



DOSSIER ENERGÉTICO

**04** EL  
SALVADOR



## 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 un primer paso en un proyecto que debe culminar en libros que organicen los países de acuerdo con las subregiones en las que el BID agrupa a los países de LAC. El propósito de publicar cada país por separado es obtener retroalimentación del análisis descriptivo que se hace, tanto de autoridades locales, como de 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](mailto: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.

# ÍNDICE

<b>1. Guía de acrónimos.....</b>	<b>05</b>
<b>2. Sector energético Actual.....</b>	<b>08</b>
a. Matriz energética de 2009.....	09
b. Organización institucional del sector energético.....	18
i. Formulación de políticas del sector energético.....	21
ii. Regulador.....	22
iii. Sub-sector eléctrico.....	26
iv. Sub-sector hidrocarburos.....	32
<b>3. Evolución histórica del sector energético.....</b>	<b>34</b>
a. Evolución de la matriz energética.....	35
i. 1971-1974.....	36
ii. 1984-1987.....	40
iii. 1999-2002.....	44
iv. 2005-2008.....	48
b. Evolución institucional del sector energético.....	52
i. Origen.....	54
ii. Liberalización del sub-sector eléctrico.....	55
iii. Creación mercado eléctrico competitivo.....	57
iv. Liberalización del sub-sector de Hidrocarburos.....	60
v. Participación privada en el sub-sector eléctrico.....	61
vi. Fortalecimiento institucional en un mercado liberalizado.....	62
vii. Matización de la política liberal.....	64

# 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



# 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.

# Sector Energético Actual



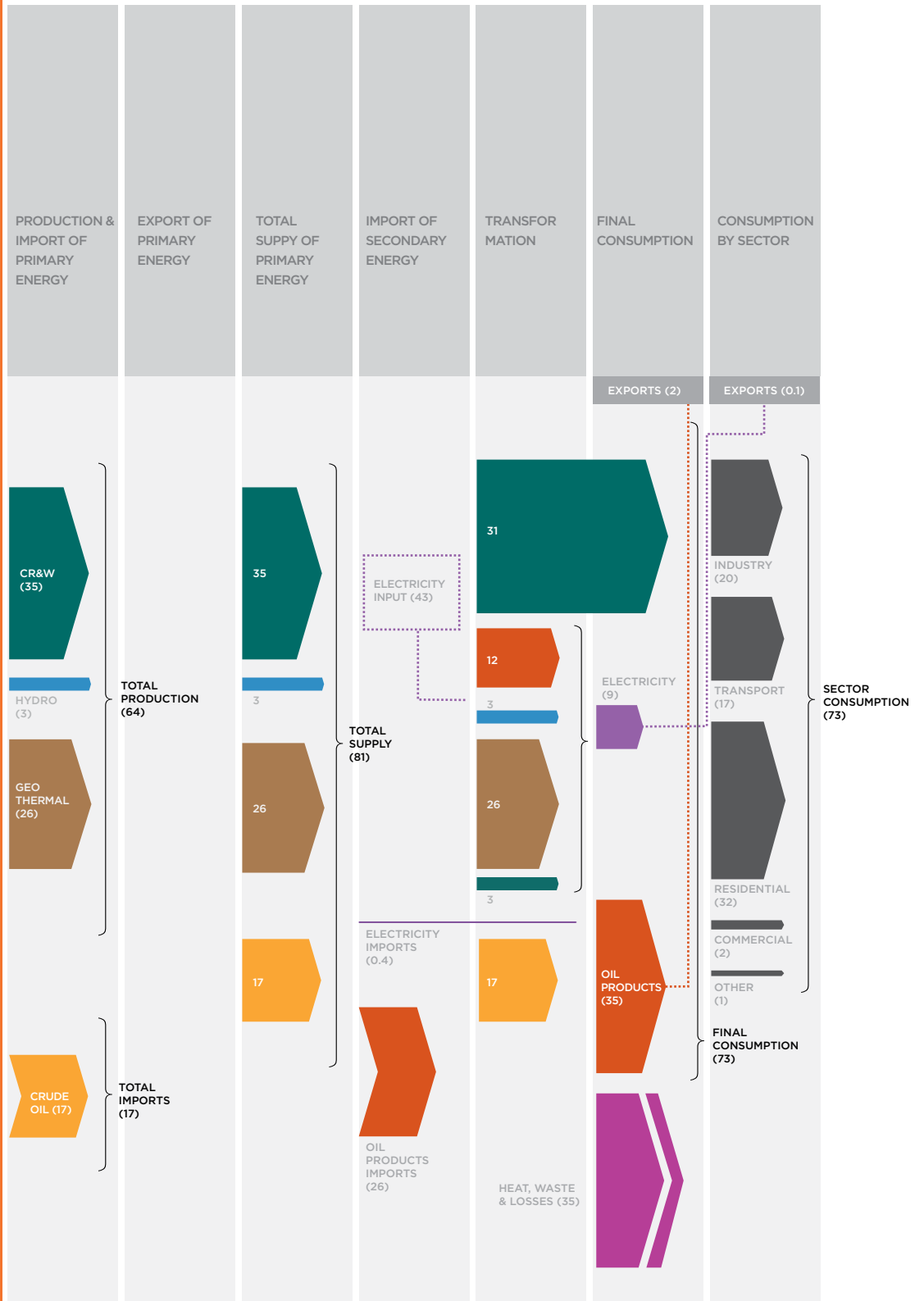
El Consumo Total de Energía (CTE) de El Salvador en 2009 se basó principalmente en tres fuentes energéticas: los productos derivados del petróleo, los biocombustibles y la geotermia. Estas tres fuentes sumaron 106.7 mbepd, ligeramente por encima de su total entre 2005 y 2008 de 100.2 mbepd y 23% más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



