

LAS REFORMAS ENERGÉTICAS Y EL USO EFICIENTE
DE LA ENERGÍA EN EL PERÚ

Humberto Campodónico



NACIONES UNIDAS
COMISIÓN ECONÓMICA PARA AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE
Santiago de Chile, 1998

PROYECTO CEPAL/COMISIÓN EUROPEA
"PROMOCIÓN DEL USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA
EN AMÉRICA LATINA"

LC/L.1159
Noviembre de 1998

Este documento fue preparado por el señor Humberto Campodónico, consultor de la División de Medio Ambiente y Desarrollo de la CEPAL. Las opiniones expresadas en este documento, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de la exclusiva responsabilidad del autor y pueden no coincidir con las de la Organización.

La dirección del proyecto CEPAL/Comisión Europea está a cargo del señor Fernando Sánchez Albavera, Asesor Regional en Minería y Energía. Los interesados pueden dirigirse al E-mail: fsanchez@eclac.cl o al fax (56-2) 208-0252.

ÍNDICE

	<i>Página</i>
RESUMEN	5
INTRODUCCIÓN.....	7
I. EL SECTOR ENERGÉTICO EN EL PERÚ	13
A. LA OFERTA Y LA DEMANDA DE ENERGÍA PRIMARIA: ESTRUCTURA Y PATRONES DE CRECIMIENTO	13
B. CARACTERÍSTICAS DEL SECTOR ELECTRICIDAD.....	14
C. CARACTERÍSTICAS DEL SECTOR HIDROCARBUROS	16
D. EL MERCADO DE LUBRICANTES EN EL PERÚ.....	17
E. EL GAS DE CAMISEA	18
II. ANÁLISIS DE LAS REFORMAS ENERGÉTICAS	25
A. INTRODUCCIÓN.....	25
B. CAMBIOS EN LA LEGISLACIÓN Y EN LOS MECANISMOS REGULATORIOS DEL SECTOR ELÉCTRICO.....	25
C. LA PRIVATIZACIÓN DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS.....	31
D. EL NUEVO MARCO LEGAL DEL SECTOR PETROLERO	36
E. EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS EN EL MERCADO INTERNO	39
F. LOS NUEVOS CONTRATOS PETROLEROS	40
III. LAS PROYECCIONES DE DEMANDA Y OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL PERÚ PARA EL PERÍODO 1998-2013	47
A. EL CRECIMIENTO ECONÓMICO DEL PAÍS Y EL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA.....	47
B. POLÍTICA TRIBUTARIA, IMPACTO AMBIENTAL Y EFICIENCIA ENERGÉTICA	50
IV. LAS ORIENTACIONES DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA Y LAS ACCIONES DE PROMOCIÓN DEL USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA.....	55
A. POLÍTICA GUBERNAMENTAL DE EFICIENCIA ENERGÉTICA.....	55
B. EL NUEVO ESQUEMA DE FIJACIÓN DE TARIFAS Y LA EFICIENCIA ENERGÉTICA	56
C. EXPERIENCIAS EN PROGRAMAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA.....	57
D. DISMINUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS.....	64
BIBLIOGRAFÍA	67

ANEXO 1: MERCADO POTENCIAL EN POTENCIA PARA EL SIN	69
ANEXO 2: MERCADO POTENCIAL EN ENERGÍA PARA EL SIN	70

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 1: Perú: Coeficiente de electrificación por habitante	14
Cuadro 2: Demanda per cápita en países seleccionados (1995)	15
Cuadro 3: Participación empresarial en la generación de energía en el SICN	15
Cuadro 4: Distribución de la demanda de combustible	16
Cuadro 5: Inversión en el proyecto Camisea	20
Cuadro 6: Evolución de la tarifa en barra: Lima	30
Cuadro 7: Evolución del precio medio eléctrico.....	30
Cuadro 8: Precios medios de electricidad 1996	31
Cuadro 9: Perú: Privatización de empresas generadoras (1995-1997).....	33
Cuadro 10: Perú: Privatización de empresas distribuidoras (1994-1997)	35
Cuadro 11: Evolución de los precios de combustibles.....	39
Cuadro 12: Producción de refinerías y consumo de derivados por tipo de producto.....	40
Cuadro 13: Contratos petroleros firmados (1993-1998)	41
Cuadro 14: Privatización de PETROPERU (1991-1997)	43
Cuadro 15: Oferta y demanda de energía - tasas de crecimiento.....	47
Cuadro 16: Sistema interconectado Centro-Norte. Oferta vs. demanda.....	48
Cuadro 17: Sistema interconectado Sur. Oferta vs. demanda.....	48
Cuadro 18: Mercado potencial de potencia y energía 2000-2013. Sistema interconectado nacional	49
Cuadro 19: Energía, máxima demanda y factor de carga (1994-1995)	63
Cuadro 20: Contribución al crecimiento de la demanda de energía eléctrica por tipo de usuario - 1995.....	64
Cuadro 21: Pérdidas de energía en distribución	65

RESUMEN

Este documento se inscribe en el marco del Proyecto CEPAL/Comisión Europea "Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina", y tiene por objeto identificar las acciones de uso eficiente de la energía que se han desarrollado en el Perú en el contexto de la reforma energética emprendida en la primera mitad del decenio de los noventa.

En el primer capítulo se da cuenta del comportamiento que han experimentado la oferta y la demanda de energía, especificando las características de los subsectores de electricidad e hidrocarburos, y poniendo especial atención en las negociaciones recientes con respecto a la introducción del gas de Camisea.

En el segundo capítulo se analizan las principales características de las reformas que se han puesto en marcha en el decenio de los noventa, precisando las orientaciones del nuevo marco regulatorio para la industria eléctrica y los hidrocarburos. Se analizan las repercusiones de la reforma en la formación de los precios, aspecto esencial respecto de las señales para el uso eficiente de la energía. Asimismo, se destacan las características que asumieron los procesos de privatización de la electricidad y los hidrocarburos y las nuevas formas de participación de los inversionistas privados en la futura formación de capital.

En el tercer capítulo se analizan las proyecciones de la oferta y la demanda de energía en el período 1998-2013, considerando las perspectivas del crecimiento de la economía y las orientaciones de política económica que incidirán en el comportamiento del sector energético, especialmente en lo que se refiere a la política tributaria.

El cuarto y último capítulo se refiere a las orientaciones de la política energética y las acciones de promoción del uso eficiente de la energía. Se destaca el papel que juega el uso eficiente de la energía en la política energética, poniendo especial atención en los objetivos de eficiencia energética en el mediano y largo plazo. Asimismo, se analizan las experiencias recientes de promoción del uso eficiente de la energía, dando especial relevancia a los logros obtenidos en la campaña de 1995 y a los objetivos previstos en el Programa de Ahorro de Energía de 1998.

INTRODUCCIÓN

La producción de la energía primaria en el Perú tiene un importante componente en la producción de petróleo, que representa el 48% del total de energía producida, mientras que la hidroenergía representa el 11%. Debe destacarse, sin embargo, que la leña contribuye con el 30%, lo que evidencia una mala calidad de consumo energético, sobre todo en los hogares de bajos ingresos.

El Coeficiente de Electrificación por Habitante (CEH) en el Perú ha venido aumentando en los últimos años, pasando de 40% en 1982 a 54,5% en 1991 y elevándose a 68% en 1997. A pesar de ello, el CEH sigue siendo uno de los más bajos de América Latina. Lo mismo sucede con la cantidad de kilovatios consumidos por cada dólar producido por habitante, lo que indica que existe un gran potencial de crecimiento de la demanda de energía.

La capacidad de potencia de energía eléctrica ascendió a 3 410 MW en 1996 para los sistemas interconectados. El 59,8% le correspondió a las centrales hidroeléctricas y el 35,5% a centrales térmicas. En los últimos años han entrado en producción centrales térmicas a gas natural, las que representan el 5% del total de la energía producida.

El consumo de derivados del petróleo también ha venido aumentando en los últimos años, notándose una clara tendencia al consumo de los destilados medios (diesel) en detrimento del consumo de gasolina y petróleos industriales; asimismo, ha aumentado el consumo de GLP. También ha crecido el consumo de lubricantes, aumentando hasta 645 000 barriles en 1997.

En 1992 se promulgó la Ley 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, que determinó la separación de las actividades de generación, transmisión y la distribución como actividades a ser realizadas por el sector privado con el objetivo de promover la competencia y alcanzar la máxima eficiencia en el servicio público de electricidad. Además, la Ley 25844 determinó la vigencia de un nuevo sistema tarifario para la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, así como la puesta en marcha de una nueva institucionalidad en el sector, orientada a impulsar la racionalidad de las decisiones en el marco de la libre competencia.

Las tarifas eléctricas sufrieron aumentos importantes en 1993 y 1994, al entrar en vigencia la fijación de tarifas a través del método de los costos marginales. Posteriormente, las tarifas eléctricas (de barra y de Valor Agregado de Distribución) han tenido un comportamiento más o menos estable, disminuyendo incluso en los últimos meses debido a la baja de los precios internacionales del petróleo y a la inclusión de un menor precio del gas natural por expectativa de explotación del gas de Camisea.

La explotación de las importantes reservas de gas natural y condensados del yacimiento de Camisea sufrió un revés importante cuando el consorcio SHELL/MOBIL decidió no continuar con la segunda fase del contrato de licencia en julio de 1998. La rescisión de este contrato parece haber tenido como motivo principal la baja rentabilidad del proyecto, en un contexto de inexistencia de un mercado de gas natural en el Perú, la coyuntura de bajos precios internacionales del petróleo, discrepancias entre el consorcio y el gobierno en torno a la fijación de los precios del gas natural para la generación de energía eléctrica por centrales térmicas, así como el carácter de integración vertical del proyecto.

La Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE) es el órgano regulador del sector en el Perú. En su directorio participan dos representantes de las empresas generadoras y distribuidoras, respectivamente, lo que podría significar un problema de captura del ente regulador. No obstante ello, esto no se ha producido. En efecto, los cálculos de la CTE sobre el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR, noviembre de 1997) fueron muy distintos al VNR planteado por las empresas distribuidoras (bastante más alto), lo que dio como resultado la disminución de las tarifas. Las empresas distribuidoras han iniciado una acción judicial para obtener la modificación del VNR sancionado por la CTE.

La política tarifaria de la CTE no incorpora un factor que tenga en cuenta el uso eficiente de la energía, guiándose por la metodología de los costos marginales, es decir, por factores exclusivamente económicos.

La mayoría de las privatizaciones en el sector eléctrico se llevó a cabo en 1994 y 1995, obteniéndose la cifra de US\$1 985 millones por todo concepto. Las privatizaciones del sector electricidad representan el 27% del total de privatizaciones en el Perú hasta diciembre de 1997 (a esa fecha el total obtenido en el proceso de privatización ascendió a US\$7 329 millones). La privatización del sector eléctrico ha sido un componente importante del proceso en su conjunto, comenzado en 1992-1993.

Desde mediados de 1994 hasta la fecha se ha privatizado el 51% de la generación y el 55% de la distribución de energía eléctrica (sobre todo en la ciudad de Lima). Los compradores son, en su mayoría, inversionistas privados extranjeros, en alianza con inversionistas nacionales, los cuales tienen participaciones minoritarias. Actualmente existen cinco empresas privadas de generación y tres empresas privadas de distribución.

El Decreto Legislativo 655 (septiembre de 1991) eliminó el monopolio de PETROPERU y de sus filiales o subsidiarias en el desarrollo de las actividades de hidrocarburos, incluyendo la comercialización, importación de hidrocarburos y sus derivados, manufactura, refinación y petroquímica básica. Estas actividades ahora pueden ser ejecutadas libremente por las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras.

La nueva Ley de Hidrocarburos, la Ley 26221 (agosto de 1993), tuvo como objetivo central promover el desarrollo de las actividades del sector hidrocarburos en base a la libre competencia y el libre acceso a las actividades económicas. La Ley abarca todas las etapas de la actividad hidrocarburífera: el sector *upstream* y el sector *downstream*.

Hasta la fecha se han firmado 37 nuevos contratos petroleros con una inversión comprometida de US\$1 300 millones. Asimismo, los contratos de explotación vigentes (algunos de ellos producto de la privatización de PETROPERU) tienen compromisos de inversión por US\$347 millones.

La privatización de PETROPERU ha generados ingresos por US\$580 millones (a los que se debe añadir US\$63 millones en títulos de la deuda externa), lo que representa menos del 10% del total de ingresos del proceso de privatización en su conjunto. Los compromisos de inversión resultantes ascienden a US\$118 millones. La privatización de PETROPERU se llevó a cabo de manera fragmentada, vendiéndose separadamente las estaciones de servicio, la flota petrolera, los lotes productores de petróleo, la refinería La Pampilla (la más grande del país), los terminales de distribución y la planta de lubricantes (Callao). Aún no se ha vendido la Refinería Talara (la segunda más importante) ni tampoco se ha entregado en concesión el oleoducto norperuano.

Los precios de los combustibles se fijan ahora por la oferta y la demanda, debiendo ajustarse a la evolución de los precios internacionales del petróleo. En el segundo semestre de 1996, inmediatamente después de la privatización, se produjo un fuerte aumento de precios, sobre todo del petróleo residual, para alinearlos con los precios internacionales. Posteriormente, los precios han tenido un comportamiento más o menos estable. Debe resaltarse que los precios internos no han reflejado la disminución de precios internacionales del petróleo ocurrida durante 1998, situación que es atribuida a la escasa competencia en la industria de refinación de petróleo: en el país sólo existen dos refinerías importantes, que atienden mercados segmentados y complementarios.

En el caso peruano, la privatización de la industria petrolera ha cambiado el esquema institucional existente. Sin embargo, esto no se ha traducido en un beneficio al consumidor, lo que es un problema de eficiencia energética

Los impuestos a los combustibles en el Perú han tenido un excesivo sesgo hacia la recaudación fiscal, lo que se ha plasmado en el impuesto selectivo a los combustibles, el mismo que, en determinados momentos, ascendió a más del 100% sobre el precio ex planta. En los últimos dos años ha habido un cambio en esa política, eliminándose el impuesto selectivo al petróleo diesel y residual para las generadoras y distribuidoras de energía eléctrica. Asimismo, en el último año se ha eliminado el Impuesto Selectivo al petróleo residual para uso industrial, disminuyéndose también este impuesto a la gasolina, el kerosene y el GLP.

