesamiento del gas natural, líquidos del gas natural y el gas artificial; almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de estos hidrocarburos, así como de derivados que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas.
- **Pemex-Petroquímica:** procesos industriales petroquímicos cuyos productos no forman parte de la industria petroquímica básica, así como su almacenamiento, distribución y comercialización.

Como anota Navarro (2007), “con la publicación de la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios de 16 de julio de 1992, se dio paso a una nueva estructura integrada por cuatro empresas públicas interdependientes bajo la conducción central de un ente corporativo”.³⁶ Los organismos subsidiarios serían administrados por un Consejo de Administración formado por ocho miembros y un director general, todos ellos nombrados por el Ejecutivo Federal. Los nuevos directores generales tendrían cierta autonomía en el manejo de las operaciones de las cuatro subsidiarias.

La idea de estas reformas es explicada por Navarro (2007). “Este cambio estructural incluyó un drástico aplanamiento de las jerarquías, en parte con la intención de dotar de mayor poder a los mandos medios. La lógica de estas reformas se originó en el convencimiento de que las empresas públicas funcionarían mejor en la medida que estuvieran abiertas a las ideas y al involucramiento de todos los trabajadores”.³⁷ Esta reestructuración será clave para que las actividades de algunas subsidiarias de PEMEX se abran al capital privado.

³⁶ Navarro Arredondo, Alejandro. La reestructuración organizacional en Petróleos Mexicanos. Centro de Estudios Sociales y de Opinión Pública. Diciembre de 2007.

³⁷ Idem

Durante el gobierno de Carlos Salinas de Gortari, en el marco del Programa de Modernización de Estaciones de Servicios publicado en 1992, se inicia la figura de las franquicias PEMEX. Este programa buscaba crear incentivos para que aumentara el número de estaciones de servicio y para que se mejoraran las instalaciones existentes. Para el año 1991 operaban 3.164 estaciones, 68% de ellas en manos de personas naturales y 32% pertenecían a sociedades mercantiles. Para el año 2012 se estiman más de 10,000 estaciones de servicio funcionando bajo la figura de franquicia PEMEX.

En diciembre de 1994 el Gobierno creó mediante un decreto ejecutivo el organismo descentralizado Luz y Fuerza del Centro (LFC), otorgándole el control de los activos de una serie de empresas en liquidación³⁸ que operaban, desde la firma del “convenio de delimitación de zonas” de 1985, en el Distrito Federal y en 48 municipios de Hidalgo, 81 municipios del Estado de México, dos municipios de Morelos y tres de Puebla. Las empresas que se integraron al nuevo organismo descentralizado debían ser liquidadas previamente según un decreto de 1974, pero esto no había ocurrido por distintos motivos. El nuevo organismo descentralizado estaba verticalmente integrado y tenía el monopolio de la provisión de energía eléctrica en las zonas anteriormente señaladas.

Se profundizan las reformas en el sector energético

Ernesto Zedillo, quien asumió la presidencia de México en diciembre de 1994, continuó con las reformas en el sector energético. Dentro del “Plan Nacional de Desarrollo 1995-2000” se establecen ocho objetivos³⁹ en el área energética, de los cuales destacaban dos: la “expansión rápida y eficiente del sector” y el “contribuir a la competitividad global de la planta productiva”.

Entre las acciones propiciadas por el nuevo Gobierno para alcanzar el primer objetivo se establecía el fomento de la participación del sector privado en la generación de electricidad y en el transporte, almacenamiento y distribución del gas natural. Igualmente, para contribuir a la competitividad de la planta productiva, estableció líneas de acción como el planteamiento de una política de precios y tarifas que permitiera la adecuada capitalización del sector, limitar los subsidios, desarrollar una nueva política tarifaria para CFE y LFC, orientar la regulación energética hacia mecanismos que favorezcan condiciones de competencia en el mercado y consolidar institucionalmente a la CRE.

En consecuencia, durante los primeros meses del nuevo Gobierno se firmaron leyes y se promovieron reformas en el sector energético alineadas a la ejecución del Plan Nacional de Desarrollo. La primera reforma institucional ocurrió en diciembre de 1994 con la creación de la Secretaría de Energía (SENER), la

³⁸ Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S.A., compañía de luz y Fuerza de Pachuca, S.A., Compañía Mexicana Meridional de Fuerza, S.A., y Compañía de Luz y fuerza de Toluca, S.A.

³⁹ Programa de Desarrollo y Reestructuración del Sector de la Energía, 1995-2000.

cual asumió las funciones que previamente habían estado atribuidas a la Secretaría de Energía, Minas e Industrias Paraestatales. El gobierno consideraba que la nueva institución iba a ser más ágil al eliminarle responsabilidades sobre actividades que no estaban directamente relacionadas al sector energético.

El proceso de cambios institucionales continuó a los pocos meses. El 11 de mayo de 1995 se publica una reforma a la ley Reglamentaria del Artículo 27 de la Constitución en el ramo del petróleo (LRRP o Ley Reglamentaria), mediante la cual se permitió la participación del sector privado en el transporte, almacenamiento y distribución del gas natural. La reforma es seguida por la publicación en noviembre de ese mismo año del Reglamento de Gas Natural. Estos dos instrumentos legales permitieron la participación privada en el mercado del gas natural. Posteriormente, en noviembre de 1996 se reforma nuevamente la LRRP para permitir la participación privada en las actividades inherentes a la petroquímica secundaria.

El Gobierno, buscando complementar el rediseño institucional que se establecía en el plan de desarrollo, publica, en octubre de 1995, la ley que regula el funcionamiento del CRE. Esta ley le daría al organismo la fortaleza institucional que no había tenido desde su creación. Específicamente, la nueva ley le otorga a la CRE responsabilidades regulatorias sobre el mercado del gas natural y los petroquímicos que no habían formado parte de las facultades originales que se habían incluido cuando se creó el organismo regulatorio.

La CRE, utilizando sus nuevas facultades, emite directrices y resoluciones las cuales buscan hacer más transparente y previsible el proceso de venta del gas a los permisionarios⁴⁰. Estos instrumentos legales buscaban regular las operaciones comerciales de los permisionarios y a su vez reducir la discrecionalidad del monopolio estatal en la fijación de condiciones para la venta del gas natural. Entre las disposiciones resalta el establecimiento de la figura del precio máximo de ventas de primera mano⁴¹ que básicamente pone un techo al precio que PEMEX podría vender el gas natural a los operadores privados. Igualmente regula los precios que éstos pueden ofrecer a su vez a los usuarios finales.

Buscando alternativas de financiamiento: Pidiregas

En paralelo a las reformas institucionales explicadas anteriormente, el Gobierno se ve en la necesidad de diseñar mecanismos alternativos de financiamiento para los proyectos de obras públicas. Desde la década de los 80 México venía experimentando una contracción en las fuentes de financiamiento, lo cual afectaba la disponibilidad de recursos para invertir en la infraestructura del sector energético. Esta situación se profundizó en 1994 con la crisis económica que sufrió el país, por lo que el gobierno

40 Permisionario: El titular de un permiso de transporte, almacenamiento o distribución de gas natural.

41 Ventas de Primera Mano: La primera enajenación de gas de origen nacional que realice Petróleos Mexicanos a un tercero para su entrega en territorio nacional.

de Ernesto Zedillo promueve una reforma que incorporó nuevas figuras en la legislación las cuales permitirían aumentar las inversiones en el sector energético a través de los “Proyectos de Infraestructura Productiva de Impacto Diferido en el Programa de Gasto” o Pidiregas⁴².

La reforma efectuada el 21 de diciembre de 1995 se basó principalmente en la modificación del artículo 18 de la Ley General de Deuda Pública y del artículo 30 de Ley de Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público Federal (Ley de Presupuesto). Esta reforma modificaba la figura contable bajo la cual se registraba la deuda originada de las obras financiadas mediante el mecanismo de Pidiregas, por lo cual no se consideraba deuda de largo plazo y no impactaba directamente al presupuesto nacional. A esta figura se le conoció como “proyectos de infraestructura productiva de largo plazo”⁴³.

Los Pidiregas fueron un mecanismo de financiamiento de obras de infraestructura energética basado en el modelo de *project finance*. Este mecanismo se circunscribía a proyectos de inversión los cuales se esperaba reportarían un flujo de ingresos positivos una vez culminada su construcción, como por ejemplo proyectos de exploración y extracción petrolera o de generación de energía eléctrica. El mecanismo permitía que las empresas estatales contrataran a firmas privadas para la realización de obras específicas, condicionadas a que ellas mismas financiaran los costos de construcción del proyecto. Una vez terminada la obra, el organismo del Estado pagaría esa deuda con los ingresos futuros que generaría la operación de la instalación construida. Bajo este mecanismo, PEMEX y CFE no necesitaban solicitar la aprobación del Congreso para contraer deuda para la ejecución de proyectos de infraestructura, por lo tanto se agilizaba sus planes de inversión.

Existían dos tipos de inversión financiada bajo la figura creada por los Pidiregas, (i) **inversión directa**, que correspondía a los proyectos llave en mano que una vez terminada la construcción los activos eran entregados a la empresa estatal para su operación; e (ii) **inversión condicionada**, que correspondía a los proyectos en los cuales la empresa privada quedaba operando la obra construida a cambio de una promesa de compra de la producción de la instalación, por ejemplo, la energía eléctrica generada o el nitrógeno usado para la extracción de petróleo.⁴⁴

La incorporación de la figura de contratos Pidiregas a la legislación fue un importante complemento a las reformas institucionales efectuadas en el período, ya que permitió potenciar los mecanismos para la expansión acelerada del sector energético. En un informe preparado para el Congreso por el Centro de Estudios de las Finanzas Públicas del año 2005 se calculaba que para ese momento el monto de inversiones financiadas con recursos privados alcanzaba 1.9% del PIB, registrando

42 Posteriormente se les conocerán como “Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo”.

43 La modificación de la Ley General de Deuda Pública incluía la nueva figura denominada “pasivo contingente”, el cual se genera del financiamiento de obras de infraestructura productiva que vayan a generar un flujo de ingreso una vez culminada su construcción.

44 En el caso de la CFE los contratos de inversión directa se denominaban contratos de obra pública financiada, y correspondía a las plantas de generación que quedarían bajo el control de la CFE. Los contratos de inversión condicionada son denominados de inversión externa autofinanciada y correspondían a los productores independientes de energía que le vendían su producción eléctrica exclusivamente a la CFE.

un crecimiento considerable comparado al 0.1% en que se ubicaba en 1996.⁴⁵ En la tabla 1 se puede ver que para el año 2005 el monto total de deuda contraída alcanzaba US\$193,085 millones, de los cuales 79% habían sido contraídos para la operación de PEMEX y el restante 21% por la CFE.

Tabla 5: Inversión financiada bajo la figura de Pidiregas por institución hasta el año 2005.

Empresa	Inversión directa		Inversión condicional		Total	
	No de proyectos	Monto total (MM US\$)	No de proyectos	Monto total (MM US\$)	No de proyectos	Monto total (MM US\$)
CFE	163	25,101	29	15,447	192	40,548
PEMEX	36	148,675	4	3,862	40	152,537
Total	199	173,776	33	19,308	232	193,085

Fuente: Centro de Estudios de Finanzas Públicas y cálculos propios

Estas deudas se pagarán en un horizonte de tiempo que termina en el año 2041
La tasa de cambio al 31 de Julio de 2005 era de 10.64 pesos por dólar

Primeros pasos: energías renovables y eficiencia energética

En 1997 se hace una importante reforma del reglamento de la Ley de Servicio Público de la Energía Eléctrica (LSPEE). Los cambios efectuados se dirigieron principalmente a los artículos relacionados a los procedimientos de adición o sustitución de la capacidad de generación. En el reglamento a la LSPEE original se establece en su artículo 124 que “toda adición o sustitución de capacidad de generación resultante de la prospectiva del sector eléctrico deberá hacerse aprovechando la energía eléctrica cuyo costo total de largo plazo sea el menor para la Comisión”. La reforma del reglamento de 1997 cambió la definición de costo total de largo plazo a costo económico total de largo plazo, al incorporarle dentro de su cálculo variables como el riesgo de construcción, el costo para el sector público de obtener los energéticos necesarios para la generación, el costo de oportunidad para destinar esos recursos a inversiones alternativas y el incremento en el riesgo derivado de cambios regulatorios.

La nueva definición, donde se incluyen ciertas variables que no son fácilmente cuantificables, permite que los proyectos priorizados según sus costos estén más alineados con las políticas energéticas diseñadas por la SENER. Como fue comentado en reuniones llevadas a cabo en noviembre del 2012 con autoridades del sector en México, “actualmente, el uso discriminatorio de esta definición desincenti-

45 Centro de Estudios de las Finanzas Públicas. “Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo (Pidiregas) 2005”. Julio de 2005.

va la gran inversión en generación tradicional porque sube los costos de unas energías en detrimento de otras”. Adicionalmente, la reforma al reglamento amplía y detalla los procedimientos para otorgar licitaciones a los proyectos requeridos por la SENER.

Igualmente se toman medidas para impulsar la eficiencia energética. En el año 1999 se le otorga más autonomía y nuevas atribuciones a la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (Cenae)⁴⁶ que fue creada en 1989. El objetivo central de la Cenae es el de apoyar a las instituciones del Estado para la ejecución de medidas que busquen el uso más eficiente de la energía. Esta comisión, que funciona como un órgano desconcentrado del SENER, tiene atribuciones principalmente técnicas.

Resultados de las reformas hasta finales de los 90

Las reformas efectuadas en el sexenio de Ernesto Zedillo permitieron una expansión acelerada de la capacidad de generación eléctrica para servicio público. Esto ocurrió a pesar de que el Congreso rechazó una propuesta de reforma de los artículos 27 y 28 de la Constitución presentada a principios de 1999, la cual hubiera significado la apertura a la inversión privada a todas las actividades del sector eléctrico ya que proponía la eliminación de la integración vertical de la CFE.

Como explica Díaz-Bautista⁴⁷ en su crónica sobre las reformas en el sector energético en México, la primera ronda de reformas de 1992 no logró atraer a los inversionistas extranjeros al sector. El principal escollo que encontraron las empresas interesadas era que tenían que negociar únicamente con instituciones del Estado para el suministro del combustible (PEMEX) y para la venta de su producción (CFE), lo cual hacía cualquier operación muy sensible a cambios en las políticas públicas. Adicionalmente, no estaba clara la fortaleza institucional de la Comisión Reguladora de Energía.

Según Díaz-Bautista, “la reforma de 1995 corrigió muchas deficiencias de la de 1992 y provocó que se generaran numerosas inversiones en las centrales eléctricas”, principalmente por la liberalización del mercado interno del gas natural, el fortalecimiento de la CRE y la incorporación de la figura del Pidiregas. Es por lo tanto es comprensible que la primera autorización para operar bajo la modalidad de Productor Independiente de Energía (PIE) se otorgue cinco años después de la primera ronda de reformas.

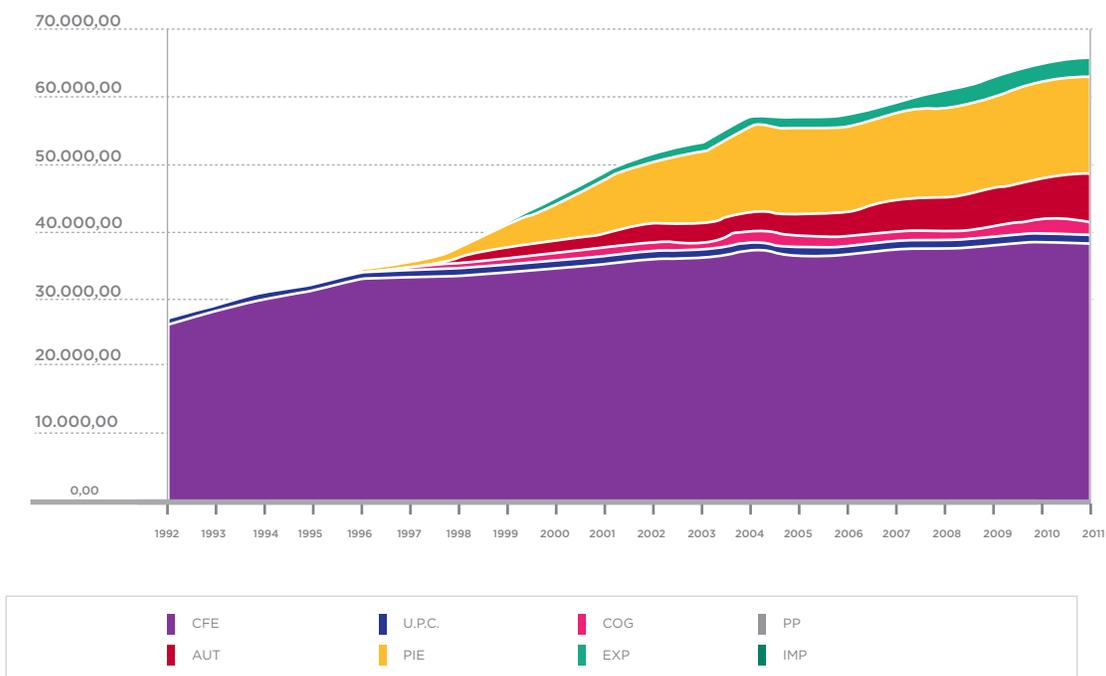
El primer permiso de generación bajo la figura de PIE se otorga el 19 de febrero de 1997 a la norteamericana AES, siendo autorizada para construir y operar una planta de ciclo combinado de gas natural y diésel con una capacidad instalada de 531.50 MW. La planta comenzó operaciones en el año 2000.

⁴⁶ Diario Oficial de la Federación. Decreto por el que se crea la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, como órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía. 19 de septiembre de 1999.

⁴⁷ Díaz-Bautista, Alejandro. Experiencias Internacionales en la Desregulación Eléctrica y el Sector Eléctrico en México. Plaza y Valdes editores.

Como se observa en el gráfico No 2, la expansión del sector eléctrico como consecuencia de los cambios institucionales impulsados en el período fue muy pronunciada. Desde 1992 la capacidad instalada de las plantas operadas por el sector privado creció aproximadamente 14 veces mientras que las plantas controladas por la CFE aumentaron solamente 39%, adicionando 10,596 MW. Para el 30 de septiembre de 2011, las plantas operadas por empresas privadas alcanzaron una capacidad aprobada de 28,566 MW, donde el 50% fueron Productores Independientes de Energía (PIE) que le vendieron su producción a CFE. 96% del total de la capacidad instalada bajo esa modalidad fueron plantas de ciclo combinado utilizando gas natural y el restante 4% granjas eólicas.

Gráfico 2. Capacidad instalada de generación eléctrica efectiva de las plantas de CFE y capacidad aprobada a los operadores privados en México de 1992 a 2011 (MW)



Fuente: Elaboración del autor con base en CRE y CFE.

En el año 2000, que sería el último del período presidencial, el Gobierno crea el Fondo para la Estabilización de los Ingresos Petroleros (FEIP). Este mecanismo buscaba principalmente proteger el ingreso petrolero del país de las variaciones en el precio del petróleo usando instrumentos financieros del mercado internacional. Este mecanismo se sigue usando en el momento en que fue publicado este documento.

2000 – 2006: Sin acuerdo político para avanzar con más reformas

El ganador de las elecciones presidenciales del año 2000 fue el empresario Vicente Fox, representando al Partido Acción Nacional (PAN)⁴⁸. El triunfo de Fox en una plataforma de centro-derecha representó el final de 70 años de presidencias dominadas por el Partido Revolucionario Institucional (PRI). El nuevo gobierno presenta en su Programa Sectorial de Energía 2001-2006 siete principios rectores para el sector energético entre los que se incluyen: el mantenimiento del carácter público de las empresas del Estado, la modernización de las instituciones del sector público y la promoción de la inversión privada.

En las elecciones de 2000 también se renovaron los miembros de las dos cámaras del Congreso de la Unión. En la Cámara del Senado el partido de gobierno logró obtener 47 escaños de los 128 que forman la cámara, lo que representaba 36.7% de los senadores electos⁴⁹. La conformación de la Cámara de Diputados electa por tres años presentó un esquema más balanceado donde el PAN quedó con la segunda minoría con 41.4% de los diputados. Sin embargo, tres años después en las elecciones de diputados el PAN quedó con 29.6% de los curules de la cámara baja.

Dada la correlación de fuerzas en el Congreso de la Unión, donde por primera vez el partido de gobierno no tenía la mayoría calificada, el gobierno de Vicente Fox no pudo avanzar en sus intentos por reformar el marco regulatorio del sector energético. Por lo tanto, el sector no sufrió cambios relevantes en materia regulatoria durante ese período.

