

Distr.
RESTRINGIDA

BIBLIOTECA NACIONES UNIDAS MEXICO

LC/MEX/R.529
6 de junio de 1995

ORIGINAL: ESPAÑOL

CEPAL

Comisión Económica para América Latina y el Caribe

LAS REFORMAS DEL SECTOR ENERGETICO EN EL SALVADOR

Este documento fue elaborado por el consultor Angel Zaanier, en el marco del Acuerdo CEPAL/OLADE/GTZ BT OLA-4-003. Las opiniones expresadas en él son de la exclusiva responsabilidad del autor y pueden no coincidir con las de la Organización. No fue sometido a revisión editorial.

INDICE

	<u>Página</u>
INTRODUCCION	1
I. ANTECEDENTES Y DESCRIPCION DEL PROCESO DE REFORMA.	2
1. Antecedentes generales	2
2. Antecedentes específicos	3
a) Antecedentes generales de la oferta y la demanda	3
b) Antecedentes institucionales	4
c) Antecedentes físicos	5
d) Antecedentes legales	11
3. El proceso de reforma	12
a) Orientaciones de política energética.	12
b) Diagnóstico para el proceso de reforma	13
c) Descripción de las reformas	15
II. ANALISIS DEL PROCESO DE REFORMA DEL SECTOR ENERGETICO.	18
1. Marco de referencia conceptual	18
a) La eficiencia en el sector energético	18
b) La equidad social y las reformas del sector energético.	26
c) Las reformas del sector energético y la sustentabilidad	27
2. Análisis del proceso de reforma propuesto	28
a) La reforma institucional.	28
b) La reforma regulatoria	31
c) La reforma empresarial	34
d) La reformas legales	37
III. VIABILIDAD DE LAS REFORMAS SUBSECTORIALES	38
1. Definición de los principales problemas	38
2. Viabilidad de conseguir condiciones de competencia en el mercado de generación de electricidad	39
4. Posibilidades de contar con un mercado transparente en el aprovisionamiento internacional de crudo y derivados	48

IV DESAFIOS Y PELIGROS DEL PROCESO DE REFORMA DEL SECTOR ENERGETICO DE EL SALVADOR 50

- 1. Desafios 50**
- 2. Peligros 51**

Anexo I 54

MANEJO DE LA ENERGÍA EN EL SALVADOR. INTRODUCCION y PRESENTACION

El presente documento, forma parte del proyecto "Energía y Desarrollo Económico en América Latina y El Caribe: el caso de El Salvador", realizado en el marco de un convenio entre la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) y la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) con el apoyo de la República de Alemania a través de la GTZ.

En el caso de El Salvador, la finalidad es evaluar la contribución del sector energético al crecimiento, a la equidad y a la sustentabilidad, con el objeto de definir estrategias para un desarrollo sustentable en dicho sector.

El objetivo específico del presente informe es evaluar el proceso de reformas del sector energético, su contexto general y las primeras experiencias de su aplicación.

Un primer capítulo describe los antecedentes generales y específicos al proceso. Describe también las reformas del sector energético que han sido planteadas, así como la conceptualización y orientaciones que las guían, teniendo en cuenta el pasado reciente del país y las orientaciones de política económica decididas.

En el segundo capítulo se analiza el proceso de reformas, a la luz de criterios de eficiencia, equidad y sustentabilidad ambiental. Se ven los temas principales de la reforma, desde el punto de vista institucional, regulatorio, empresarial y legal.

En el tercer capítulo se realiza un análisis sobre la viabilidad de las reformas, a partir del análisis de dos problemas importantes: la generación de un mercado competitivo de producción de energía eléctrica y la obtención de un mercado transparente para el aprovisionamiento de petróleo crudo y derivados destinados al mercado nacional.

En el cuarto capítulo se enumeran los principales desafíos, así como los peligros principales. Se hace hincapié en las opciones que podrían adoptarse para evitar estos últimos.

Finalmente, las investigaciones y datos que dan origen al presente informe, así como las valiosas orientaciones sobre El Salvador, su economía, su política, su cultura y particularmente sobre su sector energético, se deben a la amabilidad de autoridades y técnicos nacionales, así como a algunos funcionarios de organismos internacionales, a quienes el autor no nombra para no caer en imperdonables olvidos, pero a quienes agradece con el mayor aprecio.

I. ANTECEDENTES Y DESCRIPCION DEL PROCESO DE REFORMA

1. Antecedentes Generales

El gran desafío que enfrenta El Salvador es, sin duda, la reconstrucción económica y social, a partir de dos definiciones nacionales de fundamental importancia: a) la consolidación de un Estado democrático en lo político y b) la adopción de la economía de mercado en lo económico.

Es de esperar y desear que las dos definiciones anteriores tengan un correlato en el campo social, de manera que la economía de mercado y el régimen democrático estén al servicio de la superación de los niveles de pobreza en los que hoy vive gran parte de la población nacional.

En el marco de referencia recientemente planteado es importante recordar que la administración del Presidente Cristiani, que se hizo cargo en 1989, se fijó tres grandes objetivos: a) la finalización del conflicto armado que enfrentó al país por doce años; b) la introducción de la economía de mercado y c) el alivio de la pobreza.

Después de dos años de conflictivas negociaciones, la finalización formal del conflicto armado se realizó en enero de 1992, con la firma de los acuerdos de paz en el castillo de Chapultepec, en México. A partir de ese fundamental evento, puede interpretarse un primer consenso nacional destinado a establecer a la democracia representativa como el modelo político nacional.

En lo económico, el proceso de reformas iniciado en 1989 contemplaba, entre otras, la reducción del déficit del sector público, la liberalización del tipo de cambio, la eliminación de controles de precios, la reducción de aranceles de importación, la eliminación de exenciones arancelarias y la simplificación en los procedimientos de comercio exterior. Por otra parte, se privatizaron los bancos, se prohibió el otorgamiento de créditos del Banco Central de Reserva al Gobierno y se mejoró el sistema de recaudación impositiva.

Las reformas económicas anteriores permitieron que el PIB, que había tenido un crecimiento nulo en la década de los ochenta, pasara a registrar tasas del orden del 3% anual para los años 1990 y 1991, 5% anual para los años 1992 y 1993, en tanto que 6% anual para el año 1994. Es de resaltar que las anteriores cifras de crecimiento se registraron en un contexto de control de la inflación (del orden de 12% anual) y con el respaldo de reservas en divisas internacionales suficientes para afrontar importaciones por cuatro o cinco meses.

En lo social, se implantó una serie de iniciativas de mejoramiento de las condiciones sociales, surgidas particularmente como consecuencia de los acuerdos de paz de 1992 y con el apoyo de la comunidad internacional, destinadas a la reinserción ciudadana de un gran contingente de desmovilizados del conflicto armado. Al margen de iniciativas específicamente destinadas a la población que participó en el conflicto, se establecieron otras, como el Fondo de Inversión Social, destinado a orientar su asistencia a poblaciones pobres, promoviendo y financiando proyectos de infraestructura y equipamiento en educación, salud, saneamiento básico, mejoramiento de vivienda e infraestructura comunitaria, programas de nutrición dirigidos a grupos vulnerables, capacitación

y asistencia técnica para la producción, infraestructura y equipamiento de centros vocacionales para la formación de mano de obra calificada.

El fortalecimiento de la democracia no sólo se patentizó por importantes procesos, como la reforma y fortalecimiento del sistema judicial, particularmente debe destacarse el proceso electoral que se inició en junio de 1992 con la instauración del Tribunal Supremo Electoral y culminó el 20 de marzo de 1994, con el acto eleccionario, en que la participación ciudadana fue cercana al 53%.

La nueva administración surgida de las urnas y encabezada por el Presidente Calderón Sol, ha fijado entre sus metas a) consolidar la paz, b) profundizar y ejecutar las reformas económicas y c) disminuir la pobreza.

Con referencia al robustecimiento del proceso de paz, la atención se ha centrado en dos aspectos: por una parte, la consolidación de la recientemente creada Policía Nacional Civil, en reemplazo de la anterior Policía Nacional Militar, y por la otra, la conclusión de la transferencia de tierras en disputa a los ex-combatientes de ambos frentes en conflicto.

En el área económica, se pretende modernizar el sector público, para lo cual se han planificado reformas estructurales, institucionales y legales en los sectores más importantes de la actividad. Por otra parte, se pretende incrementar en forma sustancial la iniciativa privada en áreas tales como el sector energético, telecomunicaciones, saneamiento y transporte. Se pretende fomentar las exportaciones no tradicionales, mejorar los sistemas de recaudación impositiva, ampliar los mercados de capital, desarrollar los recursos humanos y promover el desarrollo ambientalmente sostenible.

Es justamente en el marco de la modernización del sector público y la promoción de participación privada que se inscriben las reformas planteadas en el sector energético de El Salvador.

2. Antecedentes Específicos

Resulta pertinente realizar una breve descripción del sector energético, desde el punto de vista de los marcos de referencia general, institucional, físico y legal previos al proceso de reforma cuya ejecución ya se encuentra en etapas iniciales.

a) Antecedentes generales de la oferta y la demanda

Es interesante destacar que, desde el punto de vista energético y a nivel de consumo final, El Salvador es un país que consume dos tipos de energía secundaria: electricidad y derivados de petróleo, en tanto que existe un consumo final masivo de biomasa.

La participación de la biomasa (leña, productos de caña y carbón vegetal) es del orden del 53% del consumo final energético, los derivados del petróleo representan el 39%, en tanto que la electricidad solamente un 8%. Según la OLADE, el consumo percapita de energía en El Salvador, el año 1992, fue de 2.79 Bep/habitante. En consecuencia, las dos características globales más

relevantes del sector energético del país son los bajos niveles de consumo (el promedio de consumo en América Latina es de aproximadamente 9 Bep/habitante), con una gran dependencia en la biomasa.

Pese a los indicios de la existencia de una eventual cuenca sedimentaria en la plataforma continental salvadoreña, al no contarse con reservas cuantificadas de hidrocarburos, todo el consumo de los derivados de petróleo es de importación, ya sea en forma de crudo para alimentar la refinería existente en el país, o en forma de derivados.

La electricidad es generada en base a dos recursos locales, como la hidroenergía y la geotermia, y complementada por termoelectricidad en base a derivados de petróleo importados.

En términos de biomasa, la leña representa un 91% del consumo final energético de biomasa, los productos de caña un 8%, en tanto que el carbón vegetal un 1%.

b) Antecedentes institucionales

Pese a la gran dependencia del consumo energético en los recursos de biomasa, formalmente el sector energético solamente está dividido en dos subsectores: eléctrico y de hidrocarburos.

Por mucho tiempo, el gobierno nacional ha ejercido el control directo de casi todas las actividades del sector formal. En el caso de la energía eléctrica, por ejemplo, la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) no solamente era una empresa de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Por otra parte, hasta hace muy poco tiempo, planificaba el desarrollo eléctrico del país, formulaba la política sectorial y establecía las regulaciones pertinentes.

Es a partir de 1990, con la creación de la Dirección Nacional de Energía Minas e Hidrocarburos, en el Ministerio de Economía, que los aspectos relativos a hidrocarburos no son mas responsabilidad de la CEL. Sin embargo, formalmente la CEL aún mantiene la responsabilidad de desarrollar los programas de exploración petrolera y de representar al Estado en eventuales contratos de operación.

Desde el punto de vista empresarial, la CEL se constituye en un monopolio estatal integrado, responsable de la generación, transmisión, distribución, exportación e importación de la energía eléctrica. Es importante mencionar que cuatro empresas privadas de distribución existentes en el país hasta 1986, fueron transferidas a la CEL por el Estado, a consecuencia de la caducidad de las respectivas concesiones.

Las empresas que pasaron a depender de la CEL son: Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador (CAESS), Compañía de Luz Eléctrica de Santa Ana (CLESA), Compañía de Luz Eléctrica de Sonsonate (CLES) y Compañía de Luz Eléctrica de Ahuachapán (CLEA).

Al margen de las anteriormente mencionadas distribuidoras de electricidad, están la empresa eléctrica De Matheu, con concesión vigente, y la distribuidora DEUSSEM, que opera bajo la modalidad de economía mixta, con participación municipal, del sector privado y de la CEL.

En el sector hidrocarburos, la totalidad de los agentes económicos encargados de la oferta energética son del sector privado. La refinería de petróleo existente en Acajutla es de la empresa RASA de C.V., la cual, a su vez, es propiedad de las empresas SHELL y ESSO. Existen empresas mayoristas para la distribución de combustibles, y son: SHELL, ESSO y TEXACO. En el caso del Gas Licuado de Petróleo están ESSO, SHELL y TROPIGAS. La distribución minorista de combustibles es de propiedad privada, existiendo 253 estaciones de expendio.

En el campo normativo y regulador del sector de energía están las siguientes instituciones:

- i) Ministerio de Economía. Encargado de la fijación de precios en electricidad e hidrocarburos, así como de todos los aspectos relacionados con la importación de crudo y derivados, desde la otorgación de licencias, hasta la fijación de precios y control de calidad.
- ii) Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL). Pese a que formalmente no tiene funciones de regulación o de normatividad en el sector, en la práctica es una entidad fundamental en las definiciones en materia de política eléctrica a nivel nacional. Es así que, por ejemplo, las políticas de expansión, precios, estrategias, etc., en materia de energía eléctrica, son inicialmente elaboradas en la CEL, para su posterior aprobación y promulgación en otros estamentos del Organo Ejecutivo.

En el campo de la fiscalización de las actividades en el sector energético formal, están:

- i) Ministerio de Planificación (MIPLAN). Supervisa la ejecución de los programas energéticos y sus respectivas inversiones, mediante el Sistema Nacional de Inversiones Públicas.
- ii) Ministerio de Hacienda. Controla la ejecución presupuestaria de la CEL e, indirectamente, de las empresas distribuidoras bajo control de esta última.
- iii) Banco Central de Reserva. Controla el endeudamiento internacional y su financiamiento, tanto para el sector público como para el privado. En el caso de la CEL, además de lo anteriormente mencionado, es agente fiscal en la emisión de bonos de la empresa.
- iv) Asamblea Legislativa. Con una periodicidad de cuatro años, aprueba los presupuestos ordinarios y extraordinarios de la CEL. Por otra parte aprueba los préstamos de la entidad, con el correspondiente aval del Estado.
- v) Corte de Cuentas de la República. Controla y fiscaliza detalladamente la administración de la CEL.

c) Antecedentes físicos

Los gráficos 1 y 2, así como los respectivos cuadros 1 y 2, resumen la evolución en el tiempo, de la composición del consumo final energético salvadoreño, en términos de fuentes energéticas y según los sectores de consumo, respectivamente.

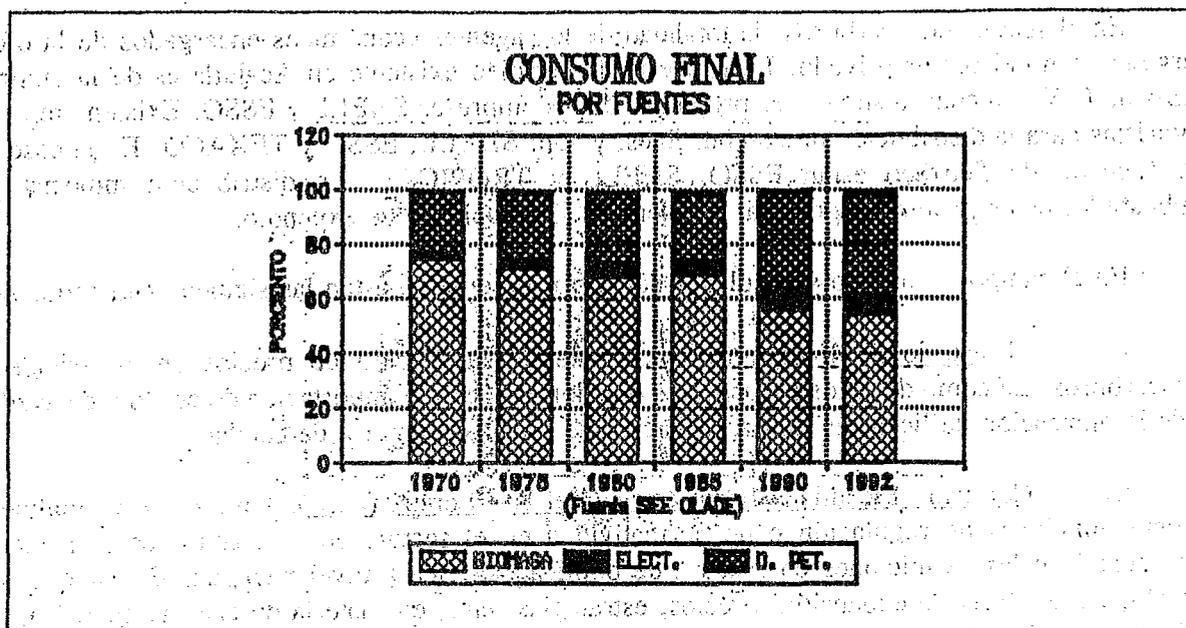


Gráfico 1

Cuadro 1
EL SALVADOR: CONSUMO FINAL ENERGETICO Y NO ENERGETICO

Consumo final (BEPD)	1975	1980	1985	1990	1992
Leña	24,647	25,556	27,608	19,701	20,638
Productos de caña	2,562	1,948	1,400	1,603	2,003
Otras primarias	88	79	137	178	170
Total Primaria	27,296	27,584	29,145	21,482	22,811
Electricidad	1,534	2,277	2,499	3,282	3,477
Gas licuado	332	595	682	995	1,197
Gasolinas/Alcohol	2,562	2,786	2,899	3,430	4,296
Kerosene/Turbo	901	877	1,145	1,033	1,189
Diesel oil	3,430	3,833	3,893	5,356	6,523
Fuel oil	2,060	2,249	1,904	2,608	2,449
Coques	0	14	0	0	0
Carbón vegetal	25	25	25	205	219
No energetico	274	318	263	436	482
Total Secundaria	11,118	12,973	13,310	17,345	19,833
Total	38,414	40,556	42,455	38,827	42,644