El impuesto selectivo a los combustibles debería estar orientado, en lo fundamental, al cumplimiento de metas de eficiencia energética y, de manera secundaria, a la obtención de ingresos presupuestales. De otra manera, se podría incurrir en una pérdida de competitividad pues se estaría gravando con sobrecostos a las empresas industriales.

Otro tema importante relacionado con el uso eficiente de la energía tiene que ver con el sistema tarifario de costos marginales para la energía. Si bien este método establece precios reales al consumo de energía, debe tenerse en consideración que no todos los consumidores tienen el mismo poder adquisitivo. Parecería razonable estudiar la posibilidad de establecer una Tarifa Social para los pequeños consumidores de energía

que son, justamente, los de bajos ingresos, como ya existe en otros países de la Región. Por otra parte, también parece razonable argumentar que la eficiencia de una empresa no debiera medirse por el nivel de crecimiento de sus utilidades (que bien puede aumentar simplemente porque las tarifas se elevan), sino por la calidad y el precio del servicio que se otorga. En este sentido, es de suma importancia la labor del ente regulador.

Las proyecciones gubernamentales de oferta y demanda de energía para el período 1997-2000 indican que la demanda de potencia y energía estará adecuadamente cubierta. Para el período 2000-2013 las proyecciones del Ministerio de Energía y Minas —realizadas a partir de la capacidad de potencia y energía existente hasta diciembre de 1997— indican que existirían déficits de potencia y energía en los escenarios alto, mediano y bajo. No obstante ello, las nuevas centrales en ejecución garantizarían el adecuado cubrimiento del déficit previsto para el período.

Las nuevas centrales serían, mayoritariamente, centrales térmicas que utilizarían petróleo diesel para su funcionamiento, en caso que no se ponga en ejecución el proyecto de explotación del gas de Camisea. Esto daría lugar a un problema de eficiencia energética debido a, por una parte, la no utilización de un recurso que se posee en abundancia y, por otra, porque el gas natural emite menores cantidades de dióxido de carbono que el diesel o el petróleo residual, con lo que se logra una mejor preservación del medio ambiente.

El Plan de Gestión Sectorial 1998 del Ministerio de Energía y Minas establece los lineamientos de política sectorial. Destaca la importancia que se otorga a la promoción de la inversión privada nacional y extranjera en el desarrollo de las actividades relacionadas con la generación, transmisión y distribución de electricidad en el país. También es importante mencionar que se proseguirá con la ejecución de proyectos asociados a pequeños sistemas eléctricos para ampliar la cobertura del servicio a las zonas rurales y urbanas que aún no cuentan con este servicio. Para el uso racional de la energía, el Plan Sectorial establece que deberá aprovecharse el uso de los recursos renovables del país, la investigación y el empleo de tecnología nacional, en fomento del modelo de desarrollo sostenible.

Las estrategias contempladas para lograr el uso eficiente de energía contemplan la continuación de las campañas de ahorro de energía y la elaboración del Plan de Eficiencia Energética de Mediano y Largo Plazo (PEEMLP), la instalación de módulos fotovoltaicos en localidades aisladas y fronterizas, el aprovechamiento de la energía eólica y la instalación de villas solares, entre otras. Es importante destacar el importante rol promotor en el uso eficiente de energía que el Estado puede desarrollar a partir de la puesta en marcha del PEEMLP.

El Programa de Ahorro de Energía (PAE) es una institución dependiente del Ministerio de Energía y Minas. Fue creado en octubre de 1994 para promover el uso racional de la energía en todos los sectores económicos del país y la utilización de las energías renovables (solar y eólica). Una de las principales tareas del PAE fue hacer frente a un potencial déficit de energía eléctrica que se preveía podía producirse en 1995 y 1996 como consecuencia de la reactivación económica del país y la probable falta de lluvias. Esta actividad se llevó a cabo mediante la puesta en marcha de una Campaña Nacional de Ahorro de Energía, llevada a cabo conjuntamente con CENERGIA.

El PAE ha planteado que el PEEMLP a ser elaborado en 1998 debería definir un marco general que oriente las acciones en los próximos 10 años, para obtener, entre otros, los siguientes objetivos: una mayor disponibilidad de energía a bajo costo; incrementar la competitividad del subsector; proteger los recursos naturales y evitar la contaminación del medio ambiente.

El Centro de Conservación de la Energía y del Ambiente (CENERGIA) se creó en 1985 como una institución sin fines de lucro encargada de realizar actividades para impulsar el uso eficiente y conservación de la energía, así como la preservación del ambiente para apoyar el desarrollo sostenible. CENERGIA ha realizado actividades en el campo de la eficiencia energética en todas las etapas de la cadena de energía, desde la generación hasta la utilización. Se han ejecutado más de 300 estudios y proyectos en los sectores productivos y de servicios, así como en las empresas de energía. La ejecución de estos estudios ha logrado poner en evidencia la existencia de un importante potencial de ahorro en energía.

Las estimaciones econométricas realizadas para evaluar el desempeño de la Campaña Nacional de Energía establecen que se logró un ahorro de energía de 356 GWh, implicando una demanda inferior en 6% a la proyectada para 1995. Este menor consumo ha significado un ahorro de US\$25,3 millones.

Las evaluaciones realizadas también establecen que la campaña de energía ha sido efectiva en reducir los requerimientos de energía y de potencia a nivel de Lima Metropolitana en 1995. Sin embargo, su impacto sobre la administración de la demanda fue muy limitada, ya que no hubo un desplazamiento de la demanda de horas punta a fuera de horas punta, lo que significa que el ahorro energético ha tendido a experimentarse tanto en horas punta como en fuera de horas punta.

En general, puede afirmarse que en el Perú se han realizado acciones coyunturales para promover el uso eficiente de la energía. Sin embargo, se ha demostrado que existe un importante potencial de ahorro de energía

Tanto el PAE como CENERGIA promueven la creación de las Empresas de Servicios de Eficiencia Energética (ESCOs) para la puesta en marcha de programas de eficiencia energética que se paguen con los propios ahorros que se generen como consecuencia de la aplicación de los mismos a través de las ESCO's. Sin embargo, el desarrollo de las ESCOs es todavía muy limitado en el país, debido a su poca capacidad de financiamiento y a la aún limitada percepción por parte del empresariado de los beneficios que acarrea el ahorro de energía en sus empresas.

Debiera incidirse en la necesidad de una mayor interacción entre el sector público y el sector privado para impulsar el desarrollo de las ESCOs, lo que podría lograrse estableciendo mecanismos de financiamiento para las ESCOs y los programas de ahorro de energía.

Se constata que existe una relativa incongruencia o duplicidad de funciones entre el PAE y CENERGIA. Debería analizarse la posibilidad de unificar ambas instituciones en una sola.

Las empresas eléctricas no han realizado campañas de educación a los consumidores acerca del uso eficiente de la energía, existiendo desinformación entre los usuarios, quienes tienen el derecho a saber cuánto cuesta la energía según la tarifa en horas punta y fuera de punta.

Asimismo, existe también desinformación en los consumidores en relación al consumo de energía de los productos electrodomésticos que adquieren. En este caso, igualmente, los entes estatales deberían promover campañas de información a los usuarios y al público en general. Debiera tenerse en cuenta que este esfuerzo de educación a los consumidores va más allá de campañas esporádicas, debiendo apuntarse a un esfuerzo sostenido y no coyuntural.

En el caso peruano, las pérdidas de energía en los sistemas de distribución ascendieron en 1993 al 22% de la energía producida, es decir, que se situaban en niveles bastante superiores a los internacionales (7 a 8%). Las pérdidas han disminuido de manera notable en los últimos años: en 1997 sólo representan el 14,6% del total. A nivel nacional, las pérdidas de todas las empresas de distribución de energía disminuyeron de 2'029 964 a 1'686 957 MWh entre 1995 y 1997, lo que representa una importante reducción del 17%. Esto ha significado una mejora significativa en el uso eficiente de la energía.

I. EL SECTOR ENERGÉTICO EN EL PERÚ

A. LA OFERTA Y LA DEMANDA DE ENERGÍA PRIMARIA: ESTRUCTURA Y PATRONES DE CRECIMIENTO

La producción de **energía primaria** en el Perú ascendió en 1995 a 12 718 x 103 TEP (toneladas equivalentes de petróleo), correspondiéndole al petróleo el 48% del total¹. A continuación vienen la leña y la hidroenergía, con el 29,6 y el 10,8% del total, respectivamente. Estos tres recursos energéticos representan casi el 90% del total de la oferta de energía primaria producida en el país. Por su parte, el gas natural participa con el 6,5%, ocupando los últimos lugares el bagazo, la bosta y yareta y el carbón mineral.

La producción de **energía secundaria** durante 1995 fue de 9 388 x 103 TEP. En su estructura continúan predominando los hidrocarburos obtenidos de las refinerías, que participan con el 83,2% del total producido. La energía eléctrica proveniente de las centrales hidroeléctricas y de las térmicas (a gas natural, diesel y petróleo industrial) participan con el 14,8%. El 2,0% restante corresponde a la participación del carbón vegetal de la combustión incompleta de la leña, a la del gas industrial proveniente del carbón mineral y a la del coque en las coquerías y altos hornos.

Así, en la producción de **energía primaria** predominan los hidrocarburos y la leña, mientras que en la producción de **energía secundaria** (transformada) permanece el predominio de los hidrocarburos, pero esta vez seguidos de la producción de energía eléctrica, principalmente hidroeléctrica.

En lo que concierne al consumo final de energía proveniente de toda fuente, es decir, **primaria y secundaria**, se puede notar el gran consumo de leña en el sector residencial. Esto se debe a que en las zonas rurales sin electrificación predomina el consumo de este recurso poco eficiente (principalmente para la cocción de alimentos), influenciando así el total nacional. En el sector industrial cabe destacar la importancia que viene cobrando el petróleo diesel. Este es el combustible más usado en las plantas termoeléctricas de generación de electricidad.

El consumo final de **energía secundaria**² en 1995 registró la cifra de 7586 x 103 TEP, superior en 11,8% respecto al año anterior. La estructura de consumo también se caracteriza por un alto consumo de hidrocarburos. En el sector residencial y comercial, este consumo creció a una tasa anual de 1,1% durante 1980-1995.

¹ El Balance Nacional de Energía más reciente corresponde al año 1995.

² En el Balance de Energía, el término "Consumo Final de Energía" designa la oferta de energía disponible en el punto a partir del cual se transfiere al usuario final. Es decir, el resultado de descontar a la producción la energía, el consumo en operaciones propias y las pérdidas de transmisión, distribución y almacenamiento.

B. CARACTERÍSTICAS DEL SECTOR ELECTRICIDAD

A principios de 1990, el Coeficiente de Electrificación por Habitante (CEH) era de 52,9% (uno de los más bajos de América Latina); en 1997 alcanzó el 68%. Cabe resaltar que los mayores déficit se dan en las provincias y las zonas rurales (por ejemplo, el CEH de Lima es superior al 90%).

A modo de comparación, cabe mencionar que los países del Cono Sur tienen un CEH superior al 90%. Brasil y Colombia se encuentran en niveles de 78 y 82%, respectivamente, mientras Bolivia y Paraguay tienen niveles de 56%.

Cuadro 1 PERÚ: COEFICIENTE DE ELECTRIFICACIÓN POR HABITANTE (en %)			
1972	32,0	1994	61,27
1982	40,0	1995	64,9
1989	51,8	1996	66,1
1990	52,9	1997	68,0
1991	54,5	1998	72,0
1992	54,9	2000(e)	75,0
1993	59,7		

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

Según los planes del gobierno, el (CEH) debe elevarse hasta el 75% en el año 2000, esperándose continuar con una tasa de crecimiento de 2,5% anual en los siguientes años.

Debe resaltarse que el consumo de electricidad en el Perú es uno de los más bajos de la Región. En efecto, el consumo per cápita alcanzó la cifra de 542 KWh en 1995, lo que representa un tercio, aproximadamente, del consumo de Argentina, Brasil y Chile y cerca de la mitad del consumo de Colombia y México (véase el cuadro 2). El consumo per cápita esperado anual de electricidad para el año 2000 es de 733 KWh, lo que representa una tasa de crecimiento del 4,4% anual.

Un mejor indicador del potencial de crecimiento lo constituye el ratio formado por el consumo de energía y el PBI per cápita, que señala la cantidad de kilowatts consumidos por un habitante por cada dólar que produce, con lo cual se incorpora un ajuste por los distintos niveles de riqueza de cada economía. En este caso, en el Perú este ratio representa sólo poco más del 70% del consumo observado, en promedio, en los países comparados³ (véase el cuadro 2), lo que indica que existe un efectivo potencial de crecimiento.

³ Ver APOYO (1997).

Cuadro 2 DEMANDA PER CÁPITA EN PAÍSES SELECCIONADOS (1995)						
	Perú	Chile	Argentina	Colombia	México	Brasil
Consumo per cápita (KWh)	542	1627	1439	907	907	1463
PBI per cápita (US\$)	2461	5177	8227	2331	3032	4702
Consumo (KWh/US\$)	0,22	0,31	0,17	0,39	0,30	0,31
Consumo per cápita año 2000	733					
Tasa de crecimiento 1997-2000	4,4%					

Fuente: Apoyo 1997.

La producción de energía eléctrica asciende a 3 410 MW de potencia (sin incluir a las empresas autoproductoras). La mayor parte le corresponde a la energía hidroeléctrica (véase el cuadro 3), con un 60% del total, correspondiéndole a las centrales termoeléctricas y a gas natural el 35% y el 4,7%, respectivamente. Es importante destacar que las centrales termoeléctricas se han incrementado con la entrada en producción de ETEVENSA en la década del 90. En el caso de centrales eléctricas a gas natural, en 1998 entró en producción la central de Aguaytía, la misma que producirá 160 MW para el Sistema Interconectado Centro-Norte (SICN).

Cuadro 3 PARTICIPACIÓN EMPRESARIAL EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA EN EL SICN		
	Potencia (MW)	% del total
ELECTROPERU	1008	29,6
Edegel	548	16,1
Egenor	229	6,7
ElectroAndes	183	5,4
Otros	70	2,1
Subtotal hidráulicas	2038	59,8
Etevensa	502	14,7
Edegel	281	8,2
Egenor	183	5,4
EEPSA	166	4,9
Otros	80	2,3
Subtotal térmicas	1212	35,5
Aguaytía (gas natural)	160	4,7
Total general	3410	100

Fuente: Plan Referencial de Energía 1997, Ministerio de Energía y Minas.