El cambio más resaltante del periodo se efectuó en la estructura tarifaria del sub-sector eléctrico, específicamente de los consumidores residenciales. En el texto del acuerdo⁵⁰ firmado por la Secretaría de Hacienda se explica que la estructura tarifaria previa a este acuerdo mantenía un subsidio que estaba beneficiando principalmente a los altos consumidores residenciales y no a los más pobres. Esta situación, adicionalmente, estaba teniendo un impacto sobre las finanzas de las empresas eléctricas del Estado (CFE y LFC).

La estructura tarifaria previa a esta reforma fue establecida el 18 de diciembre de 1995 mediante acuerdo del SHCP⁵¹. En ella se establecieron seis tipos de tarifas domésticas (1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E), las cuales dependían de la ubicación geográfica del hogar. Bajo el modelo tarifario de 1995 se contemplaban subsidios para todos los usuarios residenciales sin importar su nivel de consumo.

48 La coalición ganadora, Alianza por el Cambio, aglutinaba al Partido Acción Nacional (PAN) y al Partido Verde Ecologista de México (PVEM). También tuvo el apoyo del candidato del Partido Auténtico de la Revolución Mexicana (PARM).

49 La primera minoría del Senado la controló el PRI con 59 senadores y la tercera minoría (16 Senadores) quedó en manos del Partido de la Revolución Democrática (PRD), una tolda de izquierda formada de una escisión del PRI. Juntos, el PRD y el PRI con sus 75 diputados lograron controlar 58.6% de la Cámara del Senado.

50 Diario Oficial de la Federación. 7 de febrero de 2002. Acuerdo que autoriza el ajuste, modificación y restructuración a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica y reduce el subsidio a las tarifas domésticas.

51 Diario Oficial de la Federación. 7 de febrero de 2002. Acuerdo que autoriza la restructuración, ajuste y modificación de las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica

En el modelo tarifario de 2002 se incluyó una nueva tarifa denominada Tarifa Doméstica de Alto Consumo (DAC), la cual se aplica a todos los usuarios que superan ciertos niveles de uso de electricidad. Con el cambio se buscó la focalización del subsidio en los hogares con menos recursos que tienen bajos niveles de consumo. Este modelo se mantiene vigente actualmente. Adicionalmente, en 2002 se creó el Programa de Energía para el Campo⁵², que consiste en una transferencia de dinero denominada “Cuota Energética” para los agricultores que utilizaran electricidad en el bombeo de agua para el riego.

Reforma energética del 2008

El gobierno de Felipe Calderón, que toma posesión de la presidencia en 2006, pone entre sus prioridades la reestructuración de la industria petrolera. Como indica el presidente Calderón en su mensaje a la nación el 9 de abril de 2008, “México está perdiendo terreno frente a la competencia internacional. De ser PEMEX una de las empresas petroleras más importantes del mundo, hoy se encuentra en el lugar número 11. Las causas no son solamente financieras, sino fundamentalmente tecnológicas y operativas. Como consecuencia, las reservas de petróleo del país están disminuyendo”⁵³. Según las cifras de PEMEX y de la Secretaría de Energía, las reservas probadas de petróleo que se habían ubicado en 2000 en 32,614.4 millones de barriles equivalentes de petróleo (Mbep) se situaron en 2007 en 14,717.2 Mbep, representando una caída de 54.8% en siete años⁵⁴. La producción total de crudo también presentó una caída de casi 300,000 barriles diarios entre 2004 y 2007⁵⁵ y para 2007 alrededor de 40% de la gasolina consumida en el país era importada.

En consecuencia, en abril de 2008 se presenta para la aprobación del Congreso un conjunto de propuestas que luego de varios meses de discusión y tras algunos cambios son aprobadas en octubre del mismo año. Los instrumentos legales incluyen cuatro nuevas leyes y seis reformas:

- (i) Ley de Petróleos Mexicanos⁵⁶;
- (ii) Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos;
- (iii) Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética;
- (iv) Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía;
- (v) Reforma a La Ley Orgánica de la Administración Pública Federal;
- (vi) Reforma a la Ley de la Comisión Reguladora de Energía;

52 El programa fue creado dentro de la Ley de Energía para el Campo publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de diciembre de 2002.

53 <http://www.eluniversal.com.mx/notas/496876.html>

54 Primer Informe de Ejecución del Plan Nacional de Desarrollo 2007-2012

55 Secretaría de Energía. Sistema de Información Energética.

56 Originalmente el Gobierno introdujo una iniciativa para reformar la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos (LOPM) que estaba en vigencia desde 1992. Sin embargo, las comisiones del Congreso involucradas en la discusión de la reforma determinaron que el texto de la LOPM no correspondía a una ley orgánica, por lo que se abrogó y se sustituyó por la Ley de Petróleos Mexicanos, actualmente en vigencia.

- (vii) Reforma a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo;
- (viii) Reforma a la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas;
- (ix) Reforma a la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público; y
- (x) Reforma a la Ley Federal de Entidades Paraestatales.

Segunda reorganización de PEMEX y contratos integrales

El paquete de reformas aprobadas en 2008 buscaba principalmente el reordenamiento del gobierno corporativo y de gestión de PEMEX. A partir de la aprobación de la reforma, se le otorgó mayor autonomía y flexibilidad a la empresa petrolera en el manejo de su operación y de sus finanzas. A su vez se requiere una mayor transparencia en la gestión de la empresa.

La Ley de Petróleos Mexicanos incorporó nuevas figuras e hizo cambios a instituciones ya existentes, de los cuales se pueden resaltar:

- Permite a PEMEX la posibilidad de reorganizar su estructura operativa, ya que tendría la facultad de crear los organismos descentralizados subsidiarios que considerara necesarios para su operación. Previamente los organismos subsidiarios estaban determinados por la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos.
- Incluye cuatro nuevos miembros profesionales al Consejo de Administración, aumentando la presencia de técnicos. Previamente, el consejo estaba compuesto por 11 miembros (seis representantes del Gobierno y cinco del sindicato) que no requerían tener experticia en el área.
- Otorga al Consejo de Administración la potestad de aprobar el plan de negocios y el programa de inversiones de PEMEX;
- Permite a la empresa petrolera emitir un tipo de deuda denominada bonos ciudadanos⁵⁷ sin tener que solicitar autorización del Congreso. Antes de la promulgación de esta ley, PEMEX tenía que pedir autorización al cuerpo legislativo para emitir deuda.

Sin embargo, el principal aporte del paquete de reformas aprobadas en 2008 se desprende de la reforma al artículo 6 de la Ley Reglamentaria, donde se incluyó lo siguiente: “Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios podrán celebrar con personas físicas o morales los contratos de obras y de prestación de servicios que la mejor realización de sus actividades requiere”⁵⁸. La modificación permitirá por lo tanto la contratación de empresas del sector privado para ejecutar

⁵⁷ El diseño de los Bonos Ciudadanos indica que serán unos instrumentos que pagarán una ganancia dependiendo del rendimiento de PEMEX más un retorno fijo. Dos tercios del bono será de ingreso fijo fixed income, y la tercera parte restante dependerá del desempeño de PEMEX. La SHCP es la institución encargada de emitir las disposiciones de los bonos ciudadanos.

⁵⁸ Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo.

algunas actividades de la industria petrolera, condicionados a que dichos contratos: (i) deberán establecer siempre remuneraciones en efectivo; (ii) no podrán conceder propiedad sobre los hidrocarburos como contraprestación por los servicios efectuados y las obras que se ejecuten; (iii) no podrán comprometer porcentajes de la producción o del valor de las ventas de los hidrocarburos ni de sus derivados; y (iv) no podrán comprometer porcentajes de las utilidades de la entidad contratante.

Buscando agilizar la gestión de PEMEX en la contratación de las empresas privadas, la Ley de Petróleos Mexicanos establece que el Consejo de Administración de la empresa petrolera tendrá la autoridad para aprobar los contratos relacionados a las “Actividades Sustantivas de Carácter Productivo”, que incluyen todas las actividades de la cadena productiva del petróleo y del gas.⁵⁹ Como consecuencia de la aprobación del paquete de reformas, PEMEX queda exenta de cumplir las leyes referentes a contrataciones de obras o servicios que rigen al resto del sector público⁶⁰ y su Consejo de Administración queda con atribuciones para diseñar las reglas de las licitaciones de obras, las contrataciones de servicios y las remuneraciones extraordinarias.⁶¹

Las disposiciones administrativas emitidas por el Consejo de Administración contemplan tres tipos de contratos para obras y prestación de servicios en materia de exploración y producción, los cuales se denominan:

- **Contratos de exploración**, los cuales tienen por objeto la prestación de servicios de búsqueda, localización y delimitación de yacimientos comercialmente viables.
- **Contratos de desarrollo de yacimientos**, cuyo objeto es realizar la prestación de servicios de extracción de los hidrocarburos del subsuelo, incluyendo la recuperación primaria, secundaria o terciaria.
- **Contratos integrales de exploración y producción**, cuyo objeto será la prestación de servicios de exploración, desarrollo y extracción de hidrocarburos

Como se ha indicado antes, el objetivo de la reforma energética de 2008 era lograr un aumento en la actividad de la industria petrolera. La contratación de empresas privadas complementarían a PEMEX en las áreas donde ésta no tuviera suficiente experticia, como la reactivación de campos, el desarrollo de los crudos pesados de Chicontepec y el desarrollo de las potencialidades en aguas profundas en el Golfo de México. Para el 1 de enero de 2010, PEMEX calculaba que las reservas 3P⁶² en yacimien-

59 El artículo 3 de la Ley Reglamentaria define las actividades que componen a la industria petrolera. En este artículo se excluye la petroquímica secundaria como parte de la industria petrolera. Es por esto que en la definición de “actividades sustantivas de carácter productivo” el legislador incorpora expresamente la petroquímica secundaria.

60 Antes de la promulgación de esta ley, PEMEX tenía que cumplir para sus contrataciones con los mismos requisitos del resto de los entes públicos. Para poder exonerar a PEMEX de esta obligación, la reforma energética incluyó cambios en la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas y en la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público.

61 El 6 de enero de 2010 se publican las Disposiciones Administrativas de Contratación (DAC) que establecen los mecanismos de contrataciones y licitaciones para PEMEX.

62 Reservas 3P: Suma de las reservas probadas, reservas probables y reservas posibles. Glosario de Términos de PEMEX.

tos que cumplen con alguna de las características antes señaladas alcanzaban 16.7 mMbep⁶³, lo que equivale a 38.8% de las reservas 3P del país, que totalizaban 43 mMbep.

En 2011 se realizó el primer proceso de otorgamiento de tres contratos integrales para tres zonas ubicadas en el sur-este mexicano (Magallanes, Carrizo y Santuario). Los ganadores de la licitación abierta fueron dos empresas europeas Petrofac Facilities Mngt. Ltd. (Magallanes y Santuario) y Dowell Schlumberger (Carrizo). En las zonas otorgadas a las dos empresas se ubican seis campos petroleros maduros que totalizaban una producción de 13.6 Mbd. Posteriormente, en 2012 se efectuó una segunda ronda de licitaciones en la que se ofertaron otras seis zonas, de las cuales cinco fueron adjudicadas mientras que una se declaró desierta.

Creación de la CNH

Uno de los objetivos más importantes de la reforma era el fortalecimiento institucional de las actividades de exploración y explotación petrolera. Buscando mejorar la gestión de la industria petrolera en estas actividades, se creó la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) que tendría labores primordialmente técnicas. Como explica el documento que acompaña a la iniciativa legislativa, “la Comisión se constituye como instrumento de apoyo técnico y operativo de la Secretaría de Energía, mediante la cual se dictamina, evalúa y verifica las operaciones relativas a la exploración, explotación de hidrocarburos, la cuantificación de sus reservas y el cumplimiento de las disposiciones técnicas aplicables a estas actividades, a fin de obtener el éxito exploratorio y la recuperación de hidrocarburos”.⁶⁴

Dentro del paquete de reformas de 2008 también se aprobó la reforma a la Ley de la Comisión Reguladora de Energía. En palabras de Francisco Salazar, presidente de la CRE, los cambios de 2008 “ampliaron las atribuciones regulatorias de la CRE y se fortaleció su autonomía”.⁶⁵ El alto funcionario de la CRE enumera así los aspectos resaltantes que significaron un fortalecimiento institucional:

- Autonomía de la Comisión (Art. 1): Se le otorga más autonomía al organismo regulador al incorporarle en el articulado la autonomía de gestión y de decisión, adicionando éstas a la autonomía técnica y operativa que ya tenía.
- Fuero regulatorio (Art. 4): Se elimina la posibilidad de que los afectados por alguna decisión aprobada por la comisión puedan demandar directamente a los comisionados alegando daños o perjuicios económicos.

63 Miles de millones de barriles de petróleo equivalente.

64 Iniciativa de reforma entregada al Congreso el 8 de abril de 2008

65 Documentos privados y entrevistas personales.

- Ordenamiento del escalonamiento en el nombramiento de comisionados (Art. 6): Se aclaran los tiempos procedimentales en caso de vacante de alguno de los comisionados.
- Rendición de cuentas (Art. 7, F. VIII): Se establece la obligación del comisionado presidente a presentar anualmente un informe al Congreso sobre el desempeño de las funciones de la Comisión.
- Facultad interpretativa de la ley (Art. 13): Se le otorga a la CRE la potestad legal para interpretar y aplicar la ley.

Fortalecimiento de la CRE

Al igual que se fortalece institucionalmente a la CRE, en la reforma del 2008 también se expanden algunas de sus atribuciones y se incluyen nuevas responsabilidades dentro de su campo de acción. Como explica Francisco Salazar, “la CRE es ahora responsable de regular otros aspectos de sectores que ya regulaba, así como nuevos sectores de la industria en los que antes no tenía participación: petrolíferos, petroquímicos básicos y bioenergéticos”. Los cambios a los que se refiere le otorgan:

- Facultades para expedir algunos instrumentos regulatorios que anteriormente sólo aprobaba.
- Poder sancionatorio sobre las actividades del sector hidrocarburos. Esto se incluye en la reforma al artículo 15 de la Ley Reglamentaria.
- La responsabilidad de determinar zonas geográficas exclusivas de distribución.
- La responsabilidad de establecer los términos y condiciones a que deberán sujetarse los sistemas integrados de transporte y almacenamiento así como sus tarifas correspondientes.

En términos de las nuevas actividades que la CRE deberá regular a partir del 2008, Francisco Salazar especifica:

- **Gas LP.** Almacenamiento en sistemas vinculados a ductos o en terminales de importación o distribución con economías de escala relevantes para el mercado.
- **Petrolíferos** (combustibles fósiles derivados de la refinación: gasolinas, diesel, turbosinas y combustóleo). Determinación del precio de venta de primera mano exclusivamente del combustóleo; transporte y distribución por ductos, así como el almacenamiento en sistemas vinculados a estos últimos o en terminales de importación o distribución con economías de escala relevantes para el mercado, para todos los petrolíferos.
- **Petroquímicos básicos** (alcanos hasta heptano, materia prima para negro de humo y naftas). Determinación del precio de venta de primera mano; transporte y distribución por ductos, así como el almacenamiento en sistemas vinculados a estos últimos o en terminales de importación o distribución con economías de escala relevantes para el mercado.

- **Bioenergéticos.** Transporte y distribución por ductos, así como el almacenamiento en sistemas vinculados a estos últimos o en terminales de importación o distribución con economías de escala relevantes para el mercado.

Energías renovables y eficiencia energética

Un grupo de miembros del Congreso que participaba en las discusiones de la reforma energética condicionó su apoyo a que se incorporaran en la discusión algunas leyes referentes a energías renovables. Por consiguiente, junto a los instrumentos legales aprobados en 2008 referentes al sector de los hidrocarburos se incorporan la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (Ley de Energía Renovables o LAERF) y la Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (LASE).

Como indica el artículo 1 de la Ley de Energías Renovables, ésta “tiene por objeto regular el aprovechamiento de fuentes de energía renovables y las tecnologías limpias para generar electricidad con fines distintos a la prestación del servicio público de energía eléctrica”, por lo tanto, regula principalmente la generación eléctrica por parte de empresas privadas. Las fuentes de energía que cubre LAERF son: el viento, la radiación solar, el movimiento del agua⁶⁶, la energía oceánica, el calor de los yacimientos geotérmicos y los bioenergéticos.

La ley le otorga a la Secretaría de Energía la potestad de definir las políticas sobre las energías renovables y la autoridad regulatoria se le concede a la Comisión Reguladora de Energía. Las políticas las define la Secretaría en el Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables. Por su parte, la Comisión tiene entre sus facultades más resaltantes: (i) la fijación de las contraprestaciones incorporadas en los contratos de generación a partir de energías renovables; (ii) solicitar al Centro Nacional de Control de Energía⁶⁷ las modificaciones necesarias a las reglas de despacho; y (iii) expedir las metodologías para determinar el aporte de capacidad de generación de las energías renovables al Sistema Eléctrico Nacional. El instrumento legislativo crea adicionalmente el Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía, que tiene como objetivo impulsar el sector energético a través de proyectos, programas y acciones encaminadas a conseguir una mayor utilización y aprovechamiento de las fuentes de energía renovable y las tecnologías limpias. El fondo contaba inicialmente con 3,000 millones de pesos.

⁶⁶ Se excluye la energía hidráulica con capacidad para generar más de 30 MW

⁶⁷ El Centro Nacional de Control de Energía está ubicado bajo la Dirección de Operación de CFE y está encargado de los despachos de energía en el Sistema Eléctrico Nacional.

Pidiregas como problema

En 2008 había una discusión nacional sobre la conveniencia de mantener el mecanismo de los Pidiregas para el financiamiento de proyectos. El Centro de Estudios de las Finanzas Públicas calculaba que la deuda adquirida por PEMEX y CFE a través de los proyectos financiados mediante ese mecanismo alcanzaba 1.9 trillones de pesos (aproximadamente US\$ 139 mil millones)⁶⁸, representando aproximadamente 18% del PIB. De esta deuda, 84% correspondía a proyectos contratados por PEMEX. El Centro calculaba igualmente que en 2008 los ingresos generados por los proyectos financiados con Pidiregas representaban 27% de los ingresos públicos.

Ante la magnitud de la deuda contraída con los Pidiregas y la relevancia del tema en la discusión pública, el Gobierno solicita al Congreso en noviembre de 2008 la reforma del artículo 32 de la Ley de Presupuesto y de Responsabilidad Hacendaria. La reforma se efectúa para incluir un texto en el cual se prohíbe que PEMEX siga utilizando la figura de Proyectos de Infraestructura de Largo Plazo para financiar las inversiones en proyectos.

Como resultado de este cambio, toda la deuda de PEMEX que se efectuó a través de los Pidiregas pasa a formar parte de sus estados financieros, reduciendo considerablemente la capacidad de endeudamiento de la empresa pública. Esta reforma no elimina la posibilidad de que CFE continuara utilizando este mecanismo.

Luz y Fuerza del Centro: disolución postergada desde 1974

Un evento importante ocurrido en el sector eléctrico en el sexenio que termina en noviembre de 2012 fue la liquidación en octubre de 2009 del organismo descentralizado Luz y Fuerza del Centro. Como se había indicado anteriormente, este organismo verticalmente integrado tenía el monopolio de la provisión de energía eléctrica en el Distrito Federal y algunas zonas aledañas. Con motivo de la liquidación del organismo, todos los activos de LFC fueron transferidos a la CFE y la totalidad de su personal fue despedido. Para 2009, 22.6% (44,299 GWh) del total de ventas de energía eléctrica a usuarios finales era efectuada por LFC.⁶⁹

Las razones para la extinción de Luz y Fuerza del Centro eran explicadas por el decreto publicado el 11 de octubre del 2009, entre las más resaltantes se encuentra: (i) el alto nivel de pérdidas de energía que alcanzaban 30.6%; (ii) las pérdidas financieras con costos que duplicaron sus ingresos durante el período 2003-2008; y (iii) el alto sobre costo de las obras ejecutadas por la LFC, que representaban 176% del costo incurrido por la CFE para ejecutar obras similares; entre otras.

⁶⁸ Datos del Centro de Estudios de las Finanzas Públicas. Informe de Diciembre de 2007. Tipo de cambio al 31 de diciembre de 2008 era 13.725 pesos/US\$.

⁶⁹ Informe anual de la CFE año 2010.

Reformas a las leyes de energías renovables

A mediados de 2011 se produce la última reforma de importancia a la legislación energética. En esta reforma se modifican artículos a las leyes de Energía Renovables y la LSPEE. Los cambios son principalmente destinados a adecuar ambos instrumentos legales al nuevo objetivo de avanzar en la incorporación de más energía renovable en la matriz energética.