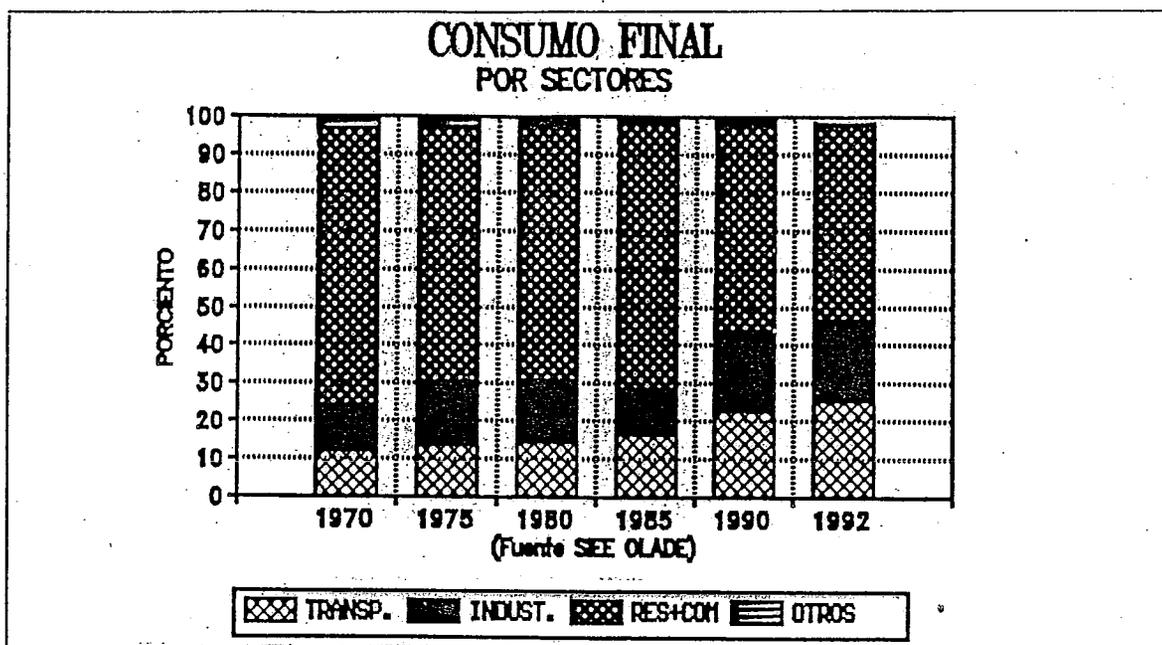


Gráfico 2

Cuadro 2

EL SALVADOR: CONSUMO FINAL ENERGÉTICO Y NO ENERGÉTICO POR SECTORES

C.final sectorial (BEPD)	1975	1980	1985	1990	1992
Transporte	5,222	5,866	6,855	8,863	10,808
Industria	6,485	6,712	5,271	8,175	9,110
RES+COM+SERV.PUB.	25,685	27,258	29,532	20,795	21,882
AGR+PES+MIN+CONS +OTROS	748	403	534	559	362
Energético	38,140	40,238	42,192	38,392	42,162
No energético	274	318	263	436	482
Consumo final	38,414	40,556	42,455	38,827	42,644

Según los datos del consumo final por fuentes, es posible notar una tendencia nítida de disminución porcentual de la biomasa y un aumento de la electricidad y de los derivados del petróleo en el tiempo. Tal evolución significa una tendencia de modernización de la economía salvadoreña. Sin embargo, en la actualidad, la dependencia en la biomasa como fuente energética aún constituye más de la mitad del consumo final energético del país.

El consumo final por sectores muestra una evolución en el tiempo, en la que el sector residencial y comercial disminuyeron su participación porcentual (73% el año 1975, 68% el año 1985 y 52% el año 1992), en favor de los sectores transporte e industria. Es notorio ver un estancamiento en el crecimiento del consumo final del sector industrial, durante la época del conflicto armado, para retomar su tendencia histórica a principios de la década de los noventa.

La composición del sector eléctrico es tal, que a inicios de 1995 la capacidad instalada fue de aproximadamente 817 MW, repartidos según el detalle del cuadro 3.

Cuadro 3
COMPOSICION DEL PARQUE GENERADOR

PLANTA	TIPO	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Capacidad Instalada	Capacidad por tipo
Guajoyo	Hidro.	15.0	15.0	2%	
Cerron Grande	Hidro.	135.0	135.0	17%	
5 de Noviembre	Hidro.	81.4	72.0	10%	
15 de Septiembre	Hidro.	156.6	156.6	19%	47%
Acajutla	Termo.	220.1	196.0	27%	
Miravalle	Termo.	18.6	12.0	2%	
Soyapango	Termo.	53.9	43.9	7%	
San Miguel	Termo.	31.9	23.0	4%	40%
Ahuachapan	Geoterm.	95.0	43.0	12%	
Berlin	Geoterm.	10.0	10.0	1%	13%
Total		817.5	706.5	100%	100%

La importante diferencia entre capacidad nominal y capacidad efectiva se debe a que existen algunas unidades termoelectricas retiradas para rehabilitación (Soyapango y Acajutla), así como menor producción de geotermoelectricidad por falta de nuevos pozos en Ahuachapán y una disminución de capacidad en las plantas hidroelectricas que serán sujeto de un programa de rehabilitación.

El sistema de transmisión cuenta con 920 Km de líneas de alta tensión (115 kV y una línea de 230 kV para la interconexión con Guatemala). Existen 19 subestaciones con una capacidad de transformación de 1,043 MVA instalados.

Los sistemas de distribución que operan en voltajes de 46 kV, 34.5 kV, 23 kV y 13.2 kV, atendieron en 1994 a aproximadamente 700,000 usuarios residenciales. Esta cifra significa una cobertura del servicio un tanto superior al 60%. A nivel urbano, aproximadamente un 90% de la población tiene acceso al servicio eléctrico, en tanto que en el sector rural, que representa el 60% del país, solamente un 33% tiene acceso a ese servicio. Según datos de la OLADE, el consumo per cápita de electricidad en El Salvador es superior a los 400 kWh/habitante, siendo algo mayor a los consumos per cápita de los países centroamericanos, con excepción de Costa Rica, que aproximadamente tiene un consumo tres veces superior.

Desde el punto de vista de la operación, el sistema de generación opera de manera tal, que la base está cubierta por hidroelectricidad, la semibase por la generación geotérmica, en tanto que los semipicos y picos, por la termoelectricidad convencional (turbinas a vapor operadas con combustibles pesados bunker, motores diesel operados con diesel oil y turbinas de gas operadas con diesel oil, en orden de méritos, según los costos de operación crecientes). Los sistemas de transmisión, pese a haber sido blanco de importantes ataques terroristas durante los años de la contienda armada, sólo incrementaron los niveles de pérdidas de 4.5% a aproximadamente 6% en la actualidad. Si bien ese nivel parecería un tanto elevado para un sistema de transmisión de las características del salvadoreño, no resulta un valor desmesuradamente alto.

Debe tenerse en cuenta que gran parte de los ataques terroristas contra las instalaciones de transmisión fueron reparados en condiciones de emergencia y con soluciones provisionales, que permanecen así hasta el presente.

Los sistemas de distribución acusan en su operación mayores niveles de pérdidas y de sobrecarga. Por una parte, la demanda de electricidad creció en forma importante en el último quinquenio, como consecuencia de la finalización de la guerra y la mayor actividad económica, así como por los bajos niveles tarifarios que alcanzaron en 1994, en promedio, el 70% de los costos marginales. Por otra parte, se restringieron las inversiones en distribución con anterioridad a la fecha de caducidad de las concesiones y se produjeron daños como consecuencia de la guerra. Como resultado, los niveles de tensión y frecuencia del servicio eléctrico acusan fluctuaciones mas allá de lo recomendado.

Entre 1990 y 1992 prevaleció una época de sequía sin precedentes, hecho que obligó a la CEL a incorporar turbinas de gas operadas con diesel oil en la planta de Acajutla.

La situación de escasez condujo a la CEL, por otra parte, a firmar un contrato de compra de energía (power purchase agreement - PPA) con un productor independiente de electricidad (independent power producer - IPP). Dicho contrato se refiere a la compra de 560 GWh anuales (275 GWh en la época de enero a mayo y 285 GWh en la época de junio a diciembre). La potencia garantizada es de 80 MW, por lo que el factor de planta implícito es de 80%. El contrato está bajo la modalidad de "take or pay", bajo la cual la CEL se compromete a comprar los antes referidos montos de energía. El contrato tiene una duración de 20 años y el precio convenido tiene tres componentes (componente de capacidad, un cargo por operación y mantenimiento y un cargo por costos de combustible), que se ajustan en el tiempo. En la actualidad, la planta está en proceso de construcción y se prevé que los precios iniciales de energía estarán en el orden de los 70 dols/MWh.

En el sector hidrocarburos se cuenta con una refinería en Acajutla, con una capacidad utilizada de producción de 17 Kbbbl/día, propiedad de las empresas SHELL (35%) y ESSO (65%). La mencionada refinería abastece una importante porción del mercado interno de combustibles derivados de petróleo (55%).

RASA de C.V. únicamente se abastece de crudo de Venezuela, fuera del Pacto de San José, a pesar de que éste se encuentra vigente. Esto se debe a que el único comprador dentro del pacto es el Gobierno de El Salvador y las importaciones de crudo son libres.

La refinería tiene una estructura de refinación sencilla, en la que no existen procesos de cracking catalítico, ni facilidades para el tratamiento de crudos pesados (visbreaking plants), por lo que la producción está seriamente condicionada a estos factores.

Para disminuir la rigidez de la estructura de producción, se importan crudos reconstituídos. Asimismo, se importan los déficit de los combustibles derivados, con excepción del bunker.

La refinería cuenta con facilidades de almacenamiento suficientes para 1.1 millones de barriles, entre crudo y productos limpios. Este hecho le da una importante ventaja comparativa en la importación de hidrocarburos frente a eventuales competidores.

Como se comentó anteriormente, tres empresas privadas están encargadas de la distribución a granel de combustibles, en tanto que otras tres comercializan el GLP. La distribución en detalle de los combustibles se realiza mediante: a) gasolineras propiedad de las compañías distribuidoras, que son operadas por las mismas empresas; b) estaciones propiedad de las compañías, que son dadas en calidad de arrendamiento a concesionarios responsables de su operación, y c) gasolineras que son propiedad y son operadas por el concesionario.

Desde el punto de vista de los precios, en el caso de la energía eléctrica los métodos de fijación de tarifas están basados en criterios contables, con una tasa de rentabilidad asegurada del 8% anual sobre los activos fijos. Sin embargo, debido a consideraciones, en la mayoría de los casos ajenas al propio sector, tales niveles muy rara vez se han dado. En la práctica, a nivel global, las tarifas han estado por debajo de los costos marginales (51% de dicho valor en 1993 y 74% en 1994, después de un incremento tarifario del 30%). Se prevé que tal discrepancia en términos absolutos será resuelta con un incremento de 35% en términos reales durante los próximos años.

En términos relativos, las tarifas de energía eléctrica también están distorsionadas; así, en un análisis realizado por consultores contratados por el gobierno, se ve que la tarifa para el consumidor residencial significaba el 42% de su costo marginal, para el consumidor industrial el 113% y para el comercial el 69%. Debe mencionarse que financieramente la CEL ha dependido de importantes transferencias de recursos del Gobierno Central.

En enero de 1994, el sistema de fijación de precios en el sector hidrocarburos ha sido sujeto de un cambio. El sistema anterior, consistía en el cálculo del precio de un barril promedio ponderado. Para el efecto, se establecía un precio FOB promedio del crudo reconstituído, al cual se le adicionaban el flete marítimo, seguro, pérdidas en tránsito y demás costos de internación, con lo que se tenía un precio de la materia prima a la entrada de la refinería.

Al precio de la materia prima se le adicionaban los costos de energía y pérdidas, costos de operación y, finalmente, un margen fijo o utilidad garantizada (de 2 dls/Bbl), obteniéndose un precio de venta promedio del barril cóctel a la salida de refinería. Utilizando los volúmenes de producción y los precios FOB de la Costa del Golfo de los Estados Unidos de América, de cada uno de los derivados del petróleo como parámetro de distribución, se calculaban, por medio de una ponderación, los precios finales de venta de la refinería (rack RASA).

A partir del 26 de enero de 1994, se ha introducido otro sistema de fijación de precios para los combustibles en el mercado interno. Dicho sistema, denominado "sistema de paridad de importación", consiste en fijar en forma independiente los precios de cada uno de los combustibles que participan en el mercado interno.

Para el efecto, se han definido dos tipos de costos: costos variables y costos invariables. Dentro los costos variables se consideran: a) el precio FOB del producto en cuestión; b) el flete marítimo; c) el seguro marítimo; d) pérdidas en tránsito; e) impuestos de importación; f) costo de cartas de crédito, y g) pérdidas en almacenamiento. Se han definido como costos invariables: a) los costos por descarga del buque tanque; b) los costos de regulación y control, y c) los costos de operación en la terminal de importación.

A los costos así definidos se le agrega un margen de beneficio fijo de 1 dls/Bbl, más un recargo, según el producto en cuestión. El recargo está compuesto por: a) un aporte a un Fondo de Estabilización y Fomento Económico (FEFE), creado en 1981; b) un margen de financiamiento de subsidios para el diesel, destinado al transporte colectivo de pasajeros mediante autobuses, gas licuado de petróleo para uso doméstico y a granel para uso en mercados municipales, hospitales e instituciones de beneficencia pública, y c) un margen especial de financiamiento a las gasolinas, diesel oil no preferencial, kero/turbo y fuel oil (bunker).

Los precios de los derivados, a nivel de distribución minorista, están desregulados y, en la práctica, los distribuidores pueden fijar sus márgenes en forma libre, con excepción del diesel preferencial y el GLP para los usos mencionados anteriormente.

d) Antecedentes legales

La Constitución Nacional tiene una serie de preceptos que hacen, en general, a las modalidades de prestación de los servicios públicos y/o al dominio del subsuelo por parte del Estado. Es de destacar el anterior Art. 120 de dicho cuerpo legal, que establecía un período de 50 años como límite máximo de las concesiones, indicando que el posterior traspaso de los bienes afectos a la concesión debía ser traspasado al Estado, sin ningún costo y en buen estado de funcionamiento.

Es justamente a partir de tal precepto constitucional que las compañías distribuidoras de energía eléctrica anteriormente existentes, fueron absorbidas por el Estado y transferidas a la CEL, en el año 1986. Dado el carácter desincentivador de inversiones privadas de dicho artículo, éste fue modificado en 1993.

En general existe una serie de instrumentos legales en vigencia, que regulan el accionar del sector energético formal. A continuación se lista los más importantes:

- i) Decreto Legislativo N° 177, del 31 de diciembre de 1935. Regula la producción, transmisión y distribución de energía eléctrica.
- ii) Decreto Legislativo N° 636, del 16 de junio de 1950. Señala los procedimientos para las expropiaciones de terrenos para las obras de electrificación nacional.
- iii) Decreto Legislativo N° 648, del 15 de mayo de 1952. Ley de régimen de servidumbres para las obras de electrificación nacional.
- iv) Decreto Legislativo 137, del 27 de septiembre de 1948. Ley de constitución de la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Rfo Lempa - CEL.
- v) Decreto Legislativo 267, del 19 de junio de 1992. Ley de protección al consumidor.
- vi) Decreto Legislativo 169, del 23 de diciembre de 1970. Ley reguladora del depósito, transporte y distribución de productos de petróleo.
- vii) Decreto modificatorio del anterior, de fecha 15 de enero de 1976.
- viii) Decreto N° 626, de 17 de marzo de 1981. Ley de Hidrocarburos, limitando a la CEL la exploración y explotación de hidrocarburos.
- ix) Ley del Sistema Nacional de Inversiones Públicas. Decreto 621 de 19 de diciembre de 1990.

3. El Proceso de Reforma

Se realiza una descripción del proceso de reforma planteado, tanto desde el punto de vista de sus móviles, como de las acciones a emprender en los planos institucional, legal y empresarial. Se analiza conceptualmente la reforma, teniendo en cuenta los objetivos del presente trabajo, es decir, eficiencia, equidad y sustentabilidad.

a) Orientaciones de política energética

La reforma del sector energético salvadoreño está guiada por las orientaciones de la "Carta de Política Energética del Gobierno (1991)". En dicha carta se establecen las bases del programa de ajuste estructural de la economía, cuyos lineamientos más sobresalientes son:

- i) Importante reducción de la intervención gubernamental en la economía, abriendo la posibilidad de participación de la iniciativa privada.

- ii) Apertura de la economía, permitiendo un comercio internacional libre, a partir de la remoción de barreras comerciales.
- iii) Desregulación interna de los mercados.
- iv) El mantenimiento de una política monetaria estricta y la adopción de una gran disciplina en materia de gasto fiscal.