# CURRENT

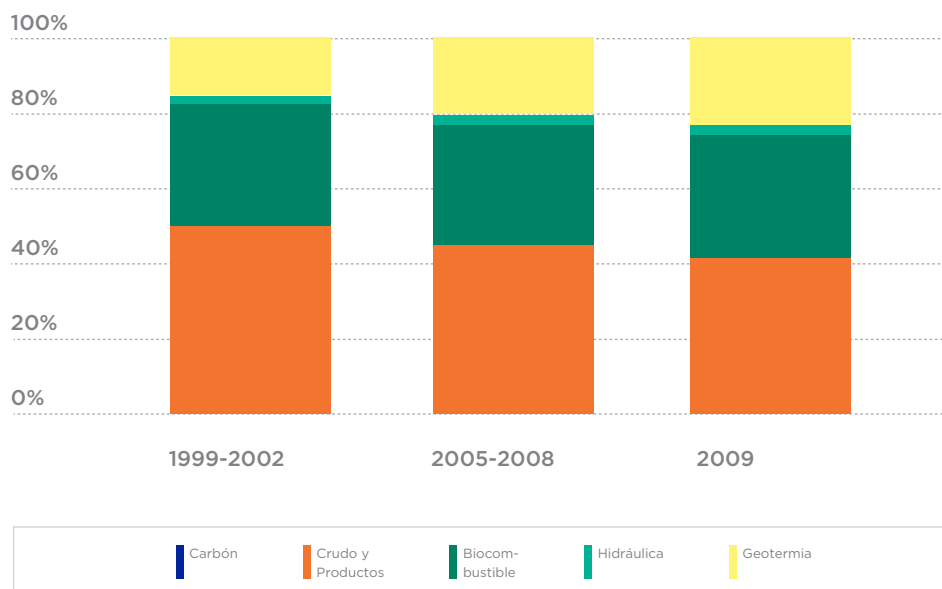
## Energy Flow

(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

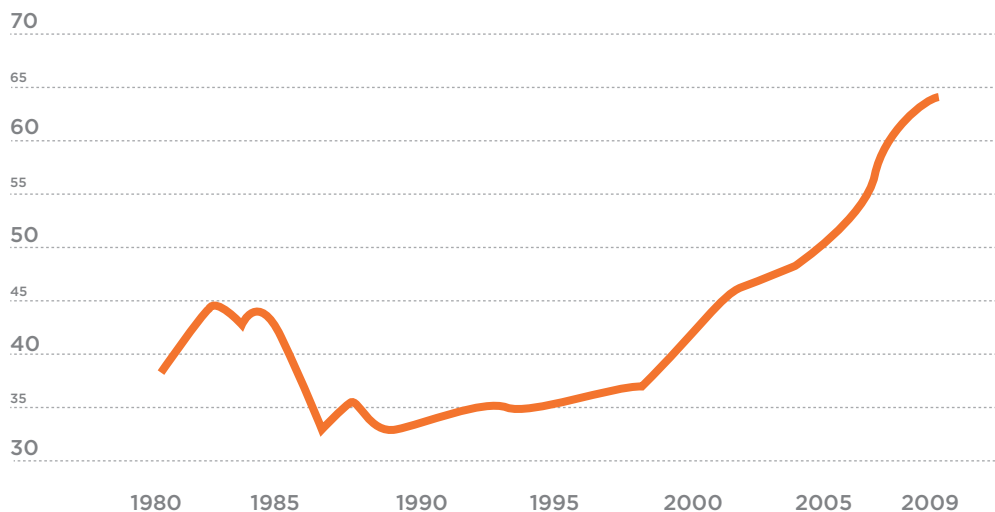
Así, 40% del CTE fue a partir de crudo y productos del petróleo, que bajaron su participación en el CTE desde 45% promediado entre 2005 y 2008 y 50% promediado entre 1999 y 2002. Los biocombustibles representaron el 32% del CTE, dos puntos por encima de su promedio 2005-2008. La fuente con mayor crecimiento 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

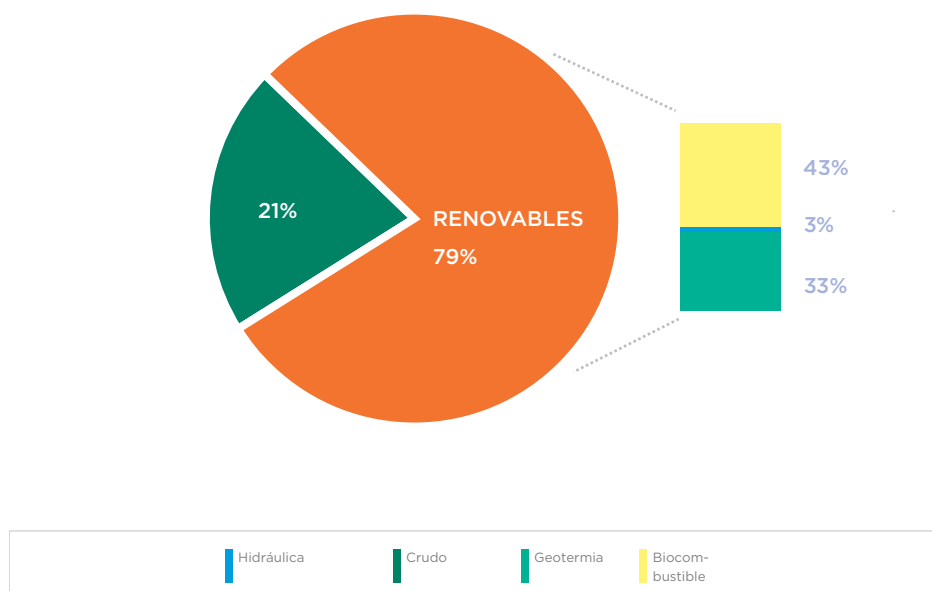
La energía geotérmica en El Salvador la explota la empresa de capital mixto LaGeo en dos centrales geotérmicas: Ahuachapán, inaugurada en 1975, y Berlín en 1999. Estas plantas geotérmicas aportaron en 2009 cerca de 41% de la PEP con 26.3 mbepd, lo cual mantiene su participación dentro de la PEP desde 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	
<b>Insumos totales para la generación (mbepd)</b>	<b>36.2</b>	<b>100%</b>	<b>43.3</b>	<b>100%</b>
Combustibles líquidos	8.9	25%	11.6	27%
Renovables	27.3	75%	31.7	73%