En lo que corresponde a los autoprodutores, la capacidad de potencia asciende a 1 266 MW, de los cuales la mayor parte corresponde a centrales térmicas (78%) y el resto a centrales hidroeléctricas (22%). La mayor parte de los autoprodutores corresponde a empresas mineras que están aisladas de los sistemas interconectados.

C. CARACTERÍSTICAS DEL SECTOR HIDROCARBUROS

En los últimos 30 años se han producido importantes cambios en las reservas y la producción de hidrocarburos líquidos en el Perú. En la década del 70 se descubrieron importantes yacimientos de petróleo en la selva norte por parte de PETROPERU y Occidental Petroleum, lo que incrementó las reservas y la producción de petróleo. De esa manera la producción nacional logró satisfacer la demanda del mercado interno contando, además, con excedentes para la exportación. En la década del 80 la compañía SHELL descubrió el importante yacimiento de gas natural de Camisea, el cual, sin embargo, no ha sido explotado hasta la fecha.

En las décadas del 80 y 90 no hubo nuevos descubrimientos de petróleo, lo que ha significado la disminución de las reservas y, por consiguiente, de la producción de petróleo. Actualmente, la producción nacional no cubre la demanda interna, lo que ha llevado a la importación de petróleo crudo y derivados, incidiendo en un importante déficit de la balanza comercial petrolera.

La estructura de la demanda de combustibles ha sufrido modificaciones sustanciales en los últimos años. Se aprecia que ha aumentado el consumo de destilados medios, reduciéndose el consumo de gasolina y petróleos industriales (véase el cuadro 4). Es importante destacar que los destilados medios son más caros que los residuales y la gasolina, debido a características técnicas y químicas propias de la industria. Asimismo, el crudo peruano de la Selva Norte ha ido disminuyendo en calidad (grados API), lo que ha incidido en una menor producción de destilados medios.

Cuadro 4			
DISTRIBUCIÓN DE LA DEMANDA DE COMBUSTIBLE (en porcentaje)			
	1960	1996	Diferencia
Gasolinas	35	21	-14
Destilados medios	34	52	18
Petróleos industriales	31	21	-10
GLP	0	6	6
Total	100	100	

Fuente: MACROCONSULT, 1997.

El consumo del petróleo diesel (destilado medio) ha aumentado sobre todo en el parque automotor y en las centrales térmicas (ETEVENSA, Santa Rosa, autoprodutores), mientras que los petróleos residuales se destinan al consumo industrial, pesca y minería.

D. EL MERCADO DE LUBRICANTES EN EL PERÚ

Este es un mercado sumamente competitivo en el que están presentes empresas petroleras de primer nivel y gran prestigio, que emplean avanzada tecnología y que efectúan una considerable inversión en la investigación y desarrollo de productos.

La demanda total de lubricantes en el Perú en 1997 fue de 645 000 barriles (27'090 000 galones), con una participación en el mercado de las diferentes empresas como sigue:

MOBIL	23%
PETROLUBE	22%
SHELL	24%
CASTROL	12%
TEXACO	12%
OTRAS	7%

En el rubro OTRAS, participan Pennzoil, Chevron, Venoco y otras empresas tal como YFP de la Argentina. Estas empresas participan en las licitaciones convocadas por los grandes consumidores o importan lubricantes automotrices, tratando de ganar una presencia en el mercado.

Esta división del mercado le da una clara ventaja a MOBIL, que compró PETROLUBE con una inversión de US\$19 millones, puesto que entre las dos marcas alcanza una participación de 45% de la demanda total. Esta inversión se agrega a la participación de MOBIL en la refinería La Pampilla, operada por REPSOL de España, y que alcanza a US\$10'000 000 y a una fuerte inversión en la construcción y remodelación de estaciones de servicio que supera los US\$50 millones, rubro en el cual SHELL ha efectuado una inversión igual o superior, seguida por TEXACO, REPSOL y una empresa peruana.

La demanda total de lubricantes se divide por clases como sigue:

Lubricantes automotrices	395 MB (16'590 000 GLNS)
Lubricantes industriales.....	242 MB (10'164 000 GLNS)
Productos especiales	8 MB (336 000 GLNS)

El consumo de grasas lubricantes está incluido en el rubro automotriz y en el industrial.

De las empresas presentes en el mercado, MOBIL, SHELL, PETROLUBE y TEXACO operaban fábricas de lubricantes en el país desde muchos años atrás. Cuando MOBIL compró PETROLUBE adquirió también la fábrica de lubricantes y la fábrica de grasas de Talara que fue desmontada, trasladada al Callao, montada y modernizada, operando actualmente anexa a la de lubricantes.

La fábrica de lubricantes que MOBIL operaba fue desactivada, la maquinaria fue trasladada y montada en la fábrica de PETROLUBE (con un área cuatro veces mayor que la de MOBIL) y operan actualmente como una sola unidad. SHELL y TEXACO continúan operando sus fábricas que entraron en operación en 1960.

Los lubricantes de CASTROL son fabricados y envasados en la fábrica de MOBIL merced a un contrato de fabricación para terceros.

La empresa ISOPETROL opera una pequeña fábrica de aceites lubricantes y grasas donde se manufacturan los lubricantes CAM 2. Esta empresa importa y vende los lubricantes PENNZOIL.

Un factor negativo en el mercado lo constituye la adulteración de productos de las empresas líderes generalmente utilizando para la venta cilindros de 55 galones y baldes de 5 galones, que son recuperados y reusados en esta dolosa actividad. Esto se hace utilizando aceite usado, defectuosamente regenerado, y aceites minerales, de los cuales el favorito es el GETTY OIL producido por TEXACO.

En las licitaciones convocadas por los grandes consumidores, tales como las grandes empresas mineras, es un factor preponderante poder ofrecer paquetes mixtos de lubricantes y combustibles. Por consiguiente, las empresas que tienen esta posibilidad como MOBIL, SHELL y TEXACO, cuentan con una ventaja adicional en comparación con sus competidores.

E. EL GAS DE CAMISEA

En 1984, la compañía Shell descubrió reservas de gas natural y condensados en la región de Camisea, al suroriente del Perú (600 km al sureste de Lima) que se estima ascienden a 340 000 MMm³ (12 billones de pies cúbicos) y 650 MMB respectivamente.

La explotación de este recurso permitiría que el país modifique profundamente el actual patrón de producción y consumo de recursos energéticos. En efecto, la producción de gas natural abastecería de combustible a las centrales térmicas y, también, al petróleo diesel y residual que emplean las grandes industrias. Por otra parte, la producción de los condensados y GLP otorgaría al país nuevamente su condición de autosuficiente en materia de producción de hidrocarburos y, además, permitiría un importante excedente de exportación. Se contempla asimismo la posibilidad de exportación de gas natural a Brasil mediante la interconexión con el gasoducto en construcción Santa Cruz-São Paulo.

En 1987-1988, hubo negociaciones entre la Shell y el gobierno, pero éstas fracasaron por discrepancias de índole técnica y política. En esa época se firmó un Acuerdo de Bases que estimó la inversión para el desarrollo de estas reservas en US\$2 500 millones.

En 1993, se reanudaron las negociaciones entre la Shell y el gobierno peruano. En 1995, la compañía Shell formó un consorcio con Mobil para la explotación del gas de Camisea con participaciones del 57,5% y 42,5%, respectivamente.

La explotación de los yacimientos de Camisea es una de las prioridades del gobierno peruano, pues permitiría aumentar de manera significativa las reservas de hidrocarburos, la reconversión energética hacia combustibles más limpios y un aumento en la recaudación de divisas (en caso de exportación).

1. El contrato con SHELL/MOBIL

En mayo de 1996 se suscribió un contrato de licencia entre PERUPETRO y el consorcio SHELL/MOBIL, cuya duración era de 40 años. En este contrato el Estado se abstuvo de participar la inversión, dejando la ejecución en manos del consorcio. El contrato tiene tres etapas claramente delimitadas.

En la primera etapa, que tenía una duración de dos años, SHELL/MOBIL se comprometía a un programa mínimo de trabajo que comprendía la perforación de tres pozos exploratorios, el reprocesamiento de 250 km de líneas sísmicas y un estudio del mercado de Lima para gas natural para determinar la factibilidad de desarrollo de dicho mercado y la consiguiente construcción de dos ductos a la costa central: uno para el transporte del gas natural y otro para el transporte de los condensados. Si SHELL/MOBIL consideraba que no existían condiciones para el transporte del gas a la costa central, entonces el contrato podía ser rescindido al final de la primera etapa.

Incluida en esta primera etapa del contrato estaba la opción de SHELL/MOBIL de contratar con un tercero la construcción, en Camisea, de una central térmica de 600 MW que se conectaría con las líneas de transmisión Centro-Norte y Sur. Vale la pena resaltar que el contrato de licencia establecía claramente que la construcción de la central no formaba parte del programa mínimo de trabajo de los primeros dos años. Si se consideraba que la construcción de la central no era viable, entonces SHELL/MOBIL notificaba ese hecho a PERUPETRO para que el contrato terminara automáticamente, sin más obligación que cumplir con el programa mínimo.

En septiembre de 1997, el consorcio SHELL/MOBIL desestimó la opción de construir la central térmica. Actualmente el gobierno estudia, a través de ELECTROPERU, la construcción de una central de menor capacidad.

Podía suceder, también, que SHELL/MOBIL considerara que era rentable construir la central térmica, pero no construir los ductos para llevar el gas a la costa central (la segunda etapa). En ese caso, entraba en vigencia un contrato de servicios (ya no de licencia) por 40 años (pero que PERUPETRO podía dar por terminado en un período de 3 años, mientras buscaba un nuevo operador que quiera construir los ductos a Lima) para abastecer de gas a la central térmica. Este contrato de servicios se firmó al mismo tiempo que el contrato de licencia.

La segunda etapa, que tenía una duración de 4,5 años, comprendía el desarrollo de los yacimientos, la construcción de una Planta de Separación de Líquidos en Camisea y de los ductos a una zona de la costa central. Asimismo, se construiría en la zona central una Planta de Fraccionamiento y facilidades para el despacho de hidrocarburos.

En octubre de 1997, Shell hizo llegar al gobierno el presupuesto de inversión de la segunda fase del proyecto, el mismo que ascendía a US\$2 476 millones (véase el cuadro 5).

Cuadro 5	
INVERSIÓN EN EL PROYECTO CAMISEA	
	Millones de dólares
Ducto de líquidos	313
Ducto de gas	499
Subtotal	812
Evaluación del proyecto	149
Pozos y planta de separación	976
Gastos generales y administrativos	182
Planta de fraccionamiento en Lima	357
Subtotal	1664
Total	2476

Fuente: Consorcio SHELL/MOBIL, Diario Gestión, 20 de mayo de 1998.

Los estudios estimaban que el costo de producción del gas de Camisea sería de US\$6/barril, aproximadamente. A esto se le debía sumar el costo de transporte por los ductos, que podría alcanzar US\$3 a 4 por barril. En lo que respecta al costo del gas, de manera extraoficial, trascendió que el consorcio estimaba el costo en US\$2,50 por millón de BTU, puesto en el *city gate* en Lima.

El volumen de gas que conduciría el ducto dependerá del mercado. Su capacidad sería de 500 millones de pies cúbicos diarios, aunque la demanda inicial detectada sólo alcanzaría a 150 millones de pies cúbicos diarios. El ducto de transporte de los condensados tendría una capacidad de alrededor de 70 MBD, de los cuales la mitad aproximadamente correspondería GLP y la otra mitad a condensados. Se estimó que la construcción de los ductos demandaría una inversión de US\$812 millones.

La tercera etapa, que comprendía el período desde el final de la segunda etapa, es decir, pasados los primeros seis años y medio, hasta cumplir el plazo de 40 años, era la etapa de explotación. La regalía que recibiría el Estado se determinó de acuerdo con un Factor "R" que relaciona los ingresos y egresos del contratista. El factor "R" aumenta en la medida que los ingresos superan a los egresos. La regalía promedio que recibiría el Estado durante la vigencia del contrato sería de 30%.

La inversión total en las tres etapas del contrato se estimaba en alrededor de US\$2 470 millones.

2. Retiro del consorcio SHELL/MOBIL

Pensamos que el retiro del consorcio SHELL/MOBIL de Camisea fue producto del errado esquema conceptual adoptado hace dos años. En efecto, en mayo de 1996, poco antes de la privatización fragmentada de PETROPERU, se anunció que el Estado no invertiría en el desarrollo de Camisea y que éste sería desarrollado íntegramente por la empresa privada en el contexto del libre juego de la oferta y demanda en el mercado. Las negociaciones estaban avanzadas y Camisea sería "el contrato del siglo".

Se desestimaron, por tanto, los puntos de vista de quienes afirmaban que la explotación del gas de Camisea era un objetivo estratégico, lo que implicaba que el Estado, a través de PETROPERU, forme una alianza estratégica con el consorcio SHELL/MOBIL, a fin de garantizar la explotación de este recurso.

La decisión del consorcio de retirarse se tomó después de intensas negociaciones entre las partes. El consorcio consideró que, en las actuales condiciones, el proyecto de Camisea otorgaba una rentabilidad del 8,4% para la inversión en el proyecto, la cual no era aceptable para el consorcio pues no le permitiría la recuperación de la inversión en los plazos deseados. La inversión se estimó inicialmente en US\$2 470 millones. En los últimos días de la negociación el consorcio comunicó al gobierno que la inversión aumentaría sustancialmente, mencionando un monto de US\$4 000 millones.

⇒ ***Los incentivos adicionales para SHELL/MOBIL***

Para llevar adelante el proyecto, el consorcio exigía al gobierno la promulgación de incentivos adicionales que permitieran elevar la rentabilidad del proyecto. Estos incentivos se sumarían a aquellos otorgados en abril de 1996 mediante el DL 818, en el cual se le concedió al consorcio la recuperación anticipada del Impuesto General a las Ventas (IGV) en la fase de exploración, así como el fraccionamiento del pago de aranceles por los activos importados en esta fase.

Los incentivos adicionales demandados por el consorcio estaban relacionados con la aceptación gubernamental de un precio para el gas natural que no se ajustaba a lo establecido en el contrato; la participación en la distribución del gas en Lima; la posibilidad de exportar gas a Brasil mediante la interconexión con el gasoducto Santa Cruz-São Paulo; y una mayor seguridad en la venta de gas natural para las centrales termoeléctricas.