Hay dos adiciones muy importantes en las leyes antes mencionadas. La primera es la incorporación del concepto de externalidad ambiental en el proceso de valoración de las fuentes de energía que se deberán incorporar en el sistema interconectado. Esto es importante ya que las energías renovables podrían ser favorecidas al compararlas con fuentes de energía tradicionales, lo cual permitiría la incorporación de más tecnologías limpias en la generación eléctrica.

La segunda modificación de relevancia del decreto de junio de 2011 es que incluye, en la ley de energías renovables, una meta específica para la participación de los combustibles fósiles en la matriz de generación eléctrica. Según el decreto mencionado, la energía eléctrica generada con combustibles fósiles no debería superar 65% en 2014, 60% en 2035 y 50% en el año 2050. Dado que para 2009 la matriz de generación eléctrica en México dependía en 77.6% en combustibles fósiles, esta meta incluida en la ley obligaría a las autoridades a incorporar aceleradamente más plantas de generación con energías no fósiles.



Nicaragua

El tamaño de la economía de Nicaragua para el año 2011, según las cifras del Banco Mundial fue de USD 9.3 millardos, la más pequeña del istmo centroamericano después de Belice. La economía de Nicaragua es un 25% el tamaño de la de Honduras. Su población de cerca de 5.8 millones de habitantes se encuentra ligeramente por debajo de la media regional. Posee un INB per cápita de US\$ 1,510, el más bajo de la región, y la mayor extensión territorial de la zona con cerca de 120 mil Km².

El 42% de su población vive en zonas rurales, ubicándose como el cuarto país con mayor población rural de la región. Una proporción similar de su población, el 42.5%, vive por debajo de la línea de pobreza. Ocupa la posición 115 sobre 169 países en la medición del índice de desarrollo humano

Nicaragua, posee la cifra más baja de cobertura eléctrica de la región al ubicarse en el 63.4%. El país cuenta en la actualidad con una capacidad instalada de generación eléctrica de 1,067.6 MW, y una demanda máxima de 538.9 MW. A partir de esta capacidad se generaron 3,294.6 GWh de energía (año 2010), 80% proveniente de plantas de empresas privadas y 20% de plantas de generación públicas. A pesar de ser tradicionalmente un importador neto de energía, en el año 2010 realizó exportaciones equivalentes a 43.3 GWh.

Según las cifras del INE, de la generación bruta en el año 2011, 927.2 GWh (24.2%) fueron transformados a partir de fuentes primarias renovables, de los cuales el 11.6% correspondieron a fuentes hidroeléctricas, 7.1% geotérmicas y el resto es generación eólica. Los restantes 2850.5 GWh (75.8%) provienen de fuentes térmicas, de los cuales el 64.8% corresponden al uso de derivados líquidos del petróleo, y el resto bagazo de caña. Nicaragua no posee producción propia de petróleo u otros hidrocarburos y su consumo de derivados supera los 25 mil barriles diarios

Es un país abundante en recursos naturales, y predomina su potencial hidráulico y geotérmico. En los últimos años Nicaragua ha hecho esfuerzos por: (i) expandir su generación eléctrica a partir de fuentes renovables, (ii) incrementar los esfuerzos de exploración petrolera.

GUÍA DE ACRÓNIMOS

ALN	Alianza Liberal Nicaragüense
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CNDC	Centro Nacional de Despacho de Carga
CNE	Comisión Nacional de Energía
CTE	Consumo Total de Energía
DAI	Derechos Arancelarios de Importación
DISNORTE	Distribuidora de Electricidad del Norte
DISSUR	Distribuidora de Electricidad del Sur S.A.
DNP	Distribuidora Nicaragüense de Petróleo
ENALUF	Empresa Nacional de Luz y Fuerza Eléctrica
ENATREL	Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica
ENEL	Empresa Nicaragüense de Electricidad
FSLN	Frente Sandinista de Liberación Nacional
GECSA	Generadora Eléctrica Central S.A.
GEMOSA	Empresa Generadora Geotermia Momotombo S.A.
GEOSA	Generadora Eléctrica Occidental S.A.
GLP	Gas licuado del petróleo
GWh	Giga Watt Hora
Hidrogena	Generadora Hidroeléctrica S.A.
IEA	International Energy Agency
IEC	Impuesto Especifico al Consumo
INB	Ingreso Nacional Bruto
INE	Instituto Nicaragüense de Energía
ISLR	Impuesto Sobre la Renta
ITF	Impuesto de Timbres Fiscales
IVA	Impuesto al Valor Agregado
kV	Kilo volt
KWh	Kilo Watt hora
LIE	Ley de la Industria Eléctrica
mbd	Mil Barriles por Día
Mbd	Millón de barriles diarios
Mbep	Millón de barriles equivalentes de petróleo
mbepd	Mil Barriles Equivalentes de Petróleo por Día
MEM	Ministerio de Energía y Minas
mMbep	mil Millones de barriles equivalentes de petróleo
MW	Mega Watt
OEP	Oferta de Energía Primaria
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
PCI	Partido Constitucionalista Liberal
PEP	Producción de Energía Primaria
PIB	Producto Interno Bruto
PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SNT	Sistema Nacional de Transmisión
UNO	Unión Nacional Opositora
WB	World Bank

Sector Energético Actual

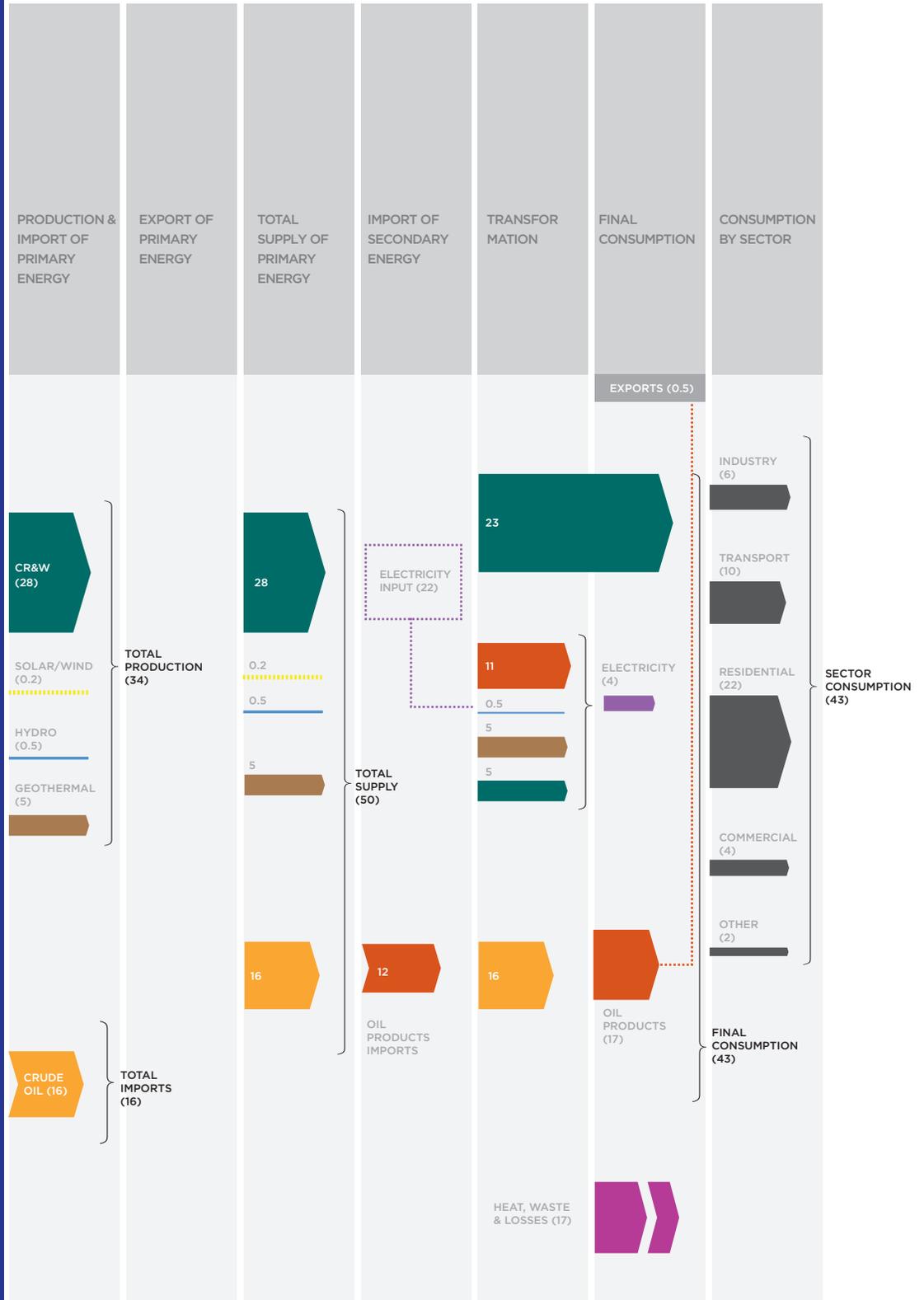


El Consumo Total de Energía (CTE) de Nicaragua durante el año 2009 alcanzó 62 mil barriles equivalentes de petróleo por día (mbepd), lo que representó una caída del 12% sobre el consumo promediado entre 2005 y 2008. Sin embargo, la composición del consumo energético se mantuvo, en líneas generales, estable al seguir dependiendo de dos principales fuentes de energía: los biocombustibles – leña y bagazo de caña – y el crudo y sus productos derivados.

CURRENT

Energy Flow

(kboe/day)



Los biocombustibles, compuestos en 80% por consumo de leña según información de la OLADE, siguieron siendo la principal fuente de energía para la economía nicaragüense con 28.4 mbepd. Así esta fuente fue 45.6% del CTE. Si bien importante actualmente como primera fuente de energía, el consumo de leña ha caído ostensiblemente en años recientes. Respecto al promedio 2005-08, en 2009 el consumo de leña cayó en términos absolutos y relativos, el consumo promedio 2005-08 fue 35.9 mbepd, representando 51.4% del CTE. Al mismo tiempo, entre 2005-2008 y 2009, los productos derivados cayeron muy ligeramente de 28.6 mbepd a 28.1 mbepd pero aumentaron su importancia dentro del CTE de 40.7% a 45.1%.

Las demás fuentes energéticas del país – hidráulica, geotérmica y eólica – hicieron pequeños aportes al CTE, sumando menos de 6 mbepd. De estas, sobresale el recurso geotérmico, explotado en las plantas de Momotombo y San Jacinto-Tizate, con 5.1 mbepd, un crecimiento de 70% sobre el promedio anual entre 1999 y 2002. La energía hidráulica en Nicaragua no juega un gran papel, y totalizó sólo 0.5 mbepd, el mismo nivel que alcanzó a comienzos del siglo 21, mientras que la energía eólica apenas empezaba a aparecer en la matriz para el 2009 con 0.2 mbepd – a partir del parque eólico Amayo de 40 MW.

Producción, Balance Comercial y Oferta de Energía Primaria

Producción

La producción de energía primaria (PEP) en Nicaragua alcanzó los 34.2 mbepd, lo que representó una caída de 7.4 mbepd desde el promedio de 2005-2008. Este bajón en la producción primaria se debe principalmente al declive en el uso de biocombustibles (leña). Esta fuente energética pasó de 35.9 mbepd entre 2005 y 2008 a 28.4 en el 2009, y cayó de 86 a 83% del PEP.

En ligero contraste, la energía geotérmica aumentó de 5 a 5.1 mbepd – pasando de 12 a 15% del PEP – mientras que se inició la producción energética a partir de la energía eólica con 0.2 mbepd (1% del PEP) gracias al parque eólico Amayo de 40 MW incorporado a la red eléctrica en 2009.

Balance comercial de energía primaria

Como ha sido el patrón en su historia reciente, Nicaragua únicamente participó en los mercados internacionales como importador de petróleo crudo, a partir del convenio que mantiene el gobierno nicaragüense con la empresa estatal venezolana PDVSA. Estas importaciones de crudo venezolano llegaron a 16.3 mbepd, ligeramente por encima de los 15.5 mbepd promediados anualmente entre 2005 y 2008. Este crudo se refina en las instalaciones de Cuesta del Plomo.

Oferta interna de energía primaria

A partir de la producción primaria y de las importaciones de petróleo crudo, la oferta interna de energía primaria (OEP) en Nicaragua para el 2009 totalizó 50.3 mbepd, 12% por debajo del promedio anual entre 2005 y 2009 - explicado por la caída en el uso de los biocombustibles.

Esta oferta estuvo compuesta en 68% por energías renovables, en su amplia mayoría biocombustibles - 56% de la OEP - seguido por la geotermia con 10% de la OEP. Las importaciones de crudo representaron la segunda fuente primaria del país, con 32% del total.

Electricidad

Capacidad instalada

La capacidad instalada en Nicaragua se ha caracterizado por una alta participación de las plantas termoeléctricas y para el 2009 este patrón se mantuvo. En el año 2000, las termoeléctricas representaban 70% de la capacidad instalada - con 472 MW - mientras que para 2009 ese porcentaje bajó sólo a 68%, con 749 MW.

Capacidad Instalada (MW)	2000	2005	2009
Total Renovables	199	315	355
Hidroeléctrica	103	105	105
No hidroeléctrica	96	210	250
Termoeléctrica	472	583	749
Total	671	898	1104

Fuente: U.S. EIA

Este ligero retroceso se explica principalmente por un aumento en la capacidad instalada de plantas eléctricas usando recursos renovables no hidráulicos como los biocombustibles, la geotermia - en Momotombo - y en mucha menor medida la energía eólica - en Amayo, en operación desde 2009. Esta capacidad instalada pasó de 96 MW en 2000 a 250 MW en 2009.

Insumos a la generación eléctrica

Nicaragua	2005-2008		2009	
Insumos totales para la generación (mbepd)	17.8	100%	21.5	21.5
Combustibles líquidos	10.1	57%	11	11
Renovables	7.7	43%	10.5	10.5

Renovables incluyen energía hidráulica, combustibles renovables y otras fuentes renovables
Fuente: Cálculos propios basados en información de la IEA

Los insumos para generar electricidad en Nicaragua para el 2009 presentaron una división más balanceada entre los combustibles líquidos usados en centrales termoeléctricas y las fuentes renovables – aglomerando los biocombustibles como el bagazo de caña, la geotermia y la energía hidráulica. Los derivados del petróleo sumaron 11 mbepd – ligeramente por encima del promedio de 10.1 entre 2005 y 2009 – mientras que las fuentes renovables sumaron 10.5 mbepd – creciendo de los 7.7 mbepd que promediaron entre 2005 y 2008.

Así, la participación de los combustibles líquidos dentro de la generación eléctrica cayó en términos relativos de 57% a 51% a pesar de crecer en términos absolutos casi 1 mbepd. El aumento de los renovables en los insumos a la generación se debe a un incremento en el uso de biocombustibles para generar electricidad.

Esta fuente – esencialmente bagazo – promedió solo 2 mbepd entre 2005 y 2008, mientras que para el 2009 sumó 5 mbepd. Entre 2005-2008 y 2009 no hubo crecimiento en los insumos a partir de geotermia – se mantuvo en 5 mbepd – ni en los insumos de la energía hidráulica. La incorporación de la eólica Amayo tuvo solo un pequeño impacto en la matriz eléctrica.

Consumo Eléctrico

A partir de los insumos arriba descritos, durante el 2009 se consumieron en Nicaragua 3,453 GWh, superando en 11% el total de 3,099 GWh promediado entre 2005 y 2008. Esa electricidad consumida dependió en alta medida de los combustibles líquidos importados y producidos en el país a partir de crudo importado, que con 2,386 GWh representaron el 69% del total.

Las demás fuente energéticas – hidráulica, geotérmica, biocombustibles, y eólica – suplieron el 31% restante. Dentro de estas cabe destacar a los biocombustibles (principalmente bagazo de caña) que generaron 363 GWh – 10.5% del total. Le siguieron la hidrogenación con 297 y 8.6% y la geotermia con

las mismas cifras. Por último, la central eólica de Amayo generó 110 GWh y 3.1% de la generación total.

Balance secundario y consumo final

Balance de energía secundaria

La capacidad de refinación de Cuesta del Plomo no era suficiente para suplir la demanda por combustibles líquidos de Nicaragua, por lo que el país continuó con la importación de derivados durante el 2009. Para este año, esa cifra llegó a los 12 mil barriles equivalentes por día, un nivel ligeramente inferior al promedio anual entre 2005 y 2008 de 13 mbepd. Durante ese periodo, Nicaragua importó 0.1 mbepd de electricidad, pero esas importaciones fueron despreciables en 2009.

Consumo final por sectores

El consumo final de Nicaragua para este periodo entonces totalizó 43 mbepd, notablemente por debajo de los 54 mbepd que se consumieron en promedio anual entre 2005 y 2008. Esta caída se puede desglosar al analizar el consumo por sectores. El principal consumidor de Nicaragua, como ha sido históricamente, fue el sector residencial con 22 mbepd – 7 mbepd por debajo del promedio entre 2005 y 2008 – debido a un menor uso de los biocombustibles, que representan el 91% del total residencial. En la medida que los hogares dejan de usar leña a favor de otras fuentes de energía o utilizan cocinas a leña modernas, tiende a aumentar la eficiencia energética de su consumo.

El segundo sector de la economía en términos de consumo energético fue el transporte, que se mantuvo estable desde el 2005-2008, con 10 mbepd compuestos 100% por derivados del petróleo. El sector industrial, que cayó de 9 a 6 mbepd, consumió su energía 56% a partir de la electricidad, 29% de biocombustibles y 15% de electricidad. La caída en este segmento también se puede explicar en amplia medida por la reducción en el uso de los biocombustibles.

Los sectores más pequeños de la economía en consumo energético – comercial y otros – mantuvieron su consumo en 4 y 2 mbepd, respectivamente. El sector comercial usó energía en 43% a partir de los derivados, 29% de la electricidad y 29% de biocombustibles. Para cerrar, los demás sectores de la economía nicaragüense consumieron energía en 41% como electricidad, 33% de derivados y 27% de biocombustibles.



Organización Institucional del Sector Energético

Estructura Institucional

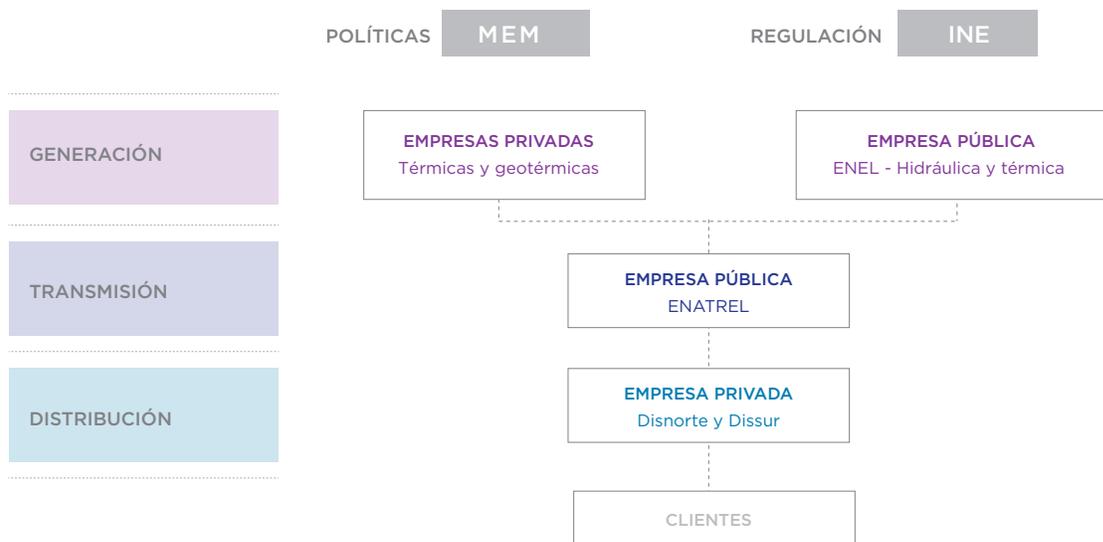
El sector energético en Nicaragua está caracterizado por una fuerte presencia del capital privado en las distintas actividades de cada uno de los sub-sectores. El sector público diseña las políticas de ambos sectores a través del Ministerio de Energía y Minas (MEM), creado en el año 2007. Las regulaciones de todas las actividades del sector energético están delegadas en el Instituto Nicaragüense de Energía (INE), creado en el año de 1985.