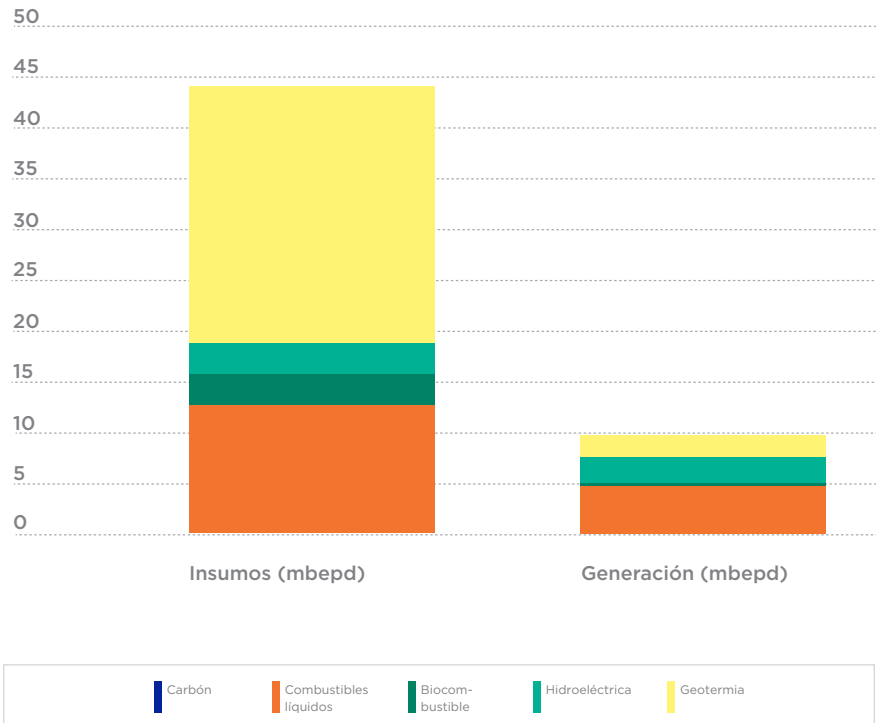
Renovables incluyen energía hidráulica, combustibles renovables y otras fuentes renovables  
Fuente: Cálculos propios sobre información de la AIE

## 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

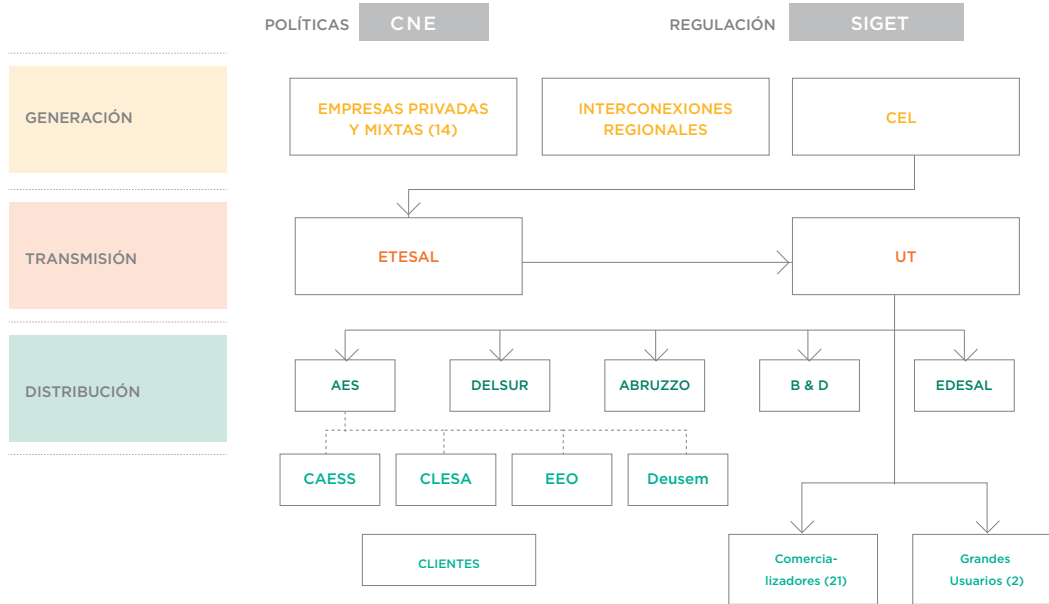
## Estructura Institucional

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.

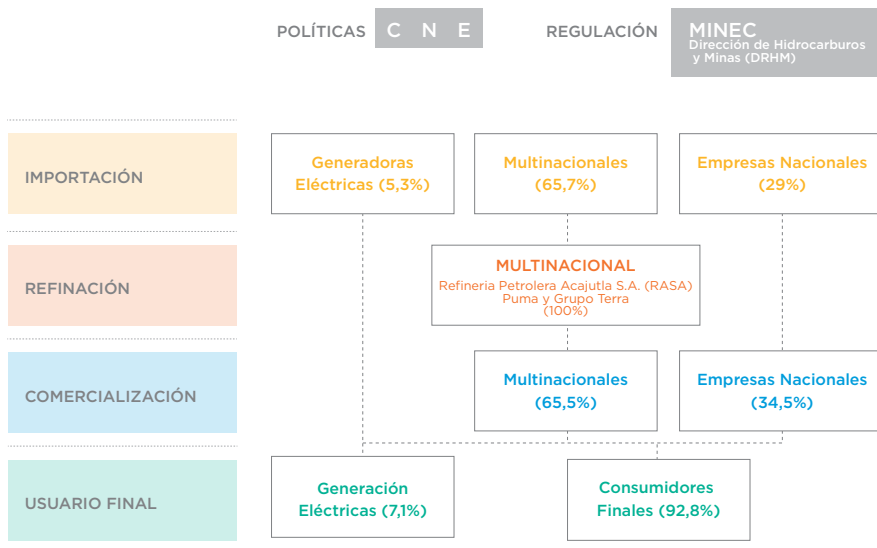
En el mercado de Hidrocarburos, el organismo regulador es el Ministerio de Economía (MINEC) a través de la Dirección Nacional de Hidrocarburos y Minas (DNHM). En la actualidad se permite la participación de empresas privadas en la comercialización e importación de productos derivados, sin embargo, la 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)<sup>1</sup>. Recientemente, sin embargo, el MINEC transfirió sus responsabilidades en el manejo y formulación de políticas del sector energético al CNE.<sup>2</sup>

Según la ley de creación del CNE, la institución tiene entre sus objetivos<sup>3</sup>:

- 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.