En términos de política energética, se plantean los siguientes objetivos:

- i) Incrementar la eficiencia de las empresas estatales del sector y asegurar su autonomía financiera.
- ii) Reducir la participación estatal en las actividades comerciales del sector, incrementando la participación del sector privado.
- iii) Liberalización de los precios de los energéticos transables, así como el establecimiento de procedimientos eficientes y estables para la regulación de precios de los energéticos producidos por los monopolios naturales.
- iv) Promoción de nuevas fuentes energéticas en el país.
- v) Cuidar del medio ambiente en todas las actividades relacionadas con el sector energético.

b) Diagnóstico para el proceso de reforma

Globalmente, el sector está afectado por problemas en su estructura física, económica y financiera, como consecuencia de deficiencias en el marco institucional, regulatorio y legal.

Un estudio de consultoría encargado por el Gobierno (Reforma del Sector Energético - SYNEX Ingenieros Consultores) ha identificado, a nivel de diagnóstico, las siguientes conclusiones, a partir de las cuales se plantea el proceso de reforma:

- i) El Estado está involucrado empresarialmente en la realización de prácticamente todas las actividades relacionadas con el suministro de electricidad.
- ii) La actividad empresarial del Estado es ejercida a través de una empresa estatal monopólica (CEL).
- iii) El Estado carece de organismos externos a las empresas, que definan la política energética y la coordinación intrasectorial; en la práctica el Estado ha tenido que delegar en la CEL su papel rector del subsector.

iv) Los objetivos asignados a la CEL son difusos y, en algunos casos, contrarios a sus intereses empresariales.

v) La delicada situación financiera de la CEL es consecuencia de la política tarifaria, cuyas características básicas son:

- 1) Tarifas distorsionadas en términos absolutos, dado que los niveles medios están por debajo de los costos de suministro del servicio.
- 2) Distorsión relativa de tarifas, dado que existen subsidios cruzados entre distintas categorías de usuarios.
- 3) Los criterios formales de cálculo (métodos contables) no responden a conceptos económicos.
- 4) Los niveles tarifarios normalmente aprobados no responden a los márgenes de utilidad contemplados en la Ley.
- 5) La periodicidad de ajustes tarifarios es esporádica y, en general, como consecuencia de compromisos políticos, sociales y financieros.

En el sector hidrocarburos, las conclusiones de diagnóstico a las que arribó el consultor contratado por el Gobierno fueron las siguientes:

- i) El Estado monopoliza el suministro de crudo.
- ii) RASA monopoliza, en la práctica, el suministro de derivados a los distribuidores mayoristas, con excepción del GLP.

En función de los puntos anteriores el diagnóstico concluye que la regulación del margen de refinación y la falta de competencia en las importaciones protege injustificadamente a RASA y no garantiza la eficiencia en el suministro de derivados, con la consecuente desmotivación para que la refinería se modernice y, por tanto, los precios al público sean más altos de lo que deberían.

iii) El Acuerdo de San José rigidiza las opciones de compra de crudo e involucra al Estado en la cadena de importación y transporte hasta la refinería.

iv) Existe sobreproducción de bunker, debido al tipo de crudos importados y a la tendencia de refinar en lugar de importar derivados.

v) Los precios regulados de los derivados, a nivel de distribución mayorista (rack RASA), están distorsionados, lo que produce ineficiencias de tipo económico.

- vi) En la exploración y explotación de hidrocarburos se destaca la inconveniencia de que la CEL desempeñe el doble papel de representar al Estado y, eventualmente de empresario.
- vii) El marco legal para los contratos de operación es extremadamente rígido, lo que desincentiva la participación privada.

Finalmente, a nivel global del sector de energía, el diagnóstico destaca la ausencia de un ente de coordinación intersectorial de alto nivel, así como de un organismo regulador independiente para los servicios monopólicos.

c) Descripción de las reformas

Las reformas a llevarse a cabo en el sector energético de El Salvador pueden ser descritas en cuatro marcos de referencia: institucional, regulatorio, empresarial y legal.

i) Marco de referencia institucional. Básicamente se pretende devolver al Estado el rol rector del sector, así como definir un organismo regulador para los energéticos producidos por monopolios naturales. Las reformas planteadas son:

- 1) Creación de un Consejo Nacional de Energía (CNE) integrado por los Ministros de Planificación y Coordinación del Desarrollo Económico y Social, Economía, Hacienda, Agricultura y Ganadería y el Presidente del Banco central de Reserva.
- 2) Creación de la Comisión Reguladora de Electricidad e Hidrocarburos (CREH).

El Consejo Nacional de Energía sería un organismo interinstitucional que sesionaría ordinariamente una vez al mes y extraordinariamente las veces que fuesen necesarias. Estaría presidido por el Ministro de Planificación y contaría con un Director Ejecutivo para el cumplimiento de las resoluciones del Consejo.

El Consejo contaría con el apoyo de un Comité Sectorial para el cumplimiento de sus objetivos. Dicho Comité estaría conformado por representantes de las empresas estatales y privadas del sector, representantes del sector productivo privado, representantes de las asociaciones de empresarios privados, representantes sindicales del sector, representante de las universidades nacionales, de las asociaciones de profesionales y de las asociaciones de protección y conservación del medio ambiente.

El objetivo fundamental de la Comisión sería el análisis, formulación y seguimiento de la política energética nacional.

La CREH sería una institución de derecho público, que se relacionaría con el Organismo Ejecutivo a través del Ministerio de Economía. Su objetivo fundamental sería velar por el exacto

cumplimiento de la Ley General de Electricidad y la Ley General de Hidrocarburos, así como sus respectivos reglamentos. Asimismo, sería el organismo encargado de la regulación de los precios de los productos energéticos provenientes de un monopolio natural.

Se crearía una Unidad de Transacciones, destinada a definir el despacho de carga en el sector eléctrico, de acuerdo a criterios de eficiencia económica. En la práctica, esta unidad sería responsable de la configuración de un mercado competitivo de generación.

ii) Marco regulatorio. En lo que a política regulatoria se refiere, la reforma contempla las siguientes medidas:

- 1) Desregulación de los precios de energía eléctrica a nivel de generación. Para el efecto, los precios de transferencia serían libres y acordados en contratos de largo plazo de venta en bloques. Las ventas ocasionales estarían reguladas y se valorizarían en función de los costos marginales de corto plazo. Una vez logradas las condiciones de competencia en el mercado eléctrico a nivel de generación, los precios de venta a los grandes consumidores, así como a las empresas de distribución, serían totalmente desregulados.
- 2) Se establecería un sistema de retribuciones operacionales y peajes para el sistema de transmisión y se permitiría el libre acceso a las redes, las cuales estarían operadas y serían propiedad de una empresa transmisora.
- 3) Los precios por servicios de transmisión, así como los precios de distribución estarían regulados.
- 4) Existiría una redefinición del régimen de obligaciones y derechos de los concesionarios de distribución, transmisión y generación.
- 5) En materia de hidrocarburos, se abriría el mercado para la libre importación de crudo y/o derivados, a todas aquellas empresas con capacidad técnica, financiera y empresarial para realizar tales tareas.
- 6) Los precios de importación de hidrocarburos y de venta al por mayor inicialmente estarían regulados en función a criterios económicos, de manera que los mismos reflejen los costos de oportunidad para la economía. De comprobarse que existen las condiciones de competencia y no exista el peligro de prácticas oligopólicas, los precios serían totalmente desregulados.
- 7) En la comercialización en detalle, los precios se mantendrían desregulados.

iii) Marco empresarial. En el marco empresarial, la reforma supondría lo siguiente:

- 1) Privatización de la distribución en varias empresas, en función de áreas de concesión a definirse. Una de las posibilidades es respetar la estructura empresarial y las áreas de concesión preexistentes con anterioridad a 1986.

- 2) Transformación de la CEL en dos empresas distintas: Una encargada de la generación, la cual sería un actor más en el mercado competitivo de la generación de electricidad, y otra de transmisión, que sería la encargada de expandir y operar el sistema de transmisión, cuyas características son de monopolio natural.
 - 3) Se privatizarían algunas centrales termoeléctricas de la CEL, a efectos de contar con empresas generadoras que posibiliten condiciones de competencia en el mercado de generación.
- iv) **Marco legal.** En el marco legal se tomarían las siguientes acciones:
- 1) Promulgación de una Ley General de Electricidad y aprobación de su reglamento respectivo.
 - 2) Promulgación de una Ley General de Hidrocarburos y aprobación de su reglamento respectivo.
 - 3) Promulgación de la Ley de creación del Consejo Nacional de Energía.
 - 4) Promulgación de la Ley de creación de la Comisión de Regulación de Electricidad.
 - 5) Modificación de la Ley de creación de la CEL.
 - 6) Promulgación de una Ley destinada a privatizar la distribución de electricidad en varias empresas concesionarias.

II. ANALISIS DEL PROCESO DE REFORMA DEL SECTOR ENERGETICO

1. Marco de Referencia Conceptual

Resulta interesante poder definir un marco de referencia conceptual teórico, para poder analizar la propuesta y proceso de reforma del sector energético de El Salvador. Para el efecto se hace hincapié en la finalidad del presente proyecto, que es la de evaluar la contribución del sector energético al crecimiento, a la equidad y a la sustentabilidad, a fin de definir estrategias de desarrollo sustentable en dicho sector.

Es conocido que en América Latina, particularmente en los países importadores de petróleo, la participación del sector energético en la formación del valor agregado es relativamente modesta. Por consiguiente, analizar el eventual impacto del proceso de reformas sectoriales energéticas salvadoreñas en el PIB no sería un ejercicio útil.

Por el contrario, es también conocido que el papel fundamental del sector dentro de la macroeconomía consiste en la provisión oportuna de las cantidades y calidades adecuadas de los distintos productos energéticos, tanto para el normal desarrollo de todas las actividades económicas nacionales, como para impulsar el bienestar y la calidad de vida de los habitantes.

Teniendo en cuenta lo anterior, se realiza una descripción teórica de lo que significarían los aportes del sector energético en la **eficiencia**, la **equidad**, y la **sustentabilidad**. A partir de tal definición se analizan las reformas sectoriales propuestas y la manera como las mismas ayudan o frenan el logro de tales objetivos de carácter general.

a) La eficiencia en el sector energético

En términos teóricos, para tener eficiencia en el sector energético deben lograrse dos tipos de eficiencia: i) eficiencia productiva, y ii) eficiencia asignativa.

La eficiencia productiva será alcanzada cuando:

- 1) La operación de los sistemas energéticos sea realizada en condiciones óptimas; es decir, cuando los costos de producción, transformación, transporte, distribución y comercialización sean mínimos.
- 2) El proceso de inversiones en instalaciones energéticas sea óptimo desde el punto de vista económico.

La eficiencia asignativa será alcanzada cuando el consumo de energía por parte de la sociedad se realice eficientemente, lo cual supone señales de precio eficientes que aseguren un uso óptimo de la energía y una asignación igualmente óptima de los recursos.

En teoría, los precios basados en los costos marginales de oportunidad de la oferta cubren el objetivo de lograr eficiencia asignativa en el sector.

En el caso del sector eléctrico, que era considerado en su integridad como un monopolio natural (fundamentalmente por la existencia de economías de escala), se asumía que los costos marginales de largo plazo de la oferta eran los costos de oportunidad marginales para dicho sector. La energía eléctrica era considerada como un bien intermedio no transable.

Estudios recientes sobre las particularidades del suministro eléctrico parecen demostrar que en los sistemas de generación no existen economías de escala. Tal aseveración parte del hecho confirmado en la práctica, de que los costos promedio de generación varían fundamentalmente en función de la tecnología de generación (hidroelectricidad, geotermoelectricidad, termoelectricidad convencional, etc.) y no del tamaño de las unidades.

El cuadro 4 resume las plantas consideradas como candidatas en el plan de expansión de mínimo costo de la CEL, realizado por la firma Monenco AGRA Inc. En el mismo, se han colocado las características más importantes: potencia efectiva, costo promedio de generación, inversión en dólares americanos de 1994 y costos específicos de inversión.

Puede verse que, desde el punto de vista de las expansiones de generación a realizarse, los costos específicos de inversión están prácticamente en función de la tecnología y no del tamaño de las plantas.

En lo que respecta a las plantas hidroeléctricas, las grandes diferencias entre los niveles de inversión unitaria, así como de costos promedio de generación, son consecuencia de los distintos tipos de plantas (con o sin embalse, planta nueva o ampliación, distintos factores de planta, externalidades existentes, etc.).

En el caso de la geotermia las variaciones en los costos específicos de inversión parecen indicar la existencia de una regla totalmente opuesta a la de economías de escala, pues las unidades más pequeñas acusan valores más bajos que las unidades de mayor tamaño.

En realidad se trata de distintas etapas de conocimiento de los proyectos, pues la geotermia tiene la particularidad de que los estudios de preinversión (cuyo valor se contabiliza en la inversión total) son altamente costosos, debido a la necesidad de realizar perforaciones de cuantificación de reservorios en tales etapas. Las plantas que ya han superado las fases de prefactibilidad o factibilidad tendrán, en consecuencia, inversiones unitarias adicionales bastante menores que las correspondientes a aquellas que no disponen de tales estudios concluidos. Puede decirse, por tanto, que para proyectos geotérmicos con grados de conocimiento similares no existen grandes economías de escala.

Cuadro 4
COMPARACION DE COSTOS PROMEDIO DE GENERACION
Y COSTOS ESPECIFICOS DE INVERSION

	P(MW)	Cp(\$/Mwh)	Inv(M\$)	Ce(\$/KW)
Plantas hidroelectricas				
Zapotillo	103.6	73.00	215.9	2,084
Paso del Oso - Alta Caida	74.2	69.00	143.3	1,931
Cerron Grande - Extension	67.5	259.00	34.0	504
5 de Noviembre - Extension	120.0	62.00	82.9	691
El Tigre	351.2	49.00	436.1	1,242
San Marcos Lempa	56.1	150.00	218.7	3,898
Plantas geotermoelectricas				
Ahuachapan Fase I				
Etapa 1	5.0	25.91	6.4	1,280
Etapa 2	7.0	28.90	8.9	1,271
Etapa 3	10.0	25.91	12.8	1,280
Ahuachapan Fase II	20.0	23.87	22.8	1,140
Berlin Fase I - a	52.4	44.39	124.0	2,366
Berlin Fase I - b	52.5	42.26	116.6	2,221
Berlin Fase II	26.2	53.28	78.0	2,977
San Vicente	26.2	53.28	78.0	2,977
Coatepeque	26.2	54.39	80.0	3,053
Plantas termoelectricas				
Turbo gas Clase 35 MW	34.9	95.14	28.0	802
Turbo gas Clase 80 MW	75.0	81.41	43.9	585
Turbo gas Clase 100 MW	106.5	77.39	51.4	483
Cielo Comb. Clase 80 MW	112.0	73.45	114.0	1,018
Cielo Comb. Clase 100 MW	153.8	67.20	128.1	833
Turbo-Vapor				
Turbo vapor Carbon 75 MW	70.0	95.22	165.0	2,357
Turbo vapor Carbon 100 MW	93.4	86.31	195.0	2,088
Turbo vapor Carbon 150 MW	141.0	78.45	270.0	1,915
Turbo vapor Petroleo 75 MW	71.5	79.47	102.0	1,427
Turbo vapor Petroleo 100 MW	95.3	73.85	125.0	1,312
Turbo vapor Petroleo 150 MW	143.0	71.27	180.0	1,259
Motores Diesel				
Diesel Media velocidad	57.6	87.59	66.0	1,146

Supuestos:**Plantas geotermoeléctricas:****Vida útil 25 años****Factor de planta 100%****Turbinas a gas y ciclos combinados:****Vida útil 20 años****Tiempo de utilización 5,000 hs anuales****Turbinas a vapor:**

Se considera la primera unidad, las siguientes ya tendrían externalidades en las instalaciones comunes y, por consiguiente, costos de inversión menores.

Vida útil, 30 años**Tiempo de utilización 5,000 hs anuales****Motores diesel:****Tiempo de utilización 5,000 hs anuales****Media velocidad - vida útil 20 años****Baja velocidad - vida útil 25 años****Precios de combustible de 1994****Bunker 17.1 \$/bbl = 11.43 \$/Gcal = 2.85 \$/MBTU****Diesel 25.0 \$/bbl = 17.79 \$/Gcal = 4.44 \$/MBTU****Carbón 37.0 \$/TM = 5.78 \$/Gcal = 1.44 \$/MBTU****Tasa de descuento: 12%**

En el caso de las plantas termoeléctricas, los valores considerados por el consultor parecerían demostrar inicialmente que existen economías de escala. Un análisis más detallado nos muestra, sin embargo, que aquello no es del todo cierto. En efecto, considerando por ejemplo las turbinas de gas contempladas en el plan de expansión, se nota que para una unidad que tiene una potencia efectiva de aproximadamente el 33% de otra (34.9 MW frente a 106.5 MW), pese a que los costos de inversión específicos han sido injustificadamente supuestos en un 66% superiores para la unidad pequeña (802 \$/KW frente a 483 \$/KW), los costos promedio de generación, son simplemente superiores en un 23% (95.14 \$/Mwh frente a 77.39 \$/Mwh).

En la práctica internacional, las cifras de inversión unitaria para este tipo de unidades parecerían no ser tan marcadamente distintas entre equipos de la misma tecnología, al margen de acusar niveles absolutos bastante más bajos (del orden de 500 dls/KW) que los considerados en el

plan de expansión. Un análisis similar puede realizarse para las distintas tecnologías consideradas en dicho plan.