En las actividades de generación eléctrica hay una presencia del estado a través de la Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL) que maneja la totalidad de la generación hidroeléctrica del país y cerca del 16% de la capacidad instalada a partir de fuentes térmicas. La transmisión es controlada totalmente por el sector público mediante La Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL) que maneja el 100% de la red de transmisión a nivel regional. En las actividades de distribución el grupo privado TSK-Melfosur Internacional maneja cerca del 95% de las redes de distribución en el país a través de su empresa filial Disnorte-Dissur.

En el sub-sector hidrocarburos hay también una presencia importante de empresas privadas. La refinación y la importación de crudo está manejado por la empresa privada Puma Energy, que controla la única refinería del país, Refinería Managua. En la importación y comercialización de derivados del petróleo también participan principalmente empresas privadas entre las que destacan Albanisa, Distribuidora Nicaragüense de Petróleo (DNP) y Puma Energy. En el mercado de los hidrocarburos hay una presencia del sector público mediante la empresa Petronic, que tiene una limitada participación en la cadena.

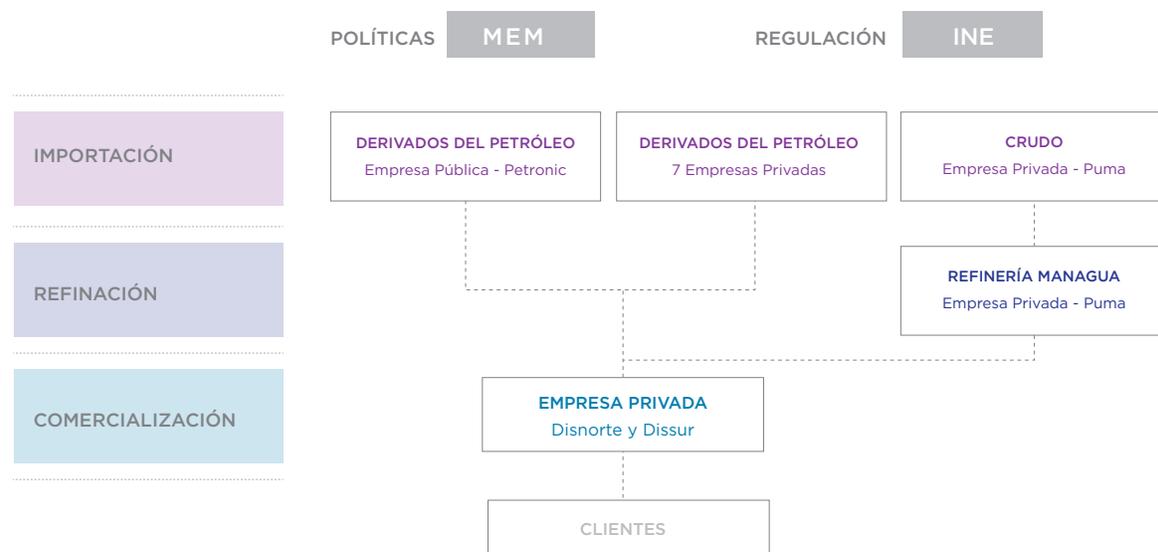
Las leyes de mayor relevancia para el sector son: La Ley N° 271 y N° 272 que constituyen el marco legal para el organismo regulador y para la Industria Eléctrica. Las Leyes N° 277 y N° 286 que proveen el marco para las actividades relacionadas con el sub-sector de hidrocarburos. Las Leyes N° 443, N° 467 y N° 532 que abordan los temas relacionados con las fuentes renovables de energía, y finalmente la Ley N° 554 de Estabilidad Energética.

Estructura del sub-sector eléctrico en Nicaragua, año 2011



Fuente: INE, MEM, Cepal y legislación vigente

Estructura del sub-sector hidrocarburos en Nicaragua, año 2011



Fuente: INE, MEM, Cepal y legislación vigente

Formulación de políticas del sector energético

El Ministerio de Energía y Minas (MEM), creado en el año 2007 con la promulgación de la Ley N° 612, es el encargado del diseño de la política energética y de las estrategias nacionales para el desarrollo del sector. Adicionalmente, dirige el funcionamiento de las empresas estatales. El MEM formula, propone, coordina y ejecuta el Plan Estratégico y las Políticas Públicas del sector Energía, incluyendo la toma de decisiones en relación al uso, disposición y concesión de los recursos geológicos, mineros, geotérmicos, hidroeléctricos y los hidrocarburos.

Sus responsabilidades específicas de acuerdo a la legislación vigente son las siguientes:

- Formular, proponer, coordinar y ejecutar el Plan estratégico y Políticas Públicas del sector energía y recursos geológicos.
- Elaborar las normas, reglamentos y regulaciones técnicas que regirán todas las actividades relacionadas con el manejo y uso de los recursos.
- Evaluar periódicamente el Plan estratégico y políticas públicas del sector energía, con especial énfasis en el balance de la oferta y la demanda de energía, la conservación, políticas de precios y subsidios en el servicio eléctrico, las políticas de cobertura de servicio en el país, incluyendo la electrificación rural y las políticas y estrategias de financiamiento e inversiones del sector energía.
- Aprobar las normas técnicas de la regulación de las actividades del sector eléctrico a propuesta del ente regulador, así como las relativas al buen funcionamiento de todas las actividades del sector hidrocarburos.
- Otorgar o modificar permisos y concesiones de uso de cualquier fuente de energía, licencias de operación para importación, exportación, refinación, transporte, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos así como las autorizaciones de construcción de instalaciones petroleras.
- Otorgar licencias de generación y transmisión de energía, así como las concesiones de distribución. Declarar la caducidad o cancelar las mismas por iniciativa propia o a propuesta del Ente Regulador por incumplimientos demostrados a sus contratos de Licencia o Concesión.
- Participar en conjunto con el Ente Regulador de las inspecciones de obras e instalaciones de los titulares de licencias y concesiones.
- Negociar los contratos de exploración y explotación petrolera y de recursos geológicos. La firma de estos, estará a cargo del Presidente de la República o su Delegado.
- Dirigir el funcionamiento y administración de las empresas del Estado que operan en el sector energético.
- Promover relaciones con las entidades financieras y el sector privado para evaluar las fuentes de financiamiento accesibles y proponer estrategias de financiamiento en el sector energético, geológico energético e hidrocarburos, tanto en las inversiones públicas como en las privadas.

- Administrar y reglamentar el Fondo para el Desarrollo de la Industria Eléctrica Nacional.
- Impulsar las políticas y estrategias que permitan el uso de fuentes alternas de energía para la generación de electricidad.
- Establecer y mantener actualizado el Sistema Nacional de Información de hidrocarburos y el Registro Central de Licencias y concesiones para operar en cualquier actividad o eslabón de la cadena de suministros.
- Elaborar y proponer anteproyectos de ley, decretos, reglamentos, resoluciones relacionados con el sector energía, hidrocarburos y recursos geológicos energéticos y aprobar su normativa interna.
- Cualquier otra función relacionada con su actividad que lo atribuyan otras leyes de la materia y las específicamente asignadas a la Comisión Nacional de Energía.

Regulador

El INE es el encargado de las actividades de regulación tanto del mercado eléctrico como del mercado de hidrocarburos en Nicaragua. La ley que lo rige es la Ley N° 271 con sus reformas. Esta legislación define al INE como el responsable de la aplicación de la Ley de la Industria Eléctrica y su reglamento, así como de las normas y procedimientos específicos del sector energético.

Su directiva está compuesta por tres miembros propuestos a la Asamblea Nacional por el Presidente de la República con una rotación cada 6 años. Este periodo debe ser alterno respecto a las elecciones presidenciales de acuerdo a la legislación actual. Su presupuesto no depende del presupuesto nacional sino de un cargo por servicio de regulación realizado a las operaciones comerciales mayoristas en industria eléctrica y a las ventas de productos derivados de petróleo, por lo que el INE goza de autonomía administrativa y financiera.

En relación al sub-sector eléctrico, el INE posee las siguientes funciones:

- Velar por los derechos de los consumidores de energía.
- Fiscalizar el cumplimiento de las normas, reglamentos y regulaciones técnicas de las actividades de reconocimiento, exploración, explotación, aprovechamiento, producción, transporte, transformación, distribución, manejo y uso de los recursos energéticos.
- Elaborar y fiscalizar el cumplimiento de normas y regulaciones tendientes a aprovechar la energía en una forma racional y eficiente.
- Velar por el buen funcionamiento del servicio eléctrico y definir sus indicadores de calidad, confiabilidad y seguridad.
- Aprobar, publicar y controlar las tarifas de venta de distribuidores a consumidores.

- Aprobar, publicar y controlar las tarifas de peaje por uso de redes de transmisión y distribución eléctrica.
- Aplicar las sanciones en los casos previstos por las leyes, normas, reglamentos, contratos de concesiones y licencias y demás disposiciones.
- Resolver las controversias entre los agentes económicos que participan en el sector energía según lo establecido en la Ley de la Industria Eléctrica.
- Otorgar, prorrogar, declarar la caducidad o cancelar las licencias de generación y transmisión de energía, así como las concesiones de distribución.
- Establecer las categorías de grande, mediano y pequeño consumidor con base en parámetros técnicos y económicos cuando la ley de la materia no lo determine.
- Prevenir y adoptar medidas necesarias para impedir prácticas restrictivas de la competencia en el suministro o prestación de los productos y servicios regulados en el sub-sector eléctrico.
- Fiscalizar el cumplimiento de las regulaciones de protección al medio ambiente por parte de los titulares de licencias y concesiones.

En cuanto al sub-sector de hidrocarburos, el INE posee las siguientes funciones:

- Otorgar, prorrogar y cancelar las Licencias de operación para la importación exportación, refinación, transporte, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos, así como las autorizaciones de construcción de instalaciones petroleras.
- Aprobar, publicar y controlar los precios de los combustibles regulados.
- Elaborar, aprobar y poner en vigencia las normas, acuerdos, resoluciones y demás disposiciones administrativas y técnicas que sean necesaria para el buen funcionamiento de todas las actividades del Sub-sector de hidrocarburos.
- Prevenir y tomar las medidas necesarias para impedir toda práctica restrictiva de la competencia en el suministro de servicios y productos en el sub-sector de hidrocarburos.
- Establecer y mantener actualizado el Sistema Nacional de Información de Hidrocarburos y el Registro Central de Licencias para operar en cualquier actividad o eslabón de la cadena de suministro.
- Imponer las sanciones por violación a la presente Ley, sus reglamentos y demás normas y especificaciones técnicas.
- Negociar los contratos de exploración y explotación petrolera. La firma de estos, estará a cargo del Presidente de la República o su Delegado.

Matriz Institucional del sector eléctrico en Nicaragua

Generación		Transmisión		Distribución	
	Capacidad Instalada	Empresa	ENATREL	Empresas	Disnorte - Dissur (95%) Bluefields (5%)
Hidroeléctrica	9.8%				
Solar & Eólica	5.9%	Propiedad	Estatal	Cobertura Nac.	63%
Termoeléctrica	76.1%				
Geotérmica	8.2%	Privados	No	Mercados	Monopolios regionales
Ppal Empresa Estatal	ENEL (21.8%)	Política de precios	Regulados	Empresa estatal	n/a
Participación Privada	Permitida				
Registradas	9 Empresas			Privados	Permitidos
Requisitos	Mínimos				
Integración Vertical	No permitida	Mercado Mayorista		Concesiones	Licitación. Máximo 30 años
Incentivos Fiscales	Sí	Encargado	CNDC	Usuarios subsidiados	< 150 kWh por mes
Equipos	Fuentes Renovables	Funciones	Operar el SIN		
Combustibles	Ley Estabilidad Energética	Comercializadoras	n/a	Política de precios	Regulados (Ley de estabilidad energética)
Pequeños generadores	Hasta 5 MW	Grandes Usuarios	9		
		Dem Máxima			
Política de precios					
Acuerdos bilaterales	(Licitaciones)				
Mdo. de ocasión	P=Cmg. (regulado)				
Regulador	Instituto Nacional de Energía (INE)				
Miembros integrantes en la directiva					5
Nombrados por el presidente y aprobados por la Asamblea					Si
Presupuesto	Independiente del presupuesto Nacional				

Fuente: Centro nacional de despacho de carga, Instituto nacional de Electricidad, Ley 272 para la industria Eléctrica y reglamento

Sub-sector eléctrico

El sub-sector eléctrico en Nicaragua se caracteriza por una fuerte presencia del sector privado en las etapas de generación y distribución. En el segmento de generación, existen en la actualidad nueve (9) empresas privadas registradas ante el INE en el mercado mayorista. Estas manejan el 78.2% de la capacidad de generación nacional, de los cuales más de las 2/3 partes provienen de fuentes térmicas a base de diesel y gas.

El sector privado también maneja el 5.9% y 8.2% de la capacidad de generación eólica y geotérmica respectivamente, los cuales representan el 59% de la capacidad de generación a partir de fuentes renovables.

La principal empresa pública del sub-sector es la Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL), que maneja el 21.8% de la capacidad instalada, incluyendo la totalidad de las plantas de generación hidroeléctricas.

La participación del sector privado requiere de una solicitud formal al INE si el proyecto es tiene una capacidad mayor a 1MW., norma que se mantiene vigente desde el año 1998 tras la promulgación de la LIE, y que ilustra una de las pocas barreras legales que mantiene el sector.

La Tabla 1 ilustra la composición de la capacidad instalada en Nicaragua por fuente, distinguiendo entre sector público y privado.

Tabla 1. Distribución de la Capacidad de Generación Eléctrica en Nicaragua, año 2010

Fuentes	Públicas	Privadas	Total
Primarias			
Hidráulica	9.8%	n.a.	9.8%
Geotérmica	n.a.	8.2%	5.2%
Eólica	n.a.	5.9%	8.9%
Secundarias			
Térmica	12.1%	64.1%	76.1%
Total	21.8%	78.2%	100%

Fuente: CEPAL y cálculos propios.

En líneas generales, el Estado de Guatemala a través de EGEE maneja la mayoría de las fuentes re-
noEn el año 2010, cerca del 72% de la generación eléctrica en Nicaragua provino de fuentes térmicas,
principalmente diesel y gas natural. Nicaragua es un país que no produce hidrocarburos en su terri-
torio y que importa la totalidad de los derivados necesarios para abastecer el sector de transporte
y el sector eléctrico nacional. Es por ello que en el año 2002 se dictaron medidas para promover el
desarrollo de fuentes de generación a partir de fuentes renovables y con ello minimizar el impacto
del alza de precio de los hidrocarburos sobre las tarifas eléctricas.

Dichas medidas, recogidas en las Leyes N° 443 para la Generación Geotérmica, N° 467 para la Pro-
moción de fuentes Hidroeléctricas y la N° 532 para la Promoción de Fuentes Renovables incluyen los
siguientes incentivos en materia tributaria y fiscal para un periodo de 10 años:

- Exoneración del pago de los Derechos Arancelarios de Importación (DAI), de maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados exclusivamente para las labores de pre-inversión y para la construcción de las obras para la generación hidroeléctrica y para la construcción de la línea de transmisión necesaria para transportar la energía desde la central hasta el Sistema Interconectado Nacional (SIN)¹.
- Exoneración del pago del Impuesto al Valor Agregado (IVA) sobre la maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados exclusivamente para las labores de preinversión y para la construcción de las obras para generación hidroeléctrica y para la construcción de la línea de transmisión necesaria para transportar la energía desde la central hidroeléctrica hasta el Sistema Interconectado Nacional (SIN).
- Exoneración del pago del Impuesto sobre la Renta (ISLR) y del pago mínimo definitivo del IR establecido en la Ley N° 453, Ley de Equidad Fiscal, por un período máximo de 7 años a partir de la entrada de operación mercantil del Proyecto.
- Exoneración de todos los impuestos municipales vigentes durante la construcción del proyecto y por un período máximo de 10 años a partir de la entrada en operación mercantil del proyecto, período durante el cual se exonerarán los impuestos municipales de acuerdo a lo siguiente: Exoneración del 75% en los tres primeros años; del 50% en los siguientes cinco años y el 25% en los dos últimos años.
- Exoneración del Impuesto de Timbres Fiscales (ITF) que pueda causar la construcción u operación de un proyecto bajo Permiso de Administración de Agua por un máximo de diez años.
- Exoneración de todos los impuestos que pudieran existir por explotación de riquezas naturales.

¹ Los beneficios de esta Ley incluyen nuevos Sistemas Aislados con capacidad de hasta 5 MW

Adicionalmente, la legislación obliga a las distribuidoras a incluir en sus procesos de licitación, la contratación de energía y/o potencia proveniente de fuentes renovables.

Generación

Las empresas de generación pueden vender su energía mediante *contratos bilaterales*² entre operadores del mercado mayorista (otros generadores, grandes consumidores ó distribuidores) a un precio libre pero notificado al Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC)³ ó en el *mercado de ocasión* a un precio fijado en forma horaria en función del costo económico de producción y regulado por el INE de acuerdo a la Ley de Estabilidad Energética. Los agentes dedicados a la generación de potencia no pueden integrarse verticalmente con otros segmentos de mercado a menos que no estén conectadas al Sistema Nacional de Transmisión (SNT), es decir, a menos de que formen sistemas aislados.

Transmisión

En el segmento de transmisión, la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL) es la empresa estatal encargada del manejo de las redes de alta tensión a nivel nacional. Tres puntos deben ser resaltados en relación a este segmento: (i) La participación de privados es posible solo en sistemas aislados, es decir, siempre que las líneas no estén conectadas al sistema nacional de transmisión, (ii) el peaje por el uso de la red es regulado y el precio es fijado por el INE⁴ y (iii) el último plan de expansión se realizó en el 2005, y se espera que el próximo plan contemple un horizonte temporal hasta el año 2018.

En la actualidad Nicaragua cuenta con 2,189.17 Km. de líneas de alta tensión y 79 subestaciones eléctricas, que junto a las empresas generadoras y distribuidoras forman el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

De acuerdo a la Ley N° 583 que dio origen a ENATREL en el año 2007, ésta debe cumplir las siguientes funciones:

- Transmitir energía eléctrica a un voltaje no menor de 69 kv.
- Transformar energía eléctrica desde niveles de tensión de 230 KV hasta 13.8 KV.
- Operar el Sistema de Interconectado Nacional, y administrar el Mercado Eléctrico Nacional, y todas las demás actividades relacionadas al Mercado Eléctrico Regional por medio del Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

² Equivalentes a un Power Purchase Agreement (PPA)

³ Encargado de la administración del Mercado Mayorista de Electricidad en Nicaragua

⁴ Cap. XIV art. 111 Ley 272.

- Explotar comercialmente los excedentes de la capacidad instalada de los sistemas de transmisión y de comunicación, a través de la fibra óptica, de acuerdo a las respectivas leyes reguladoras de la materia y las demás Normativas existentes.
- Desarrollar obras de construcción, instalación, mantenimiento y operación de sistemas de transmisión de energía eléctrica y la prestación de servicios relacionados.
- Elaborar el plan de expansión y ejecutar los proyectos del Sistema Nacional de Transmisión y comunicación
- Prestar servicios o ejecutar obras asociadas a las diversas actividades de transmisión, transformación, operación y comunicación del Sistema Nacional de Transmisión
- Comercializar el excedente de capacidad del Sistema de Comunicación.
- Participar en la constitución y creación de empresas nacionales e internacionales de derecho público, privado o mixto y asociarse con las existentes
- Ejecutar cualquier otra actividad necesaria para su desarrollo, de conformidad con la ley de la materia.

El Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC) es por tanto el encargado de manejar las operaciones del SIN y con ello el mercado mayorista de electricidad. Éste, de acuerdo a sus funciones legales, debe cumplir con los siguientes objetivos:

- Realizar la programación y el despacho de los recursos disponibles buscando minimizar el costo de abastecimiento dentro de las prioridades definidas por los Criterios de Calidad, Seguridad y Confiabilidad.
- Operar de manera centralizada SNT, atendiendo la demanda de energía eléctrica en condiciones de máxima confiabilidad y calidad.
- Realizar la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), incluyendo las interconexiones internacionales, a un costo mínimo en forma segura y confiable.
- Coordinar la programación del mantenimiento preventivo y correctivo de las instalaciones del SIN y de las Interconexiones Internacionales.
- Administrar el Mercado y calcular las Transacciones Comerciales que surgen por operaciones fuera de contratos, tanto de energía como de potencia y servicios auxiliares.