<sup>1</sup> 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.

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

<sup>3</sup> 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 nacional<sup>4</sup>. 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 incluyen<sup>5</sup>:

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

<sup>4</sup> Ver Ley General de Electricidad Art. 7 y Cap. 4 de la Ley de Creación del SIGET.

<sup>5</sup> 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.<sup>6</sup>

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 incluyen<sup>7</sup>:

- 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.

<sup>6</sup> 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.

<sup>7</sup> 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 MINEC<sup>8</sup>, 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.

---

<sup>8</sup> 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	
	<b>Capacidad Instalada</b>	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 Elaborar plan de expansión		
Geotérmica	13.8%	<b>Funciones</b>		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	<b>Mercado Mayorista</b>		Part. privada	Permitida
Registros	17 Empresas	Encargado	UT		
Integración Vertical	Permitida	<b>Funciones</b>	Administrar el MME Operar el SIN	Concesiones	Permanentes
<b>Incentivos Fiscales</b>	Sólo fuentes renovables			<b>Usuarios subsidiados?</b>	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		
		Dem. Max.	IMV de capacidad nominal	Política de precios	Regulados
Política de Precios	Sólo fuentes renovables				
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 usuarios<sup>9</sup>.

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 MRS<sup>10</sup>.

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*

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

<sup>10</sup> 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 país<sup>11</sup>. Las compañías que hoy forman parte

---

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

del sector eléctrico son<sup>12</sup>, 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 Honduras<sup>13</sup>.

## 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 mayoritaria<sup>14</sup> 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
<b>Primarias</b>			
Hidráulica	31.9%	0.9%	32.8%
Geotérmica	13.8%	n.a.	13.8%
Eólica	n.a.	n.a.	
<b>Secundarias</b>			
Térmica	n.a.	53.4%	53.4%
<b>Total</b>	<b>45.7%</b>	<b>54.3%</b>	<b>100%</b>

Fuente: CEPAL y cálculos propios.

<sup>12</sup> Página Institucional SIGET.

<sup>13</sup> Página Institucional SIGET.

<sup>14</sup> 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

<b>CENTRAL</b>	<b>A JUNIO DE 2011</b>	
	<b>(MW)</b>	<b>(%)</b>
<b>Hidraulica</b>	<b>472.5</b>	<b>32.0</b>
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
<b>Geotérmica</b>	<b>204.4</b>	<b>13.8</b>
Ahuachapán	95.0	6.4
Berlín	109.4	7.4
<b>Térmica</b>	<b>800.7</b>	<b>54.2</b>
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
<b>Total</b>	<b>1477.2</b>	<b>100.0</b>

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<sup>15, 16</sup>.

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.

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

<sup>16</sup> 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	<b>Total de estaciones de Servicio</b>	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%)
<b>Importadores por producto</b>		Propietario	Puma (65%) Grupo Terra (35%)	(% de estaciones de servicio)	
Crudo	Puma	<b>Productos producidos (2011)</b>	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 país<sup>17</sup>. 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 manera<sup>18</sup>:

- 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.

<sup>17</sup> CNE. Boletín Estadístico de combustibles. Junio 2012.

<sup>18</sup> 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)<sup>19</sup>. La distribución hacia las estaciones de servicio se hace a través de camiones-cisterna.

---

<sup>19</sup> Dirección de Hidrocarburos y Minas/Ministerio de Economía.