Otro elemento técnico fundamental en sistemas de tamaño reducido como el salvadoreño, se refiere a la inconveniencia de incluir unidades generadoras de gran tamaño relativo por razones de confiabilidad. En efecto, por mucho que existiesen economías de escala considerables, la inclusión de unidades de 100 MW en sistemas cuya capacidad instalada total es inferior a 1,000 MW, no es aconsejable, por la existencia de salidas de servicio por causas forzadas. En tales circunstancias, perder 35 MW no implica tanto costo de interrupción a la economía como significaría perder 100 MW.

Por todo lo considerado anteriormente y bajo el supuesto de que no existen economías de escala en la generación de electricidad, puede concluirse que no existirán indivisibilidades muy pronunciadas en el proceso de inversión en el tiempo. En tales circunstancias, el costo de oportunidad marginal para la generación de electricidad será el costo marginal de corto plazo, el que en teoría coincidirá con el más tradicional costo marginal de largo plazo, si el sistema está económicamente adaptado. Por consiguiente, un sistema de precios para la generación de electricidad, que refleje los costos marginales de corto plazo, es una condición *sine qua non* para lograr la eficiencia asignativa de los sistemas de generación. La energía eléctrica a nivel de generación puede considerarse un bien intermedio transable.

Los sistemas de transmisión de electricidad, por el contrario, acusan economías de escala pues el transporte de bloques grandes de potencia se realiza en forma más económica, mediante redes de alta tensión en lugar de varias redes de media o baja tensión. Por otra parte, tales sistemas deben operarse como monopolios naturales pues la duplicación de redes significaría ineficiencias en la asignación de recursos. En tales circunstancias, la electricidad ya no es más un bien transable. Una buena aproximación al costo de oportunidad marginal son los costos incrementales promedio (average incremental costs) de transmisión. Los mismos pueden calcularse como el cociente entre la variación de la suma de los valores actualizados netos de las inversiones y costos de operación y mantenimiento de un determinado sistema dividido por el valor actualizado neto de la variación de la energía transmitida en un determinado horizonte de tiempo.

La incertidumbre relativa al conocimiento de la evolución física de las redes de transmisión, y en la evolución de la demanda, entre otras, permite utilizar una solución "segundo mejor" consistente en evaluar los costos medios de inversión, operación, mantenimiento y pérdidas de un sistema de transmisión ideal "económicamente adaptado", como una buena aproximación al costo marginal de oportunidad. Por consiguiente, sistemas de peajes y fijación de tarifas de los servicios de transmisión, basados en los costos medios de sistemas similares, tecnológicamente actualizados y económicamente adaptados, son suficientes para lograr eficiencia asignativa en los sistemas de transmisión.

En forma similar, los sistemas de distribución de electricidad presentan características de monopolio natural, dentro de sus respectivas áreas de concesión. Por consiguiente, en dichas áreas no podrá incentivarse la competencia, la electricidad será un bien no transable y los precios deberán reflejar los costos marginales de oportunidad, para alcanzar eficiencia asignativa. Al igual que en los sistemas de transmisión, los costos incrementales promedio pueden ser una buena aproximación a los costos marginales de oportunidad del suministro de distribución.

La dificultad práctica de simular distintos estamentos de un sistema de distribución, así como su evolución en el tiempo, las incertidumbres en la evolución de la demanda, etc., hacen que sea más fácil una solución alternativa, consistente en considerar sistemas de distribución de comparación (yardstick comparison) y calcular los costos de inversión, operación, mantenimiento y pérdidas de dichos sistemas, como base de las tarifas o precios de distribución. En la práctica, tal alternativa resulta menos alejada del óptimo, en comparación con los sistemas de fijación de tarifas de distribución en base a criterios contables (cost plus).

Para combustibles transables como el petróleo y sus derivados, así como para combustibles que son sustitutos de otros de naturaleza transable, los precios internacionales o de frontera son buenos indicadores del costo marginal de oportunidad.

El valor económico de los combustibles tradicionales como la biomasa, es el más difícil de determinar, pues en la mayoría de los casos los mercados no están adecuadamente definidos. Sin embargo, pueden ser valorizados en forma indirecta, en términos de los ahorros en combustibles comerciales alternativos como el kerosene, el costo de oportunidad de la mano de obra para la recolección de leña, o los costos de deforestación y erosión.

En resumen, los precios de eficiencia para los energéticos no transables son los costos de oportunidad marginal para producirlos, en tanto que para los energéticos transables en un mercado importador, serán los precios internacionales de importación. En teoría, los precios de eficiencia así definidos serán señales para el consumidor, relativas a los costos de recursos económicos empleados, o a los beneficios alternativos sacrificados, para incrementar el uso de energía.

Con relación a los requisitos para alcanzar eficiencia productiva, se ha mencionado que el primero se refiere a la operación óptima de los sistemas de abastecimiento energético.

En los sistemas de generación, se entiende por operación óptima que la mezcla de las distintas tecnologías de generación, en todo instante debe ser tal, que minimice los costos de operación. Es decir, las unidades de generación deben ser despachadas en función de un "orden de méritos" en función de los costos marginales de operación (despacho económico).

En los sistemas de transmisión, se entiende por operación óptima aquella que minimice las pérdidas de energía con el equipamiento existente. Eso significaría un óptimo manejo de la potencia reactiva no sólo para mantener adecuados niveles de voltaje en todos los puntos del sistema. En algunos casos, además de controlar las inyecciones de potencia reactiva en los puntos de generación, también podrán existir inyecciones reactivas estáticas (capacitores o reactores en derivación) o rotativas (compensadores sincrónicos).

Los sistemas de distribución alcanzarán las condiciones de operación óptima cuando brinden al usuario final las cantidades y calidades necesarias de electricidad en condiciones de mínimo costo con las instalaciones de distribución existentes. Al igual que en el caso de los sistemas de transmisión, esto significará, entre otras acciones, que la operación minimice las pérdidas de energía.

En los sistemas de abastecimiento de petróleo crudo y derivados, en un país importador, la operación óptima se alcanzará minimizando los costos totales operativos para la economía. En este

punto es interesante destacar que la apertura y liberalización del mercado pueden contribuir a la eficiencia operativa. Al respecto, es ilustrativo citar, del estudio "El papel del Estado en el sector de la energía", de la Secretaría Permanente de la OLADE que: "La liberalización de la importación de petróleo y derivados permite desmonopolizar la actividad, evitando la concentración económica sobre todo en el caso de refinérfas, las que deben volverse competitivas para permanecer en el mercado. En mercados de tamaño reducido con estructuras de la demanda desequilibradas hacia los productos intermedios y livianos, no se justifican económicamente las grandes inversiones necesarias para introducir tecnologías de refinación más avanzadas (orientadas hacia grandes centros de refinación de alta tecnología, con conversión profunda). En esas condiciones el valor net-back suele ser negativo para la actividad de refinación" (Gráfico 3)

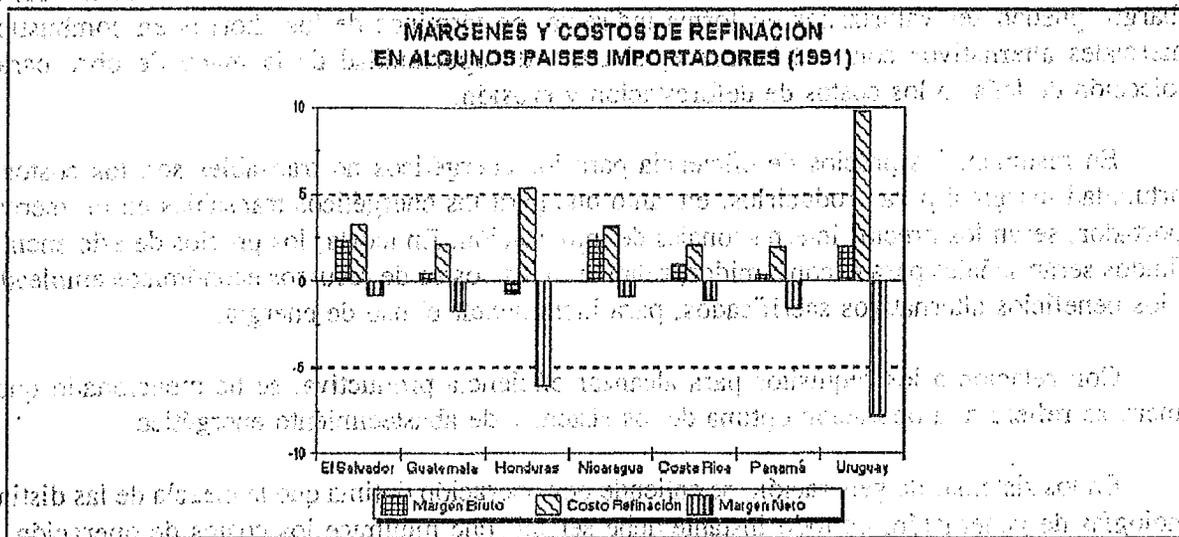


Gráfico 3

	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Uruguay
Margen Bruto	2.38	0.43	-0.75	2.32	-0.98	0.41	1.95
Costo Refinación	3.23	2.17	5.34	3.21	2.09	1.95	9.76
Margen Neto	-0.85	-1.74	-6.09	-0.89	-1.11	-1.54	-7.81

En el gráfico 3 debe entenderse por margen neto la diferencia entre margen bruto y costo de refinación. Por margen bruto debe considerarse la diferencia entre el valor de los refinados, calculados en base a precios de frontera, menos el valor del crudo.

Se ha mencionado que la segunda condición para alcanzar eficiencia productiva se refiere a que el proceso de inversiones se realice en forma óptima desde el punto de vista económico. Este

proceso, que se inicia con la planificación óptima del sector, ha recibido mucho apoyo por parte de quienes defendían la perspectiva de tener empresas verticalmente integradas, bajo régimen monopolístico y, en lo posible, de naturaleza estatal, tanto en hidrocarburos como en electricidad.

Por el contrario, quienes defienden los procesos de reforma sectorial energética en América Latina se han mostrado reacios al concepto de planificación energética, tal vez bajo la errónea concepción de que así como los modelos de economía centralmente planificada fracasaron frente a la economía de mercado, la apertura hacia la iniciativa privada en el sector energético debe dejar de lado la planificación sectorial y liberar a las fuerzas del mercado las decisiones en dicho sector.

Los avances recientes en el sentido de constatar que el sector energético no es un monopolio natural en su integridad; las posibilidades concretas de introducir competencia en los segmentos del sector donde se producen energéticos transables (generación de electricidad y en todo el subsector de hidrocarburos líquidos), la necesidad de regular efectivamente y bajo criterios económicos los segmentos en los cuales hay monopolios naturales, así como la posibilidad, conveniencia y necesidad de incorporar al sector privado en las grandes tareas del sector energético, de ninguna manera pueden ser argumentos para que la importante condición de optimizar el proceso de inversiones no se cumpla.

Se ha mencionado que la planificación energética, bajo régimen de apertura del sector, debe pasar de ser una práctica coheritiva para convertirse en un ejercicio indicativo. Se habla así de planificación indicativa a nivel global del sector, y las denominaciones de los planes de expansión subsectorial también han sido objeto de cambios (por ejemplo de Plan Maestro de Expansión del Sector Eléctrico, a Plan Referencial para las Inversiones del Sector Eléctrico).

Lo cierto es que, más allá de las consideraciones de moda existe, desde el punto de vista teórico económico, la necesidad global de optimizar el proceso de inversiones para lograr, por una parte, costos de oportunidad optimizados y, por la otra, capacidades instaladas en infraestructura energética óptimas, a efectos de maximizar el bienestar social proveniente del consumo de energía.

En efecto, cuando se mencionaba la eficiencia asignativa se establecía que la política de precios óptima era la que fijaba los precios en función de los costos marginales de oportunidad de suministro, los que a su vez son resultados de la política de inversiones. Por otra parte, los niveles de capacidad de la infraestructura energética (que tienen estrecha relación con la confiabilidad del suministro), deben responder a criterios económicos evitando las instalaciones innecesarias, el sobreequipamiento y los déficit.

En teoría, el precio óptimo es el costo marginal de suministro, en tanto que el nivel de capacidad óptima está definido en el punto en el cual el costo marginal de incrementar la confiabilidad es igual al incremento marginal en los beneficios de los consumidores, por disponer de mejor calidad de suministro. Mas allá de la conveniencia y necesidad de permitir que las fuerzas del mercado actúen en el sector energético, existe también la necesidad económica de que la política energética a nivel nacional esté guiada por criterios de planificación óptima del sector.

b) La equidad social y las reformas del sector energético

Es bien conocido que, al ser el sector energético un sector de alta intensidad de capital, de baja participación en la generación de valor agregado (modesta participación en la formación del PIB), de poca generación de empleo, no puede ni debe pretenderse que éste sea un redistribuidor del ingreso ni la punta de lanza a partir de la cual se ataque el problema de la inequidad social. Es justamente a partir de la errónea concepción de que vía el sector energético podían lograrse efectos redistributivos del ingreso, que se atentó contra la solidez financiera y económica de las empresas del sector.

Sin embargo, parece pertinente realizar un par de puntualizaciones relativas a la equidad social en relación con el proceso de reformas sectoriales, a fin de que las mismas puedan tener un efecto positivo, o al menos neutro, sobre el problema de la equidad.

Debe considerarse el impacto de la reforma de regulación de precios de energéticos como el kerosene, el GLP y la electricidad, frente a recursos de biomasa, particularmente la leña. Este tema es importante dada la gran participación de la leña en la estructura del consumo final de energía, y tiene relevancia, además, dado que El Salvador estaría entrando a una fase de escasez relativa de la leña como recurso energético (las fases relativas a la disponibilidad de leña identificadas en la literatura son: abundancia, escasez relativa y escasez aguda).

Las reformas tendrán que contemplar no solamente la posibilidad de disminuir la participación de la biomasa en el consumo final sino, al mismo tiempo, contemplar claras políticas de promoción y ampliación de la frontera de provisión de los energéticos comerciales en las áreas rurales y urbano marginales.

El segundo elemento relativo a la equidad está ligado con la forma como se realicen las privatizaciones previstas, así como los proyectos nuevos en los que esté involucrado el sector privado.

De acuerdo a un estudio de la CEPAL^{1/}, la transparencia mejora el bienestar social porque reduce las posibilidades de corrupción, de colusión y de uso de información confidencial, elementos que originan ganancias privilegiadas en la venta de los bienes públicos.

En concreto, los elementos que brindarán transparencia y que necesariamente deben tenerse en cuenta en los procesos de privatización de bienes y empresas del sector energético, y que en definitiva pueden tener un peso positivo sobre la equidad social, son:

- i) **Acceso público y abierto a la información**, es decir, que la información confidencial sea la excepción y no la regla.

1/ La Crisis de la Empresa Pública, las Privatizaciones y la Equidad Social.

- ii) **Transparencia en la presentación de condiciones especiales, tales como subsidios.** Si las ventas requieren subsidios (por ejemplo subrogación de pasivos), éstos no deben ocultarse en las condiciones de la oferta (precios, plazos, condiciones de financiamiento etc).
- iii) **Claridad y definición "ex ante" de la utilización de los fondos provenientes del proceso de privatización.** Por ejemplo podría pensarse en la creación de un fondo de electrificación rural, en el caso de las privatizaciones de las empresas de distribución de electricidad.
- iv) **Evaluación "ex post" de cada proceso de privatización, en función de criterios acordados con anterioridad entre las instancias pertinentes.**
- v) **Deben existir, de antemano, normas claras de incompatibilidades para los empleados y funcionarios de gobierno que tengan relación con el proceso de privatización.**
- vi) **Velocidad prudente en el proceso de privatización, pues un exceso de urgencia puede comprometer la transparencia y credibilidad de las mismas. Por el contrario, la lentitud excesiva también puede producir desconfianza social y generar condiciones contrarias al propio proceso de privatización.**

Al margen de la transparencia, otro elemento que impactará positivamente el incremento del bienestar social y, por ende, tendrá posibilidades de impactar en forma positiva sobre la equidad social, se refiere a la realización de los esfuerzos para maximizar el precio de venta de las empresas y bienes a privatizar. Sobre el particular, es importante tener en cuenta que, a partir de las experiencias de privatizaciones en el sector energético de otros países de América Latina, a los potenciales inversionistas poco les interesa el valor de libros o los costos de reposición de las instalaciones que eventualmente comprarían.

Pareciera que el tema fundamental en la visión de los potenciales inversionistas está ligado con los indicadores de retorno sobre la inversión. Por lo tanto, tener claridad sobre los flujos probables de utilidades futuras resulta fundamental. Es sintomático resaltar que, por ejemplo, fondos multilaterales para la promoción de privatizaciones y la ejecución de proyectos nuevos del sector privado en la generación de electricidad (como el Scudder Latin American Trust for Independent Power, con participación de la Corporación Financiera Internacional, la Corporación Andina de Fomento y dos importantes empresas eléctricas de los Estados Unidos) buscan la participación accionaria en emprendimientos que en promedio reditúan cifras iguales o superiores al 25% anual sobre la inversión realizada.

c) **Las reformas del sector energético y la sustentabilidad**

Entendiendo por sustentabilidad el proceso de desarrollo armónico sectorial capaz de autosustentarse en el tiempo, es pertinente conocer, al menos conceptualmente, los impactos de la reforma sobre dicho proceso.

La característica de sustentabilidad sectorial deberá cumplirse en tres marcos de referencia distintos: i) económico, ii) social, y iii) ambiental.