Distribución

En cuanto al segmento de distribución, en Nicaragua existen tres compañías registradas como agentes distribuidores. Dos de ellas, Disnorte y Dissur, pertenecen desde el año 2013 al grupo TSK-Melfosur y manejan en conjunto cerca del 95% de la red de distribución del país. Ambas compañías funcionan con independencia administrativa y financiera.

La legislación vigente impide que las empresas de distribución se integren verticalmente y que tengan capacidad de generación propia mayor a 10 MW. Adicionalmente, los precios de venta al consumidor final están regulados por el INE.

En la actualidad existen dos tipos de subsidios para el consumidor final de energía. De acuerdo con la Ley de Estabilidad Energética, todos los usuarios domiciliarios con consumos menores de 150 kWh reciben un subsidio que establece el INE previo acuerdo con el MEM. Por otro lado, de acuerdo con la Ley N° 494 que reformó la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) en 2004, los usuarios finales con consumos mensuales menores a 300 kWh están exentos de IVA.

Matriz institucional del sector de hidrocarburos en Nicaragua

Importación		Transformación/Refinación		Comercialización	
Principal Empresa Estatal	Petronic	Empresa	Refinería Plantel Managua	Total de estaciones de servicio	280
Participación	Permitida	Propiedad	Puma	Gasolinas	
Importadores por producto (participación del mercado)		Propiedad	Privada	Política de precios	Libres
Crudo	Puma (100%)	Capacidad de refinación	20.000 Bpd	Empresas (participación del mercado)	Uno (29.1%) Puma (26.6%) DNP (22.2%) Texaco (21.1%) Petronic (0.91%)
Derivados líquidos del petróleo	DNP (46%) Albarisa (40.8%) Puma (9.4%) Petronic (2.4%) Empresa energética de Corinto (1.3%) Los Brasiles (0.1%)	Participación del mercado (2011)	47%	Diesel	
GLP	Tropigas (80.6%) Zetagas (19.4%)	Productos refinados (Volumen en Mbd - Participación en el mercado del producto específico)	Fuel Oil (2,361 - 42.7%) Diesel (1.656 - 47.7%) Gasolinas (827 - 43.3%) GLP (192 - 24.2%)	Política de precios	Libres
				Empresas (participación del mercado)	DNP (32.7%) Puma (25.6%) Uno (20.6%)
				Fuel oil	
				Política de precios	Libres
				Empresas (participación del mercado)	Puma (58.9%) Albanisa (36.9%) DNP (2.7%) Otros (1.4%)
				GLP	
				Política de precios	Regulados
				Empresas (participación del mercado)	Tropigas (65%) Zetagas (13.5%) Puma (12.5%) Petronic (8.9%)
Regulador		Instituto Nacional de Energía			
Nombrados por el Presidente de la República		Libre nombramiento del Presidente de la República			
Financiamiento		Independiente del Presupuesto de la Nación			

Fuente: Elaboración del autor con información de MEM, INE y cálculos propios.

Sub-sector hidrocarburos

Nicaragua es un país que no produce hidrocarburos. Su legislación, sin embargo, prevé la elaboración de contratos de exploración/explotación de hidrocarburos y gas natural en su territorio nacional estableciendo entre otros puntos: (a) que la propiedad de los yacimientos es del Estado de Nicaragua, (b) permitiendo la participación de privados, nacionales e internacionales, (c) estableciendo tres tipos de contratos posibles; de concesión, participación compartida y otros que sean de estándar internacional y (d) estableciendo porcentajes de regalías e ISLR.

La legislación vigente en Nicaragua⁵ permite la libre competencia en todas las etapas del negocio de los hidrocarburos, con la excepción de la exploración y explotación (Art. 2) dentro de un contexto de libre empresa y competencia⁶.

En la actualidad existe una (1) refinería llamada Refinería Managua con capacidad de 20,000 bld⁷. Esta refinería está controlada por la empresa privada Puma Energy desde que en el año 2011 le compró las operaciones a Esso cuando ésta empresa vendió todos sus activos en la región. Los precios de venta de sus productos no están regulados, pero el uso de la infraestructura de transporte es regulado⁸.

La comercialización y distribución de productos derivados de petróleo en Nicaragua permite la participación del sector privado bajo un marco legal que promueve la libre competencia. En la actualidad existen 5 empresas distribuidoras de productos derivados y 4 de GLP. Todos los productos derivados del petróleo (locales e importados) pagan un impuesto llamado "Impuesto Específico al Consumo (IEC)".

5 Ley 277

6 Importación, exportación, refinación, transporte, almacenamiento, comercialización y servicios.

7 No se consiguió información oficial sobre esta refinería, sin embargo, la información disponible sugiere que esta era propiedad de Exxon Mobil y que en el año 2011 fue vendida (así como todas las actividades en Centro América) a la empresa Puma Energy. http://www.pumaenergy.net/section_6/news/test_news_4.aspx

8 No se pudo verificar que exista dicha infraestructura, sin embargo la ley prevé el cobro de una tarifa.

Evolución del Sector Energético





Evolución Matriz Energética 1971 - 2008

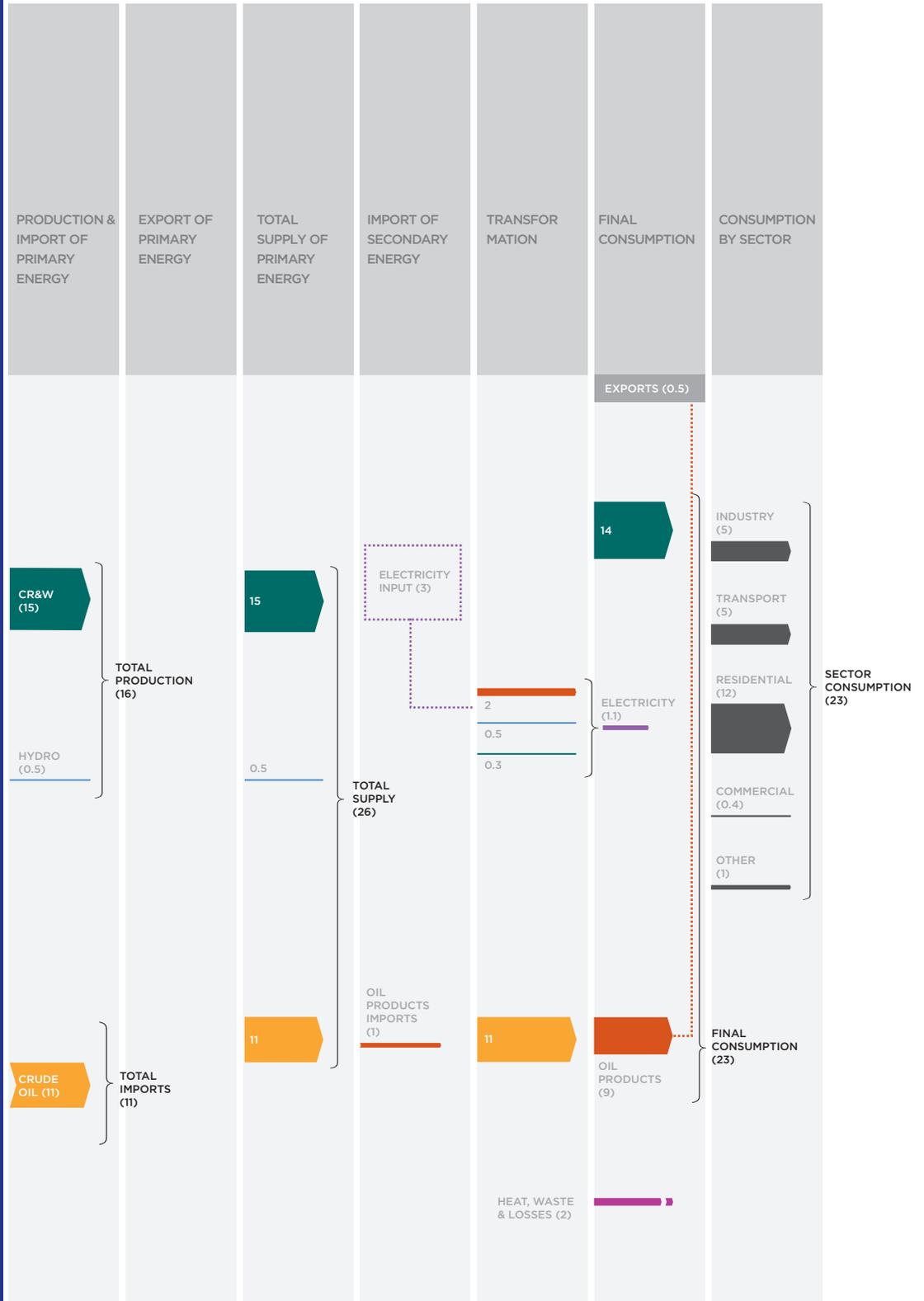


1971-1974

La matriz nicaragüense a comienzos de los años setenta se destaca por su baja diversificación en términos de fuentes. Esencialmente, toda la energía proviene a partir de los biocombustibles – en su amplia mayoría compuestos por leña – y por el crudo importado y refinado en el país. El consumo residencial es considerablemente el mayor de la economía para ese momento.

Energy Flow 1971-1974

(kboe/day)



Consumo Total de Energía

De los 27.5 mbepd que se consumieron en promedio anual entre 1971 y 1974, 55% fueron como bio-combustibles. Este alto porcentaje de participación de esta fuente en el consumo energético se debe al bajo nivel de urbanización del país en ese momento, así como a su nivel de desarrollo económico. El uso de la leña representa más del 80% del consumo de combustibles renovables.

Casi todo el resto del consumo, cerca del 40% lo representan las importaciones de petróleo crudo que se procesaban en la refinería Cuesta del Plomo, entonces propiedad de ExxonMobil e inaugurada en 1962 al oeste de la ciudad de Managua.

El consumo de energía hidráulica, ligeramente superior a 0.5 mbepd y 2% del total, se hace a partir de dos plantas: la central Centroamérica, que empieza operaciones en 1965 con dos unidades de 25 MW de capacidad generadora instalada cada una, y la central Carlos Fonseca, inaugurada en 1972 con 50 MW de capacidad instalada también en dos unidades.

Electricidad

El consumo de las plantas termoeléctricas representó casi 72% de todo el uso de energía para la generación eléctrica, con 2.16 mbepd. Las dos centrales hidroeléctricas del país consumieron por su parte 0.58 mbepd, 19% y el consumo de biocombustibles para la generación eléctrica totalizó 0.27 mbepd, 9% del total. De los 751.75 GWh que se consumieron en promedio anual entre 1971 y 1974, 48% fue a partir de derivados, 45% a partir de hidrogenación y el 7% restante de biocombustibles.

Electricidad	Insumos (mbepd)	%	Consumo eléctrico (GWh)	Consumo eléctrico (mbepd)	%
Combustibles líquidos	2.16	71.66%	359.25	0.52	48%
Hidrogenación	0.58	19.34%	337.50	0.49	45%
Biocombustibles	0.27	9.00%	55.00	0.08	7%
Total	3.01	100	751.75	1.09	100

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de la IEA

Consumo Final por Sectores

Reflejando la preponderancia de los biocombustibles dentro de la matriz energética, para este período el consumo del sector residencial totalizó más de 51% del uso final de energía en Nicaragua. Cerca de 93% del consumo residencial de energía fue de biocombustibles. El sector transporte, con 22% del total y solo consumiendo productos derivados, se ubicó en segundo lugar con 5.2 mbepd, ligeramente por encima del sector industrial. Este consumo totalizó 5.1 mbepd de los cuales 62% fueron biocombustibles y 28% derivados, para así también sumar cerca de 22%.

Consumo por Sectores	Industria	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Combustibles líquidos	27.9%	100%	3.9%	89.9%	82.1%
Combustibles renovables	61.8%	0.0%	92.7%	0.0%	3.0%
Electricidad	10.3%	0.0%	3.4%	10.1%	15.1%
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA



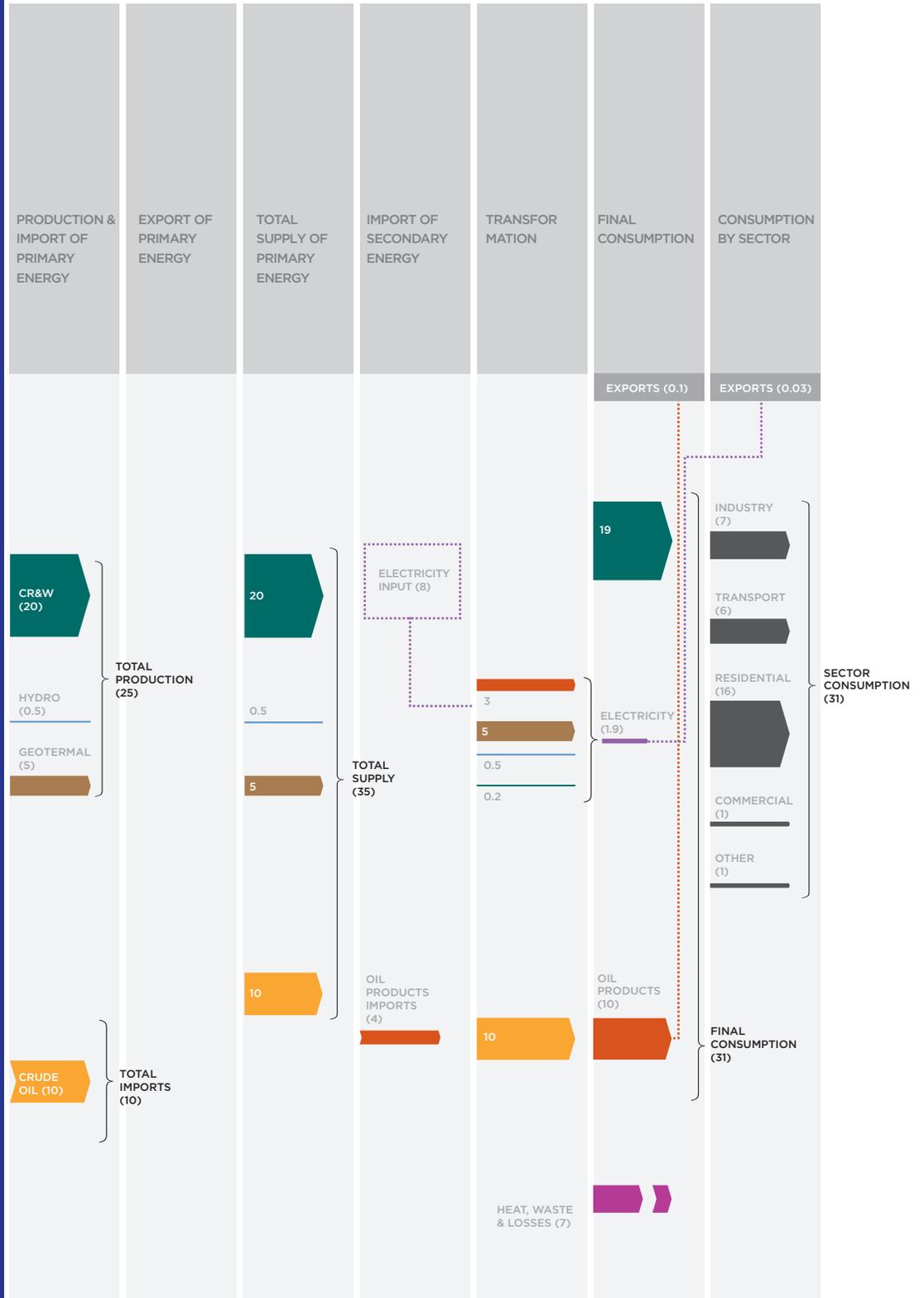
1984-1987

Para este período es importante notar la incorporación a la matriz de la energía geotérmica, explotada a partir del campo Momotombo desde 1983. Además de ese cambio, la matriz no muestra importantes diferencias más allá de un crecimiento general del consumo energético y del consumo de energía biocombustible.

1984-1987

Energy Flow

(kboe/day)



Consumo Total de Energía

Entre 1974 y este período analítico, el consumo total de energía creció 41% para ubicarse ligeramente por debajo de los 39 mbepd. Este crecimiento se explica por dos factores principales. El primero es el auge en el consumo de combustibles renovables, que crecen 32% y totalizan casi 20 mbepd para este período – 51% del consumo total de final de los años ochenta. Estos biocombustibles siguieron siendo poco menos de 80% leña, usada en zonas rurales para cocción principalmente. El segundo factor es la incorporación de la energía geotérmica, con casi 5 mbepd y 12% del consumo total. La explotación del recurso geotérmico se hace en Nicaragua desde 1983 en el campo Momotombo con dos unidades de 35 MW de capacidad instalada, al norte de Managua y a orillas del Lago Nicaragua.

El parque hidrogenerador se mantuvo sin cambios y así el consumo de la energía hidráulica se mantiene cerca de los 0.5 mbepd y baja así a ser 1% del consumo total. Las importaciones de crudo y su refinamiento en Cuesta del Plomo no registraron importantes cambios, siguiendo así cerca de los 10 mbepd y bajando a ser 26% del total consumido de este período. Es importante notar el crecimiento de casi 300% de las importaciones de producto derivado, que pasaron a 3.8 mbepd y representaron el 10% del consumo total.

Electricidad

Con la explotación del recurso geotérmico, esa fuente pasó a ser la mayor parte del consumo para la generación eléctrica con 4.61 mbepd – 56% del total. Los combustibles líquidos cayeron al segundo lugar dentro de este consumo generador con 35% mientras que la energía hidráulica representó solo 6%. Sin embargo, de los 1,136.25 GWh que se consumieron como electricidad en promedio anual entre 1984 y 1987, 46% fue a partir de derivados del petróleo, 26% de hidrogeneración y 23% de geotermia. Esta caída de la energía geotérmica se explica por su baja tasa de eficiencia en la generación eléctrica.

Electricidad	Insumos (mbepd)	%	Consumo eléctrico (GWh)	Consumo eléctrico (mbepd)	%
Combustibles líquidos	2.93	35%	526.50	0.86	46%
Hidrogeneración	0.52	6%	298.25	0.49	26%
Biocombustibles	0.22	3%	44.75	0.07	4%
Geotermia	4.61	56%	266.75	0.43	23%
Total	8.28	100	1,136.25	1.85	100

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

Consumo Final por Sectores

El consumo residencial amplió su importancia para este período al crecer 38% y pasando a representar 53% del consumo final. Continuó consumiendo más de 90% de su energía como combustible renovable. La industria subió al segundo lugar, con 21% del total gracias a su consumo de 6.6 mbepd compuestos en 60% de biocombustibles y 32% de derivados. El transporte, solo consumiendo derivados, cayó al tercer lugar con 19% del total y 5.9 mbepd. El sector comercial y otros representaron 7% del total.