# Evolución Histórica del Sector Energético

# **Evolución Matriz Energética 1971 - 2008**



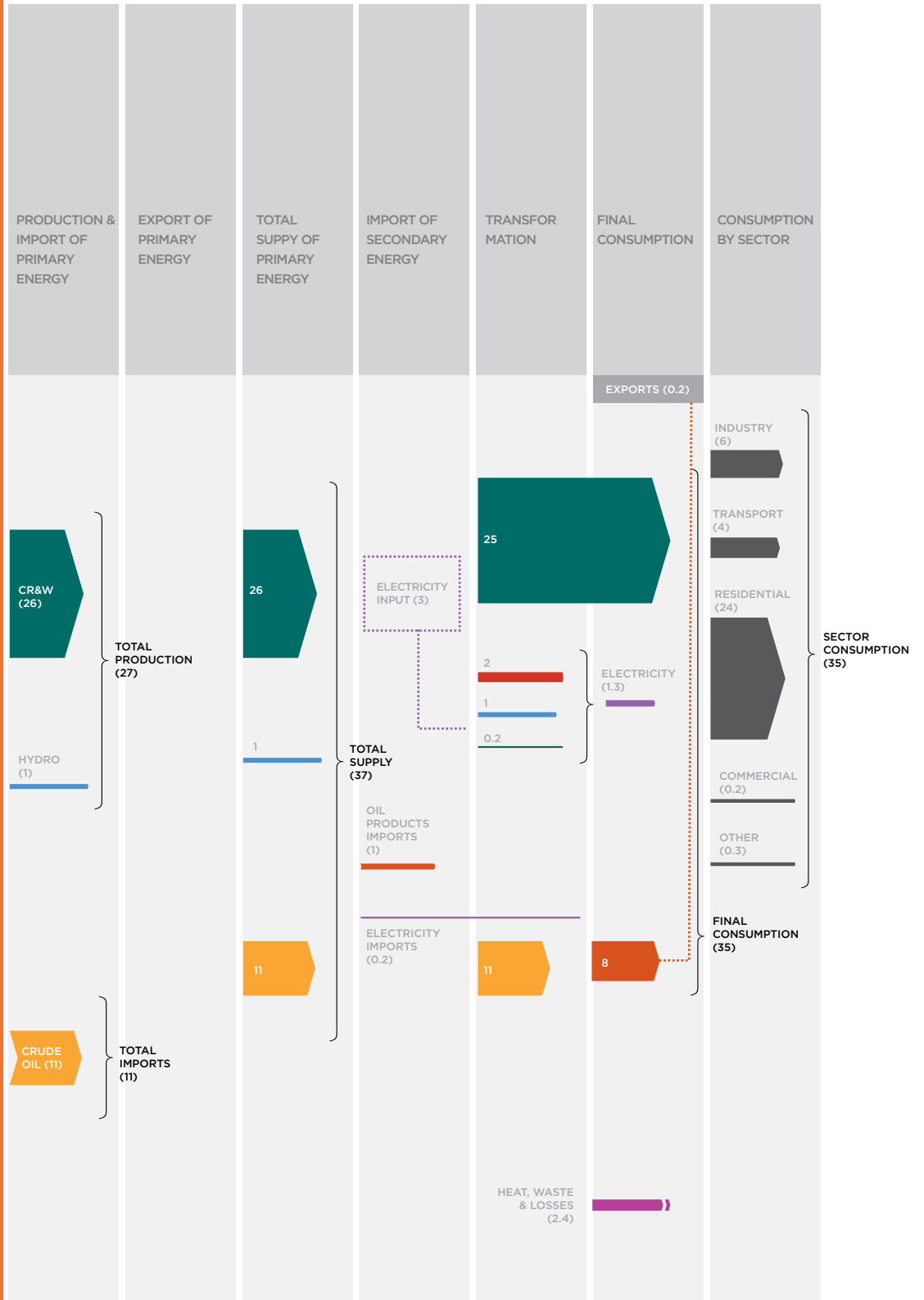
# 1971-1974

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

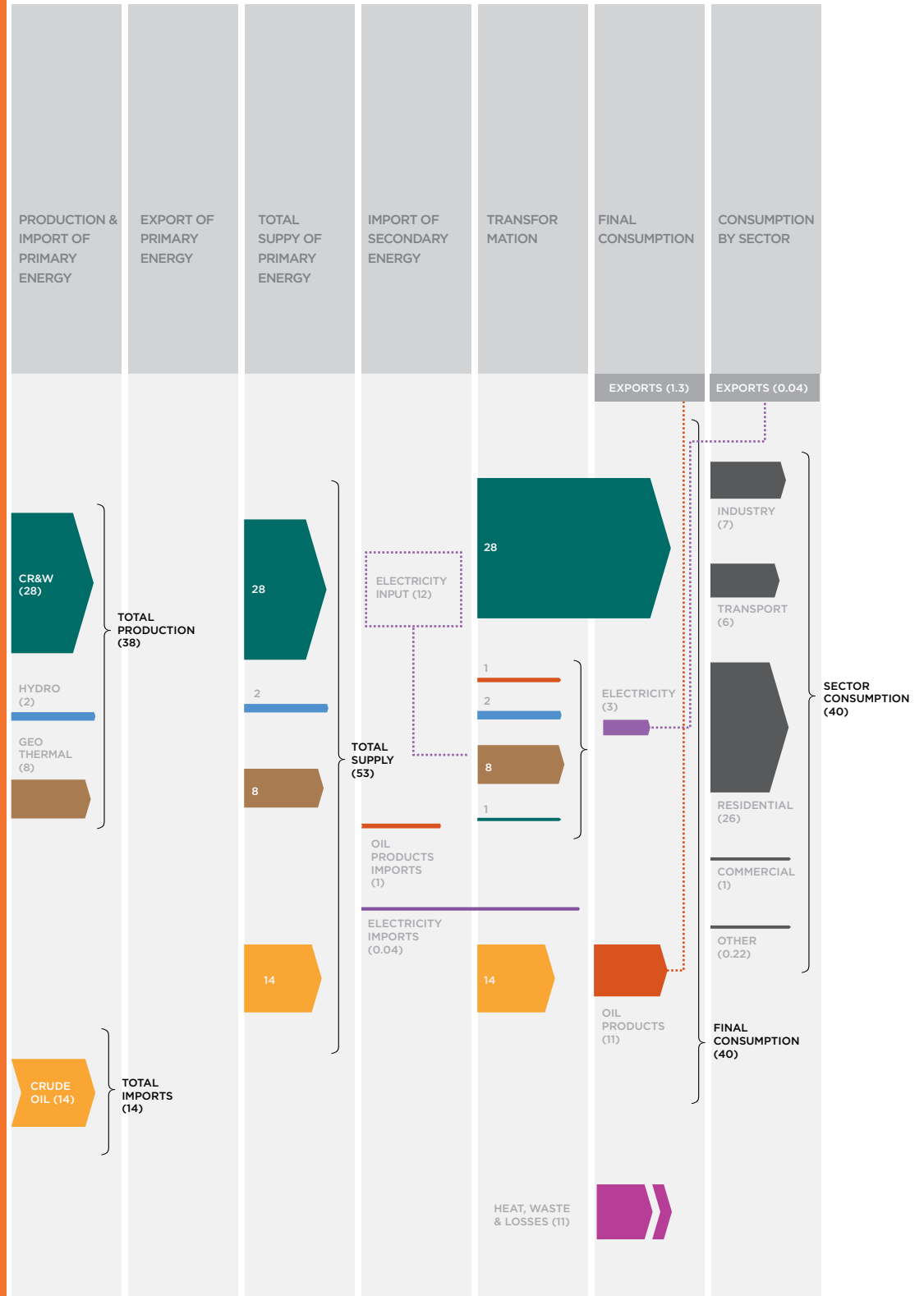
En los diez años que separan los dos primeros períodos analíticos, la matriz energética de El Salvador cambia debido al surgimiento de la producción energética a partir de la fuente geotérmica. El país aún depende en gran medida de los biocombustibles y las importaciones de petróleo crudo aumentan para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



# 1984-1987

## Energy Flow

(kboe/day)