El gobierno optó por no dar los incentivos adicionales pues consideró que no se ajustaban a los términos del contrato firmado en 1996. Por su parte, el consorcio optó por retirarse del proyecto considerando que la baja rentabilidad no justificaba la inversión a realizarse. A través del libre juego de la oferta y la demanda del mercado, entonces, se canceló el contrato de 1996.

Cabe señalar que no hemos podido conocer el estudio de factibilidad del consorcio SHELL/MOBIL y, por tanto, las razones técnicas y económicas que determinan una rentabilidad de 8,4% para el proyecto de Camisea, tal como éste iba a ser desarrollado por el consorcio. Es de la más alta importancia conocer este estudio de factibilidad, pues constituye la base que permitirá nuevas negociaciones en el futuro, ya sea con SHELL/MOBIL o con otras compañías.

⇒ ***Marco conceptual de las negociaciones***

Lo que fracasó no fue solamente una negociación determinada entre el gobierno y el consorcio SHELL/MOBIL. Ha fracasado el marco conceptual que estableció las líneas maestras del contrato. Se pensó que el libre juego de la oferta y la demanda en un contexto de libre mercado era suficiente para garantizar la explotación del gas natural. Y no ha sido así, porque cuando no existen mercados, hay que crearlos. No crecen solos, sino que necesitan el apoyo del Estado a través de una política sectorial que establezca

el interés nacional para la explotación de ese recurso. Evidentemente, en ese marco sí es posible otorgar incentivos específicos, no a una empresa privada, sino a un proyecto nacional que redundará en el bienestar general del conjunto del país.

En ese caso, la menor rentabilidad de mercado del proyecto pudo haber sido compensada con inversión estatal para el desarrollo de esta industria naciente, la cual podía provenir, perfectamente, de las utilidades de la Refinería Talara de PETROPERU e, incluso, del 30% del paquete accionario que aún mantiene en la Refinería La Pampilla. Cabe señalar que estas utilidades ascienden a más de US\$100 millones anuales en la actualidad.

Dicho sea de paso, esa es la política que se sigue en Colombia, con el Plan de Masificación del Consumo de Gas Natural (donde la empresa estatal ECOPETROL es la encargada de promover la inversión privada para el desarrollo del gas natural) o de las inversiones para la construcción del ducto de gas natural que unirá Santa Cruz (Bolivia) con Sao Paulo (Brasil) a fines de 1999, en el cual participan las estatales YPFB (Bolivia) y PETROBRAS con empresas petroleras extranjeras, entre las cuales se encuentra la empresa norteamericana Enron y la propia SHELL.

Un esquema de este tipo hubiera sido tal vez más factible. En cambio, el esquema utilizado ha llevado a un impasse. Con lo cual, no solamente deja de explotarse el recurso, sino que la crítica situación del déficit de la cuenta corriente de la Balanza de Pagos, que se pensaba al menos paliar con la entrada en producción de Camisea, se agrava de manera preocupante.

De aquí la importancia, también, de establecer una clara política de uso eficiente de la energía.

⇒ ***Consideraciones específicas***

- Parece correcto que no se hayan otorgado mayores incentivos a SHELL/MOBIL. La satisfacción de los pedidos del consorcio hubiera generado un efecto demostración en otras actividades y obligado a un replanteamiento de la política fiscal.

Ello no obstante, lo que se critica es que se haya decidido por una sola o modelo de contrato, el mismo que a la postre desembocó en un fracaso. Y no puede decirse que el mejor contrato es el que no se firma.

- Es importante destacar, asimismo, que la teoría económica ortodoxa admite la vigencia de las llamadas "industrias nacientes" y el hecho que puede existir apoyo estatal para su desarrollo, siempre que éste sea limitado y tenga un carácter transparente⁴. Por lo tanto, no había ninguna razón teórica (y menos, práctica y/o técnica) para que el Estado no pudiera haber intervenido en el desarrollo de este proyecto. Dados los problemas actuales parece que podría estudiarse una opción distinta que podría incluir la intervención del Estado en algunas etapas del proyecto, principalmente en la distribución.

⁴ Ver Paul Krugman y Maurice Obstfeld, Economía Internacional, McGraw-Hill, Madrid, 1991.

- No está claro por qué el planteamiento de proceder a la explotación fragmentada del yacimiento (explotación, transporte por ductos, distribución en Lima y venta de gas para generación de energía eléctrica) podría ser más rentable, cuando el esquema de SHELL/MOBIL, que consistía en una integración vertical casi completa (faltándole la distribución), no lo era. A menos que se esté pensando en una disminución de los estándares técnicos, ambientales y de relación con las comunidades de la zona, lo cual no sería aconsejable.

En un esquema de explotación fragmentada, todos los operadores querrán tener una cuota de beneficio que permita hacer rentable cada actividad. Lo que quiere decir que habría que encontrar rentabilidad, ya no para una empresa, sino para las 4 empresas que se adjunquen cada una de las fases del proyecto.

Es por eso, justamente, que la industria petrolera se caracteriza por la integración vertical, algo que las propias empresas resaltan en su publicidad, sabiendo que esta característica es muy apreciada por los inversionistas.

- La nueva negociación debería tener en cuenta la necesaria integración vertical del proyecto para que se proceda a la explotación integral del recurso. La ejecución por partes, o la explotación inicial de sólo uno de los componentes del proyecto (por ejemplo, los condensados del yacimiento), no es, a nuestro juicio, recomendable.

En esa nueva negociación, el Estado, a través de PETROPERU, debe formar una alianza estratégica con los inversionistas extranjeros (lo que no excluye una nueva negociación con el consorcio SHELL/MOBIL) que se interesen en la explotación del gas de Camisea.

⇒ ***Los impactos económicos de la postergación del proyecto***

La no realización de la inversión de SHELL/MOBIL en Camisea o, en el mejor de los casos, su postergación por un tiempo aún no determinado que no sería menor a 10 meses, constituye un serio problema por varios motivos. En primer lugar, esta postergación se suma a aquella ya anunciada de las minas La Granja y Quellaveco, por parte de las compañías mineras Cambior y Mantos Blancos, respectivamente.

En segundo lugar, la coyuntura de bajos precios internacionales de los minerales, debido, en gran parte, a la disminución de la demanda originada por la crisis del Sudeste Asiático, lo que ha recortado los planes de inversión de muchas empresas mineras. Asimismo, las oportunidades y condiciones de financiamiento para los grandes proyectos también se ven disminuidas debido a los efectos que la crisis del Sudeste Asiático ha causado en la banca privada internacional, las emisiones de bonos y la caída de los precios de las acciones en algunas de las principales Bolsas de Valores de los países industrializados.

En tercer lugar, los ingresos de divisas de los grandes megaproyectos eran el soporte fundamental que permitía cubrir los importantes déficit de la cuenta corriente de la Balanza de Pagos. En efecto, este déficit superará el 6% del PBI en 1998 y no se prevé su disminución en los próximos años, pues el perfil de pagos de la deuda externa incide en un aumento de los pagos de la misma en el período 1999-2003. Por otra parte, si bien la inversión en la mina de cobre Antamina por US\$2 200 millones es un

punto favorable, eso no quiere decir que constituya la solución a los problemas existentes.

En los últimos años, el déficit de la cuenta corriente ha sido cubierto por entradas de capital extranjero. Este capital ha provenido de inversión extranjera directa (en parte ligado a los procesos de privatización de empresas estatales), de préstamos de corto plazo y de inversión de portafolio (dirigido a la Bolsa de Valores de Lima).

Los organismos internacionales están aconsejando a los países reducir los déficit de cuenta corriente a niveles manejables (2 a 3% del PBI), en previsión de salidas bruscas de los capitales de corto plazo, los cuales se caracterizan, justamente, por su inestabilidad y volatilidad.

De producirse “shocks externos” que impliquen un retiro masivo de capitales de otros países de América Latina, principalmente de Brasil y Argentina (que también tienen importantes déficits de cuenta corriente), es previsible que los inversionistas extranjeras también retiren sus capitales de otros países emergentes, como es el caso del Perú. Esto debido al llamado “efecto rebaño”, que alude al hecho que, en momentos de pánico financiero, los inversionistas extranjeros no distinguen entre los países y actúan “siguiendo al líder”, es decir, aquel que abandona primero la plaza financiera. Esta característica distingue, sobre todo, a los llamados inversionistas institucionales (fondos de pensiones y fondos mutuos de los países industrializados).

Es por ello que no basta con afirmar que el nivel de reservas de moneda extranjera en el país es sumamente alto. O que no va a pasar nada porque tenemos un sistema de tipo de cambio flotante que se rige por la oferta y la demanda y, por lo tanto, nos protege de fluctuaciones bruscas y que además proporciona transparencia en las operaciones.

No interesa para este trabajo entrar en la discusión sobre la composición (estructura) de las reservas internacionales (qué cantidad de las reservas constituye el encaje de moneda extranjera que pertenece a los bancos privados, entre otros) ni sobre el tipo de cambio. Lo importante es resaltar que de producirse importantes salidas de moneda extranjera (en momentos que no se prevén entradas de divisas importantes, justamente por la postergación de los megaproyectos), se tendría que recurrir a las reservas internacionales para cubrir el pago de importaciones y de los intereses de la deuda externa. Casi siempre, cuando los agentes económicos observan que las reservas comienzan a disminuir de manera importante, expresan su desconfianza mediante el recurso de adquirir moneda extranjera o sacarla del país.

Es importante por ello que se establezca claramente cuáles son los parámetros establecidos para el uso de las reservas internacionales y, en primer lugar, de los fondos acumulados por concepto de la privatización de las empresas estatales (monto que actualmente debe ser de US\$3 000 a 4 000 millones). Los fondos de la privatización no debieran ser usados para cubrir los déficit de la cuenta corriente de la Balanza de Pagos. No hay que olvidar, tampoco, que sólo se privatiza una vez, motivo por el cual estos fondos deben usarse para aumentar el activo y no para financiar los mencionados déficit ni, tampoco, gastos fiscales.

II. ANÁLISIS DE LAS REFORMAS ENERGÉTICAS

A. INTRODUCCIÓN

En julio de 1990 se puso en marcha en Perú un programa de estabilización macroeconómica y de reformas estructurales, que tiene como objetivo disminuir la intervención del Estado en las actividades económicas, otorgándole al libre juego de las fuerzas del mercado el rol central en la asignación de recursos. Así, la nueva Constitución peruana, aprobada en 1993, dispone que la actividad empresarial del Estado, directa o indirecta, es subsidiaria y se puede ejercer sólo por razones de alto interés público o de alta conveniencia nacional, debiendo contar con ley expresa (Artículo 60).

Las reformas estructurales incluyen la privatización de las empresas públicas, abriendo nuevas oportunidades para la inversión privada en los diferentes campos de actividad empresarial del Estado. Para el caso del sector energético se dispuso la privatización de las empresas estatales ELECTROPERU y PETROPERU.

B. CAMBIOS EN LA LEGISLACIÓN Y EN LOS MECANISMOS REGULATORIOS DEL SECTOR ELÉCTRICO

Hasta 1992 la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica para servicio público estaba reservada para el Estado. La Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas era el ente encargado de dirigir, promover, controlar y fiscalizar las actividades de este servicio público.

La empresa matriz ELECTROPERU SA tenía la propiedad y representación de las acciones del Estado y ejercía la supervisión y coordinación de las Empresas Regionales de Electricidad. ELECTROPERU, las empresas regionales de electricidad y los sistemas aislados, de propiedad del Estado, producían el 70% de la oferta total de energía eléctrica en el país. En su mayor parte (75%) ésta provenía de centrales hidroeléctricas. Asimismo, existía un importante sector de empresas autoproductoras privadas que producían el 30% restante de la energía eléctrica. En este caso, la mayor parte de la oferta (el 78%) provenía de centrales térmicas.

Este sistema sufrió una profunda transformación con la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas 25844 de 1992 y con el inicio del proceso de privatización a mediados de 1994.

La Ley 25844 determinó la separación de las actividades de generación, transmisión y la distribución como actividades a ser realizadas por el sector privado "con el objetivo de promover la competencia y alcanzar la máxima eficiencia en el

servicio público de electricidad". Se dispuso que las empresas que integran los sistemas interconectados Centro-Norte (SICN), Sur-Oeste (SISO) y Sur-Este (SISE) tomen las medidas legales, administrativas y económicas para dividir las actividades de generación, transmisión y de distribución constituyendo empresas independientes. En lo que respecta a los sistemas aislados de electricidad, que representan el 26% de la generación eléctrica del país, la ley contempla que en estos sistemas aislados sí puede existir una integración vertical.

Además, la Ley 25844 determinó la vigencia de un nuevo sistema tarifario para la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, así como la puesta en marcha de una nueva institucionalidad en el sector, orientada a impulsar la racionalidad de las decisiones en el marco de la libre competencia.

En lo que respecta a la privatización, en 1991 el gobierno promulgó el DL 674, que creó la Comisión de Promoción de la Inversión Privada (COPRI), responsable de la dirección del proceso de privatización, de la selección de las empresas a privatizarse y de los principios generales y procedimientos a aplicarse, y de la coordinación y control del programa de privatización.

En lo que se refiere al sector eléctrico, la COPRI tuvo como objetivo el traspaso al sector privado de las empresas del sistema eléctrico, con el objetivo de formar un marco de libre competencia que permita establecer precios y asignar eficientemente los recursos de la economía. Para ello se formaron en 1993 tres Comités Especiales de Privatización (CEPRI), los mismos que correspondieron a las siguientes empresas: ELECTROPERU, ELECTROLIMA y ETEVENSA (Empresa Termoeléctrica de Ventanilla SA). El esquema de privatización no planteó la venta de las empresas como un holding (caso de Chile), sino la venta individual de las empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras.

Desde mediados de 1994 hasta junio de 1997 se ha privatizado el 51% de la generación y el 55% de la distribución de energía eléctrica. Los compradores, en su mayoría, son inversionistas privados extranjeros, en alianza con inversionistas nacionales, los cuales tienen participaciones minoritarias. Actualmente existen cinco compañías privadas de generación y tres compañías privadas de distribución.

Cabe destacar que la modalidad de privatización de las unidades generadoras de energía ha implicado, en muchos casos, compromisos de inversión obligatorios para ampliar la capacidad de oferta. Igualmente, se prevé que las futuras privatizaciones de las empresas regionales de distribución de electricidad impliquen compromisos para la electrificación de zonas rurales.