Consumo por sectores	Industria	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Combustibles líquidos	31.6%	100%	3.1%	69.1%	72.4%
Combustibles renovables	59.8%	0.0%	92.4%	0.0%	3.0%
Electricidad	8.6%	0.0%	4.5%	30.9%	24.4%
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA



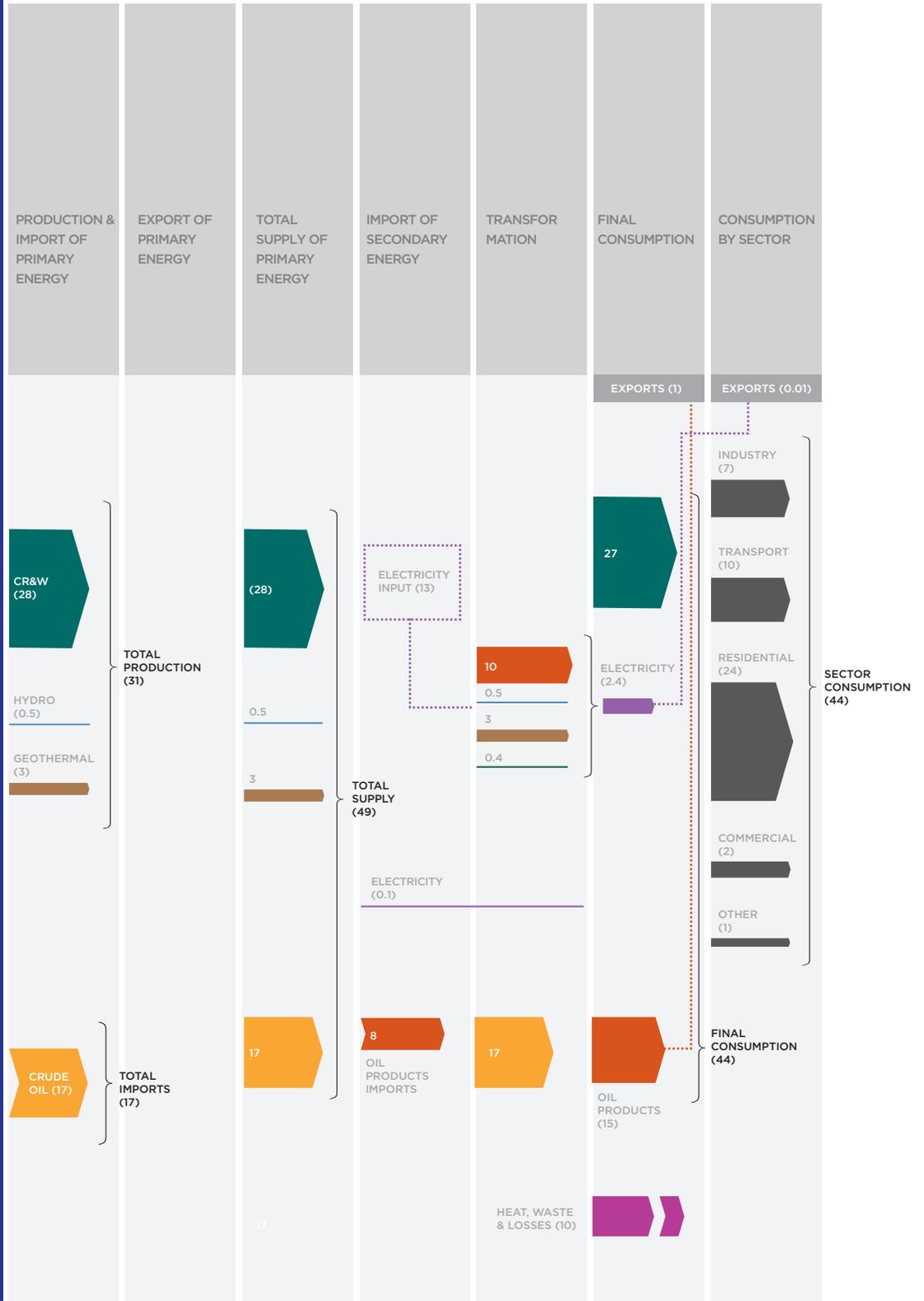
1999-2002

Para comienzos del siglo veintiuno, la matriz nicaragüense refleja pocos cambios sobre sus patrones históricos, más allá de un pronunciado crecimiento en el consumo de biocombustibles y en las importaciones de petróleo crudo.

1999-2002

Energy Flow

(kboe/day)



Consumo Total de Energía

Impulsado por crecimiento en importaciones de crudo y de productos derivados, así como mayor uso energético a partir de combustibles renovables y desechos, el consumo total para este período continuo su tendencia creciente llegando a 56 mbepd, 45% por encima del total a finales de los años ochenta. Los biocombustibles, aun 80% compuestos por consumo de leña, mantienen su primer lugar con 28 mbepd, equivalentes al 50% del CTE.

Las importaciones de petróleo crudo aún son la segunda fuente para el consumo nicaragüense con 31% del total. La importación de crudo aumentó 74% sobre el período anterior gracias a una expansión en la capacidad de la refinería de Cuesta del Plomo, llegando así a 17.3 mbpd. También debemos notar que se duplican las importaciones de derivados de petróleo para este momento, ubicándose en casi 8 mbepd de los menos de 4 mbepd que totalizaban al final del período anterior.

El consumo reportado por la Agencia Internacional de Energía de energía geotérmica en Nicaragua, a pesar de la incorporación de la segunda central del país en San Jacinto-Tizate con dos turbinas de 5 MW de capacidad instalada, cae a 2.8 mbepd.

Electricidad

Para cambios de década, Nicaragua profundizó notablemente su dependencia de los combustibles líquidos para la generación eléctrica, al crecer estos de 35% a 71% del consumo generador de electricidad entre los dos períodos, llegando a casi 9 mbepd de los 12.6 consumidos para este propósito. Le siguió la geotermia, que bajó de 56% a 22% mientras que en tercer lugar con 4% del consumo generador se ubicó la hidrogenación. Los combustibles líquidos fueron 80% de los 2,391 GWh consumidos de electricidad en promedio anual durante este período. La geotermia fue 7% y la hidrogenación 12% por eficiencia.

Electricidad	Insumos (mbepd)	%	Consumo eléctrico (GWh)	Consumo eléctrico (mbepd)	%
Combustibles líquidos	8.95	71%	1,905.50	1.91	80%
Hidrogenación	0.48	4%	275.75	0.28	12%
Biocombustibles	0.40	3%	46.75	0.05	2%
Geotermia	2.81	22%	163.00	0.16	7%
Total	12.64	100	2,391.00	2.40	100

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

Consumo Final por Sectores

De nuevo el uso energético del sector residencial explicó la mayoría del consumo nicaragüense, con 55% y 24 mbepd, 94% de biocombustibles. El uso industrial fue de nuevo rebasado por el consumo transportista. El primero totalizó 7.3 mbepd (17% del total), 55% de biocombustibles y 37% de derivados. Esto significó una ligera caída en el uso de los biocombustibles a favor de los derivados. Por su parte, el transporte llegó a 9.7 mbepd (22% del total) y usa únicamente productos derivados del petróleo crudo, lo cual mantiene su patrón histórico particular.

Consumo por sectores	Industria	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Combustibles líquidos	36.6%	100%	2.7%	40.6%	75.5%
Combustibles renovables	54.8%	0.0%	94.0%	14.8%	8.0%
Electricidad	8.6%	0.0%	3.3%	44.6%	16.4%
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA



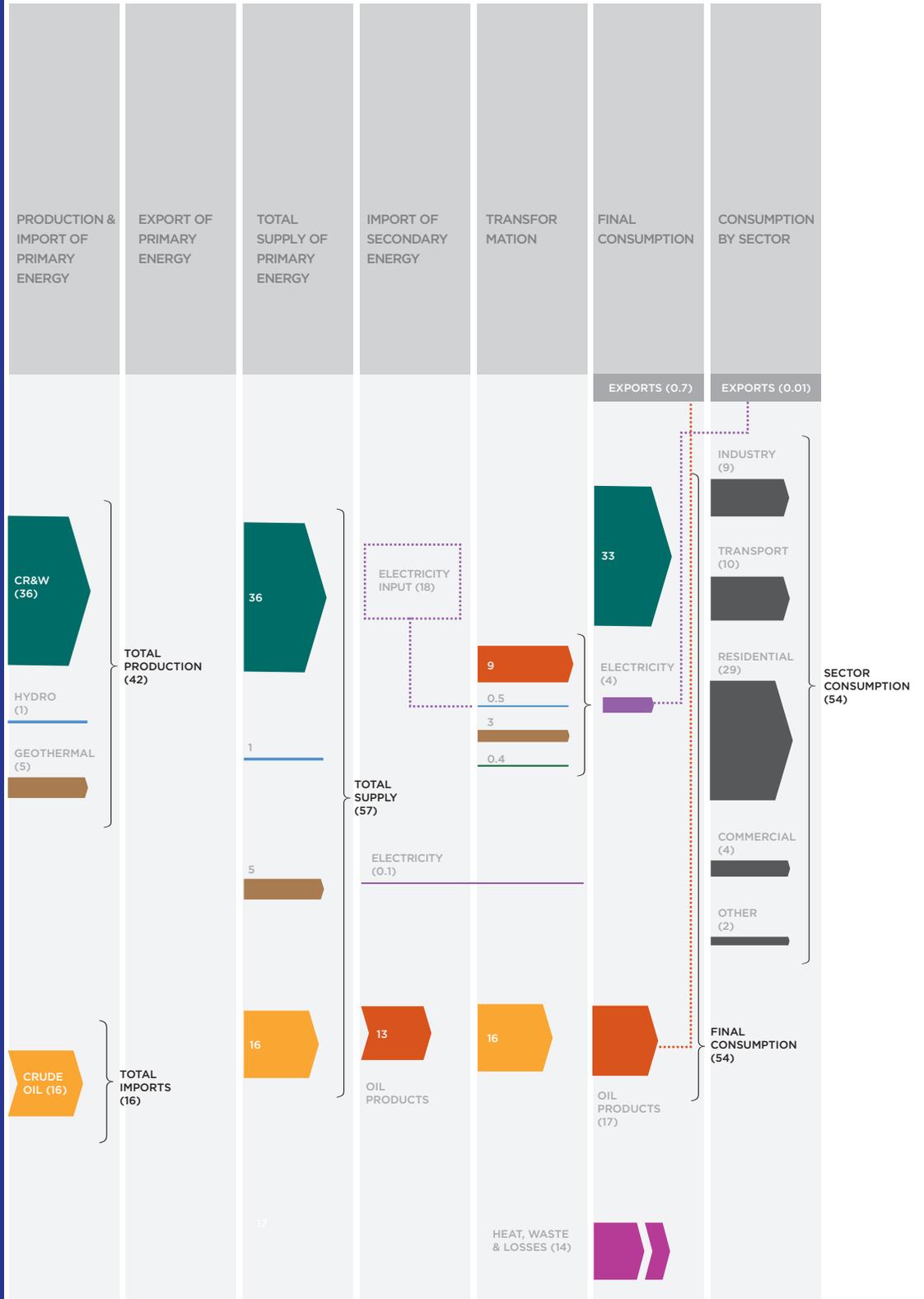
2005-2008

Si bien en términos generales la matriz nicaragüense no sufre importantes cambios estructurales, si tiene un notable crecimiento en el corto período entre los dos momentos analíticos. Este aumento en el consumo se debe principalmente a un auge en el uso de derivados importados, la recuperación del consumo geotérmico y el continuo crecimiento del consumo de biocombustibles.

2005-2008

Energy Flow

(kboe/day)



Consumo Total de Energía

A diferencia de casi todos los países de la región, incluso para finales de años 2000, los biocombustibles representaban la mayoría del consumo total de energía nicaragüense, lo cual indica un duradero nivel de ruralismo en el país, entre otros factores. Esta fuente es 51% del CTE con casi 36 mbepd para el período 2005-2008. A los biocombustibles les siguieron las importaciones de petróleo crudo, con 22% del consumo total y 15.6 mbepd – 10% por debajo del total anterior.

La disminución en importación de crudo se explica con el aumento importación de producto derivado, la cual que creció 72% para ubicarse en 13 mbepd – 19% del CTE. El consumo a partir de energía geotérmica gracias a las dos centrales nicaragüenses, vuelve a sus niveles de los años ochenta y totaliza 5 mbepd, representando 7% del consumo total. Trabajos de eficiencia y mejor aprovechamiento del recurso hídrico, así como la incorporación a la matriz de pequeñas centrales hidráulicas como Wabule y Las Canoas, impulsaron el consumo de energía hidráulica 43% para dejar esta fuente como 1% del CTE con 0.7 mbepd.

Electricidad

Al recuperarse la energía geotérmica, los combustibles líquidos bajaron en participación del 75% al 57% aunque aumentaron su aporte al consumo generador a 10 mbepd. Le siguió la geotermia con 28% del consumo de generación con 4.95 mbepd. Por primera vez, el aporte al consumo generador de los biocombustibles (2 mbepd, 11%) superó a la hidrogenación (0.7 mbepd, 4%). A partir de este consumo se generaron 3,098.5 GWh, de los que 70% vinieron a partir de combustibles líquidos, 13% de hidrogenación, 9% de geotermia y 8% de biocombustibles.

Electricidad	Insumos (mbepd)	%	Consumo eléctrico (GWh)	Consumo eléctrico (mbepd)	%
Combustibles líquidos	10.14	57%	2,160.50	2.51	70%
Hidrogenación	0.68	4%	395.25	0.46	13%
Biocombustibles	2.00	11%	256.00	0.30	8%
Geotermia	4.95	28%	286.75	0.33	9%
Total	17.78	100%	3,098.50	3.59	100%

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

Consumo Final por Sectores

Los patrones de consumo entre 2002 y 2008 se mantuvieron prácticamente idénticos. El consumo residencial creció 22% para totalizar 29 mbepd pero aún fue 55% del consumo final, y 94% de su energía consumida vino de los biocombustibles. El transporte, casi 10 mbepd, bajó del 22 al 19% del consumo por sectores con un leve crecimiento del 2%. La industria creció 23% para totalizar casi 9 mbepd y redujo su uso de biocombustibles, que bajaron al 51% de 55% al subir su uso de combustibles líquidos de 36.6% a 38.1%. El sector comercial, 40% de líquidos y 34% de electricidad, aumentó notablemente su consumo para totalizar 3.7 mbepd y representar así 7% del consumo final.

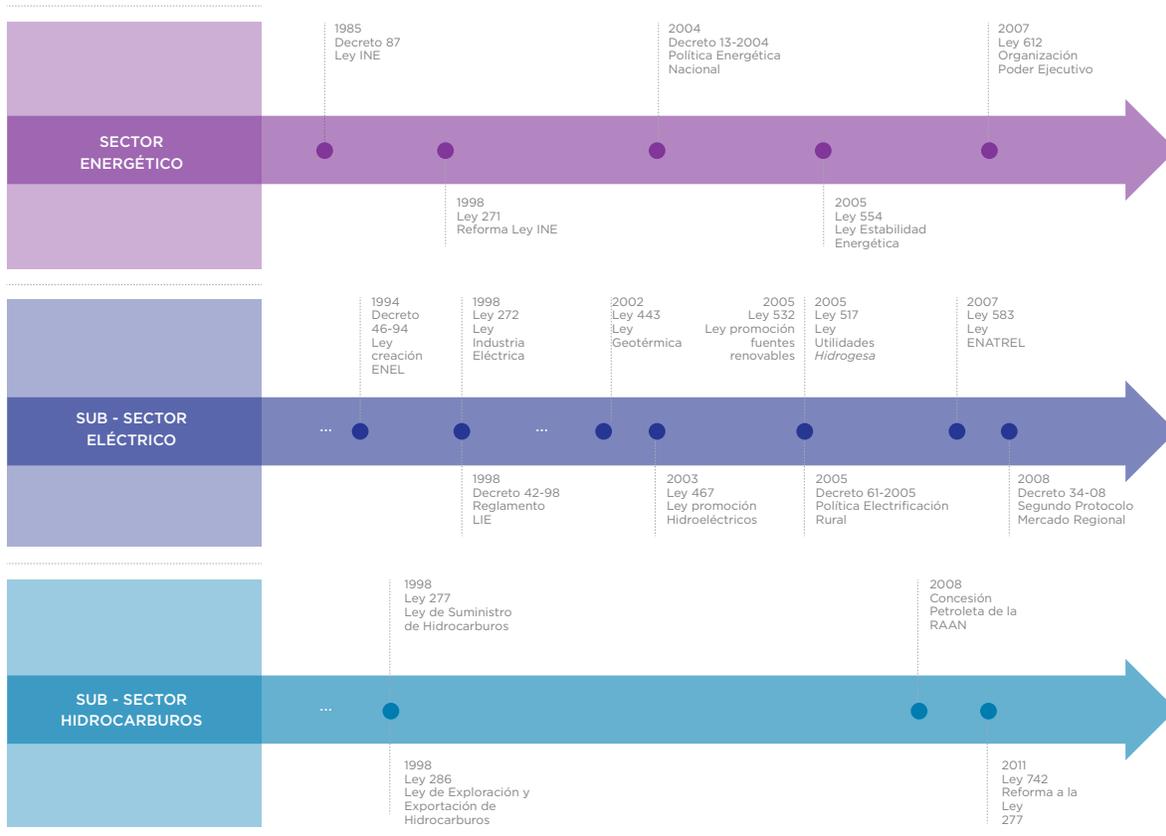
Consumo por sectores	Industria	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Combustibles líquidos	38.1%	2.2%	0.0%	40.2%	69.9%
Combustibles renovables	50.5%	93.8%	6.1%	25.8%	21.0%
Electricidad	11.5%	3.9%	88.7%	34.0%	9.0%
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA



Evolución Institucional del Sector Energético

Evolución del marco regulatorio del sector energético, sub-sector eléctrico y sub-sector de hidrocarburos



Fuente: Elaboración propia

Origen

La evolución institucional del sector energético en Nicaragua presenta una larga historia de presencia estatal que se fue reduciendo a partir de mediados de la década de los años noventa. En el sub-sector eléctrico el estado tuvo el control casi monopolístico desde el año 1941. En el sub-sector hidrocarburos el sector público controló todas las importaciones de crudo y derivados del petróleo desde 1979 cuando se creó⁹ la empresa pública Petronic.

La historia de la presencia estatal en el sub-sector eléctrico se remonta a 1941 cuando la empresa estatal Ferrocarril del Pacífico de Nicaragua compró la empresa eléctrica Central América Power Corporation, que estaba en manos de una empresa estadounidense. Posteriormente, en 1954, se creó¹⁰ como ente autónomo la Empresa Nacional de Luz y Fuerza Eléctrica (ENALUF)¹¹ que fue la primera empresa estatal nicaragüense dedicada exclusivamente a la provisión de energía eléctrica.

Bajo el periodo de gobierno de la Revolución Sandinista (1979 – 1990) la empresa estatal de electricidad, denominada Instituto Nacional de Energía (INE)¹² desde 1979, asumió el control total del sector energético. Tomó el control en el caso del sub-sector eléctrico mediante la absorción de los activos de las pocas empresas privadas que existían en el país.

En 1981 el INE asumió amplias responsabilidades en el sub-sector hidrocarburos cuando se le otorgó¹³ la responsabilidad gerencial sobre la empresa pública Petronic, que tenía la exclusividad en la importación de crudo y derivados del petróleo. Unos meses después se promulgó la Ley Orgánica de Petronic.¹⁴

Finalmente en el año 1985, mediante el decreto N° 87¹⁵ que promulgó la Ley Orgánica de INE, se le otorgaron amplias responsabilidades en todas las áreas del sector energético. Como muestra se puede revisar el artículo tercero¹⁶ de la ley orgánica, en el cual se especifica que el INE debía ser no sólo el único participante del mercado eléctrico, de hidrocarburos y de fuentes alternas de energía, sino que además debía diseñar las políticas del sector y las regulaciones.

9 Decreto No. 135. Reforma Ley del Ministerio de Comercio Exterior. Aprobado el 31 de Octubre de 1979. Publicado en La Gaceta No. 48 del 03 de Noviembre de 1979

10 Decreto Legislativo No. 102. Ley constitutiva de la empresa nacional de luz y fuerza eléctrica. Aprobado el 08 de Septiembre de 1954. Publicado en La Gaceta No. 239 del 23 de Octubre de 1954.

11 La Empresa Nacional de Luz y Fuerza (ENALUF) fue creada con los activos de la Empresa de Luz y Fuerza de Managua. Esta empresa fue creada en el año 1953 al absorber los activos relacionados a la provisión de energía eléctrica que controlaba la empresa Ferrocarril del Pacífico de Nicaragua. Mediante el Decreto Ejecutivo N° 16 Aprobado el 9 de Abril de 1953. Publicado en La Gaceta 84 del 14 de Abril de 1953.

12 Decreto No. 16. Transformación de Empresa Nacional de Luz y Fuerza en Instituto Nicaragüense de Energía (INE). Aprobado el 23 de julio de 1979. Publicado en La Gaceta No. 2 del 23 de Agosto de 1979.

13 Decreto No. 807. Adscripción de Empresa Nicaragüense del Petróleo al INE. Publicado en La Gaceta No. 201 del 5 de septiembre de 1981.

14 Decreto No. 902. Ley Orgánica de la Empresa Nicaragüense del Petróleo (Petronic). Publicada en La Gaceta Diario Oficial No. 286 del 16 de Diciembre de 1981

15 Decreto No. 87. Ley Orgánica del Instituto Nicaragüense de Energía. Aprobado el 23 de Mayo de 1985. Publicado en La Gaceta No. 106 de 6 de Junio de 1985.