En el inciso a) se han mencionado las características suficientes y necesarias para que el desarrollo sectorial sea eficiente desde el punto de vista económico. El cumplimiento de tales características impulsará a que el desarrollo energético sea sostenible en el tiempo, también desde el punto de vista económico.

En forma similar, en el inciso b) se han mencionado algunos requisitos para que el proceso de reformas sectoriales apoye positivamente al objetivo de equidad social.

En lo relativo a la sustentabilidad ambiental, el desarrollo sectorial deberá estar en absoluta consonancia con la preservación racional del entorno. En este sentido, deberá existir un claro compromiso entre los objetivos, muchas veces contradictorios, de crecimiento (expansión del sector) y la preservación medioambiental.

Con relación a este último punto, es pertinente destacar que las causas del deterioro medioambiental en El Salvador no están ligadas con el proceso de desarrollo energético. Por el contrario, el deterioro medioambiental (en orden de importancia: la deforestación, erosión, deterioro de cuencas hidrográficas, disminución de la biodiversidad y contaminación) puede poner en peligro el desarrollo futuro del sector energético.

2. Análisis del Proceso de Reforma Propuesto

Tal como se comentó en el capítulo I, el proceso de reformas sectoriales propuesto tiene componentes en el marco institucional, regulatorio, empresarial y legal.

a) La reforma institucional

Las propuestas de reforma institucional, tendientes a readecuar la estructura de formulación, ejecución, regulación y fiscalización de la política energética son, sin duda, de fundamental importancia.

Dichas propuestas están destinadas, por una parte, a devolver al Estado el papel rector sobre el sector, es decir, la responsabilidad de la formulación de la política energética, lo cual es válido para cualquier modelo de desarrollo sectorial adoptado y, por otra parte, resulta imprescindible y muy apropiada la creación de un organismo independiente, encargado de regular y fiscalizar las actividades de los agentes del sector y, en particular, de aquellos segmentos que por su naturaleza son considerados como monopolios naturales.

Existe, sin embargo, un marcado desequilibrio entre lo que supone la estructura institucional de rectoría y regulación sectorial y la estructura del balance energético a nivel de consumo final. No puede pretenderse que en forma espontánea se revierta la gran dependencia del consumo final energético de El Salvador en la biomasa.

Indiscutiblemente la modernización de la economía irá haciendo que aquella dependencia disminuya. Sin embargo, tratar de alcanzar otros objetivos, como los de eficiencia económica en el sector formal de la energía (electricidad e hidrocarburos), puede hacer que aumente aún más tal dependencia en la biomasa.

En efecto, se ha mencionado como ejemplo, que uno de los requisitos para la eficiencia asignativa en el sector es que los precios respondan a los costos de oportunidad marginales. En el cuadro 5 se detalla el impacto de la adopción de costos de oportunidad marginal (costos marginales de suministro en el caso de electricidad y costos de importación en el caso de líquidos) de tres energéticos comerciales susceptibles de abastecer los requerimientos del consumo residencial.

Se comparan, en primer lugar, los precios prevalecientes en el mercado salvadoreño previos a la reforma (precios de 1992). Asimismo, figura el precio al consumidor de la leña, que constituye el principal energético de biomasa utilizado.

Cuadro 5
PRECIOS INTERNOS DE ENERGIA UTIL Y
SUS COSTOS DE OPORTUNIDAD MARGINAL

	Leña	Kerosene	GLP	Electricidad
Poder Calorífico	3,600 Kcal/Kg	11,100 Kcal/Kg	11,800 Kcal/Kg	860 Kcal/Kwh
Eficiencia Energética	8%	40%	50%	85%
Energía útil	288 Kcal/Kg	4,440 Gcal/Bbl	5,900 Kcal/Kg	731 Kcal/Kwh
Precio interno al consumidor (1992)	0.130 Col/Kg	35.700 US\$/Bbl	0.283 US\$/Kg	0.043 US\$/Kwh
	0.016 US\$/Kg	0.223 US\$/lt		
		0.280 US\$/Kg		
Precio energía útil	55.7 US\$/Gcal	63.0 US\$/Gcal	48.0 US\$/Gcal	58.8 US\$/Gcal
	13.9 US\$/MBTU	15.7 US\$/MBTU	12.0 US\$/MBTU	14.7 US\$/MBTU
Costo de Oportunidad Marginal (Valores de 1992)		37.1 US\$/bbl	0.34 US\$/Kg	0.11 US\$/Kwh
		0.29057018 US\$/Kg		
Costo de Oportunidad Marginal de la Energía Util		65.4 US\$/Gcal	57.6 US\$/Gcal	150.5 US\$/Gcal
		16.3 US\$/MBTU	14.4 US\$/MBTU	37.5 US\$/MBTU

Se han calculado los precios de la energía útil considerando valores típicos de poderes caloríficos, así como rendimientos también típicos, en el proceso de cocción de alimentos para cada uno de los energéticos en cuestión.

Como puede observarse, a nivel de energía útil, los precios son comparables, sin embargo, la necesidad de contar con infraestructura especial para su utilización ha hecho que exista una importante demanda sobre la leña, en lugar de otros energéticos.

Se han estimado eventuales niveles de precios utilizando costos de oportunidad marginal para los energéticos formales (kerosene, GLP y electricidad). Los resultados son obvios. Sin considerar la necesidad de que quienes consumen leña deberán incurrir en costos de transformación (nuevas cocinas, botellones en el caso de GLP, etc.), para convertirse a cualquiera de las otras opciones. Es decir, seguirán teniendo una opción más barata en la leña y, por consiguiente, no existirá ningún incentivo para la transformación.

En términos sectoriales, esto se traducirá en una mayor presión sobre la ya importante dependencia en la biomasa. El tema es particularmente más delicado si se considera que El Salvador estaría en una fase de escasez relativa del recurso, es decir, que los requerimientos anuales de leña son superiores a la oferta sostenible en el largo plazo.

Para solucionar el potencial problema planteado, debe tenerse en cuenta una estructura institucional adecuada, tanto a efectos de analizar con mayor profundidad el fenómeno, como para evitarlo y solucionarlo.

Otro aspecto no suficientemente contemplado en las propuestas de reforma institucional, se refiere al necesario proceso de planificación sectorial, entendido no como un ejercicio coheritivo, sino de análisis y reflexión para la toma de decisiones por parte de quienes deben formular la política energética a nivel nacional.

Al comentar los requisitos para alcanzar la eficiencia operativa, se planteó la necesidad de que las inversiones se realicen bajo condiciones óptimas. Esto supone un proceso de análisis de características dinámicas en el tiempo. Debería ser el Estado, vía el Consejo nacional de Energía, quien tenga la responsabilidad y la obligatoriedad de realizar un plan estratégico de política energética. Dicho plan debería ser de carácter dinámico en el tiempo, es decir, que sus recomendaciones puntuales deberían irse acomodando en función de los acontecimientos endógenos (ejecución de determinados proyectos) y exógenos (eventos nacionales e internacionales en materia de política económica) al sector, bajo lineamientos generales adoptados (competitividad, participación privada, preservación del medio ambiente, etc.).

En materia de inversiones, el constante ejercicio de planificación estratégica energética debería ser estrictamente indicativo y orientativo, tanto para los agentes privados como para los públicos.

b) La reforma regulatoria

Implicítamente, la mayor parte de los esfuerzos de reforma sectorial están encaminados al éxito en la reforma regulatoria, la cual a su vez está centrada fundamentalmente en el objetivo de lograr una mejor eficiencia asignativa en el sector. Como se comentó, la reforma regulatoria está destinada a la obtención de una desregulación de precios para los energéticos transables (energía eléctrica a nivel de generación e hidrocarburos líquidos en todas sus fases). El capítulo III analiza con algún detalle la viabilidad real de llevar a cabo la reforma regulatoria planteada, en lo que se refiere a las condiciones de competencia en el mercado de generación de electricidad y a la consecución de un mercado transparente en materia de importación de crudo y refinados de petróleo.

En cuanto a las retribuciones a los servicios de transporte, se ha mencionado que los mismos se basarían en un sistema de retribuciones operacionales y uno de peajes, además de adoptarse el esquema de acceso abierto a las redes (open access).

Al respecto, es importante recordar que existe la necesidad de que el sistema de regulación envíe señales correctas a distribuidores, generadores y grandes usuarios que requieren del servicio de transporte. En teoría, la remuneración debería estar guiada por criterios de costos marginales.

Se ha mencionado anteriormente que la fijación de tarifas en base a costos marginales de largo plazo es muy difícil, desde el punto de vista operacional, por la serie de incertidumbres en cuanto a la evolución de la demanda y la oferta en el largo plazo. Teóricamente, sin embargo, ese debería ser el método ya que en los sistemas de transmisión existen indivisibilidades en el proceso de inversión en el tiempo, a consecuencia de las economías de escala existentes.

Tratar de introducir costos marginales de corto plazo sería erróneo conceptualmente en razón a las mencionadas economías de escala, lo cual haría que en épocas de déficit en la capacidad de transmisión, los ingresos operacionales no fueran suficientes para las nuevas expansiones. Aparte de esa consideración, los costos marginales de corto plazo del transporte están dados por las pérdidas de energía, que se presentan en las líneas y los costos de congestión.

Los costos de congestión, además de ser difíciles de evaluar a causa de incertidumbres asociadas, se podrían valorar mediante los sobrecostos en el sistema de generación provocados por las acciones de redespacho, a efecto de obtener flujos aceptables en líneas de transmisión y transformadores de interconexión.

La valoración de los costos marginales de corto plazo a través de las pérdidas de transmisión, implica un incentivo perverso sobre el sistema eléctrico, pues si se remunerará mediante este criterio, a mayores pérdidas, el transportista tendría mayores ingresos y, en consecuencia, mayores beneficios. Por consiguiente, el compromiso adoptado en el proyecto de Ley para remunerar los servicios de transmisión es apropiado. En efecto, el sistema propuesto no introduce las incertidumbres

existentes en la valoración de costos marginales de largo plazo, ni las ineficiencias de los métodos contables.

En definitiva, el proyecto de Ley propone que el precio que paguen los generadores por el uso del sistema de transporte de terceros deberá cubrir los costos de inversión, operación, mantenimiento y pérdidas de transporte, bajo la hipótesis que dicho sistema esté económicamente adaptado, entendiéndose por sistema económicamente adaptado a aquel que se ha dimensionado de forma tal que minimice los costos totales de inversión, operación, mantenimiento y pérdidas de transmisión.

La remuneración deberá ser pagada en dos componentes:

- i) Un ingreso operacional neto, obtenido por el transportista al valorizar a costo marginal las inyecciones y retiros de electricidad en los extremos del tramo considerado.
- ii) Un peaje, definido como la diferencia entre la anualidad del costo de capital y del costo de operación y mantenimiento, y la componente descrita en el inciso anterior.

Al respecto, es importante destacar que los peajes serán prorrateados entre los generadores que utilicen el sistema de transmisión, en función de las potencias transportadas en el sentido del flujo predominante del tramo involucrado.

Se supone que, en principio, no existan condiciones de competencia en el sistema de generación, en cuyo caso se determinarían los precios de generación en función de un promedio ponderado de los costos marginales de corto plazo, y en base a una simulación de la operación futura, en un período de 48 meses.

Una vez que existan condiciones de competencia, los contratos pactados entre partes (generador y consumidor) de más de un año de plazo de duración, serían totalmente desregulados. Las compras ocasionales (contratos de menos de un año de duración), serían reguladas como en el mercado de generación no competitivo.

En cualquiera de los tres casos (mercado no competitivo, mercado competitivo con contratos de largo plazo, o mercado competitivo con compras ocasionales), se determinarían precios de nodo en los puntos donde comienzan los sistemas de distribución, como la suma de los precios de generación más las remuneraciones de transmisión.

En el caso de contratos a término, el precio de nodo estaría dado por el promedio de todos los contratos del distribuidor, los que incorporan las respectivas retribuciones de transmisión.

Al igual que en los sistemas de transmisión, la distribución de electricidad presenta características de monopolio natural dentro las áreas de concesión. Los precios deberían reflejar los costos marginales de largo plazo pero, a causa de las incertidumbres inherentes, se puede adoptar una solución "segundo mejor" consistente en métodos de comparación con sistemas ideales de distribución.

El proyecto de Ley de Electricidad, propone que las tarifas a los usuarios finales sean determinadas como la suma de los precios de nodo y el Valor Agregado de Distribución (VAD), donde este último corresponde al costo propio de la actividad de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de características determinadas, y definida como área típica.

El VAD consideraría los siguientes componentes:

- i) Costo fijo por usuario, independiente de su demanda de potencia y energía.
- ii) Pérdidas medias de distribución en potencia y energía.
- iii) Costos típicos (standard) de inversión, mantenimiento y operación, asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada.

Con los VAD y los precios de nodo, la CREH estructuraría un conjunto de precios básicos para cada concesión, que reflejara en forma fidedigna el costo económico de suministro eléctrico, sin permitir en ningún caso subsidios cruzados entre usuarios.

Con los precios básicos, la CREH calcularía la tasa interna de retorno de cada conjunto de concesionarios adscritos a un mismo VAD. Si el cálculo de dicha tasa no difiere en más de cuatro puntos porcentuales de la tasa de actualización definida para el cálculo de las tarifas, los VAD que les dieron origen serían considerados definitivos. En caso contrario, estos valores serían ajustados proporcionalmente.

Es decir que, en definitiva, si bien se trata de encontrar una alternativa, "segundo mejor" al cálculo de costos marginales, mediante los VAD, la misma se distorsiona aún más con la verificación de la tasa de rentabilidad recientemente mencionada.

Aunque desde el punto de vista del purismo conceptual dicha distorsión no debería darse, desde el punto de vista práctico ésta es aceptable. En efecto, tal como se mencionó anteriormente las empresas de distribución serán privatizadas. Asimismo, se mencionó que la fundamental preocupación de los potenciales inversionistas parece ser el retorno sobre la inversión y, por consiguiente, sería razonable asegurarles una tasa interna de retorno similar a la tasa de descuento utilizada.

Se debe tener en cuenta, sin embargo, que el retorno real será superior a dicha tasa de descuento. En efecto, normalmente las empresas privadas trabajan con activos que están compuestos por patrimonio y deuda. Las tarifas establecidas tal como plantea el mecanismo descrito anteriormente, aseguran una tasa interna de retorno sobre todos los activos y no solamente sobre el patrimonio. En tales condiciones, las utilidades tendrán, además de un componente que reditúa el patrimonio (retorno a la inversión propia), un componente que sirva para cubrir los costos financieros (retorno sobre la deuda). Si las tasas de interés con las que el inversionista contrata la deuda son menores que la tasa de descuento preestablecida en la Ley y los reglamentos (lo cual es totalmente plausible), existirá un diferencial (spread) que beneficiará al inversionista.

c) La reforma empresarial (privatización de la distribución, transformación de la CEL en una empresa de generación y otra de transmisión, y privatización de algunas centrales termoeléctricas), no contempla dos elementos fundamentales que caracterizan el balance energético del país, desde el punto de vista del consumo final, ellos son:

- i) El infraconsumo energético (2.79 Bep/habitante por año), con connotaciones de un bajo nivel de cobertura de los energéticos del sector energético formal (la provisión del servicio eléctrico cubre cerca al 60% de la población nacional y el 33% de la población rural).
- ii) La gran dependencia en la biomasa (53% del consumo final de energía está abastecido por biomasa, de la cual el 91% corresponde a la leña).

Si bien desde el punto de vista de los objetivos gubernamentales (incrementar la eficiencia de las empresas estatales del sector, reducir la participación estatal en las actividades comerciales del sector, liberalizar los precios de los energéticos transables, promocionar nuevas fuentes energéticas a nivel nacional y preservar el medio ambiente) la reforma empresarial es adecuada, la misma parece insuficiente desde el punto de vista de asegurar un desarrollo sectorial sustentable.

Como se comentó, la propuesta de reforma empresarial es consistente con los objetivos de lograr eficiencia asignativa y productiva en lo concerniente a la operación optimizada de los sistemas de producción y abastecimiento del sector energético formal. Sin embargo, uno de los posibles impactos de la aplicación de tarifas basadas en costos marginales y criterios económicos en los energéticos del sector formal, sería una mayor presión sobre la biomasa. Tal tendencia, si no es adecuadamente controlada, podría poner en riesgo la sustentabilidad y viabilidad del propio modelo basado fundamentalmente en criterios de estricta eficiencia económica.

Como parte de la reforma empresarial planteada, podría pensarse en mantener, en forma transitoria, una entidad empresarial estatal para abordar el problema. La misma estaría constituida sobre la base de la Gerencia de Distribución de la CEL - DISCEL y actuaría en forma independiente, tanto de la empresa generadora, como de la empresa de transmisión. Sus objetivos serían:

- i) Promover la ampliación de la frontera de provisión de energéticos formales (electricidad e hidrocarburos).
- ii) Promover la disminución de la participación de la biomasa en el consumo final de energéticos, hasta niveles sostenibles, en los cuales la oferta anual sea igual o superior a la demanda anual.
- iii) Promover campañas para aumentar la eficiencia en el consumo final energético.
- iv) Ejecutar proyectos energéticos rurales, en el marco más general de proyectos de desarrollo rural integrado, promoviendo los usos productivos de la energía.

Los activos de dicha empresa podrían ser los propios activos de DISCEL, sin contar las redes e instalaciones de distribución actuales, las que, según la propuesta de reforma, serán parte del proceso de privatización de dicha actividad.