1. El nuevo marco legal del sector eléctrico: La nueva Ley de Concesiones Eléctricas

La Ley de Concesiones Eléctricas de 1992 ha determinado la existencia de cinco actores principales en el sector:

- ***Los clientes o usuarios***, que están divididos en dos categorías: *a)* los que realizan sus transacciones en forma libre, con demanda superior a 1 MW; *b)* los que pertenecen al Servicio Público de Electricidad, con demanda inferior a 1 MW y que están sujetos a regulación por la Comisión de Tarifas Eléctricas.

- **Las empresas eléctricas**, que pueden ser generadoras, transmisoras o distribuidoras, que operan en forma independiente, así como, por excepción, aquellas que generan, transportan y/o distribuyen simultáneamente en sistemas aislados.

La generación de energía eléctrica en el país está compuesta por cinco empresas privatizadas, que representan el 51% de la capacidad total del país. El 49% restante está repartido en cuatro empresas del Estado que serán privatizadas en los próximos años.

La distribución de energía eléctrica está a cargo de tres compañías privatizadas. Dos de ellas (Luz del Sur y Edelnor) tienen a su cargo la distribución en la ciudad de Lima (el mercado más importante del país); también se ha privatizado Electro Sur Medio (ciudad de Ica y alrededores). Existen seis empresas de distribución regional de propiedad del Estado que serán privatizadas en los próximos años.

En el Perú existen dos sistemas de transmisión independientes: el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) y el Sistema Interconectado del Sur (SISUR). Está previsto que ambos se interconecten próximamente, habiéndose ya otorgado la concesión correspondiente (Mantaro-Socabaya). Ninguno de estos sistemas de transmisión ha sido privatizado.

- **El Comité de Operación Económica del Sistema (COES)** de cada uno de los sistemas interconectados. Este es un organismo autónomo de carácter técnico, que se crea con la finalidad de coordinar la operación al mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento de electricidad y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. Los agentes que intervienen pertenecen exclusivamente de las empresas generadoras y transmisoras.

- **La Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE)**, que es un organismo técnico y autónomo, conformado por cinco miembros. Dos de ellos son propuestos por los concesionarios de las empresas de generación y distribución, respectivamente. Los tres restantes son propuestos por el Ministerio de Energía y Minas, el Ministerio de Economía y Finanzas y el Ministerio de Industrias. Ninguno de ellos debe ser funcionario o empleado público o de las empresas eléctricas. Este organismo es el responsable de fijar las tarifas eléctricas para el mercado regulado. Cabe señalar que no existe fijación de tarifas para los usuarios libres.

- **El Estado**, representado por el Ministerio de Energía y Minas, específicamente por la Dirección General de Electricidad, responsable del otorgamiento de concesiones y autorizaciones para participar en el negocio eléctrico, la promoción, normalización y fiscalización.

En diciembre de 1996 se promulgó la Ley 26364 que creó el Organismo Superior de Inversión en Energía (OSINERG), cuya función es fiscalizar, a nivel nacional, el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas relacionadas con las actividades de los subsectores de electricidad e hidrocarburos, así como el cumplimiento de las normas legales y técnicas referidas a la conservación y protección del medio ambiente. Dentro de sus atribuciones, sin embargo, no está la fijación de las tarifas para el transporte y distribución del gas natural, ni el otorgamiento de concesiones.

2. La metodología para la fijación de las tarifas eléctricas

De acuerdo con la Ley de Concesiones Eléctricas de 1992, la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE) es el órgano regulador encargado de fijar las tarifas para el mercado regulado. El sistema se basa en la determinación de costos marginales de suministro de energía y potencia, calculados para un programa óptimo de expansión del sistema eléctrico.

La Ley de 1992 distingue entre dos tipos de usuarios, los mismos que conforman a su vez dos tipos de mercados. Estos son:

- **El mercado libre**, para las transacciones entre clientes mayores, definidos actualmente como aquellos con demandas superiores a 1 MW, y las empresas suministradoras de electricidad que puedan ser generadoras o distribuidoras. El precio, volumen y condiciones a transar son libres y sin intervención del Estado;
- **El mercado de servicio público con precios regulados**, destinado actualmente a clientes con consumos menores a 1 MW. Los precios máximos son fijados por la CTE, a partir del costo marginal de corto plazo de la generación.

De acuerdo con la Ley de Concesiones Eléctricas, el mercado regulado tiene dos sistemas tarifarios:

- **Las tarifas en barra**: son el precio al cual se realizan las ventas de energía eléctrica de los generadores destinadas al servicio público de electricidad. Este precio corresponde a un promedio ponderado de costos marginales futuros esperados de operación, necesarios para satisfacer las demandas de potencia de punta (MW) y de energía (KWh) en cada punto de suministro de las redes de distribución. Los precios así obtenidos deben financiar los costos de operación y arrojar un excedente que rente las inversiones de generación con una tasa del 12% anual.

En el caso de sistemas aislados la CTE fija las tarifas en barra de acuerdo con los criterios señalados en la Ley y su Reglamento.

Estas tarifas y sus fórmulas de reajuste se fijan semestralmente por la CTE y entran en vigencia en los meses de mayo y noviembre de cada año. Estas tarifas no pueden diferir en más del 10% de los precios libres vigentes en el mercado de generación. La primera fijación de tarifas en barra se realizó en mayo de 1993, antes del inicio del proceso de privatización.

Estas tarifas en barra incluyen los cargos por la transmisión involucrada, la misma que se calcula como se explica a continuación.

Las tarifas de transmisión comprenden la anualidad de la inversión y los costos estándares de operación y mantenimiento del Sistema Económicamente Adaptado. La anualidad de la inversión se calcula considerando el valor nuevo de reemplazo, su valor útil y la Tasa de Actualización (12%). Además, los generadores conectados al Sistema Principal abonan una compensación al propietario de las líneas de transmisión. Esta tarifa se fija anualmente por la CTE.

- **Las tarifas de distribución** comprenden las Tarifas en Barra y el Valor Agregado de Distribución (VAD). Se basan en costos estándares de inversión, operación y mantenimiento de empresas modelo. El VAD se calcula para cada concesionario y para sectores de distribución típicos definidos por el Ministerio de Energía y Minas. Estas tarifas y sus fórmulas de reajuste tienen una vigencia de cuatro años.

Existe, además, un Mercado Intergeneradores, conformado por las negociaciones entre empresas generadoras de electricidad de un sistema eléctrico interconectado, cuyo despacho de carga es efectuado por el COES. Las transacciones se realizan al costo marginal correspondiente a la operación real del sistema en el período de transacción.

3. La evolución de las tarifas desde 1993

La corrección de los atrasos en las tarifas eléctricas se implementó en agosto de 1990, como parte del plan de estabilización macroeconómica implementado por el gobierno entrante del Presidente Alberto Fujimori. Cabe resaltar que las nuevas tarifas, que tuvieron un incremento de más del 700%, fueron fijadas con el criterio de recuperar los costos de ELECTROPERU, sin adoptar aún una nueva política tarifaria. Hasta **noviembre** de 1993, hubo reajustes periódicos que tuvieron como objetivo restablecer el equilibrio económico y financiero de ELECTROPERU y las empresas regionales de electricidad.

La nueva Ley de Electricidad (Ley 25844 de 1992) determinó una nueva modalidad tarifaria, la misma que ya hemos reseñado. En noviembre de 1993, en cumplimiento de lo acordado en la Ley 25844 se emitió la primera resolución de tarifas por parte de la CTE.

Para analizar la evolución de las tarifas de generación veamos primero la variación semestral de los precios en barra en Lima desde mayo de 1993 a noviembre de 1996. Se puede apreciar (véase el cuadro 6) que a partir de noviembre de 1994 la tarifa en barra comenzó a aumentar. Sin embargo, esta tendencia comenzó a revertirse en mayo de 1996, continuando en noviembre de 1996 y mayo de 1997, donde hubo importantes disminuciones. Así, la variación acumulada para el período, en dólares corrientes, es de 14,7%. La disminución de los últimos meses se debe a que los nuevos precios incorporan la puesta en operación del Gas de Camisea,⁵ prevista para el año 2001.

Desde noviembre de 1997 la tarifa en barra ha vuelto a registrar descensos importantes, sobre todo en mayo de 1998, debido, en lo esencial, a la disminución de los precios del residual y del diesel, como consecuencia de la disminución de los precios internacionales del petróleo. Así, para el conjunto del período analizado, tenemos que los precios en dólares corrientes han caído en 2,41%.

En lo que concierne a la evolución del precio a los clientes del mercado libre, en noviembre de 1993 éste fue de US\$4,8 ctvs/KWh, llegando a US\$5,4 ctvs/KWh en septiembre de 1996, lo cual indica un aumento, en dólares corrientes, de 12,5%.

Cuadro 6

⁵ Las tarifas en barra pueden volver a aumentar, debido a que no se concretó el proyecto de explotación del gas de Camisea con el consorcio SHELL/MOBIL en julio de 1998.

EVOLUCIÓN DE LA TARIFA EN BARRA: LIMA (en ctvs. US\$ KWh)			
Periodo	Tarifa	Variación (%)	
		Periodo	Acumulado
Mayo 1993	4,07		
Noviembre 1993	4,07	0,00	0,00
Mayo 1994	4,06	- 0,25	- 0,25
Noviembre 1994	4,18	2,96	2,71
Mayo 1995	4,54	8,61	11,32
Noviembre 1995	4,83	6,39	17,71
Mayo 1996	4,82	- 0,21	17,50
Noviembre 1996	4,67	- 3,11	14,39
Mayo 1997	4,68	0,21	14,61
Noviembre 1997	4,47	- 4,49	10,12
Mayo 1998	3,91	-12,53	- 2,41

Fuente: Comisión de Tarifas Eléctricas.

Las tarifas de las empresas distribuidoras han tenido también un comportamiento relativamente estable en los últimos años. Recordemos que el precio a los clientes regulados se compone de las tarifas en barra (que incluyen los peajes de transmisión), a lo cual se agrega el Valor Agregado de Distribución (VAD). El promedio aplicable ha aumentado desde US\$8,14 ctvs/KWh en enero de 1995 hasta US\$8,82 ctvs/KWh en marzo de 1997, es decir, un incremento del 8,4% (véase el cuadro 7). Vale la pena resaltar que el incremento es mayor en el caso de los usuarios residenciales, por el mayor costo de las instalaciones.

Cuadro 7 EVOLUCIÓN DEL PRECIO MEDIO ELÉCTRICO (en ctvs. US\$ KWh)				
Periodo	Residencial	Industrial	Comercial	Promedio
Enero 1995	10,97	4,81	8,91	8,14
Junio 1995	11,24	4,76	9,17	8,31
Enero 1996	11,95	4,82	9,69	8,72
Junio 1996	11,95	4,64	9,71	8,73
Enero 1997	12,09	4,37	9,81	8,82
Marzo 1997	12,09	4,37	9,81	8,82
Var. marzo 1997-enero 1995	10,21%	- 9,15%	10,10%	8,35%

Fuente: Comisión de Tarifas Eléctricas.

El nivel de las tarifas peruanas para consumo residencial, al mes de septiembre de 1996, se sitúa en un término medio, comparado con otros países de América Latina, de acuerdo con información de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). Lo mismo sucede con las tarifas para uso comercial e industrial (véase el cuadro 8).

Cuadro 8 PRECIOS MEDIOS DE ELECTRICIDAD 1996 (en ctvs. US\$ KWh)			
País	Residencial	Comercial	Industrial
Uruguay	15,32	16,49	8,73
Chile	13,76	11,44	7,69
Brasil	13,42	11,59	5,57
Cuba	12,09	7,66	7,34
Panamá	12,08	11,93	9,98
Argentina	10,74	15,92	7,73
Perú	9,72	10,02	5,64
Bolivia	7,06	14,13	7,89
Paraguay	6,71	7,04	5,57
Colombia	4,43	10,65	8,92
México	4,03	9,98	3,82
Ecuador	2,45	5,50	5,42
Venezuela	1,21	3,32	2,96

Fuente: Comisión de Tarifas Eléctricas.

C. LA PRIVATIZACIÓN DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS

El esquema de privatización se llevó a cabo teniendo en cuenta los criterios de la Ley 25844 de 1992, la misma que determinó la separación de las actividades de generación, transmisión y distribución.

Es importante señalar que antes de la privatización el Estado asumió el conjunto de las deudas de largo plazo de ELECTROPERU, con lo cual las empresas quedaron "saneadas". Asimismo, el cambio de modalidad en la fijación de las tarifas eléctricas, reseñado en el acápite anterior, se puso en marcha en 1993, antes de la privatización. Así, los nuevos compradores tenían ya una idea clara de los futuros ingresos por ventas que lograrían con las empresas a privatizarse.

La modalidad más usada ha consistido en la venta del 60% de las acciones al mejor postor en un proceso de licitación. La CEPRI establece un precio base, que deberá ser mejorado por los postores. El ganador de la licitación es aquel que ofrece el mejor precio. Los trabajadores tienen derecho de comprar hasta el 10% de las acciones y el Estado se queda con el 30% restante para venderlo al público a través de la Bolsa de Valores (capitalismo popular), llamado en el Perú "Participación Ciudadana".

También se ha utilizado la modalidad de la capitalización, mediante la cual el compromiso de inversión del comprador se capitaliza, proporcionándole un determinado número de acciones (el 60%, generalmente).

La mayoría de las privatizaciones se llevó a cabo en 1994 y 1995, obteniéndose la cifra de US\$1 985 millones por todo concepto. En la mayoría de los casos se ha exigido que el pago sea en efectivo, aunque han habido casos en que se han permitido los pagos a plazos (Cahua, Empresa Eléctrica de Piura, Electro Sur Medio). Sólo en un caso (Edegel) se han aceptado papeles de la deuda externa.

Las privatizaciones del sector electricidad representan el 27% del total de privatizaciones en el Perú hasta diciembre de 1997 (a esa fecha el total obtenido en el proceso de privatización ascendió a US\$7 329 millones). La privatización del sector eléctrico ha sido un componente importante del proceso en su conjunto, comenzado en 1992-1993.

La privatización de las empresas generadoras ha estado sujeta, en la mayoría de los casos, a compromisos de inversión por parte de la empresa compradora (la excepción es la pequeña central hidroeléctrica de Cahua). Estos compromisos llegan a 480 MW, lo cual constituye un 25% de la capacidad instalada actual.