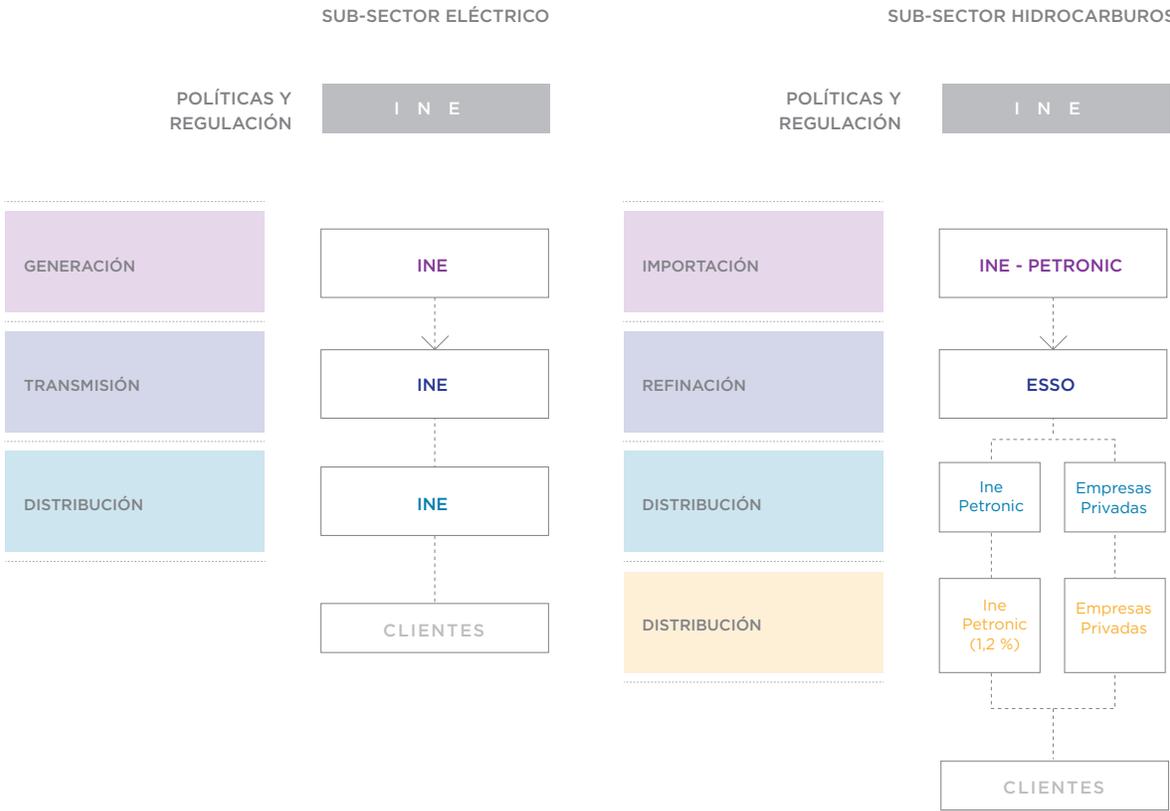
16 Artículo 3 de la Ley Orgánica del INE: "El Instituto es el organismo rector de la política energética nacional, correspondiéndole por lo tanto, la planificación, organización, dirección, administración, exploración, explotación, aprovechamiento, control y manejo de los recursos energéticos, tanto nacionales como importados, bajo las directrices emitidas por el Gobierno"

Por lo tanto, para el año 1990, el INE controlaba todas las actividades del sub-sector eléctrico y manejaba en exclusividad, a través de Petronic, la importación de crudo y derivados. Sin embargo, en el mercado interno de derivados, sí había presencia del sector privado.

El crudo importado por Petronic era vendido a ESSO que era dueña de la única refinería en el país. La comercialización a los clientes finales estaba controlada por cuatro empresas privadas y había una participación marginal de Petronic. La participación en el mercado se distribuía así: ESSO 65.5%, Shell 14.3%, Texaco 10.5%, Chevron 8.5% y Petronic 1.2%.¹⁷

Por lo tanto, como muestra la figura 1, para principios de la década de los 90 prácticamente todo el sector energético en Nicaragua estaba controlado por INE.

Figura 1. Estructura del Sector Energético en Nicaragua, año 1990.



Fuente: INE, MEM, Cepal y legislación de la época

17 INE. Distribución del mercado de los derivados del petróleo por empresa, 1990. http://www.ine.gob.ni/DGH/estadisticas/serie_estadistica/Mercado90.pdf

Pacificación y reformas

En las elecciones presidenciales del 25 febrero de 1990 es electa Violeta Barrios de Chamorro con el 54.7% de los votos, ganándole a Daniel Ortega, presidente en ejercicio y miembro del Frente Sandinista de Liberación Nacional (FSLN). El 25 de abril del mismo año toma posesión del cargo, significando la primera transferencia de poder mediante el voto en la historia de Nicaragua. La pacificación, la reconciliación nacional y la vuelta a una economía de mercado fueron los temas prioritarios de Violeta Chamorro durante la campaña.

Su candidatura estaba apoyada por la Unión Nacional Opositora (UNO), que era un conglomerado de catorce partidos de varias tendencias ideológicas los cuales tenían como foco de unión su oposición al gobierno sandinista. Las elecciones marcaron un hito importante en el proceso de pacificación del país que, durante prácticamente toda la década de los años ochenta, había sufrido un periodo de lucha armada entre el gobierno sandinista y los grupos opositores armados denominados “contras”.

Al igual que la situación política, la situación económica del país a principios de los años noventa era de extrema dificultad. Durante los ochenta los indicadores económicos fueron deteriorándose aceleradamente. El país tenía sufría un proceso hiperinflacionario desde 1985, el PIB había caído todos los años de la década y la deuda externa representaba una carga monumental. En el año 1989 el PIB cayó 2.3% (viniendo de una caída de 15% en 1988), los precios aumentaron 4.770% y la deuda representaba el 752% del PIB a precios corrientes.¹⁸ El sector energético no fue ajeno a la crisis que atravesaba el país, para el año 1992 el déficit de electricidad se ubicaba entre 10 y 15% de la demanda y las pérdidas alcanzaban el 24%.¹⁹

El nuevo gobierno buscó la asistencia de las agencias multilaterales ante la compleja situación económica. Los programas diseñados por el Banco Mundial y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) incluyeron, entre las áreas prioritarias, reformas al sector energético. Los organismos multilaterales propusieron entre otras cosas aumentar la participación privada en el sector, la reestructuración del INE y la creación de una agencia reguladora.

El gobierno de Chamorro, buscando el cumplimiento de los compromisos de reformas, modifica en el año 1992 la Ley Orgánica del INE. El decreto N° 25-92²⁰ eliminó la exclusividad del INE sobre el mercado eléctrico y de importación de hidrocarburos, le permitió otorgar permisos y concesiones a otras empresas y le autorizó a contratar a empresas privadas. Esta reforma permitió la entrada de

¹⁸ World Bank. Report and recommendation of the president of the international development association to the executive directors on a proposed economic recovery credit of sdr 83.5 million (us\$110 million equivalent) to the republic of Nicaragua. September 3, 1991.

¹⁹ World Bank. Nicaragua - Public sector expenditure review (Vol. 2 of 3) : Main report. September 11, 1992.

²⁰ Decreto No. 25-92. Reforma a la ley orgánica del Instituto Nicaragüense de Energía. Aprobado el 06 de Abril de 1992. Publicado en La Gaceta 80 de 28 de Abril de 1992.

capital privado en el sub-sector eléctrico y en la importación de hidrocarburos, abrió el camino para la creación de nuevas empresas públicas y posibilitó la futura transformación del INE de organismo público omnipotente a agencia reguladora del sector energético.

Dos años después, en 1994, se firma el Decreto Ley N° 46-94²¹ que crea la Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL). Entre los objetivos de la nueva empresa estaba generar, transmitir, distribuir y comercializar energía eléctrica, la coordinación del Centro Nacional de Control de Carga y la operación del Sistema Interconectado Nacional. En consecuencia, para poder ejercer sus funciones, le son traspasados todos los activos de INE que se relacionen a estas actividades. El INE en la práctica, al tener que traspasar todos sus activos para la provisión de energía eléctrica, queda sólo con las atribuciones de política y regulación que le otorgaba la ley de 1985.

A finales del año 1994 también se producen cambios de fondo en el sub-sector hidrocarburos. En diciembre del cuarto año de su gobierno, Violeta Chamorro promulga el decreto N° 56-94²² que reglamentó la importación y comercialización de los hidrocarburos. Este instrumento estableció la figura de las licencias para importación, que podrían ser otorgadas por el INE a cualquier persona natural o jurídica que cumpliera con algunos requisitos. Adicionalmente establece un régimen de precios regulados²³ para la gasolina, el diésel, el kerosene y el gas licuado del petróleo (GLP), liberando los precios de todos los demás productos derivados.

Al año siguiente, en junio de 1995, se volvió a reformar la Ley Orgánica del INE mediante el decreto N° 30-95²⁴. Esta reforma modificó nuevamente sus funciones consolidando la nueva arquitectura institucional del sector energético. En esta oportunidad se eliminaron sus responsabilidades sobre las políticas, las actividades operativas del mercado eléctrico y el control de Petronic. Las funciones del INE, como resultado de esta transformación, se acotaron únicamente a actividades regulatorias en ambas ramas del sector energético.

El decreto 30-95 formalizó la transformación que de facto sufrió el INE en 1994 cuando traspasó sus activos a ENEL. Además le traspasó las atribuciones en el diseño de políticas al Ministerio de Comercio y Transporte que fue creado²⁵ en el año 1990. Igualmente, otorgó al Ministerio de Economía y Desarrollo todas las actividades regulatorias y de otorgamiento de permisos, relacionados a la exploración y explotación de hidrocarburos.

21 Decreto Ley No. 46-94. Creación de la Empresa Nicaragüense de Electricidad (Enel), Aprobado el 28 de Octubre de 1994. Publicado en La Gaceta No. 204 del 1 de Noviembre de 1994.

22 Decreto No. 56-94. Reglamento para la importación y comercialización de hidrocarburos. Publicado en La Gaceta No. 240 del 22 de diciembre de 1994

23 Se crea la figura del Precio Máximo al Consumidor.

24 Decreto No. 30-95 del 14 de junio de 1995. Reforma a la ley orgánica del Instituto Nicaragüense de Energía (INE). Publicado en La Gaceta No. 118 del 26 de junio de 1995

25 Decreto No. 1-90 de 25 de abril de 1990. Decreto de ley creadora de ministerios de estado. Publicado en La Gaceta No. 87 de 8 de mayo de 1990.

El mismo día en que se reformó la Ley Orgánica del INE se firmó el decreto N° 26-95²⁶ que reformó la Ley Orgánica de Petronic de 1981. La empresa pública se establece en esta reforma como una empresa autónoma con funciones comerciales y se eliminan las referencias que se hacían sobre su adscripción al INE.

Así, al final del gobierno de Violeta Chamorro, el INE quedó como la institución reguladora de todo el sector energético (exceptuando lo relacionado a la exploración y explotación de hidrocarburos). El sub-sector eléctrico estaba formado por ENEL como única empresa pública de electricidad manejando el monopolio integrado verticalmente y al Ministerio de Construcción y Transporte (MCT) como el organismo encargado del diseño de las políticas.

En el sub-sector hidrocarburos se mantenía una presencia importante de las empresas privadas en el mercado interno de derivados, aunque se evidenció un avance de Petronic en su participación en este mercado pasando de representar el 1.9% en 1990 a 27.7% en 1996.²⁷ Por otro lado, se redujo el control de Petronic en la importación de hidrocarburos.

Profundización de la liberalización

El sucesor de Violeta Chamorro en la presidencia fue Arnoldo Alemán. El nuevo presidente fue electo en las elecciones presidenciales del 20 de octubre de 1996 representando a la “Alianza Liberal”, una coalición de partidos²⁸ de ideología liberal que habían formado parte de la UNO. La oferta de políticas públicas del nuevo gobierno buscaba la consolidación del proceso de pacificación política y la profundización de la liberalización de la economía.

Durante el gobierno de Arnoldo Alemán se efectuaron reformas y se tomaron medidas de política que fueron fundamentales en la nueva arquitectura del sector energético. Los instrumentos regulatorios aprobados durante este gobierno buscaron llenar vacíos legales que existían producto de un marco legal disgregado. Por lo tanto, las cuatro leyes principales aprobadas entre 1997 y 1998 formaron el esqueleto de todo el sector energético.

Una de las leyes centrales para la reforma efectuada en el gobierno de Arnoldo Alemán fue la ley N° 271, que reformó a la ley orgánica del INE. Esta ley derogó el decreto 30-95 del gobierno de Violeta Chamorro. Pero, al igual que aquel decreto, acotó las funciones del INE a actividades exclusivamente

26 Decreto No. 26-95. Aprobado el 14 de Junio de 1995. Reforma a la Ley Orgánica de la Empresa Nicaragüense del Petróleo (PETRONIC). Publicado en La Gaceta No. 118 del 26 de Junio de 1995.

27 INE. Distribución del mercado de los derivados del petróleo por empresa, 1990, 1996. http://www.ine.gob.ni/DGH/estadisticas/serie_estadistica/Mercado90.pdf

28 Los partidos que formaban parte de la coalición eran: Partido Liberal Constitucionalista (PLC), Partido Neoliberal (PALI), Liberal Independiente de Unidad Nacional (PLIUN) y el Partido Liberal Nacionalista (PLN).

regulatorias. El principal aporte de la ley N° 271 fue que especificó detalladamente las funciones regulatorias del instituto en cada uno de los sub-sectores del sector energético.

Junto a la reforma del INE hubo legislaciones específicas en los dos segmentos del sector energético. En el área de hidrocarburos se promulgó en 1997 la ley N° 277²⁹ denominada Ley del Suministro de Hidrocarburos y en 1998 la ley N° 286³⁰ titulada como Ley Especial de Exploración y Explotación de Hidrocarburos. Por su parte, para el sub-sector eléctrico, se promulgó en marzo de 1998 la ley N° 272³¹ denominada Ley de la Industria Eléctrica (LIE).

Nuevo marco legal del sub-sector hidrocarburos

La ley N° 277 fue el primero de los cuatro instrumentos (referente al área energética) aprobados en el gobierno de Arnoldo Alemán. Diseña una nueva estructura institucional en la cual la Comisión Nacional de Energía (CNE)³² se ocupa del diseño de las políticas y el INE se dedica a la regulación del mercado de los derivados del petróleo. Con respecto a la regulación, detalla con mayor precisión las atribuciones regulatorias y normativas del INE sobre ese mercado. Como por ejemplo, organiza, junto a su reglamento³³, la participación de los agentes privados en las actividades del mercado de los hidrocarburos mediante un sistema de licencias otorgadas por el INE.

La ley de suministro de hidrocarburos y su reglamento sentaban las bases para el funcionamiento de un mercado de derivados con limitada intervención del estado. De hecho sólo se estipulaba la intervención en los precios en casos de emergencia. Sin embargo, ambos instrumentos mantuvieron vigente las disposiciones del decreto 56-94 sobre la potestad del INE en la fijación de precios máximos de venta de ciertos productos. Por lo tanto, en la práctica, el INE siguió fijando los precios de los cuatro productos regulados³⁴.

A la ley N° 277, que regulaba las actividades aguas abajo de la industria de los hidrocarburos, le siguió la ley N° 286 que estaba destinada a regular las operaciones aguas arriba. Con la ley N° 286 se establecía un nuevo marco legal para la exploración y explotación de petróleo en territorio nicaragüense, sustituyendo legislaciones que se remontaban al año 1958.

29 Ley No. 277. Aprobado el 26 de Noviembre de 1997. Ley de suministro de hidrocarburos. Publicado en La Gaceta No. 25 del 6 de Febrero de 1998.

30 Ley N° 286. Aprobado el 18 Marzo 1998. Ley especial de exploración y explotación de hidrocarburos. Publicado en La Gaceta No. 109, del 12 Junio 1998.

31 Ley No. 272. Aprobado el 18 Marzo 1998. Ley de la industria eléctrica. Publicado en La Gaceta No. 74 del 23 Abril 1998

32 Órgano del Poder Ejecutivo creado posteriormente en la ley N° 272.

33 Decreto Ejecutivo No. 38-98. Aprobado el 6 Mayo 1998. Reglamento de la ley de suministro de hidrocarburos. Publicado en La Gaceta No. 97, del 27 Mayo 1998.

34 Los cuatro productos regulados según el decreto 56-94 eran: gasolina, diesel, kerosene y gas licuado del petróleo.

La estructura institucional planteada en la nueva legislación estableció al CNE como el ente encargado del diseño de políticas y al INE como ente regulador. Al igual que las demás iniciativas legislativas de la época, la ley N° 286 permitía la participación del sector privado en el sector. Sin embargo, por disposición constitucional, se mantenía la propiedad estatal de los hidrocarburos que se hallaran en el país.

Nuevo marco legal del sub-sector eléctrico

En el sub-sector eléctrico también se produjo una reforma profunda. En el año 1998 se promulgó la ley N° 272 denominada la Ley de la Industria Eléctrica (LIE). Con esta ley se establece el marco regulatorio de todo el sub-sector eléctrico ya que reemplazó toda la legislación previa que existía desde 1957.

Entre los principales aportes de la LIE se encuentran:

- Creó a la **Comisión Nacional de Energía (CNE)**. Este organismo adscrito al poder ejecutivo estaría dedicado al diseño de las políticas del sector. La CNE sustituyó entonces al Ministerio de Comercio y Transporte.
- Reitera la función reguladora del INE.
- Permite la plena participación del sector privado en la generación y distribución.
- Se estableció la propiedad estatal de la Empresa de Transmisión.
- Prohíbe la integración vertical de los agentes del mercado. Con excepción de las empresas participantes en los sistemas aislados.
- Se estableció al **Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC)** como la entidad encargada de la coordinación del mercado eléctrico. Esta unidad deberá estar adscrita a la empresa estatal de transmisión.
- Creó la figura de las licencias para la generación y las concesiones para la distribución. Ambas con plazo de vigencia hasta por 30 años.
- Estableció dos regímenes de precios:
 - El **Régimen de Precios Libres**: Para las transacciones entre generadores, cogeneradores, autoprodutores, distribuidores, grandes consumidores, comercializadores, importaciones y exportaciones.
 - El **Régimen de Precios Regulados**: Para las ventas a consumidores finales y para el transporte de energía en los sistemas de transmisión y distribución.
- Otorgó al INE la responsabilidad de determinar los precios regulados.
- Se exoneró por tres años de todos los impuestos y gravámenes a la importación de equipos para el sistema de provisión de energía eléctrica al público.

- Se exoneró de forma indefinida los gravámenes a los combustibles para la generación.
- Ordena la segmentación de ENEL en varias empresas en concordancia con la restricción sobre la integración vertical.

Con la promulgación de la LIE el gobierno de Arnoldo Alemán buscó el desarrollo de un mercado de electricidad competitivo, sin integración vertical y con plena participación de empresas privadas. Bajo este objetivo la LIE ordenaba la segmentación de ENEL en varias empresas según sus áreas de servicios para su posterior venta. Estas disposiciones abrieron paso al proceso de privatización de la principal empresa estatal del sector.

Segmentación y privatización de ENEL

En marzo de 1999 el presidente nicaragüense firma el Acuerdo Presidencial No.116-99³⁵ en el cual se formaliza el proceso de segmentación de ENEL. En este documento el presidente Alemán autoriza la constitución de siete empresas que debían absorber los activos de la empresa estatal. Las autoridades autorizadas debían constituir cuatro empresas de generación, dos empresas de distribución y una empresa de transmisión.

Para manejar el proceso de segmentación de la empresa estatal se había creado en el año 1997 la Unidad Reestructuradora de la ENEL, unidad que fue formalizada en el año 1998 mediante decreto presidencial³⁶. Esta unidad había contado con el apoyo financiero del Banco Interamericano de Desarrollo y el FOMIN, bajo el proyecto “Nicaragua: asistencia para la reestructuración de ENEL e incorporación del sector privado” firmado en el año 1998.

Las siete empresas constituidas en el año 1999 fueron Hidrogena (Generadora Hidroeléctrica S.A.), GEOSA (Generadora Eléctrica Occidental S.A.), GECSA (Generadora Eléctrica Central S.A.) y GEMOSA (Empresa Generadora Geotermia Momotombo S.A.), dos empresas de distribución, DISNORTE (Distribuidora de Electricidad del Norte S.A.) y DISSUR (Distribuidora de Electricidad del Sur S.A.) y una empresa de transmisión (ENTRESA).³⁷

El proceso de privatización de las nuevas empresas (exceptuando a la empresa de transmisión) se reglamentó mediante el decreto N° 128-99³⁸. En este decreto se estableció que se efectuarían licita-

35 Acuerdo Presidencial No.116-99. Aprobado el 25 de Marzo de 1999. Acuerdo presidencial como producto de la segmentación de la Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL). Publicado en la Gaceta No. 67 del 13 de Abril de 1999

36 Decreto No. 53-98. Aprobado el 6 Agosto 1998. Ratificación de la creación de la unidad de reestructuración de la ENEL-URE. Publicado en La Gaceta No. 150, del 12 agosto 1998.