Source: Own Calculations based on IEA Energy World Balances

## 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

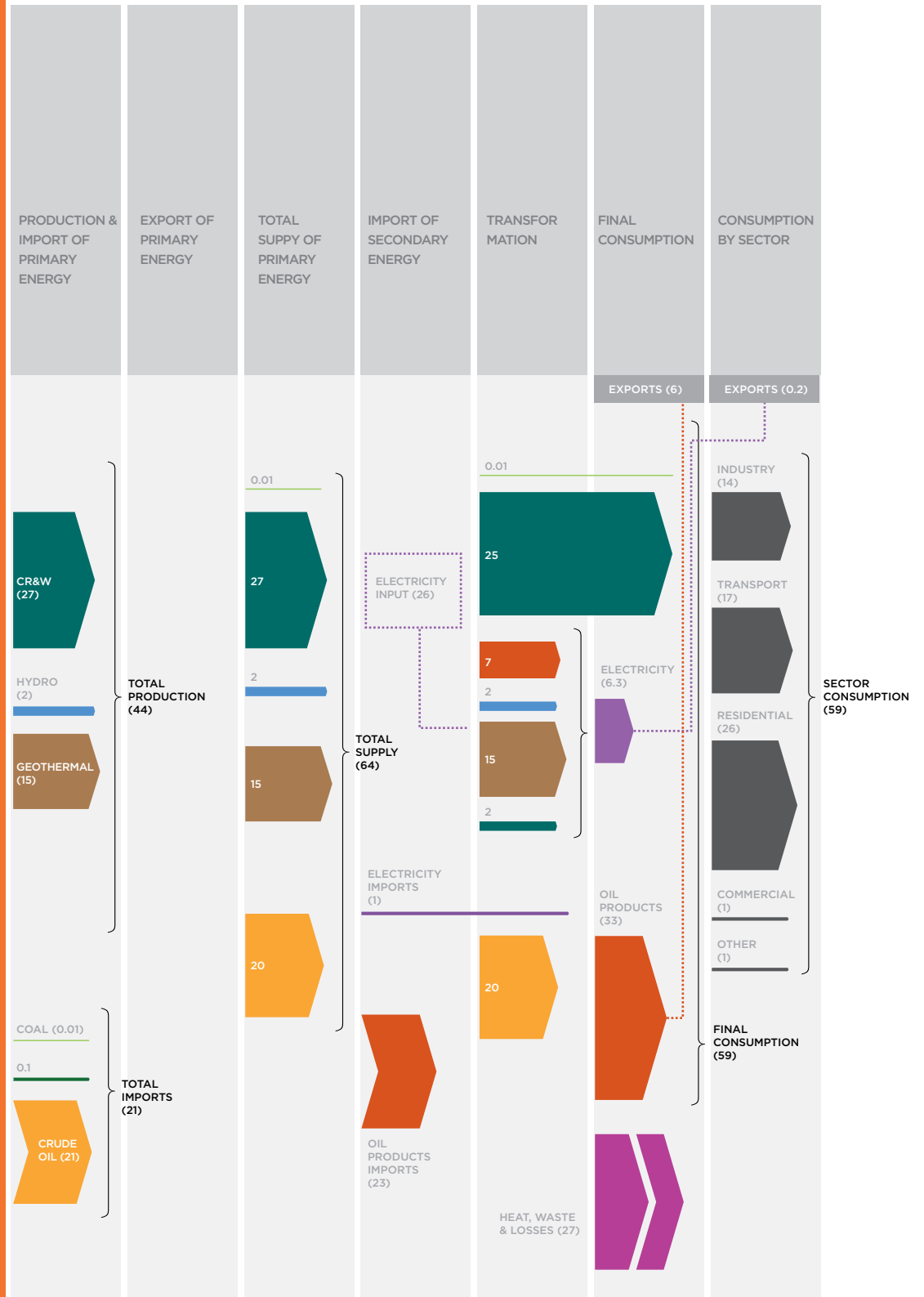


# 1999-2002

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 período. 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