En el caso de las empresas distribuidoras de energía no se solicitaron compromisos de inversión en el caso de la ciudad de Lima. En las empresas regionales la privatización por la modalidad de capitalización está orientada a que el compromiso de inversión se realice aumentando la distribución de energía eléctrica en zonas rurales. Ese ha sido el caso de ELECTRO SUR MEDIO (Ica). La CEPRI plantea continuar con este esquema en las futuras privatizaciones.

Analizaremos por separado cada una de estas actividades.

⇒ **La privatización de la generación.** En abril de 1995 se inició la privatización de las empresas de generación. Se ha realizado la venta de la mayoría de las empresas del SICN, pero aún no se han vendido empresas del SISUR ni, tampoco, los sistemas aislados de generación, de propiedad del Estado.

En el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) —el más grande del país con una capacidad de generación es de 2 783 MW— se constituyeron seis empresas generadoras (véase el cuadro 9), de las cuales cinco ya han sido privatizadas.

La capacidad de generación vendida asciende a 1 534 MW, siendo la más grande la Empresa de Generación Eléctrica de Lima (Edegel), con 819 MW, lo que representa el 55% del SICN y el 33% del total nacional. Cabe resaltar que aún no ha sido privatizada la Central Hidroeléctrica de Mantaro, la más grande del país, con 1008 MW (cuadro 9).

Como producto de la privatización de las empresas generadoras, el Estado ha obtenido ingresos totales que ascienden a US\$1 054,1 millones, de los cuales US\$933,7 millones (87%) son por concepto de la venta a las empresas y el 13% restante (US\$121,2 millones) corresponde a compras de los trabajadores (no estamos incluyendo en este monto los compromisos de inversión).

Cuadro 9 PERÚ: PRIVATIZACIÓN DE EMPRESAS GENERADORAS (1995-1997)													
	Potencia instalada 1996 MW	PRIVATIZACIÓN			Compromiso de inversión US\$MM	Potencia MW	PARTICIPACIÓN CIUDADANA			PARTICIPACIÓN TRABAJADORES			Total
		Fecha	% vendido	Valor US\$ MM			Fecha	% vendido	Valor	Fecha	% vendido	Valor	
SICN													
Mantaro	1008	NR ^a	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	
Edegel ^b	819	Oct 95	60	524	42	100	NR	NR	NR	Jul 96	10	74,8	640,8
Egenor	408	Jun 96	60	228,2	42	100	NR	NR	NR	Ene 96	10	36,3	306,5
Etevensa ^c	200	Dic 95	60	120	0	200	NR	NR	NR	Oct 96	1,78	3,4	123,4
EE de Piura ^d	67	Oct 96	60	19,7	40	80	NR	NR	NR	NR	NR	NR	59,7
Cahua	40	Abr 95	60	41,8	0	0	NR	NR	NR	Oct 96	10	6,7	48,5
Autoprod.	241	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	
Subtotal	2783			933,7	124	480 MW						121,2	1178,9
SISUR													
EGASA	215	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	
EGEMSA	107	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	
EGESUR	38	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	
Autoprod.	286	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	
Subtotal	646												
Sistemas aislados													
Empresas	431	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	
Autoprod.	786	Privados											
Subtotal	1217												
TOTAL	4646												
Privatizados	1534												
Pendientes	1799												
Autoprodutor	1313												

Fuente: COPRI.

^a No realizada; ^b Se pagaron US\$424 millones en efectivo y US\$100 millones en papeles de deuda; ^c Se vendió el 60% de acciones del Estado bajo un esquema de capitalización por inversión de US\$120 millones. Además, ETEVENSA ampliará la capacidad en 80 MW adicionales a su compromiso de inversión (en total, 280 MW); ^d Hasta la fecha sólo se han pagado US\$19,7 millones por el 19,7% de las acciones. El 40% restante de las acciones se irá entregando a medida que se vayan realizando los compromisos de inversión por US\$40 millones adicionales.

En la mayoría de los casos, se ha vendido a las nuevas empresas el 60% del capital social, quedando el 30% para el Estado y el 10% para ventas a los trabajadores de las empresas. El Estado plantea vender su participación bajo el esquema de Participación Ciudadana (en la Bolsa de Valores), lo que aún no ha sido realizado en ninguna empresa generadora.

En los casos de Etevensa y la Empresa Eléctrica de Piura, las empresas se han vendido bajo un esquema de capitalización en el que las empresas establecen compromisos de inversión, que les otorgan la propiedad de un determinado porcentaje de las acciones. En ambos casos, dicho porcentaje ha sido el 60%.

Los sistemas aislados de generación aún no han sido privatizados ni se piensa hacerlo por el momento.

⇒ **Privatizaciones de empresas generadoras pendientes.** El gobierno tiene planteado continuar con la privatización de las empresas generadoras. Sin embargo, la fusión en el extranjero de ENDESA de España y Enersis de Chile ha dado lugar a un poder dominante de mercado, que motivó al gobierno a suspender el proceso de privatización y a promulgar una nueva Ley que impida el poder dominante de mercado en el sector eléctrico. Por otra parte, la inundación de la Central de Macchu Picchu causada por las lluvias del Fenómeno del Niño en el verano de 1998 determinó la suspensión de la privatización de esta Central.

⇒ **La no privatización de las empresas transmisoras de energía eléctrica.** Al separarse las diferentes actividades del sistema eléctrico, se constituyeron dos empresas de transmisión: ETECEN y ETESUR, que comprenden las líneas de transmisión de propiedad del Estado en el SICN y el SISUR, respectivamente.

No se prevé la privatización de ninguno de estos dos sistemas.

Cabe destacar que el SICN y el SISUR se interconectarán próximamente mediante la construcción de la Línea de Transmisión Mantaro-Socabaya (Arequipa), la cual fue otorgada en concesión en enero de 1998, por un período de 30 años, a la empresa canadiense Hydro-Quebec International por un monto de US\$179,2 millones. La línea de transmisión tendrá una longitud de 700 km y deberá estar lista en 30 meses.

⇒ **La privatización de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.** Como producto de la privatización de las empresas distribuidoras el Estado ha obtenido ingresos totales que ascienden a US\$686,5 millones, de los cuales US\$433,2 millones (63%) son por concepto de la venta de las empresas; US\$162,4 millones corresponden a la venta de las acciones del Estado en la Bolsa de Valores (Participación Ciudadana); y el 9,5% restante (US\$65 millones) corresponde a compras de los trabajadores (véase el cuadro 10).

En julio de 1994 se inició la privatización de las empresas distribuidoras de energía de la ciudad de Lima. Se adjudicó el 60% de las acciones de Luz del Sur y Edelnor por las cantidades de US\$212,1 y 176,5 millones, respectivamente. En estos casos no se exigió compromisos de inversión. Estas empresas son las que tienen la mayor cantidad de usuarios en el Perú.

Cuadro 10 PERÚ: PRIVATIZACIÓN DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (1994-1997)												
	Número de clientes 1996	PRIVATIZACIÓN			Compromiso de inversión	PARTICIPACIÓN CIUDADANA			PARTICIPACIÓN TRABAJADORES			Monto final obtenido
		Fecha	% vendido	Valor US\$ MM		Fecha	% vendido	Valor	Fecha	% vendido	Valor	
SICN												
Edelnor	728736	Jul 94	60	176,5	0	NR	NR	NR	Jul 95	3,6	32,8	209,3
Ede Chancay ^b	60132	Dic 95	60	10,4	0	NR	NR	NR	Abr 96	1,7	0,1	10,5
Luz del Sur	603134	Jul 94	60	212,1	0	Nov 96	30	162,4	Jul 96	10	32,4	406,9
ElectroNorteMedio	269894	NR ^a	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	
o	147204	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	
ElectroNorOeste	130866	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	
ElectroNorte	86827	Feb 97	90	25,6	25,6	NO	NO	NO	NR	NR	NR	51,2
ElectroSurMedio ^c	19743	Jun 96	100	8,6	0	NO	NO	NO	NO	NO	NO	8,6
Ede Cañete ^d	213069	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	
Electrocentro												
Subtotal	2200013			433,2	25,6			162,4			65,3	686,5
SISUR												
ElectroSurOeste	175037	NR										
ElectroSurEste	181670	NR										
ElectroSur	63993	NR										
Subtotal	420700											
Sistemas aislados	154986	NO ^e										
TOTAL CLIENTES	2775699											

Fuente: Ministerio de Energía y Minas, Estadística Eléctrica, 1996.

^a No realizada.

^b Fusionado con Edelnor.

^c Se ha pagado US\$25,6 millones al contado por el 45% de las acciones. El 45% restante será entregado cuando se realicen los proyectos de inversión. Se pagará el 20% al contado y el saldo en 8 años. El compromiso de inversión se realizará en 5 años.

^d Fusionado con Luz del Sur. Los trabajadores optaron por no ejercer su acción de compra.

^e No se contempla.

Después se vendieron las empresas distribuidoras de Chancay y Cañete por un monto de US\$10,4 y 8,6 millones, respectivamente. Estas empresas fueron luego adquiridas por Edelnor y Luz del Sur, respectivamente.

En febrero de 1997 se vendió el 90% la empresa de distribución Electro Sur Medio por un total de US\$51,2 millones, otorgándose facilidades de pago por el 50% del precio de venta mencionado, el mismo que constituye un compromiso de inversión para ampliación de la distribución a zonas rurales.

Se ha vendido el 10% de las acciones a los trabajadores en el caso de Luz del Sur, por un monto de US\$32,4 millones. En el caso de Edelnor y Ede Chancay se han vendido participaciones inferiores a dicha cantidad, básicamente debido al hecho que los empleados no lograron reunir el capital suficiente para comprar el 10% que estaba reservado para ellos. En el caso de Electro Sur Medio, los trabajadores no compraron el 10% de acciones a que tenían derecho; de acuerdo con lo establecido en el contrato, HICA Inversiones compró este 10% en las mismas condiciones de pago de la parte dineraria (50% del precio ofertado).

Sólo en el caso de la empresa Luz del Sur se ha llevado a cabo la venta del 30% de las acciones del Estado mediante el esquema de Participación Ciudadana, realizándose ésta en noviembre de 1996. Se obtuvieron US\$162,4 millones. La oferta de acciones se realizó en tres tramos de colocación simultánea: a) nacional minorista, 60% de las acciones; b) nacional institucional, 23,5% de las acciones; y c) internacional institucional, 13,5% de las acciones.

Desde 1994 hasta diciembre de 1997 el Estado ha privatizado el 53% de la distribución eléctrica del país.

⇒ **Privatizaciones pendientes.** El gobierno tiene planteado continuar con la privatización de las empresas distribuidoras en los próximos años. En el primer semestre de 1998 se han puesto en venta las bases de Electro Norte y Electro Centro.

No existe fecha definida para la venta de las demás empresas distribuidoras.

D. EL NUEVO MARCO LEGAL DEL SECTOR PETROLERO

Hasta 1991 la legislación otorgaba a la empresa estatal PETROPERU la propiedad de los hidrocarburos extraídos, siendo los hidrocarburos in situ propiedad del Estado. Para la exploración y explotación, PETROPERU era la entidad estatal encargada de negociar contratos con terceros. En los sectores del *downstream* PETROPERU tenía la exclusividad en el desarrollo de las actividades de refinación y comercialización mayorista, correspondiendo también exclusivamente al Estado la explotación de la petroquímica básica.⁶

A partir de 1991 han habido dos modificaciones fundamentales que afectan la actividad del sector. La primera de ellas concierne a la legislación que desregula y liberaliza las actividades en el sector, terminando con el monopolio de PETROPERU.

⁶ Decreto Ley 17440 de 1969.

Estas modificaciones comprenden, esencialmente, la promulgación del Decreto Legislativo 655 (septiembre de 1991) y la promulgación de una nueva Ley de Hidrocarburos, Ley 26221 (agosto de 1993).

La segunda está relacionada con el Plan de Privatización de PETROPERU, al ser esta empresa estatal incluida en los alcances de la Comisión de Promoción de la Inversión Privada (COPRI) en febrero de 1992. Se considera que el Estado no debe participar en la actividad productiva, pues ésta debe ser desarrollada íntegramente por el sector privado. La privatización de PETROPERU comenzó en 1992-1993, no habiendo concluido aún en la fecha de redacción de este informe (el proceso de privatización es analizado en detalle más adelante).

Por otra parte, en abril de 1996 se promulgó el Decreto Legislativo 818 que otorga incentivos para la inversión en recursos naturales. De manera explícita este DL estuvo destinado a otorgar incentivos al consorcio SHELL/MOBIL para la explotación del gas de Camisea. El DL 818 otorga la devolución anticipada del Impuesto General a las Ventas (IGV) y el fraccionamiento del pago de aranceles en la fase preoperativa, lo que no existía anteriormente.

1. La eliminación del monopolio de la empresa estatal: el DL 655

El Decreto Legislativo 655 (septiembre de 1991), elimina el monopolio de PETROPERU y de sus filiales o subsidiarias en el desarrollo de las actividades de hidrocarburos, incluyendo la comercialización, importación de hidrocarburos y sus derivados, manufactura, refinación y petroquímica básica. Estas actividades ahora podrán ser ejecutadas libremente por las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras.

Asimismo, este dispositivo legal creó la Comisión Nacional de Tarifas de Hidrocarburos, cuyo objetivo fue "propender a la libertad de precios en el sector hidrocarburos". Se estableció que la Comisión dicte en forma autónoma las tarifas y medidas que sean necesarias con tal fin, vigilando que sean cumplidas.

2. La nueva Ley de Hidrocarburos: DL 26221

En agosto de 1993 se promulga una nueva Ley de Hidrocarburos, la Ley 26221. El principio fundamental de la ley es promover el desarrollo de las actividades del sector hidrocarburos en base a la libre competencia y el libre acceso a las actividades económicas. La Ley abarca todas las etapas de la actividad hidrocarburífera: el sector *upstream* y el sector *downstream*. En lo que concierne específicamente al régimen de contratación petrolera, la Ley 26221 establece lo siguiente:

- Se otorga la propiedad del petróleo al contratista. La Ley modifica el régimen de contratación petrolera en las etapas de exploración y producción, estableciendo que, además de los contratos anteriores, existirá el Contrato de Licencia, por el cual el contratista obtiene la autorización de explorar y explotar hidrocarburos en el área del

contrato, en mérito del cual PERUPETRO SA transfiere el derecho de propiedad de los hidrocarburos extraídos al contratista, quien debe pagar una regalía al Estado.⁷

De esta manera, el contratista se convierte en dueño del petróleo extraído, lo que no sucedía anteriormente. Esta cláusula otorga un importante incentivo a los inversionistas extranjeros.