37 Dussan, Manuel. Nicaragua: Opciones de política para la reforma del sector eléctrico. Enero 2004.

38 Decreto No. 128-99. Aprobado el día 14 de Diciembre de 1999. Reforma al decreto no.42-98, reglamento de la ley de industria eléctrica. Publicado en La Gaceta No.240 del 16 de Diciembre de 1999.

ciones por el 95% de las acciones de las empresas y se venderían el 5% restante a los trabajadores de ENEL. Las empresas incluidas en el proceso de privatización que se inició en el año 1999 fueron GEOSA, GECSA, Hidrogesa, DISNORTE y DISSUR.

Las primeras empresas vendidas en los procesos de licitación fueron DISNORTE y DISSUR que fueron compradas por Unión Fenosa de España en el 2000, dejando en una sola empresa todos los activos de distribución eléctrica. Dos años después, bajo el gobierno que sucedió a Arnoldo Alemán, el grupo norteamericano Coastal Power International IV, Ltd (subsidiaria de El Paso Corporation) compró³⁹ a la empresa de generación GEOSA. Las licitaciones para la venta de Hidrogesa y GECSA no fueron exitosas. Por su parte, los activos de GEMOSA no fueron vendidos, en su lugar se otorgó un contrato de operación por 15 años a una empresa privada denominada Ormat.

Los esfuerzos de liberalización del sub-sector eléctrico de la década de los noventa demostraron ser exitosos en promover la inversión privada en generación. Durante el periodo de gobierno de Arnoldo Alemán, la capacidad instalada de generación térmica privada creció más de seis veces pasando de 36 Mw en 1997 a 221 Mw en el 2001.⁴⁰

Generación hidroeléctrica en conflicto

El vicepresidente durante el gobierno de Arnoldo Alemán, Enrique Bolaños, es electo presidente en las elecciones de noviembre de 2001. El nuevo presidente, que formaba parte del Partido Constitucionalista Liberal (PCL), mantenía la línea del gobierno anterior con respecto a la promoción de una economía de mercado.

El gobierno de Bolaños continuó el proceso de privatización de las empresas eléctricas. A la privatización de GEOSA, que se ejecutó bajo su mandato, se unió las licitaciones para GECSA y Hidrogesa efectuada el 18 de abril de 2002. En el caso de Hidrogesa se recibieron tres ofertas mientras que la licitación de GECSA se declaró desierta.

El Comité de Privatizaciones de ENEL,⁴¹ que se encargaba del proceso de licitación, adjudicó la licitación a Coastal Power International IV, Ltd. Una de las empresas competidoras en la licitación, Enron, impugnó la adjudicación ante las autoridades. Esta disputa generó una discusión en la opinión pública sobre la conveniencia de privatizar empresas que utilicen el recurso hídrico.

39 Acuerdo Presidencial No. 198-2002. Aprobado el 19 de Abril del 2002. Autorización para suscribir contrato de compraventa de acciones y el contrato de aporte de activos que se suscribirá en ocasión de la venta del 95% de las acciones del capital suscrito de la Generadora Eléctrica Occidental S.A (GEOSA). Publicado en La Gaceta No. 73 del 22 de Abril del 2002

40 Cepal. Istmo Centroamericano: Estadísticas del Subsector Eléctrico. Años 2001 y 1999.

41 Decreto No. 88-99. Aprobado el 18 de Agosto de 1999. Modificase la creación del comité de privatización de la Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL). Publicado en La Gaceta No.163 del 26 de Agosto de 1999.

La Asamblea Nacional, ante la creciente reacción en contra de la privatización de Hidrogesa, promulga en agosto de 2003 la Ley N° 440⁴² titulada Ley de Suspensión de Concesiones de Uso de Agua. Esta ley evitó expresamente la privatización de Hidrogesa al suspender todas las concesiones para el uso de fuentes de agua. El presidente Bolaños vetó la promulgación de esta ley, pero su intento por salvar la privatización no fue exitoso.

Al año siguiente, en julio de 2004, el poder legislativo profundizó aún más en las restricciones para la privatización de Hidrogesa al promulgar la Ley N° 494⁴³ que reformó la LIE. En este nuevo instrumento legal se modificó la figura jurídica de Hidrogesa, volviéndola una empresa estatal de servicio público adscrita a ENEL. Esta reforma evita definitivamente su privatización.

Precios de la energía y medidas de emergencia

Desde el año de la toma de posesión del gobierno de Bolaños los precios del petróleo mantuvieron un crecimiento continuo. Para el año 2005 el impacto de este crecimiento se siente no sólo en los combustibles de transporte sino también en las tarifas eléctricas. Por lo tanto el gobierno comienza un proceso de acciones de emergencia para amortiguar el impacto en la población que tenía el alza del petróleo.

Así, en noviembre de 2005, se promulga la Ley N° 554⁴⁴ titulada Ley de Estabilidad Energética. En esta ley se declara una crisis energética en el territorio nacional mientras los precios del petróleo (WTI) se ubiquen por encima de cincuenta dólares el barril o la generación eléctrica provenga en más del 50% de generación con combustibles fósiles.

En consecuencia, la ley toma medidas en el mercado de los hidrocarburos, en el sub-sector eléctrico y en el sector transporte. Por ejemplo, en el sub-sector de los hidrocarburos se establece una política de revisión de márgenes de ganancias de las empresas participantes del mercado de combustibles. Además se establece un sistema de control de precios a los combustibles para el transporte público y para la generación eléctrica.

En el sub-sector eléctrico las medidas incluyeron: exoneración de aranceles para aquellos derivados utilizados en la generación, se creó un subsidio a los consumidores finales con demandas menores a 150 kWh mensuales, se estableció controles de precios en el mercado de ocasión, se reguló la cantidad de energía que tenía que comprar los distribuidores y se condonó las deudas que mantenían

42 Ley No. 440. Aprobada el 9 de Julio del 2003. Ley de suspensión de concesiones de uso de aguas. Publicado en la Gaceta 150 del 11 de Agosto del 2003.

43 Ley No. 494. Aprobada el 1 de Julio del año 2004. Ley de reforma y adición al artículo 135 de la ley no.272 "ley de la industria eléctrica". Publicada en La Gaceta No.243 del 15 de Diciembre del 2004.

44 Ley No. 554. Aprobada el 03 de Noviembre del 2005. Ley de estabilidad energética. Publicada en La Gaceta No. 224 del 18 de Noviembre del 2005

las distribuidoras con las generadoras del estado (para que las empresas distribuidoras traspasaran esa transferencia del estado a los consumidores finales).

La Ley de Estabilidad Energética se convirtió en un instrumento clave en las políticas del sector energético. Motivado por el advenimiento de una crisis de precios del petróleo, el instrumento permitía acciones puntuales de intervención en los mercados de productos energéticos. El instrumento se ha mantenido vigente debido a que las condiciones que motivaron a la promulgación de la ley no han cambiado significativamente. De hecho en septiembre del año 2012⁴⁵ se publicó una versión de la ley que consolidaba todas las reformas que ha sufrido desde su promulgación en el año 2005.

Adicionalmente, el mismo año (2005) se promulgó la Ley N° 532 de Promoción de Fuentes Renovables para la generación de energía eléctrica, se diseñó la política de electrificación rural, y se estableció que un porcentaje de las ganancias de ENEL-Hidrogena, debían pasar a un fondo que sería destinado al desarrollo del país.

A finales de 2006, durante los últimos meses en la presidencia de Enrique Bolaños, se aprueba la ley⁴⁶ para la creación de la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL). Esta empresa pública debía encargarse de todos los activos de transmisión que mantenía el gobierno desde la segmentación de ENEL. Entre sus funciones primordiales se incluían la administración del mercado eléctrico nacional.

Durante el año 2006 se hace evidente que el sector eléctrico atravesaba una crisis. Por un lado había un déficit de generación que producía interrupciones recurrentes en el servicio eléctrico, y por otro persistía una falta de liquidez en los participantes del sector.

Cómo se explica en documentos del MEM. El déficit de generación se produjo por varias razones, entre las que estaban: el crecimiento insuficiente de la capacidad instalada de generación, que creció únicamente 14.2% durante el periodo 2002-06; la entrada en periodos de indisponibilidad de las plantas de generación de mayor tamaño; y, un invierno pobre que afectó a la capacidad de generación hidráulica, entre otras razones.

La falta de liquidez del sector estaba motivada por la alta tasa de pérdidas técnicas, que no eran trasladadas eficientemente a las tarifas. Por lo tanto, los costos de proveer electricidad no estaban reflejados en los precios, lo cual iba paulatinamente generando pérdidas a todos los participantes del sector. Las empresas de distribución eran especialmente vulnerables a los rezagos tarifarios, por lo que mantenían deudas crecientes con las empresas de generación.

45 Ley No. 554, Ley de Estabilidad Energética. Publicada en La Gaceta No. 175, del 13 de septiembre de 2012.

46 Ley No. 583. Aprobada el 16 de Noviembre del 2006. Ley creadora de la empresa nacional de transmisión eléctrica. Publicada en La Gaceta No. 04 del 05 de Enero del 2007.

En el contexto de esta crisis eléctrica se comienzan a generar tensiones entre el gobierno y Unión Fenosa, la principal accionista de las empresas de distribución. El conflicto entre Unión Fenosa y el estado nicaragüense, que fue aumentando en los siguientes años, terminó con la salida de la empresa española del mercado nicaragüense en el año 2013.

Vuelta del FSLN al gobierno

El partido Frente Sandinista de Liberación Nacional (FSLN), después de pasar 16 años en la oposición, vuelve al poder gracias a la victoria de Daniel Ortega en las elecciones presidenciales del año 2006. El nuevo presidente es electo con el 38% de los votos, en unas elecciones donde los dos principales partidos liberales presentaron cada uno candidatos a la presidencia.

El compañero de fórmula a la vicepresidencia de Daniel Ortega fue Jaime Morales Carrazo, exbanquero y disidente del partido PLC. La campaña de Ortega se caracterizó por su propuesta de políticas públicas de centro enfocadas principalmente en la lucha en contra de la pobreza. La nueva administración, en términos de política energética, debía priorizar la resolución de la aguda crisis eléctrica que se venía intensificando desde mediados del año 2006.

Buscando mayor control sobre las políticas del sector energético, el nuevo gobierno crea el Ministerio de Energía y Minas mediante la Ley N° 290⁴⁷ de enero de 2007. El nuevo órgano del ejecutivo sustituyó al CNE en la elaboración de las políticas energéticas. Adicionalmente se le adscribieron las empresas públicas del sector (ENEL, ENATREL y Petronic).

El MEM, haciendo uso de sus nuevas atribuciones, presentó en julio de 2007 el “Plan Estratégico del Sector Energético de Nicaragua”⁴⁸ en el cual se estableció la prioridad en atacar los problemas del sector mediante medidas de corto, mediano y largo plazo. Las prioridades en el corto plazo eran la reducción del déficit de generación y la contención de los problemas de liquidez. Los objetivos del mediano y largo plazo incluían la reducción de las pérdidas en el sistema y la diversificación de la matriz de generación.

La ejecución de la estrategia para el corto plazo se formalizó mediante la Ley N° 627⁴⁹ que reformó nuevamente a la Ley de Estabilidad Energética. En esta modificación, donde algunos artículos buscaban aumentar la disponibilidad de energía, se ordenó al MEM a hacer las gestiones para aumentar en al menos 120 MW la capacidad instalada de generación. Adicionalmente, autorizó a Disnorte y Dissur

⁴⁷ Ley No. 612. Aprobada el 24 de Enero del 2007. Ley de reforma y adición a la ley no. 290, ley de organización, competencia y procedimientos del poder ejecutivo. Publicada en La Gaceta No. 20 del 29 de Enero del 2007.

⁴⁸ Ministerio de Energía y Minas. Plan Estratégico del Sector Energético de Nicaragua”. Presentación. Julio 2007.

⁴⁹ Ley No. 627. Aprobada el 28 de Junio del 2007. Ley de reformas y adiciones a la ley no. 554, “ley de estabilidad energética”. Publicado en La Gaceta No. 132 del 12 de Julio del 2007.

para que instalaran plantas de generación con fuentes renovables hasta por el 20% de la demanda total. Finalmente, autorizó a ENATREL a importar energía del mercado eléctrico regional.

El problema de la iliquidez del sector también fue abordado por la Ley N° 627. Este instrumento, a pesar de que no ajustó las tarifas, diseñó un mecanismo para compensar a Disnorte y Dissur por la brecha que existía entre los precios que pagaba por la energía al mayor y las tarifas al consumidor final.

Acuerdo de Petrocaribe

Cumplir la meta del mandato de la Ley N° 627 sobre el aumento de la capacidad de generación con plantas térmicas, fue posible gracias a la participación de Nicaragua en el Acuerdo de Petrocaribe.⁵⁰ Esta iniciativa, impulsada por el gobierno de Venezuela, es un acuerdo de cooperación energética que le permite comprar petróleo crudo y sus derivados a los países participantes bajo condiciones de financiamiento favorables.⁵¹

El acuerdo de Petrocaribe establece que los países miembros reciben de Venezuela petróleo y/o sus derivados a precios internacionales, pero pagan (dependiendo del precio del crudo) entre el 95% y el 50% de esa factura 90 días después. El monto no cancelado inmediatamente se financia a tasas de interés del 1% por 25 años con 2 años de gracia.⁵² El acuerdo estipula que el monto financiado deberá ser usado para la inversión en proyectos productivos.

En este sentido, el Gobierno de Nicaragua, creó la empresa privada Alba de Nicaragua S.A. (Albanisa), para que gestionara el acuerdo de Petrocaribe. Esta empresa, cuyos socios son Petronic y PDV Caribe por parte de la empresa petrolera venezolana, tuvo la responsabilidad de hacer cumplir el mandato de la reforma de julio de 2007. En consiguiente, inicia la instalación de plantas térmicas.

La primera planta que se incorpora bajo las gestiones de Albanisa fue la planta de diésel llamada Hugo Chávez. Esta planta inició operaciones en julio de 2007 y tiene una capacidad instalada de 60 MW.⁵³ En los siguientes años se incorporaron nueve plantas de generación que utilizan fuel oil. Para el año 2012 la capacidad instalada acumulada de las plantas de Albanisa alcanzaba 291 MW, lo que representaba el 25.4% de la capacidad instalada total del país.⁵⁴ El crecimiento de la capacidad instalada de generación en el periodo 2007-12 fue de 347 MW, las plantas de Albanisa representaron el 83.7% de esa capacidad agregada.

50 Decreto A.N. No. 5117. Aprobado el 27 de Marzo del 2007. Decreto de aprobación del acuerdo de cooperación energética Petrocaribe, entre el gobierno de la República de Nicaragua y el gobierno de la República Bolivariana de Venezuela. Publicado en La Gaceta No. 67 del 11 de Abril del 2007.

51 No se conocen detalles del acuerdo firmado entre PDVSA y el gobierno de Nicaragua.

52 http://www.pdvsa.com/index.php?tpl=interface.sp/design/biblioteca/readdoc.tpl.html&newsid_obj_id=1349&newsid_temas=111

53 Para el año 2012 esta planta sólo funciona como planta de respaldo, por lo tanto no tiene contrato de potencia con los distribuidores.

54 Instituto Nacional de Energía. Datos estadísticos del sub-sector eléctrico.

Según el informe de gestión del MEM del periodo 2007-12,⁵⁵ desde mayo del 2008 el volumen de crudo y derivados importados a Nicaragua bajo Petrocaribe totalizaba 27.000 barriles diarios, lo que significó en el año 2011 casi el 90% de la importación de hidrocarburos del país. El total de estas importaciones a valor CIF representó una factura de 1,133 millones de dólares, aproximadamente el 12% del PIB.⁵⁶

Acuerdo con Unión Fenosa y sus implicaciones

La solución del conflicto entre el gobierno y Unión Fenosa era una de las acciones más importantes para lograr superar la crisis eléctrica. En consiguiente, el gobierno crea⁵⁷ una comisión dedicada a negociar con la empresa española. Así, en junio del 2007 se produce una reunión en Madrid entre representantes del gobierno y Unión Fenosa para llegar a un acuerdo o “protocolo de entendimiento”, en el cual ambas se comprometían a una serie de acciones para solucionar el conflicto existente.

En esa reunión las partes alcanzaron un acuerdo parcial que es completado en una reunión posterior realizada en agosto del mismo año. El “protocolo de entendimiento” fue firmado por el Presidente Ortega en junio del 2008⁵⁸, y fue ratificado por el congreso en febrero del 2009⁵⁹. Entre las medidas que se acordaron se encontraban:

- La adopción de acciones firmes por parte del gobierno para castigar el fraude de electricidad, incluyendo la promulgación de una ley sobre la materia;
- El compromiso, por parte de la empresa, de invertir 33.7 millones de dólares en mejoras al servicio de distribución;
- La adopción de un sistema tarifario que reflejara el costo real de la energía y de la distribución de electricidad;
- La conversión a capital social de la deuda que mantenían las distribuidoras con las empresas generadoras públicas;
- La constitución de un equipo de expertos de Unión Fenosa para que junto con expertos de ENEL hiciera asesoría técnica a las empresas de generación;
- La suspensión de todas las acciones legales que se hayan iniciado en contra de la otra parte.

55 Ministerio de Energía y Minas. Informe de evaluación del buen gobierno 2007-2012. 2013.

56 Ministerio de Energía y Minas. Valor CIF de las importaciones petroleras por país de origen 1998-2011.

57 Decreto No. 70-2007. Aprobado el 16 de Julio del 2007. Creación de la “Comisión Interinstitucional para la negociación con Unión Fenosa Internacional”. Publicado en La Gaceta No. 138 del 23 de Julio del 2007.

58 Decreto N° 29-2008. Aprobado el 13 de Junio del 2008. De aprobación del protocolo de entendimiento entre las empresas distribuidora de electricidad del norte, s.a. (Disnorte), distribuidora de electricidad del sur, s.a. (Dissur), el grupo Unión Fenosa Internacional s.a., y el gobierno de la república de Nicaragua, suscrito el 29 de mayo del año 2008, en la ciudad de Managua, Nicaragua.

59 Decreto A.N. No. 5557. Aprobado el 12 de Febrero de 2009. Decreto de aprobación del “protocolo de entendimiento entre las empresas distribuidoras de electricidad del norte, s.a. (disnorte), distribuidora de electricidad del sur, s.a. (dissur), el grupo Unión Fenosa Internacional s.a., y el gobierno de la república de Nicaragua”. Publicados en Las Gacetas Nos. 49, 50 y 51 del 12, 13 y 16 de Marzo de 2009

El acuerdo implicó, desde el punto de vista regulatorio, la promulgación de una serie de instrumentos legales que fueron importantes para el futuro desarrollo del sector energético. Cumpliendo con el compromiso de establecer un marco legal con respecto al fraude eléctrico, se promulgó en julio de 2008 la Ley N° 661⁶⁰ denominada “Ley para la distribución y el uso responsable del servicio público de energía eléctrica”. Esta ley establecía delitos y sanciones para las distribuidoras y los clientes en asuntos relacionados a la provisión al detal de energía eléctrica.

El gobierno también promovió la aprobación de instrumentos legales para la adaptación del sistema de fijación de tarifas. En el año 2009 se promulgó un instrumento legal⁶¹ que modificó la Ley de la Industria Eléctrica y la Ley de Estabilidad Energética. En esta reforma se incluyeron artículos que permitieron la modificación anual del pliego tarifario y su ajuste mensual. Igualmente se hacen modificaciones a la estructura de subsidios al consumo eléctrico.

Unión Fenosa, por su parte, capitalizó a favor del gobierno la deuda que mantenía con las empresas generadoras estatales. Así, el gobierno de Nicaragua, asumió el control del 16% del capital social de las dos empresas de distribución, Disnorte y Dissur.

A pesar del acuerdo alcanzado, se mantuvo la tensión entre el gobierno y la empresa española. Esta tensión se prolongó hasta febrero del año 2013 cuando Unión Fenosa vendió su participación en las empresas de distribución al grupo TSK-Melfosur Internacional. Según los directivos de la empresa vendedora la operación se efectuó por 57.8 millones de dólares, considerablemente más baja que los 115 millones de dólares que pagó por Disnorte y Dissur en el año 2000.

60 Ley No. 661. Aprobada el 12 de Junio del 2008. Ley para la distribución y el uso responsable del servicio público de energía eléctrica. Publicada en La Gaceta N° 143 del 28 de Julio del 2008

61 Ley de reformas y adiciones a la ley no. 272, “Ley de la Industria Eléctrica” y a la ley no. 554, “Ley de Estabilidad Energética”. Aprobada el 30 de Junio de 2010. Publicada en La Gaceta No. 91 del 19 de Mayo de 2009.

DOSSIER ENERGÉTICO

CENTROAMÉRICA