La transitoriedad en la duración de la empresa tendría que estar definida en la Ley de su creación, en función de metas claras en cuanto a sus objetivos. Por una parte, debería fijarse, como se mencionó anteriormente, un descenso relativo en la dependencia de la biomasa, particularmente la leña, hasta niveles sustentables. Por la otra, se podría fijar una meta en la cobertura eléctrica y en la promoción de otros energéticos (p. ej. kerosene y GLP).

Podría pensarse en un fondo especial para esta empresa, consistente en los recursos provenientes de las privatizaciones de las empresas de distribución y de las instalaciones de generación termoeléctrica que eventualmente se privaticen. Podrían buscarse fondos dentro de los mecanismos de cooperación internacional para la recuperación económica y social de El Salvador. Dado que el propósito de la empresa propuesta estaría en consonancia con las metas de sustentabilidad económica, social y ambiental en el marco del sector energético, seguramente sería posible movilizar asistencias no reembolsables para el efecto.

De todas maneras, a efectos de tener una idea general de lo que significaría la privatización de las empresas de distribución de electricidad, se presentan los cuadros 6 y 7, en los que figuran los datos de los respectivos balances y estado de resultados del año 1991, para las cuatro empresas distribuidoras, anteriormente privadas y ahora pertenecientes a la CEL.

Cuadro 6
BALANCE AL 31 de DICIEMBRE DE 1991
(Millones de Colones)

	CLEA	CLESA	CAESS	CLES	TOTAL
ACTIVO FIJO					
Activo Fijo Bruto	5.58	46.67	228.72	10.40	291.37
Depreciación Acumulada	1.98	9.48	72.87	3.35	87.68
SUBTOTAL A. FIJO	3.60	37.19	155.85	7.05	203.69
ACTIVO CORRIENTE	3.77	29.95	125.12	6.83	165.67
OTROS ACTIVOS	0.04	0.18	19.75	0.00	19.97
TOTAL ACTIVO	7.41	67.32	300.72	13.88	389.33
PATRIMONIO	3.87	43.42	97.99	3.14	148.42
PASIVO CORRIENTE	3.54	23.90	202.73	10.74	240.91
ACTIVO (MUS\$ 91)	0.93	8.42	37.59	1.74	48.67
PATRIMONIO (MUS\$ 91)	0.48	5.43	12.25	0.39	18.55

Fuente: Estudio de restructuración sectorial (SYNEX Ingenieros Consultores).

Cuadro 7
RESULTADOS DE LA EXPLOTACION
GESTION 1991
(Millones de Colones de 1991)

	CLEA	CLESA	CAESS	CLES	TOTAL
Ingresos explotación	7.83	69.47	498.48	26.41	602.19
Gastos explotación	5.55	58.68	483.07	21.22	568.52
Utilidad bruta	2.28	10.79	15.41	5.19	33.67
Otros ingresos	0.46	1.37	20.87	0.97	23.67
Otros egresos	1.99	5.45	0.00	5.10	12.54
Utilidad neta	0.75	6.71	36.28	1.06	44.80
Utilidad neta (us\$)	0.09	0.84	4.54	0.13	5.60

Fuente: Estudio de Restructuración Sectorial (SYNEX Ingenieros Consultores).

Tal como puede apreciarse, el patrimonio de las cuatro empresas en 1991 era de casi 19 millones de dólares, en tanto que los activos ascendían a casi 49 millones. Estos valores de libros, si bien son indicativos de lo que podrían valer las cuatro empresas, no necesariamente son concluyentes al respecto.

En principio, si las empresas fueran transferidas al sector privado en su valor de libros, con todos sus activos y pasivos, el patrimonio sería representativo del valor de las mismas. Por el contrario, si las mismas fueran transferidas sin pasivos, suponiendo que hipotéticamente el Estado se subrogaría tales pasivos, el valor de los activos sería representativo de dicho valor.

Se ha manifestado anteriormente que, de acuerdo con las privatizaciones del sector eléctrico realizadas en otros países de América Latina, a los inversionistas les interesa fundamentalmente el retorno sobre su inversión. Suponiendo que el nivel de utilidades del cuadro 7 fuese representativo de lo que podría ocurrir en el futuro, y asumiendo que los inversionistas están dispuestos a invertir en emprendimientos que reditúan en promedio un 20% anual sobre la inversión realizada, el valor de mercado de las cuatro empresas sería de 5.6 millones de dólares x 5 = 28 millones de dólares.

Quiere decir que, de aceptarse la propuesta de reforma empresarial tendiente a la creación transitoria de una empresa de promoción de energéticos comerciales en las áreas rurales y urbano marginales, y a la disminución y control del consumo energético de biomasa, la misma podría contar con un capital de aproximadamente 30 millones de dólares, realizables en el mediano plazo.

El resto de las reformas empresariales propuestas (división de la CEL en una empresa de generación y otra de transmisión, y privatización de algunas centrales termoeléctricas), son consistentes con los objetivos planteados por el Gobierno.

d) Las reformas legales

Las reformas legales propuestas están en concordancia con las reformas institucionales, regulatorias y empresariales planteadas. En los anexos se comentan algunos aspectos puntuales respecto a los siguientes cuatro proyectos:

- i) Proyecto de Ley de creación del Consejo Nacional de Energía.
- ii) Proyecto de Ley de creación de la Comisión Reguladora de Electricidad e Hidrocarburos.
- iii) Proyecto de Ley General de Hidrocarburos.
- iv) Proyecto de Ley General de Electricidad.

III. VIABILIDAD DE LAS REFORMAS SUBSECTORIALES

1. Definición de los Principales Problemas

Recordando que los objetivos gubernamentales en materia de política energética pueden resumirse en: incrementar la eficiencia de las empresas estatales del sector, reducir la participación estatal en las actividades comerciales del sector, liberalizar los precios de los energéticos transables, y promocionar nuevas fuentes energéticas a nivel nacional en el marco de un cuidado estricto del medio ambiente, puede verse que:

a) Las reformas institucionales (creación del Consejo Nacional de Energía y de la Comisión Reguladora de Electricidad e Hidrocarburos), si bien son tareas delicadas, no son críticas para la viabilidad del proceso de reforma.

b) Las reformas al marco regulatorio (desregulación de los precios de los energéticos transables) son críticas para la viabilidad de todo el proceso de reforma.

En efecto, la desregulación de precios a nivel del mercado de generación de electricidad requerirá que el mercado a dicho nivel efectivamente sea competitivo. De no cumplirse tal condición, muchas de las otras medidas de la reforma no tendrán mayor sentido.

Por otra parte, la desregulación de los precios de importación de crudo y derivados requerirá que el mercado sea lo suficientemente transparente para no ser víctima de prácticas de carácter oligopólico.

c) Las reformas planteadas en el marco empresarial (privatización de la distribución de energía eléctrica, transformación de la CEL en una empresa de generación y otra de transmisión, privatización de algunas centrales termoeléctricas) no tendrán mayor sentido, si en la práctica no se puede alcanzar un mercado eléctrico desregulado a nivel de generación.

d) Finalmente, las reformas legales (promulgación de nuevas leyes, derogación de algunas y modificación de otras), serán un ejercicio sin mayor sentido práctico y simplemente pueden constituir un desgaste político, en caso de que no existieran las condiciones reales para implantar la serie de reformas planeadas.

Por consiguiente, resulta obvio que la verdadera viabilidad del proceso de reforma estará centrada en la posibilidad real de contar con un mercado competitivo a nivel de generación de energía eléctrica, así como en la posibilidad de contar con un mercado transparente en materia de importación de crudo y derivados.

La consecución de las dos condiciones "sine qua non" recién mencionadas, no responde únicamente a la voluntad y decisión política de realizar las reformas. Es cierto que, sin voluntad política, no podría realizarse ninguna reforma sectorial, sin embargo el razonamiento recíproco no

es válido. Los mercados eléctrico y de hidrocarburos tendrán que tener características tales que permitan las condiciones de competencia mencionadas.

2. Viabilidad de Conseguir Condiciones de Competencia en el Mercado de Generación de Electricidad

Es pertinente recordar que, en materia de generación de energía eléctrica, algunas decisiones tienen un largo período de maduración y su ejecución puede materializarse en períodos prolongados. Así, por ejemplo, decisiones vinculadas a la ejecución de proyectos hidroeléctricos o geotérmicos, con toda probabilidad pueden demandar una década o más.

Bajo tales circunstancias, encarar un radical proceso de reforma necesariamente nos debe llevar a analizar las decisiones anteriores que puedan tener influencia en el futuro cercano, particularmente si las posibles condiciones de competitividad en el mercado de generación no son muy obvias.

En consecuencia, se ha realizado un análisis de la última versión del plan de expansión de la generación de la CEL realizado por la firma MONENCO AGRA Inc.

Dicho plan está basado en proyecciones de la demanda calculadas con un modelo macroeconómico que estudia el comportamiento futuro del consumo en función de indicadores tales como los valores reales de las tarifas, el nivel de actividad económica por sector de consumo eléctrico, sustitutos de electricidad etc.

Las proyecciones medias de la demanda realizadas por Econometría Limitada, fueron utilizadas como caso básico, en tanto que las proyecciones alta y baja fueron utilizadas para probar la robustez del plan en los respectivos análisis de sensibilidad.

Para la definición de los modelos de curva de carga se tomaron datos históricos de la serie 1989-1993. Como resultado, se proyectó que el crecimiento del factor de carga desde 0.61 (1993) hasta 0.63 se daría hasta el año 2000. El promedio de pérdidas técnicas del quinquenio 1989 - 1993, de 14.6% de la generación neta, se iría disminuyendo, como consecuencia de los programas de rehabilitación de la distribución, en aproximadamente 0.5% por año en el período 1995 -1999. A partir de entonces se estima que se producirían reducciones más graduales, alcanzando la meta de 10% de pérdidas en el año 2010.

Los resultados más relevantes del escenario base están representados en el cuadro 8.

Cuadro 8
PROYECCIONES DE LA DEMANDA - CASO BASE

Año	E (Gwh)	ΔE (%) anual	Factor de carga	P (MW)	ΔP (%) anual
1994	3051	7.9%	0.61	571	7.5%
1995	3198	4.8%	0.61	598	4.8%
1996	3308	3.4%	0.62	609	1.8%
1997	3463	4.7%	0.62	638	4.7%
1998	3617	4.4%	0.62	666	4.4%
1999	3815	5.5%	0.62	702	5.5%
2000	4042	6.0%	0.63	732	4.3%
2005	5080	4.0%	0.63	920	4.0%
2010	6408	4.7%	0.63	1161	4.7%

Los anteriores valores reflejan un promedio de crecimiento de la demanda de energía en el período 1993-2005, de 5.80% y de 4.87%, para la capacidad a instalarse. El escenario alto refleja tasas de crecimiento de 6.93% para la energía y 6.31% para la potencia en el mismo período, en tanto que el escenario bajo 3.95% y 2.90%, respectivamente.

Tales tasas de crecimiento muestran un proceso de amortiguación en la expansión de la demanda, después del proceso de reactivación económica registrado con posterioridad a la firma de los acuerdos de paz. En efecto, las tasas de crecimiento del consumo de energía y de potencia que en la década de los 80 estaban cercanas al 4%, en el período 1989-1991 alcanzaron valores próximos al 7% y en 1993 fueron superiores al 10%.

El plan de expansión ha sido realizado utilizando el modelo SUPER OLADE/BID. Dicho modelo tiene, entre sus características más sobresalientes, que permite simular adecuadamente los aprovechamientos hidroeléctricos con reservorios. Su función objetivo es la suma de costos de inversión, operación y energía no servida debida a salidas de las unidades por causas no planificadas. En consecuencia, debe introducirse como dato el costo de las interrupciones para la economía. Bajo tales circunstancias, el modelo optimiza económicamente los niveles de confiabilidad (a través del nivel probabilístico de la energía no servida), los que en otros modelos son un dato exógeno proporcionado por el planificador sin ningún fundamento económico.

El período de estudio es de 1994 a 2010. El costo de la energía no servida ha sido estimado en 0.35 dlls/Kwh si la energía no servida es menor al 2% de la demanda anual de energía y de 0.8 dlls/Kwh si la misma es superior a 2%. Tal estimación ha sido realizada por comparación con otros países y no está basada en cálculos realizados en El Salvador.

Los costos han sido calculados para las condiciones de la mitad del año 1994 y las evaluaciones han sido realizadas para dólares constantes de julio de dicho año. La tasa de cambio ha sido supuesta en 8.7 colones por dólar, se ha utilizado una tasa de descuento de 12%, y se han considerado escalaciones de costos, solamente para los combustibles, utilizando proyecciones del banco mundial.

No se han considerado impuestos ni subsidios, los que desde el punto de vista económico son simplemente transferencias. No se han utilizado precios sombra, ya que el consultor estimó que la economía salvadoreña es lo suficientemente abierta como para no considerar dichos precios de cuenta. Sin embargo, el BID ha recomendado la utilización de factores standard de conversión de 0.9 para los costos locales y de 0.75 para la mano de obra.

Las proyecciones de precios de los combustibles, están basadas en estimaciones del Banco Mundial y están resumidas en el cuadro 9.

Cuadro 9
PROYECCIÓN DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES
(En dólares de 1994)

Año	Petróleo \$/Bbl	Bunker \$/Bbl	Diesel \$/Bbl	Carbón \$/TM
1994	14.0	17.1	25.0	37.0
1995	14.7	18.0	26.3	38.2
1996	15.3	18.7	27.3	39.2
1997	16.1	19.6	28.7	39.7
1998	16.9	20.6	30.1	40.2
1999	17.7	21.6	31.6	40.7
2000	18.6	22.7	33.2	41.3
2005	18.0	22.0	32.1	42.4
2010	18.0	22.0	32.1	43.5

Tales precios, teniendo en cuenta los niveles del poder calorífico inferior de cada combustible, nos dan precios de la energía calórica producida por cada energético de 11.43 \$/Gcal para el Bunker, 17.79 \$/Gcal para el diesel y 5.78 \$/Gcal para el carbón, en el año 1994.

Se ha considerado las plantas existentes (cuadro 3), así como plantas candidatas hidroeléctricas, geotérmicas y termoeléctricas (cuadro 4). Se ha considerado al sistema eléctrico salvadoreño, como un sistema aislado, pese a que está interconectado con Guatemala y se está negociando una interconexión con Honduras.

El plan de expansión recomendado está resumido en el cuadro 10.

Cuadro 10
PLAN DE EXPANSIÓN

Fecha	Proyecto	Potencia (MW)
Octubre 1994	Rehabilitación Soyapango	55
Enero 1995	Estabilización Ahuachapan 1	5
Julio 1995	Planta Privada Diesel	80
Septiembre 1995	3a bocapozo Berlín	5
Enero 1996	Estabilización Ahuachapan 2	7
Marzo 1996	Rehabilitación Acajutla 2	
Septiembre 1996	Rehabilitación Acajutla 1	
Enero 1997	Estabilización Ahuachapan 3	10
Abril 1997	Retiro 3a bocapozo Berlín	-5
Abril 1997	Berlín I	26
Julio 1997	Berlín I	26
Enero 1998	Estabilización Ahuachapan 4	20
Enero 1998	Retiro Miravalle	-4
Enero 2000	Retiro San Miguel	-18
Abril 2000	Expansión 5 de Noviembre	120
Octubre 2000	Turbo vapor 1 (carbón)	141
Enero 2004	Turbo vapor 2 (carbón)	141
Enero 2008	Turbovapor 3 (carbón)	141
Enero 2008	Retiro San Miguel	-5
Enero 2010	Retiro Soyapango	-55

El anterior escenario básico supone la inclusión de una potencia efectiva de 690 MW hasta el año 2010. La expansión óptima, bajo los supuestos asumidos, supone el desarrollo geotérmico durante la presente década para ser complementado por expansiones en la capacidad hidroeléctrica y turbinas a vapor en base a carbón a inicios del próximo siglo.

El escenario de demanda alta no cambia el plan sino hasta el año 2002, en que se requeriría la entrada de la segunda unidad a carbón de 150 MW (141 MW efectivos), seguida por una tercera unidad idéntica en el año 2005, una cuarta en el 2007 y una quinta en el 2009.

El escenario de demanda baja tampoco modifica la expansión en la presente década, retrasa la expansión hidroeléctrica 5 de noviembre hasta 2003 y contempla una sola unidad a carbón para el año 2005.

Asimismo, se han corrido expansiones alternativas, entre las que merece la pena destacar una muy similar al plan óptimo, con la diferencia de que las unidades a vapor de la primera década del siglo venidero son operadas con bunker en lugar de carbón. La diferencia en costos totales, a valor presente de 1994, es de 26 millones de dólares sobre un total de aproximadamente 720 millones, con la ventaja de que no se tendría que cambiar de tecnología de combustibles.

Llama la atención que el costo marginal de largo plazo para la generación, calculado a partir del costo incremental promedio, resulte tan elevado (71.63 dls/Mwh), a precios de 1994.

Otra conclusión, teniendo en cuenta los resultados del plan, los compromisos de financiamiento con instituciones multilaterales y las definiciones iniciales de la reforma empresarial del sector eléctrico, es que no existirán condiciones reales de competencia en el mercado de generación de electricidad sino hasta entrado el próximo siglo, cuando se necesite implantar una o más unidades de vapor en base a carbón de 150 MW cada una. Es decir, que con las decisiones actuales, la demanda teóricamente estaría satisfecha, sin la posibilidad de participación de nuevos generadores independientes en condiciones de competencia, hasta el año 2000.