- Se reduce la participación del Estado en la renta petrolera. Anteriormente, los contratos tenían una participación del 50% para el Estado (a través de PETROPERU) y el 50% para los contratistas. Ahora los contratistas pagarán una regalía al Estado, la cual se negocia en cada contrato. En promedio, la regalía pactada con los contratistas es del 20 al 30%.

- Se suprime la obligación que tenían los contratistas de vender a PETROPERU el petróleo que fuera necesario para abastecer el mercado interno. Esta obligación sólo existirá en caso de emergencia nacional declarada por Ley.

- Se reducen las exigencias al contratista en la etapa de exploración, en particular la obligación de realizar la perforación de pozos exploratorios.

- Se amplían los plazos para la exploración y la explotación de los contratos petroleros.

- Se mantiene el no pago de impuestos en la etapa de exploración, así como el pago de aranceles de importación.

- Las actividades y los precios relacionados con petróleo crudo y los productos derivados se rigen por la oferta y la demanda. Cualquier subsidio que el Estado desee implementar deberá efectuarse por transferencia directa del Tesoro Público (art. 77 y 78).

- El Banco Central de Reserva otorga la garantía de disponibilidad de divisas para el contratista (esta cláusula ya existía anteriormente).

- Se reduce la cantidad de organismos que deben opinar sobre los contratos petroleros. Anteriormente se necesitaba la aprobación del Consejo de Ministros, refrendado por dos ministerios y la opinión favorable de 8 entidades. Ahora los contratos son aprobados por Decreto Supremo refrendado por los Ministerios de Economía y Finanzas y de Energía y Minas.

- Se introduce la posibilidad del arbitraje internacional. La contratista se somete a la ley peruana pero en caso de diferencias que pudieran surgir en la ejecución, cumplimiento y, en general, en todo lo relativo a las actividades de hidrocarburos a que se refiere la Ley 26221, éstas podrán ser sometidas al Poder Judicial o al arbitraje nacional o internacional. Acordada la jurisdicción, será de cumplimiento obligatorio.

⁷ La regalía que el contratista pagará al Estado se determinará en cada contrato de licencia. El cálculo de la regalía se realiza en base a un factor denominado "R", que es el ratio entre ingresos y egresos de la contratista, de acuerdo con una escala de dicho factor definida previamente en cada contrato.

- Se refuerzan las disposiciones para la preservación del medio ambiente. En particular, los contratistas deberán presentar un estudio de impacto ambiental.

- Se determina la creación de PERUPETRO SA, como la agencia estatal encargada de promover y administrar los contratos con los inversionistas respecto a los derechos de exploración y explotación de los hidrocarburos. Anteriormente estas funciones las ejercía PETROPERU.

E. EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS EN EL MERCADO INTERNO

De acuerdo con el criterio definido por el gobierno para proceder a la segunda fase de la privatización, los precios en el mercado interno se rigen por la oferta y la demanda, lo que, en este mercado, quiere decir que se sujetan al nivel de los precios internacionales. Sin embargo, la mayoría de los precios se encontraban retrasados, situación que comenzó a corregirse desde 1992-1993, cuando PETROPERU comenzó a elevar los precios en el mercado interno para adecuarlos a los precios internacionales⁸.

Como puede apreciarse en el cuadro 11, el incremento de precios entre abril y octubre de 1996 (es en agosto que el consorcio RELAPASA asume efectivamente el control de la Refinería La Pampilla), los precios de la mayoría de los productos tienen incrementos del orden del 12 al 20%, el mismo que es atribuible al aumento del precio internacional en ese período⁹.

Cuadro 11 EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE COMBUSTIBLES ^a (en dólares/galón)									
	GLP	G97	G95	G90	G84	Kero	D2	R6	R500
Junio 95	0,63	0,72	0,70	0,65	0,59	0,64	0,61	0,31	0,26
Abril 96	0,61	0,70	0,68	0,63	0,57	0,61	0,59	0,30	0,25
Octubre 96	0,56	0,84	0,79	0,71	0,67	0,71	0,73	0,47	0,46
Marzo 97	0,66	0,84	0,77	0,69	0,66	0,72	0,78	0,46	0,44
Agosto 97	0,64	0,86	0,79	0,71	0,66	0,72	0,74	0,49	0,48
Diciembre 97		0,83	0,76	0,69	0,65	0,69	0,72	0,48	0,47
Variación octubre 96/ abril 96	0,93%	1,20%	1,16%	1,12%	1,17%	1,16%	1,23%	1,58%	1,82%
Variación diciembre 97/ octubre 96	1,13%	1,00%	0,97%	0,98%	0,97%	0,97%	0,99%	1,01%	1,02%

Fuente: MACROCONSULT (1997).

^a Se ha utilizado el tipo de cambio promedio del mes correspondiente.

Los incrementos del Petróleo Industrial 6 y del Residual 500, para el mismo período, son mucho mayores: 58% en el caso del Residual 6 y 82% para el Residual

⁸ No incluimos aquí la fuerte corrección de precios de agosto de 1990 señalada al inicio de este trabajo.

⁹ En junio de 1996, el precio promedio de la canasta de crudos Dubai, Brent del Reino Unido y Alaska era de US\$18,5/barril, aumentando a US\$23,63 a diciembre del mismo año, es decir, un incremento del 18%.

500. En este caso, lo que se aprecia es que RELAPASA corrigió rápidamente el atraso existente, elevando los precios al nivel de la paridad de importación¹⁰.

Después de la privatización, los precios de los combustibles en el mercado interno se han mantenido relativamente estables. En efecto, los incrementos de los precios han tenido sólo pequeñas variaciones en el período comprendido entre octubre de 1996 y diciembre de 1997.

Esta estabilidad de los precios de la Refinería La Pampilla se ha mantenido, sin embargo, en enero y febrero de 1998, cuando los precios internacionales del petróleo crudo descendieron en un 30%, aproximadamente.¹¹ No ha sucedido lo mismo, sin embargo, con los precios de la Refinería Talara, los mismos que han descendido en dos oportunidades desde diciembre de 1997.

La explicación es la siguiente: la disminución de los precios de la Refinería Talara incide con poca fuerza en los precios de La Pampilla, puesto que la producción de ambas refinerías es complementaria (véase el cuadro 12). Además, los mercados son segmentados: Talara abastece al norte, sur y parte del centro del país; La Pampilla cubre sobre todo la demanda de Lima (cerca del 50% de la demanda total) y parte de la demanda en el sur del país.

Cuadro 12 PRODUCCIÓN DE REFINERÍAS Y CONSUMO DE DERIVADOS POR TIPO DE PRODUCTO (en miles de barriles y porcentajes) - (enero-diciembre 1997)						
	La Pampilla	Talara	Consumo	% Pampilla	% Talara	
	1	2	3	4 = 1/3	5 = 2/3	6 = 4+5
GLP	684,5	1644,3	3414,3	20,0%	48,2%	68,2%
Gasolina 84	2223,1	3830,4	6401,8	34,7%	59,8%	94,6%
Gasolina 90	1290,0	822,4	2199,1	58,7%	37,4%	96,1%
Gasolina 95	192,3	428,8	611,0	31,5%	70,2%	101,7%
Gasolina 97	649,4	57,7	945,6	68,7%	6,1%	74,8%
Turbo A-1	1612,5	897,8	3398,2	47,5%	26,4%	73,9%
Kerosene	1525,5	3191,9	5039,0	30,3%	63,3%	93,6%
Diesel 2	8221,4	5497,4	20577,0	40,0%	26,7%	66,7%
Petróleo industrial	2149,6	1681,0	3057,0	70,3%	55,0%	125,3%
Residual 500	11596,1	777,8	6535,1	177,4%	11,9%	189,3%
Otros ^a	307,3	2128,0	1336,5	23,0%	159,2%	182,2%
	30451,7	20957,6	55513,63	54,9%	37,8%	92,6%

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

^a Incluye aceites, grasas, bases asfálticas.

Nota: Producción de petróleo en 1997: 43,2 millones de barriles.

¹⁰ "Cabe precisar que el fuerte incremento de precios ocasionado por la privatización se origina en el cambio de incentivos y criterios que definen las políticas de precios. En efecto, PETROPERU tenía como objetivo alcanzar la paridad de exportación (ya que se trata de un producto con elevados excedentes exportables para el país), mientras que actualmente para la Refinería La Pampilla, los precios tienden, en ausencia de competencia, a la paridad de importación (MACROCONSULT, 1997, p. 28).

¹¹ El precio del petróleo Brent fue de US\$18,3/barril en diciembre de 1997. En enero y febrero de 1998, su precio fue de US\$14,2 y 13,5 por barril, respectivamente.

F. LOS NUEVOS CONTRATOS PETROLEROS

Desde 1993 PERUPETRO ha suscrito 26 contratos de Licencia para la exploración de hidrocarburos bajo las condiciones de esta Ley. El monto mínimo de inversiones comprometido es de US\$1 196,6 millones a abril de 1998 (véase el cuadro 13).

Cuadro 13				
CONTRATOS PETROLEROS FIRMADOS (1993-1998)				
	Fecha	Lote	Tipo de contrato	Inversión comprometida
CONTRATOS DE EXPLORACIÓN/EXPLOTACIÓN (1993-1998)				
Enterprise Oil/Great Western	18/02/93	65-M	Licencia	55,0
Murphy	21/09/94	71	Licencia	45,0
Coastal	14/12/94	74	Licencia	25,0
YPF/Quintana	11/01/95	50	Licencia	65,0
Repsol/Ampolex	22/03/95	Z-29	Licencia	60,0
Pluspetrol/OXY	10/08/95	54	Licencia	36,2
Yugansknefgas	17/08/95	S-4	Licencia	14,2
ELF/Eurocan/Anschutz	08/09/95	66	Licencia	50,5
Chevron	08/11/95	52	Licencia	75,0
ARCO	07/12/95	64	Licencia	48,5
Advantage/Pedco/Hanwha/Hyundai	13/12/95	67	Licencia	31,0
Mobil/Elf/Esso	26/03/96	77	Licencia	48,0
Mobil/Elf/Esso	26/03/96	78	Licencia	68,0
Olympic Oil	30/05/96	XIII	Licencia	12,2
Pluspetrol/KoreaPet/Yukong	22/07/96	79	Licencia	29,0
Pluspetrol/Pedco/Yukong/Daewoo	29/12/94 y 22/07/96	8X	Licencia	21,3
Anadarko	02/09/96	84	Licencia	48,5
Occidental	24/10/96	72	Licencia	44,5
Advantage/Barrett	06/11/96	55A, 55B, 55C	Licencia	29,5
Quintana Minerals	17/12/96	81	Licencia	44,0
Phillips/AGIP	30/01/97	82	Licencia	46,5
Shell/Mobil	18/03/97	75	Licencia	34,0
PanEnergy/Buenaventura/Mosbacher	15/08/97	85	Licencia	21,0
Enterprise Oil	07/01/98	32	Licencia	40,0
Pérez Companc	30/01/98	Z-1	Licencia	31,0
Occidental	30/01/98	Z-3	Licencia	49,0
Coastal Peru/Hunt Overseas	06/03/98	73A/73B/73C	Licencia	26,0
ARCO	31/03/98	86	Licencia	35,0
Pluspetrol	03/04/98	XII	Licencia	11,0
Pérez Companc	19/04/98	34	Licencia	37,0
Repsol	19/04/98	35	Licencia	37,0
Petrolera Monterrico	mayo	XV	Licencia	
Pérez companc	junio	16	Licencia	
Repsol	30/06/98	33	Licencia	45,0
Pan Energy	21/07/98	40	Licencia	
Pan Energy	21/07/98	41	Licencia	
Graña y Montero Petrolera		XIV		
Subtotal				1262,9
CONTRATOS DE EXPLOTACIÓN (1993-1998)				
Occidental	22/03/86	1-AB	Servicios	10,2
Graña Montero Petrolera SA	27/12/91	I	Servicios	5,6
Río Bravo/Pan American	04/03/93	IV	Licencia	4,0
Provisa/Mercantile Petroleum	05/03/93	III	Licencia	13,8
Unipetro	17/06/93	IX	Servicios	1,7
Graña Montero Petrolera SA	08/10/93	V	Servicios	2,9
Sapet	22/10/93	VII	Servicios	24,3
Petrotech	16/11/93	Z-2B	Operaciones	74,0
The Maple Gas	30/03/94	31B/31D	Licencia	3,1

The Maple Gas/Aguaytia Energy	30/03/94 y 22/07/96	31C	Licencia	115,0
PETROPERU SA	20/05/94	X	Licencia	14,0
Pérez Companc		X	Licencia	14,0
Pluspetrol/Pedco/Yukong/Daewoo	29/12/94 y 22/7/96	8X	Licencia	39,0
Sapet	11/07/95	VI	Servicios	21,7
VEGSA CG	05/01/96	II	Licencia	4,2
Subtotal				347,5
Total inversión comprometida (1 + 2)				1610,4

FUENTE: PERUPETRO, MEM, Anuario Estadístico 1997, Información periodística.

Asimismo, desde la promulgación de la Ley 26221 se han firmado 15 contratos de Licencia, Operaciones y Servicios para la explotación de hidrocarburos, con una inversión comprometida de US\$354,8 millones. Todos estos contratos provienen del proceso de privatización de PETROPERU. La excepción la constituye el contrato de servicios con Occidental Petroleum, el cual fue firmado en marzo de 1986.

Por otra parte, el contrato de Licencia firmado con el consorcio SHELL/MOBIL, en mayo de 1996, para la explotación del gas de Camisea, establece un compromiso de inversión de US\$2 800 millones. Sin embargo, el 15 de julio de 1998 el Consorcio optó no continuar con la segunda fase del proyecto y éste quedó rescindido.

⇒ **La privatización de 1992-1993**

Desde mediados de 1992 hasta fines de 1993 se privatizaron los siguientes activos de PETROPERU:

En agosto de 1992 se vendió la Compañía Peruana de Gas (SOL GAS), filial de PETROPERU, por US\$7,5 millones. Esta compañía estaba encargada de la distribución de gas licuado de propano (GLP).

En diciembre de 1992 se vendieron las 83 estaciones de servicio minoristas de propiedad de PETROPERU a operadores independientes por un monto total de US\$38,8 millones.