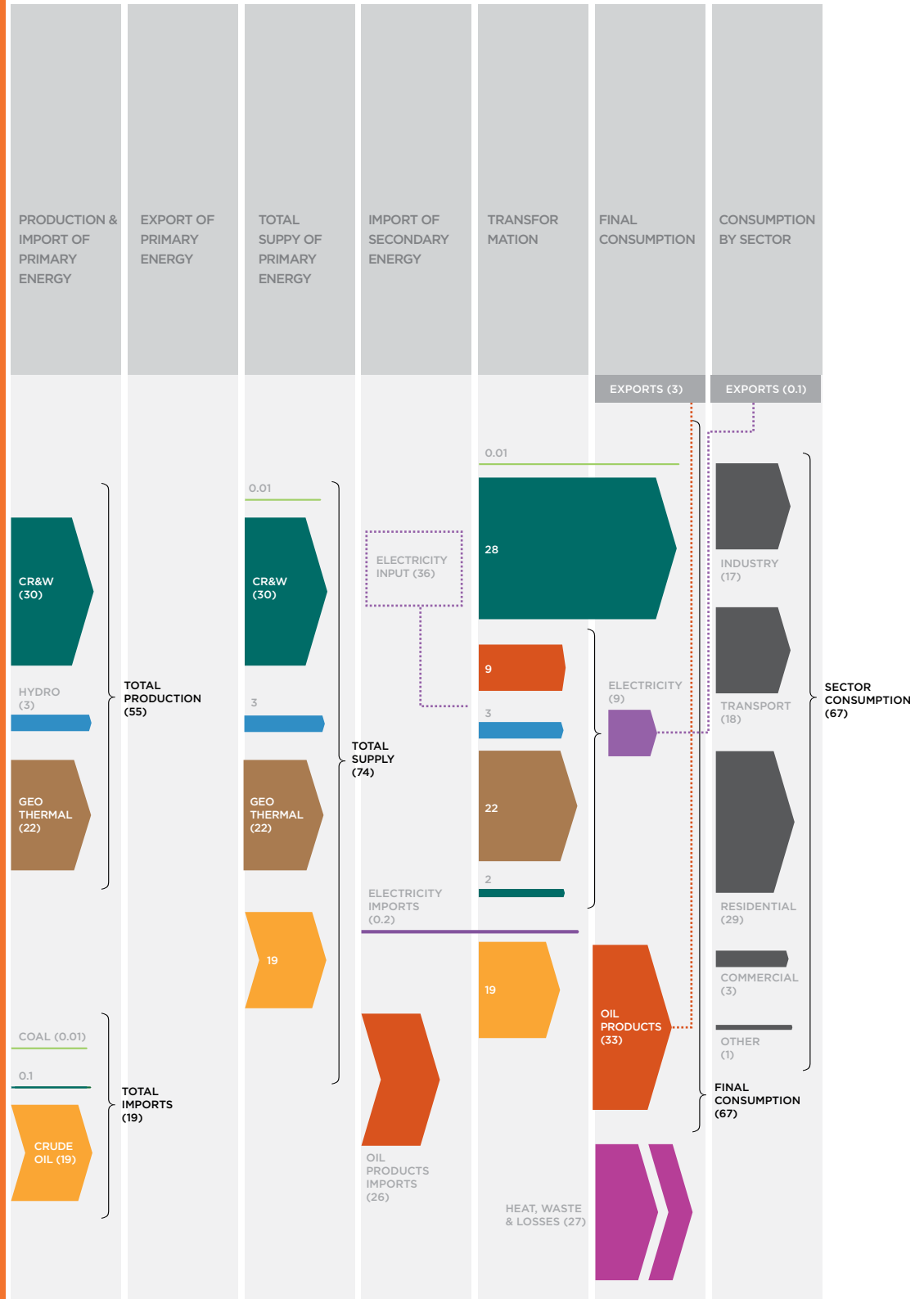
# 2005-2008

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.

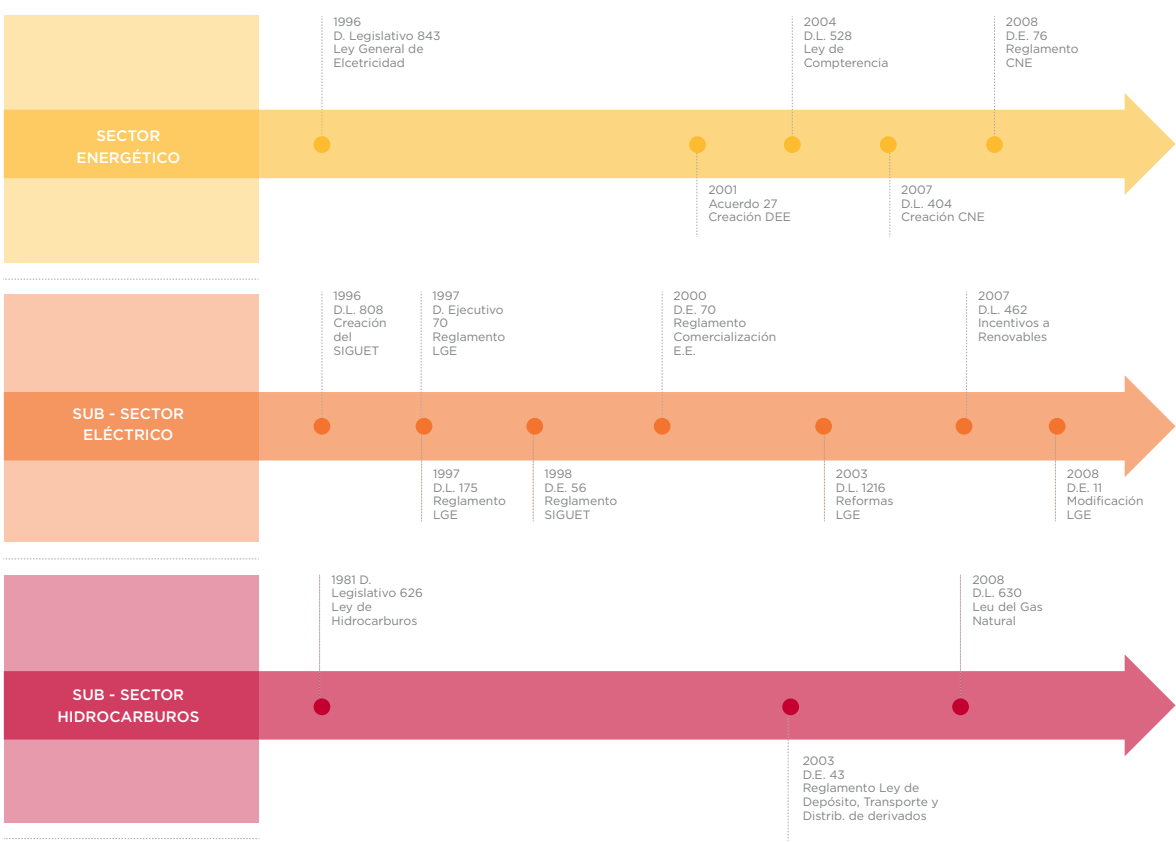
Consumo por sectores	Industria	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Combustibles líquidos	48.7	100	13.9	1.6	88.8
Combustibles renovables	28.7	0	76.4	26.3	0
Electricidad	22.6	0	9.8	72.1	11.2
Total	100%	100%	100%	100%	100%

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 importante<sup>20</sup>.

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 combustible<sup>21</sup>. 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 diesel<sup>22</sup>.

La primera ley sobre el sector eléctrico en El Salvador se promulgó en 1936. La Ley Básica de Servicios Eléctricos<sup>23</sup>, 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 producción<sup>24</sup>.

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 país<sup>25</sup>. Tres años después, en 1948, se promulgó la Ley de la Comisión Hidroeléctrica del Río Lempa<sup>26</sup> 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 Petróleo<sup>27</sup> 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 Hidrocarburos<sup>28</sup>. 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)<sup>29</sup>, 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