Un análisis más detallado de los supuestos del plan de expansión, sin embargo, nos conduce a pensar que aquello no necesariamente es cierto.

Un primer elemento que llama la atención es el relativo a las tecnologías termoeléctricas consideradas por el consultor y, en particular, los combustibles con los que se ha simulado la operación de las unidades de costos de capital bajo.

En efecto, con relación a las turbinas de gas consideradas, sólo se han simulado las unidades de un determinado fabricante, con una gran experiencia en la operación de tales unidades con gas natural o con combustibles limpios (diesel oil o destilados) y, por ende, caros. Sin embargo, en la actualidad existen en operación unidades de gas natural de otros fabricantes, con combustibles pesados y baratos, y con costos medios de producción relativamente bajos.

Otro elemento que llama la atención es el relativo a las grandes diferencias de costos de inversión para unidades de distinto tamaño y de la misma tecnología; tal el caso de las turbinas de gas de ciclo simple.

Una simulación del plan de expansión, con turbinas de gas operadas con combustibles pesados (petróleo crudo o bunker) y con costos de inversión más acordes a los del mercado internacional (costos de inversión más bajos en términos absolutos cercanos a 500 \$/Kw efectivo y no tan variables según el tamaño de las unidades), seguramente daría un plan de expansión con una

mayor flexibilidad, resultando en la adición de pequeñas unidades (crecimiento modular de la oferta), operando con factores de planta mucho más elevados.

Es curioso ver en las simulaciones del plan turbinas de gas operadas con factores de planta de 10% anual (menos de 900 hs anuales), cuando en la práctica se tienen sistemas de generación con turbinas de gas trabajando en base (5,000 hs anuales).

Las consideraciones del consultor para simular la operación de las turbinas de gas con diesel oil, se refieren a que, con tal combustible, se tienen bajas emisiones de óxidos de nitrógeno NO_x .

En efecto, debido a que la formación de óxidos de nitrógeno en el proceso de combustión depende de la temperatura de encendido y del tiempo de residencia de la mezcla aire/combustible en la zona de combustión, los combustores convencionales producen altas cantidades de NO_x . Inyectando agua o vapor de agua a la llama es posible reducir la temperatura y reducir las emisiones de NO_x a valores aceptables (internacionalmente se acepta 75 ppm, aunque normas más exigentes ya limitan estos valores de emisión al orden de 45 ppm).

Este método convencional de reducir las emisiones de NO_x producidas en las turbinas de gas es común en muchas partes del mundo. Sin embargo, tal método "húmedo" del proceso de combustión disminuye considerablemente la eficiencia energética y aumenta las emisiones de monóxido de carbono (CO), a causa del proceso incompleto de combustión, además de utilizar grandes cantidades de agua y arrojar mayores costos de mantenimiento.

En tales circunstancias, es preferible operar las turbinas de gas con combustibles más limpios (diesel oil, destilados) y no realizar inyecciones de agua o vapor de agua.

Sin embargo, existen otros fabricantes con combustores secos de bajas emisiones de NO_x . Es el caso de los combustores ambientales (Environmental Burners), que en operación con gas natural (para combustión seca) dan niveles de emisión de NO_x menores a 25 ppm y del orden de 70 ppm sin inyección de agua, operando con fuel oil (bunker), o 42 ppm con inyección de agua, también operando con bunker.

Como ejemplo de la utilización de este tipo de tecnología ecológica, vale la pena mencionar la planta de ciclo combinado de 180 MW nominales (217 millones de dólares de inversión), en la isla Oahu en Hawaii, donde la compañía Kalaeloa Cogeneration Partners ahorra 13 millones de dólares anuales de costos de combustible por usar el fuel N° 6 (Bunker) en lugar del fuel N° 2 (Diesel Oil), conservando las estrictas reglamentaciones ambientales de los Estados Unidos (Gas Turbine World: May-June 1992).

Es interesante ver el impacto de este tipo de tecnologías en los costos promedio de generación.

Cuadro 11
COMPARACION ENTRE TURBINAS A GAS OPERADAS
CON DISTINTOS TIPOS DE COMBUSTIBLE

	P(MW)	Cp(\$/Mwh)	Inv(M\$)	Ce(\$/KW)
Turbinas de Gas				
Clase 35 MW (diesel)	34.9	95.14	28.0	802
Clase 80 MW (diesel)	75.0	81.41	43.9	585
Clase 100 MW (diesel)	106.5	77.39	51.4	483
Clase 40 MW (bunker)	46.9	60.00	25.8	550
Clase 50 MW (bunker)	51.5	57.38	28.3	550
Clase 80 MW (bunker)	83.3	56.03	45.8	550
Clase 100 MW (bunker)	108.8	53.66	59.8	550
Ciclos Combinados				
Clase 80 MW (diesel)	112.0	73.45	114.0	1,018
Clase 100 MW (diesel)	153.8	67.20	128.1	833
Clase 80 MW (bunker)	118.1	54.05	106.3	900
Clase 100 MW (bunker)	155.0	52.03	139.5	900

El cuadro 11 resume los resultados de los comentarios anteriores, en los costos promedio de producción de electricidad. En dicho cuadro se han utilizado los mismos supuestos que los correspondientes al cuadro 4.

En conclusión:

- i) La utilización de unidades modulares de tamaños intermedios (40 MW a 80 MW), con bajos costos de inversión, y operadas con combustibles baratos, pueden generar condiciones de competencia en el mercado de generación salvadoreño en tiempos menores al previsto según el actual plan de expansión.
- ii) Bajo tales circunstancias, dichas unidades podrían ser instaladas por la iniciativa privada, con contratos de largo plazo, en condiciones de competencia. Por ejemplo, podría pensarse en un componente de características "take or pay" valorizado al costo evitado según el actual plan y otra parte en el mercado en condiciones competitivas. De esta forma, la parte "take or pay" le daría al inversionista la seguridad de recuperar su inversión, en tanto que la segunda componente del contrato redundaría

en beneficio de la más rápida generación de un mercado libre a nivel de producción de electricidad.

- iii) La utilización de este tipo de unidades, por una parte, disminuirá el costo marginal de producción de electricidad valorizado por el costo incremental promedio y por la otra, desplazará en la base otros proyectos con costos totales de producción más caros (posiblemente generación termoelectrica antigua y eventualmente alguna de las tecnologías en base a recursos locales, ya sea geotermia o hidroelectricidad).

3. Influencia de las Interconexiones Eléctricas con Países Vecinos

Un elemento que no ha sido simulado en el plan de expansión del sector eléctrico salvadoreño y que eventualmente puede tener una considerable influencia en la evolución del subsector, se refiere a las interconexiones eléctricas existentes y planificadas.

La influencia de la actual interconexión con Guatemala y la eventual interconexión con Honduras, abren sin duda interrogantes que deben ser resueltas.

- a) ¿Tendrá El Salvador la posibilidad de exportar energía eléctrica en condiciones competitivas?
- b) ¿Existirán las condiciones para comprar energía a valores menores que los costos evitados?
- c) ¿Qué papel jugarán en el futuro las interconexiones eléctricas? ¿Serán éstas los elementos iniciales para la generación de mercados eléctricos comunes, o simplemente servirán para mejorar los niveles de reserva de los sistemas involucrados?
- d) ¿Cómo influirá la diferencia de entornos económicos, marcos regulatorios, sistemas tarifarios, etc., en las transacciones económicas futuras?

Sin duda, las soluciones a cuestiones como las recientemente planteadas tendrán distintos escenarios en la evolución del sistema de oferta eléctrica de El Salvador. Por una parte, la hipótesis probable de que el país se convierta en un exportador neto de energía hacia Honduras, o vía ésta hacia Nicaragua, podrá significar un adelanto en las inversiones sectoriales y, por ende, la posibilidad de lograr un mercado eléctrico competitivo interno en forma más rápida.

Por otro lado, de existir condiciones objetivas de importar energía eléctrica en condiciones ventajosas, podría retrasarse el programa de inversiones, aunque en la práctica las interconexiones jugarían el papel de nuevos generadores.

Para visualizar distintas opciones de evolución del sector eléctrico, a partir de la consideración de las interconexiones existentes y planificadas, se ha realizado un ejercicio de conceptualización de distintas etapas posibles en el proceso de integración entre los sectores eléctricos

de dos o más países. Para interpretar dicho proceso se ha elaborado el siguiente cuadro, en el que se describen distintas etapas, con sus correspondientes consecuencias.

Cuadro 12
POSIBLES ETAPAS DE INTEGRACIÓN ELÉCTRICA Y SUS CONSECUENCIAS

	Integración física	Optimización conjunta de la generación	Complementación de fuentes de generación	Armonización de políticas en materia de electricidad	Libre comercio de electricidad
Interconexión de los sistemas eléctricos	*****				
Operación conjunta	*****	*****			
Planificación conjunta	*****	*****	*****		
Uniformización del entorno empresarial	*****	*****	*****	*****	
Creación mercado eléctrico común	*****	*****	*****	*****	*****

Fuente: Elaboración propia.

En el cuadro anterior se describen en forma esquemática posibles etapas del proceso de integración eléctrica y sus eventuales consecuencias en beneficio de los países participantes. Así, por ejemplo, la primera acción referida a la interconexión de los sistemas eléctricos, por sí sola no trae aparejada sino la consecuencia de la conexión física entre los mismos.

Una posterior etapa, concebida como la operación conjunta de los sistemas previamente interconectados, permitirá la optimización del suministro, minimizando costos de operación y transmisión. Otra etapa de la integración eléctrica se refiere a la planificación conjunta, no sólo de la operación de los sistemas, sino de las expansiones futuras de los mismos. Esta etapa, aunque sea de carácter indicativo, permitirá optimizar conjuntamente las inversiones destinadas al abastecimiento de electricidad a los países involucrados. Por otra parte, esta etapa permitirá diseñar políticas conjuntas de aprovechamiento de las distintas fuentes energéticas existentes en forma óptima, buscando la complementariedad de las mismas. Es en esta etapa donde pueden surgir proyectos que permitan la utilización de excedentes de un determinado recurso, en un determinado país, para su utilización futura en el país vecino, optimizando en conjunto la utilización de las fuentes existentes.

Una posterior etapa corresponde a la uniformización del entorno empresarial de las empresas energéticas de los países involucrados en el proceso de integración energética. Puede, por ejemplo, plantearse en esta etapa políticas similares para el financiamiento de las expansiones de los sistemas

eléctricos. Vale decir, igual acceso al crédito, a los mercados de capitales, así como iguales posibilidades de generación propia de recursos para financiar el crecimiento y las expansiones requeridas. En la uniformización del entorno empresarial debe entenderse también la compatibilidad en las distintas políticas de precios, así como políticas tributarias y fiscales relacionadas con la electricidad. En forma similar podrán contemplarse armonizaciones en los marcos regulatorios pertinentes.

Finalmente, la creación de un mercado eléctrico común entre los países involucrados significará no solamente las etapas anteriores sino todas aquellas acciones tendientes al establecimiento de dicho mercado común. La consecuencia será por una parte, el libre comercio de bloques de potencia y energía entre todos los actores que intervengan.

Una vez perfeccionada esta etapa, puede concebirse un sistema eléctrico multiempresarial y multinacional, en el cual los marcos regulatorios sin necesidad de ser idénticos sean compatibles. En dicho entorno la operación de los sistemas energéticos resultará óptima económicamente, tanto en el corto como en el largo plazos. Los precios reflejarán los costos de proveer el servicio y los recursos serán asignados con criterios de eficiencia económica. Al menos en teoría, en tales condiciones un gran consumidor o una empresa distribuidora tendrá disponible una variedad de opciones para cubrir sus requerimientos de energía y potencia, de manera tal que pueda elegir entre las diversas fuentes posibles, maximizando sus beneficios.

Las distintas etapas de la conceptualización anterior no necesariamente deberán darse en forma separada y en el orden mencionado. Por el contrario, en la práctica pueden sucederse en el tiempo en forma distinta (tal es el caso de tener planificación conjunta sin necesariamente tener operación conjunta) u ocurrir en forma simultánea.

En conclusión, el papel de las interconexiones en la generación de un mercado de producción de electricidad competitivo para El Salvador, estará en función de las definiciones comunes que se adopten y de las acciones que se emprendan entre los países involucrados. Sin lugar a dudas, tal influencia, con un elevado grado de probabilidad, no será neutra en la generación de un mercado competitivo en la producción de electricidad.

4. Posibilidades de Contar con un Mercado Transparente en el Aprovechamiento Internacional de Crudo y Derivados

Se ha mencionado que otro elemento importante para el éxito del proceso de reforma sectorial, es la consecución objetiva de un mercado transparente en materia de importación de hidrocarburos líquidos, de manera tal que la economía y la sociedad salvadoreñas, no sean víctimas de prácticas oligopólicas o carteles de importación, que en definitiva le demanden mayores costos globales que los existentes con el sistema actual.

Utilizando datos del SIEE/OLADE y las tasas de crecimiento estimadas por el Banco Mundial (Staff Appraisal Report, El Salvador, Energy Sector Modernization) para el consumo final de derivados de hidrocarburos hasta principios del próximo siglo, se tienen los valores del cuadro 13 siguiente.

Cuadro 13
PROYECCION DEL CONSUMO FINAL DE LOS DERIVADOS DE PETROLEO

Año	Caso base $i = 8.1\%$ (BEPD)	Caso bajo $i = 5.7\%$ (BEPD)	Caso alto $i = 9.7\%$ (BEPD)	Consumo mensual Caso alto (BEP)
1995	26,095	24,395	27,271	831,760
1996	28,209	25,786	29,916	912,441
1997	30,493	27,255	32,818	1,000,948
1998	32,963	28,809	36,001	1,098,040
1999	35,633	30,451	39,493	1,204,550
2000	38,520	32,187	43,324	1,321,391

Si se asume que la liberalización total de precios de hidrocarburos líquidos tiene como efecto hacer, en el límite, que no se refinan productos sino que se importen, es importante tener en cuenta las potencialidades reales del mercado y las posibilidades reales de tener una diversidad de oferentes a efectos de tener asegurado un mercado transparente.

Observando los valores de proyección de la demanda y teniendo en cuenta que la refinería RASA en Acajutla tiene 28 tanques con una capacidad de almacenamiento de 1.1 millones de barriles, para crudo como para productos, se puede ver que, incluso en el año 2000, bajo la hipótesis de crecimiento alto de la demandada, dicha empresa tendrá capacidad para almacenar casi un mes de consumo de todo el país.

Bajo tales circunstancias y teniendo en cuenta que muy probablemente otros oferentes potenciales preferirán alquilar las instalaciones de RASA en lugar de construir sus propias facilidades de almacenamiento, se puede prever que, de hecho, existirá una situación de monopolio no regulado o, en el mejor de los casos, unos pocos oferentes que no garantizan la transparencia del mercado.

Ante tales circunstancias, es preferible que el Estado se reserve el derecho de regular los precios, al margen de permitir la libre importación a todos los interesados que garanticen un mínimo de capacidad técnica, financiera y de seguridad en el manejo, para evitar derrames o accidentes. En tal situación, los precios regulados deberían reflejar los costos de oportunidad para la economía.

La actual modalidad de desregulación de precios para la distribución al detalle debería mantenerse, pues es un estrato del mercado en el que existen varios oferentes y, por consiguiente, existen posibilidades reales de competencia.

SECCION IV. DESAFIOS Y PELIGROS DEL PROCESO DE REFORMA DEL SECTOR ENERGETICO DE EL SALVADOR

No sin antes mencionar, que cada país de la región de América Latina y El Caribe reviste particularidades, políticas, económicas, sociales y culturales distintas y dado el carácter regional del presente proyecto, se pretende puntualizar, por una parte, los principales desafíos y los problemas aún no resueltos en el proceso en cuestión.

Por otra parte, y dado que dicho proceso de reforma aún no ha comenzado, resulta difícil poder enumerar eventuales lecciones del mismo. Sin embargo, bajo desafíos y peligros, se puntualizan algunos elementos, que de resultar exitosos, como es de esperar, sirvan a otras realidades y países que pretendan implantar procesos de reforma de características similares.

1. Desafíos

El primer desafío, sin lugar a dudas, es dotar de legitimidad ciudadana al proceso de reforma. En virtud de que El Salvador ha optado por el régimen democrático como modelo político y la sociedad en su conjunto ha adoptado con beneplácito tal propuesta, la fase de aprobación e implantación práctica de la reforma sectorial, indiscutiblemente, resulta una tarea no exenta de dificultades.

Es en el marco de los regímenes democráticos donde las instituciones representativas de la sociedad deben definir los rumbos de la evolución nacional, y el debate normalmente es amplio, a consecuencia de intereses muchas veces contrapuestos. La propuesta de reforma energética en El Salvador aún no ha pasado dicha prueba.

Lo anterior, es particularmente válido en un país donde los niveles de consumo energético son bajos y donde el grado de cobertura de los servicios energéticos formales son aún reducidos. La reforma propuesta, cuyas características de implementación son similares a las de países como Inglaterra y Gales, o como Chile y Argentina, tendrán connotaciones distintas en el caso presente. No sólo existen diferencias en los tamaños y características de los sistemas energéticos involucrados, sino que las características económicas y sociales son también disímiles.

A nivel puntual, observando la estructura del balance energético, la formalización del sector energético informal así como lograr que los niveles de participación de la biomasa en el consumo estén en concordancia con la oferta, en términos sustentables, son elementos que requieren gran atención.

Desde el punto de vista estricto de la eficiencia económica en el sector, son varios los desafíos:

- a) La desregulación de los mercados de generación de electricidad y de importación de petróleo y derivados, tiene sus interrogantes.

Es importante contar con previsiones de un plan de expansión eléctrico más flexible donde puedan incorporarse tecnologías, en lo posible de baja intensidad de capital, así como de bajos costos de operación, salvaguardando las exigencias de preservación medioambiental y tratando de disminuir los costos marginales de largo plazo. Tales acciones podrán permitir una más rápida consecución de un mercado verdaderamente competitivo.

Por otra parte, la liberalización del mercado de importación de hidrocarburos, per se, no garantiza la generación de un mercado transparente. Con referencia a este punto, la eventual regulación de precios, en función de los costos de oportunidad marginal para la economía, es un desafío, particularmente frente a un sector privado poderoso y acostumbrado a los sistemas que le garantizan márgenes de beneficio por volumen de producto.

- b) Lograr un proceso de inversiones que maximicen el beneficio social del consumo de energía, por una parte minimizando costos de inversión y operación y, por la otra, optimizando los niveles de capacidad instalada, es también un desafío, particularmente en épocas donde la planificación energética tiene detractores que ven en ella, en forma errónea, el origen de los problemas estructurales de la energía en América Latina y el Caribe.

Lograr un sistema de planificación energética estratégica e integral, de carácter indicativo y que oriente a los agentes económicos, tanto públicos como privados, es un gran desafío, en especial cuando se trata de devolver al Estado el papel rector sobre el sector y cuando tal planificación estratégica debe guiar la formulación de la política energética de la Comisión Nacional de Energía a crearse.

Desde el punto de vista de la equidad y la sustentabilidad, la aplicación de costos marginales de oportunidad en los energéticos formales podrá crear una presión sobre la biomasa. La solución de este delicado problema constituye un desafío, que podría ser resuelto con la creación de una entidad transitoria, tal como se propone más adelante.

Lograr transparencia y obtener credibilidad social en el proceso de privatización de empresas y bienes públicos contemplado en la propuesta de reforma, es un desafío importante, de connotaciones sociales y políticas, que debe ser tenido muy en cuenta.

Finalmente, y a la base de todo el proceso de reforma, lograr que el sector energético salvadoreño pueda brindar las cantidades y calidades adecuadas de energéticos para la economía y población nacional, en forma sostenida, manteniendo eficiencia en lo económico y equidad en lo social, a la vez que preservando el medio ambiente, es el desafío fundamental.

2. Peligros

Toda acción de cambio de estructuras tiene peligros inherentes. En especial en el presente proceso de reforma energética, los peligros detectados son:

a) Que la aplicación de precios basados en costos marginales para los energéticos formales genere una presión descontrolada sobre la biomasa, particularmente sobre la leña.

Para evitar este fenómeno, se recomienda la creación transitoria de una entidad empresarial estatal destinada a disminuir la participación relativa de la biomasa en el balance energético, a nivel de consumo final. Dicha empresa sería responsable de realizar proyectos de electrificación rural y de promoción de energéticos formales hacia las áreas rurales y urbano marginales.

Para el efecto, se propone que los recursos obtenidos vía el proceso de privatización de la distribución de electricidad (de alrededor de 30 millones de dólares) sean destinados a dicha entidad, que se formaría en base a la DISCEL (Gerencia de distribución de la CEL).

La duración de tal empresa sería transitoria y estaría en función de las metas establecidas en el grado de cobertura de la electrificación rural y metas relativas a la sustentabilidad del recurso energético en base a la biomasa. La CREH sería la encargada de fijar tales metas y definir el momento de su extinción, por medio de un mecanismo de privatización.

Se propone que la fijación de tarifas a los proyectos ejecutados por esta institución sea también en base a costos marginales, en los que no deberían existir subsidios cruzados. La diferencia fundamental radicaría en el hecho de que los valores agregados en distribución, al ser aportados por fondos de la privatización y por asistencia no reembolsable de la comunidad internacional, no formarían parte de las tarifas, incentivando de esta manera el uso de energéticos formales en lugar de la biomasa.

La institución debería incidir también sobre la demanda, por medio de campañas de fogones eficientes, promoción del uso racional de la energía, reducción de pérdidas eléctricas, etc.

b) Que, dadas las particularidades de tamaño del sector eléctrico de El Salvador, no se pueda generar un mercado competitivo a nivel de generación de energía eléctrica.

Sobre el particular, la posible incorporación de unidades modulares (40 MW a 80 MW) de bajo costo de inversión (turbinas a gas), con altos rendimientos (ciclos combinados), utilizando combustibles baratos (bunker o petróleo crudo, para lo cual se necesitan combustores ecológicos), puede ser una solución, dentro del óptimo económico, que desplace generación termoeléctrica existente y de características ineficientes. Tal situación, combinada con la participación privada para el efecto, puede adelantar las condiciones de lograr un mercado eléctrico competitivo.

Otro elemento a investigar y promover adecuadamente se refiere al logro de mercados eléctricos comunes, a partir de la interconexión existente con Guatemala

y la planificada con Honduras. Sin duda que acciones de tal naturaleza pueden tener un gran impacto interno, medido por la disminución del costo marginal de largo plazo, a nivel de generación, el cual en la actualidad parece elevado en comparación con el de otros sistemas.

De no lograrse un mercado eléctrico competitivo a nivel de producción de electricidad, otros cambios, tales como la división de la CEL en una empresa de generación y otra de transmisión, serían absolutamente innecesarios y, por el contrario, seguramente su único efecto sería incrementar los costos de las transacciones.

- c) Que, dadas las características y tamaño del mercado salvadoreño de hidrocarburos, la liberalización de importaciones y precios pueda producir condiciones oligopólicas y la cartelización del abastecimiento de crudo y derivados.

Para evitar el mencionado fenómeno, se propone que la importación esté totalmente liberada a quien quiera hacerlo, con la condición de contar con requisitos técnicos y financieros mínimos para el efecto. Sobre este particular es importante exigir un mínimo de idoneidad, teniendo en cuenta que hay costosas lecciones de derrames de petróleo y otros accidentes de consecuencias ecológicas muy graves en otras regiones del mundo.

En principio, los precios deberían seguir regulados, pero en función estricta a los costos marginales de oportunidad para la economía (precios de frontera), más la eventual carga impositiva, eliminando subsidios cruzados y eliminando márgenes de refinación. Como distorsión máxima aceptable podría adoptarse un mecanismo de amortiguación de los precios, para evitar que las fluctuaciones internacionales de precios se reflejen sobre la actividad económica.

Después de un cauteloso seguimiento al comportamiento de los agentes económicos involucrados, deberían desregularse los precios, reservándose el órgano regulador la potestad de intervenir el mercado en defensa del consumidor.

Anexo I

ALGUNOS COMENTARIOS PUNTUALES AL PROYECTO DE LEY GENERAL DE HIDROCARBUROS

El proyecto de Ley presentado por el Organó Ejecutivo a la Asamblea Nacional para su respectiva consideración está organizado en doce títulos, tal como se describe a continuación:

- I) Disposiciones generales
- II) Exploración y explotación
- III) Transporte de hidrocarburos
- IV) Refinación e industrialización
- V) Manejo y almacenamiento de hidrocarburos
- VI) Comercialización y precios
- VII) Normas y especificaciones de calidad, seguridad y ambientales
- VIII) Vigilancia e infracciones
- IX) Caducidad y extinción de concesiones, autorizaciones
- X) Ocupación temporal y adquisición de inmuebles y derechos para la exploración y explotación de hidrocarburos.
- XI) Disposiciones finales
- XII) Disposiciones transitorias, derogatorias y vigencia.

Como se puede colegir por el contenido, se tiene previsto legislar en materia de exploración y explotación, ya que El Salvador cuenta con indicios de la existencia de una cuenca sedimentaria en su plataforma continental, fuera de costa.

Tal tratamiento es oportuno, particularmente si como producto de la reforma sectorial, la apertura hacia el capital privado y la liberalización general de la economía, se pretende posteriormente realizar esfuerzos para atraer empresas internacionales que estén eventualmente interesadas en explorar reservas de hidrocarburos fuera de costa.

La Ley debería ser lo más sencilla y flexible, de manera tal que en el tiempo sea lo más estable posible.

La Ley debería ser clara, al establecer que los hidrocarburos que se encuentren en suelo o subsuelo salvadoreño, así como en la plataforma continental del país, son de propiedad inalienable e imprescriptible del Estado y que ningún contrato bajo ninguna modalidad podrá cambiar dicha titularidad. Sin embargo, también debería aclararse que la exploración, explotación, refinación, industrialización, transporte y comercialización serán concedidos al sector privado, sin restricciones, bajo las modalidades previstas en el mencionado cuerpo legal.

El primer artículo define las fases de la industria (exploración, explotación, refinación, industrialización, transporte, almacenamiento y comercialización). Falta, en consecuencia, una definición de los tipos de empresas que podrán participar en el ejercicio de las mencionadas fases.

Una breve aclaración de que las empresas públicas y privadas, nacionales o extranjeras (adecuadamente acreditadas en el país) podrán ejercer todas y cada una de las anteriores fases, puede constituir un importante mensaje externo en el que en forma inequívoca se excluya la posibilidad de monopolios de carácter estatal y/o privado, para una o más fases de la industria.

Existe la definición relativa a que todas las fases de la industria, con excepción del transporte y comercialización de hidrocarburos por cisterna, deberán ser ejercitadas por personas jurídicas (Art. 3); estableciéndose que para el caso mencionado también podrán participar personas naturales. Esta salvedad también debería ser aplicable a la instalación y operación de estaciones de servicio y expendio de combustibles. Al mencionarse "actividades de comercialización" en el Art.3, podría entenderse la comercialización al por mayor.

Se fijan los mecanismos para iniciar el proceso de exploración y/o explotación de hidrocarburos mediante licitación pública convocada por la CREH o mediante solicitud de una entidad petrolera.

En primer lugar, el carácter del órgano de regulación (CREH) es el de una entidad independiente cuyo objetivo principal es velar por el exacto cumplimiento de las disposiciones que contemplan la Ley General de Electricidad y la Ley General de Hidrocarburos. Quien formalmente convoque a una licitación pública debería ser el dueño de los potenciales recursos, vale decir el Estado, quien lo debería hacer mediante, por ejemplo, el Consejo Nacional de Energía. La adjudicación de los contratos de concesión sería de competencia del Ministerio de Economía.

De esta manera, la CREH, además de tener las atribuciones contempladas en el Art. 6, sería también un órgano fiscalizador en el proceso de otorgación de concesiones. La CREH, por supuesto, debería dar un informe favorable, previo al otorgamiento de las concesiones y, posteriormente, vigilar el cumplimiento y administración de los respectivos contratos.

Por otra parte, parece pertinente hacer una diferenciación entre el proceso de exploración y el proceso de explotación. En el proceso de exploración no necesariamente el mecanismo de licitación pública internacional es el mecanismo más adecuado para conseguir empresas interesadas. Muchas veces las empresas petroleras prefieren la negociación directa con los organismos encargados. Tratándose de una cuenca sedimentaria profunda, de difícil acceso en la plataforma continental salvadoreña, parece más aconsejable permitir un mecanismo más flexible para la adjudicación de contratos de exploración. Se recomienda que el mecanismo de negociación para la exploración sea decidido en cada caso, de entre cualquiera de las alternativas siguientes:

- a) Por licitación.
- b) Por invitación a empresas dentro una lista corta.
- c) Por invitación y negociación directa con una o más empresas interesadas.

Los contratos de explotación, por el contrario, podrán tener las siguientes modalidades:

a) Adjudicación automática con la empresa que descubra un yacimiento económicamente y comercialmente explotable, en la medida que el contratista haya cumplido los requisitos establecidos en el propio contrato de exploración y posterior explotación (estos requisitos normalmente se refieren a trabajos e inversiones de riesgo, por ejemplo, sísmica bi o tridimensional, cantidad de pozos exploratorios por año, etc.).

b) Ante la negativa de la empresa exploradora de continuar la fase de explotación, se podrá convocar a una licitación pública internacional para la explotación de reservas probadas. En esta segunda modalidad, todos los estudios y resultados obtenidos por la empresa de exploración, que son de propiedad del Estado Salvadoreño, serán de conocimiento de las empresas interesadas, previo pago de un determinado canon.

Los hidrocarburos extraídos, formalmente no deberían ser propiedad del concesionario (Art. 12). La práctica usual es la de firmar contratos de exploración y producción a riesgo del contratista, en los que este último tiene asegurada una retribución por sus servicios "en especie". La parte de producción remanente, perteneciente al Estado, puede ser comercializada por el propio contratista.

Es importante señalar que el contratista que haya descubierto hidrocarburos, deberá someter la información pertinente al organismo regulador. Esta instancia declarará el campo comercial en función a un análisis técnico económico o, por el contrario, autorizará al contratista para posteriores trabajos de mayor exploración y cuantificación de reservas.

También es importante señalar que el contratista que descubrió reservas tiene prioridad en la posterior fase de explotación. Solamente ante desistimiento de este último, o ante incumplimientos contractuales claros, debe convocarse a concurso para la fase posterior (Art. 25).

Con relación a las regalías petroleras, su concepto es un tributo a la Nación (en la mayoría de las legislaciones es un tributo a la región productora), por el uso de recursos de carácter no renovable. Este tributo debería estar fijado de antemano en la Ley y no sujeto a negociación en el contrato. En general, es un tributo equivalente a un porcentaje bien definido. Normalmente varía entre 7% y 15% de la producción en boca de pozo, según el país o región de la que se trate.

Los precios internacionales y las características técnicas del hidrocarburo, nada tienen que ver para la determinación de la regalía (Art. 37), pues ésta es estrictamente una retribución por el uso de recursos de características no renovables.

Lo que sí debe dejarse abierto para negociación en cada contrato son los porcentajes de retribución en especie al contratista. Estos podrán variar de acuerdo a las características de cada caso. En general, una vez descontada la regalía, queda un monto de producción que debe repartirse entre el contratista (como retribución) y el Estado.

Este tipo de "contratos de riesgo para el inversionista", o contratos de repartición de la producción (Production Sharing Contracts), muy comunes en América Latina, se contraponen con los "contratos de riesgo compartido" o "contratos de asociación" (Joint Ventures), en los que las inversiones y, en consecuencia, el riesgo se comparten entre ambas partes. En el caso de El

Salvador, al no existir una empresa estatal de exploración y explotación, este último tipo de contratos no tiene sentido.

Otro aspecto importante en lo relativo a las regalías es que las mismas deben ser acreditadas en los sistemas contables como "costos operativos", para facilitar la reducción de impuestos que las empresas petroleras deben pagar en sus países de origen.

En los campos de elevada relación gas-petróleo, si bien es cierto que lo óptimo sería no quemar gas natural, muchas veces esto no es posible por razones operativas y económicas (algunas veces la producción de líquidos requiere gran producción de gas, el que por consideraciones económicas no puede ser reinyectado). En tales circunstancias, el organismo regulador (CREH) debe autorizar la quema, prohibiendo el "venteo" o derramamiento del gas a la atmósfera (Art. 39).

En el caso del transporte de hidrocarburos en ductos de terceros, por tratarse de una actividad que presenta características monopólicas, debe ser la CREH quien regule las tarifas y, en el futuro, si el mercado lo amerita, debería adoptarse la modalidad de acceso abierto (Art. 43).

El espíritu del Art. 53, es de fundamental importancia en un país como El Salvador. Es importante manifestar, que, como principio, el mercado de importación y comercialización de hidrocarburos está liberado, con la única salvedad de que los interesados demuestren capacidad financiera y operativa. Este último aspecto es importante ya que en este tipo de actividades pueden producirse accidentes de graves consecuencias para el medio ambiente; tal el caso de los derrames petroleros en las costas.

Sin embargo, de verificarse que el mercado no es totalmente transparente, o que existen prácticas oligopólicas, es totalmente pertinente que la CREH se reserve el derecho de intervenir el mercado (Capítulo III del presente informe), con autorización legal, y regule los precios. Lo que sí debería aclararse es que el sistema de regulación de los precios debe estar en consonancia con criterios de eficiencia económica. En ese sentido, es importante manifestar que el sistema vigente (precios de paridad de importación), si bien constituye un avance frente a la anterior metodología (barril promedio ponderado), tiene dos defectos, desde el punto de vista de la eficiencia económica:

- a) Sigue siendo un sistema del tipo contable (cost plus), al fijar un margen fijo de 1 dls/bbl para la refinería.
- b) Tiene subsidios cruzados, favoreciendo el GLP y el diesel preferencial.

Por tanto, debería establecerse en la Ley un sistema transparente de fijación de precios, que elimine tales anteriores distorsiones, para aquellos casos en los que la CREH se vea en la necesidad de intervenir el mercado.

La prohibición de construir estaciones de expendio de combustibles al por menor, a menos de 600 metros de existencia de otra en zonas urbanas y de 10 Km en zonas rurales, carece de fundamento técnico y económico. Esta es una actividad en la que justamente puede existir un importante grado de atomización del mercado oferente y, en consecuencia, pueden generarse condiciones de competencia.

El segundo párrafo del Art. 65, así como el Art. 66, no son materia de política de hidrocarburos. Fundamentalmente son cuestiones de derecho laboral, las que pueden ser controversiales. Se recomienda no tratarlas en este cuerpo legal.

Con relación al GLP, debe legislarse que todos los comercializadores deben ajustarse a las normas que para el efecto dicte la CREH, en materia de tipos de botellones de GLP, roscas, válvulas de seguridad, mangueras de conexión etc., de manera que haya uniformidad a nivel nacional, en beneficio del consumidor.