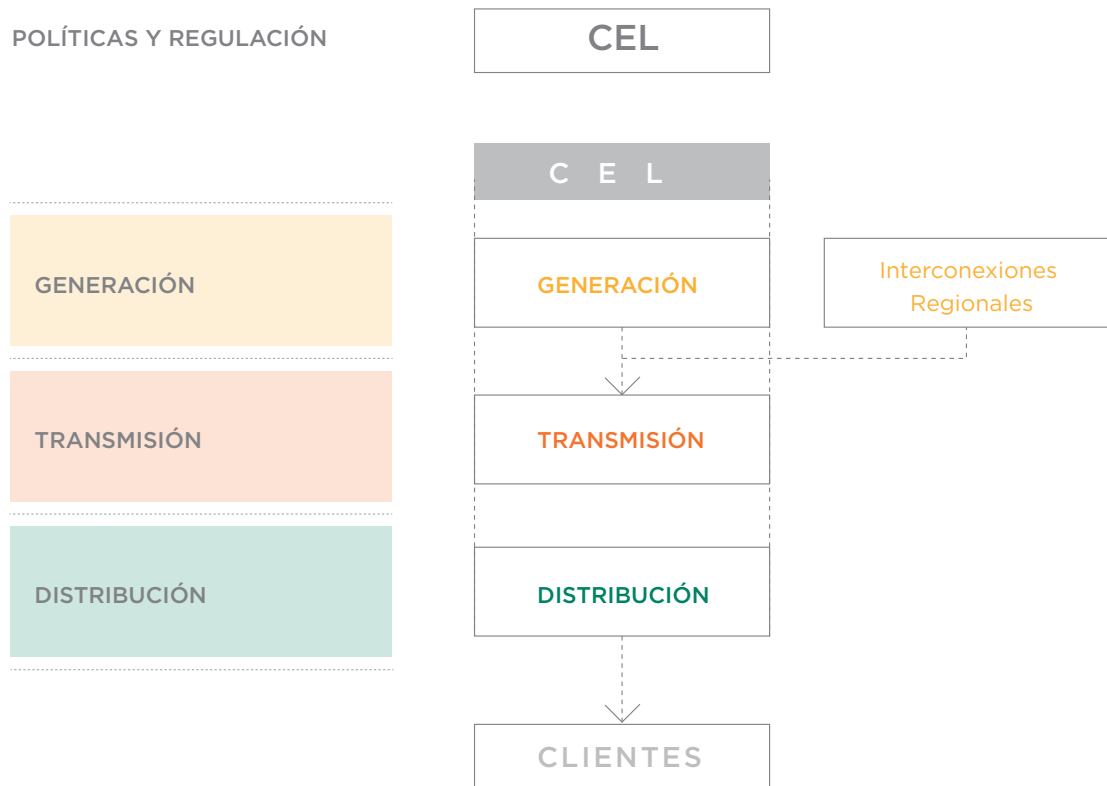
Para 1990, el sub-sector eléctrico, como se observa en la Figura 1, estaba verticalmente integrado y controlado por el Estado a través de la CEL. La empresa pública contaba con una capacidad instalada de generación de 650 MW, lo que representaba 98% de la capacidad instalada total del país (665 MW). De esta capacidad instalada, 403 MW (61%) correspondía a hidroeléctricas, 167 MW (25%) a plantas térmicas convencionales y 95 MW (14%) a geotermia.<sup>30</sup> 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 públicos<sup>31</sup>.

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.

<sup>31</sup> 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”.<sup>32</sup>

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.<sup>33</sup>

<sup>32</sup> Artículo 119. Disposiciones Transitorias.

<sup>33</sup> 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 infraestructura<sup>34</sup>.

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](http://elsalvador.com)

En el año 2000 mediante el Decreto Ejecutivo N° 90 del 21 de octubre del 2000<sup>35</sup>, 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 eléctrico<sup>36</sup>.

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 LGE<sup>37</sup>.

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 LGE<sup>38</sup>.
- 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 anticompetitivas<sup>39</sup>.
- 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 LGE<sup>40</sup>.

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 vigencia<sup>41</sup>.

<sup>39</sup> Derogado por Decreto N. 528 de 2004 (Ley de Competencia).

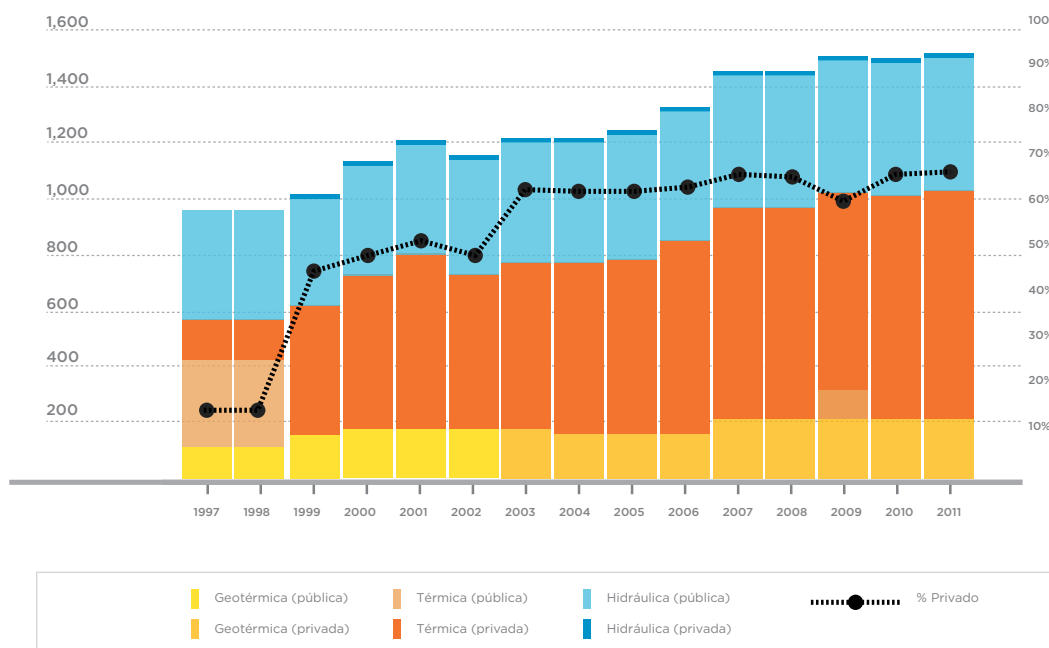
<sup>40</sup> Derogado por Decreto N. 528 de 2004 (Ley de Competencia).

<sup>41</sup> CEPAL 2005.

En el año 2004 se promulgó la Ley de Competencia<sup>42</sup>. 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 interno<sup>43</sup>.

### 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 Energía<sup>44</sup>. 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)<sup>45</sup>. 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 Renovables<sup>46</sup>, 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 accionaria<sup>47</sup> en la empresa mixta de 8,5% a 36,2%.<sup>48</sup> 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, controlándola<sup>49</sup>.

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.<sup>50</sup> 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](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](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 Natural<sup>51</sup>, 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.





04 DOSSIER ENERGÉTICO  
EL  
SALVADOR