En febrero de 1993, la empresa subsidiaria de PETROPERU, PETROMAR, fue transferida al sector privado mediante un contrato de operaciones especiales. La propuesta fue obtenida por la empresa PETROTECH (EU), la misma que adquirirá los activos fijos por US\$200 millones, a través de un leasing a 20 años (US\$10 millones anuales). El compromiso de inversión fue de US\$74 millones (según PERUPETRO).

En noviembre de 1993 se subastó públicamente la compañía naviera propietaria de los buques tanque, Petrolera Transoceánica SA, filial de PETROPERU, a la compañía Glenpoint Enterprises Inc. El monto obtenido fue US\$25,2 millones.

Las privatizaciones de 1992-1993 no habían involucrado los activos más importantes de PETROPERU, a saber, los dos lotes productores (el Lote 8 en la Selva Norte, con 10,6 MMB anuales y el Lote 10 en Talara, con 6 MMB anuales) ni tampoco las dos refinerías más grandes (La Pampilla y Talara). Tampoco se había privatizado el oleoducto norperuano (que valoriza la producción de la Selva Norte, Occidental y PETROPERU, la más importante del país), la Planta de Lubricantes ni los terminales costeros y plantas de abastecimientos de combustibles en el interior del país.

El planteamiento del gobierno de privatizar a PETROPERU por unidades de negocio (lotes productores, refinerías, oleoducto, etc.), llamado de privatización fragmentada, suscitó un amplio debate entre sectores de la sociedad civil. Debido a ello, a fines de 1994, el gobierno suspendió la privatización de PETROPERU hasta que se realizaran las elecciones presidenciales, en abril de 1995. En mayo de 1995, el gobierno llamó a la presentación de fórmulas alternativas de privatización por parte de entidades y personas representativas. Se presentaron diversas fórmulas alternativas, pero éstas no fueron tomadas en cuenta por el gobierno (ver en el recuadro la importancia de este debate).

Cuadro 14 PRIVATIZACIÓN DE PETROPERU (1991-1997)									
Empresas						Precio de venta		Compromiso de inversión	Comprador
	Fecha	Modalidad	Plazo (años)	% vendido	% trabajadores	Efectivo	TDEXT ^a		
1) Primera fase									
Estaciones de servicio	Jul 92	Venta		100	0	38,8	0	0	50 compradores
Solgas ^b	Ago 92	Venta		84,1	4,5	7,3	0	0	Repsol (ESP)
Petromar ^c	Feb 93	Cont. operaciones	30	0	0	10,0	0	0	Petrotech (EU)
Petrolera Transoceánica	Nov 93	Venta		100	0	25,2	0	0	Glenpoint (PER/CHI)
Subtotal						81,3	0	0	
2) Segunda fase									
Refinería La Pampilla ^d	Jun 96	Venta		60	xxxxx	142,5	38	50,0	Repsol
Lote 8/8X ^e	Jun 96	Cont. licencia	28	0	0	127,2	25	25,0	Pluspetrol (ARG)
Lote X/XI	Jun 96	Cont. licencia	30	0	0	202,0	0	25,0	Pérez Companc (ARG)
Petrolube (lubricantes)	Ago 96	Venta		98,4	1,6	18,9	0	0,0	Mobil Oild del Perú
Terminales del Centro ^f	Dic 97	Cont. operaciones	15	0	0	3,0	0	5,5	Serlipsa (PER)
Terminales del Norte ^g	Dic 97	Cont. operaciones	15	0	0	3,0	0	6,3	Consortio GMP (PER)
Terminales del Sur ^h	Dic 97	Cont. operaciones	15	0	0	3,0	0	6,7	Consortio GMP (PER)
Subtotal						499,6	63,0	118,5	
TOTAL GENERAL						580,9	63,0	118,5	

Fuente: COPRI.

^a Títulos de la deuda externa

^b El comprador original fue Lipigas (CHI). Esta empresa vendió sus acciones a Repsol en 1996 en US\$58 millones.

^c Petrotech pagará US\$200 millones por los activos fijos mediante un leasing a 20 años (US\$10 millones anuales).

^d El consorcio consta de: Repsol (ESP, 55%), YPF (ARG, 25%), Mobil Perú (EU, 5%), GMP (PER, 5%), Wiese (PER, 5%) y The Peru Privatisation Fund (PER, 5%).

^e El consorcio consta de Pluspetrol (ARG, 60%), Pedco (Corea, 20%), Daewoo (Corea, 11,33%) y Yukong (Corea, 8,33%).

^f Serlipsa pagará al Estado US\$0,2784 por barril almacenado.

^g GMP pagará al Estado US\$0,4739 por barril almacenado.

^h GMP pagará al Estado US\$0,4567 por barril almacenado.

En febrero de 1996, el gobierno presentó un nuevo esquema de privatización de PETROPERU, el mismo que se ha cumplido parcialmente hasta la fecha.

En mayo de 1996 se realizó la venta de la Refinería de La Pampilla. El precio base de la Refinería La Pampilla fue de US\$108 millones por el 60% de las acciones, de los cuales US\$38 millones se canjearán por papeles de la deuda externa. La subasta fue ganada por el Consorcio Refinadores del Perú formado por REPSOL de España (55%), YPF de Argentina (25%), Mobil de Estados Unidos (5%) y tres compañías peruanas (Graña y Montero, Banco Wiese y The Peru Trading Fund del Banco de Crédito) con 5% cada una. El consorcio pagó US\$180 millones (incluidos los US\$38 millones en papeles de la deuda) y asumió un compromiso de inversión de US\$50 millones. También participó en la subasta Maraven, filial de PDVSA. El gobierno posee "acciones doradas, las mismas que le otorgan poderes especiales en relación a algunas decisiones sobre la propiedad de la empresa.

En junio de 1996 se subastó el contrato de PETROPERU con PERUPETRO en el Lote 8/8X. El precio base fue de US\$75 millones, de los cuales US\$25 millones serían canjeados por títulos de la deuda externa. La subasta fue ganada por el consorcio liderado por la empresa argentina Pluspetrol (60%) y las compañías coreanas Korea Development (20%), Daewoo (11,67%) y Yukong (8,33). El consorcio pagó la suma de US\$142,2 (incluidos los US\$25 millones en papeles de la deuda externa) y asumió un compromiso de inversión de US\$25 millones. También participaron en la subasta las compañías argentinas YPF y Pérez Companc, así como la empresa estatal china SAPET.

En agosto de 1996 se vendió la Planta de Lubricantes PETROLUBE a la empresa Mobil Oil Corporation, empresa que pagó la suma de US\$18.9 millones. La oferta de Mobil superó al precio base fijado por el gobierno de US\$7.5 millones. Participaron en la subasta Maraven, filial de PDVSA, y Chevron, ofreciendo cantidades menores a la de Mobil.

En octubre de 1996 se subastó el contrato de PETROPERU con PERUPETRO en el Lote X/XI. El precio base fue de US\$65 millones. La subasta la ganó la empresa argentina Pérez Companc, pagando una suma de US\$202 millones (210% más que el precio base), con un compromiso de inversión de US\$25 millones. La regalía establecida en el contrato es de 22,5% del petróleo extraído. También participaron en la subasta las compañías China National Petroleum Corporation America (que ofreció US\$190 millones), Norcen Energy de Canadá (US\$131 millones), el consorcio Pluspetrol/Graña y Montero (US\$103,3 millones) y Pennzoil (US\$93,5 millones).

En diciembre de 1997 se llevó a cabo la subasta de los Contratos de Operación por un plazo de 15 años de los Terminales del Norte, Terminales del Centro y Terminales del Sur de PETROPERU (servicio de suministro, recepción, almacenamiento y despacho de combustibles). Los terminales fueron ganados por tres empresas peruanas (ver cuadro), que pagarán US\$3 millones cada una por el derecho de suscripción. También deberán desarrollar Compromisos de Inversión, ascendiendo en el caso de los Terminales del Norte a US\$5.5 MM en 4 años; en el caso de los Terminales del Centro a US\$6.3 MM en 5 años; y para los Terminales del Sur a US\$6.7 MM en 5 años.

A fines de 1996, se decidió suspender el proceso de privatización de PETROPERU, debido a los problemas derivados de la puesta en marcha del proceso. En

lo esencial, el gobierno manifestó su preocupación por la fuerte alza de los derivados del petróleo en el mercado interno. Debido a ello, en diciembre de 1996, se procedió a la creación del ente Organismo Supervisor de las Inversiones en Energía (OSINERG).

III. LAS PROYECCIONES DE DEMANDA Y OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL PERÚ PARA EL PERÍODO 1998-2013

En este capítulo se analizan las proyecciones de la oferta y demanda de energía eléctrica a partir del Plan Referencial de Energía 1997, elaborado por el Ministerio de Energía y Minas. Se analizan, además, las políticas tributarias de los sectores electricidad y petróleo, así como la posible puesta en marcha de subsidios a las tarifas eléctricas para los sectores de bajos ingresos.

A. EL CRECIMIENTO ECONÓMICO DEL PAÍS Y EL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

En los últimos 30 años el crecimiento de la oferta y demanda de energía ha tenido comportamientos dispares. En la década del 70 el crecimiento de ambas variables tuvo más o menos la misma tasa de crecimiento (véase el cuadro 15). Lo mismo sucedió en la década del 80, apreciándose, sin embargo, un crecimiento algo superior de la potencia de energía, debido a las importantes inversiones realizadas por ELECTROPERU.

Cuadro 15			
OFERTA Y DEMANDA DE ENERGÍA - TASAS DE CRECIMIENTO			
	1971-1980	1981-1990	1991-1996
Demanda (en GWh)	5,9	2,3	4,4
Potencia (MW)	5,7	2,9	2,8

Fuente: MEM

No sucedió lo mismo en el período 1991-1996, en que el crecimiento de la demanda superó ampliamente al crecimiento de la potencia (4,4% contra 2,8%). Sin embargo, cabe resaltar que este período incorpora dos subperíodos claramente diferenciados: el primero, 1991-1993, en que se realizan escasas inversiones en el sector, debido a los cambios legales e institucionales que comenzaron a ponerse en marcha. Al mismo tiempo, en 1991-1993 la fuerte crisis económica incidió en una disminución de la demanda de energía eléctrica para el conjunto de la economía. En el subperíodo 1994-1996 la economía se recupera rápidamente, motivando un aumento en la demanda de energía eléctrica. Por otra parte, en este subperíodo entra en funcionamiento la central térmica de Ventanilla (Lima) y, también, se inicia el proceso de privatización, con lo que se pone en marcha la ampliación de la capacidad de potencia prevista en el mismo.

Así, en los años 1995 a 1997 ha habido un importante aumento en la capacidad instalada de potencia en el país.

1. El balance oferta-demanda para el período 1997-2000

La Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE) ha elaborado un balance de oferta y demanda de energía para el período 1997-2001, a partir de las proyecciones del Plan Referencial de Electricidad y las informaciones provenientes de las empresas generadoras (tanto privadas como estatales).

En lo que se refiere al SICN, las proyecciones indican que habrá una cobertura adecuada de la demanda, existiendo al 2001 una reserva del 35% (véase el cuadro 16). Lo mismo sucede con el SISUR, donde las previsiones de la CTE indican que la reserva asciende al 36% en el año 2000 (véase el cuadro 17).

Cuadro 16						
SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO-NORTE - OFERTA vs. DEMANDA						
	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Oferta	2038	2669	2904	3040	3190	3340
Demanda	1774	2050	2150	2250	2350	2475
Reserva	264	619	754	790	840	865
Reserva (%)	15%	30%	35%	35%	36%	35%

Fuente: CTE, El Informativo, Año 1, N° 2.

Cuadro 17					
SISTEMA INTERCONECTADO SUR - OFERTA vs. DEMANDA					
	1996	1997	1998	1999	2000
Oferta	405	435	446	486	591
Demanda	288	301	351	385	433
Reserva	117	134	95	101	158
Reserva (%)	41%	45%	27%	26%	36%

Fuente: CTE, El Informativo, Año 1, N° 2.

La conclusión es, entonces, que la demanda será cubierta adecuadamente¹² en el período que va hasta el año 2000.

2. El balance oferta-demanda en el largo plazo: 2000-2013

El Plan Referencial 1997 realiza un pronóstico de crecimiento de la demanda y oferta de potencia y energía hasta el año 2013.¹³ Estos pronósticos tienen en cuenta supuestos de crecimiento del PBI, de la población, de las tarifas eléctricas y de los proyectos

¹² En estos momentos, el sistema tiene una sobreoferta de 1 500 MW. A un ritmo de crecimiento de 5 a 6%, se tendría capacidad suficiente para atender adecuadamente la demanda por unos 6 a 7 años (declaraciones del Ministro de Energía y Minas, Daniel Hokama, Diario "Gestión", 5/3/98). De acuerdo con cálculos de la CTE, actualmente la reserva de potencia del sistema es de 45%. Este nivel excede ampliamente los promedios internacionales de reserva de potencia.

¹³ En este trabajo hemos considerado únicamente el Balance del Sistema Interconectado Nacional (SIN), debido a que recientemente se ha otorgado la concesión para la construcción de la línea de transmisión Mantaro-Socabaya, que unirá los SICN y SISUR, a fines de 1999.

mineros.

Debe señalarse que estos pronósticos, en lo que se refiere a la proyección de expansión de la generación, sólo toman en cuenta las centrales térmicas e hidroeléctricas que entrarán en funcionamiento hasta fines de 1997.

Para el escenario bajo los déficit de potencia y energía se presentan a partir de los años 2002 y 2004 con 41 MW y 89 GWh respectivamente.¹⁴ A partir de allí se presentan requerimientos adicionales de potencia y energía con un promedio anual de 147 MW y 962 GWh respectivamente, hasta el año 2013 (véase el cuadro 18).

En el caso del escenario medio, los déficit de potencia y energía se presentan en los años 2001 y 2002, con 106 MW y 1 346 GWh, respectivamente, a partir de los cuales, y durante el período de planeamiento, se presentan requerimientos adicionales de potencia promedio anual de 206 MW y requerimientos adicionales de energía promedio anual de 1 320 GWh.

Para el escenario alto, los déficit de potencia y energía ocurren en el año 2001, con 354 MW y 1 187 GWh, respectivamente, a partir del cual se presentan requerimientos adicionales de potencia promedio anual de 263 MW y requerimientos adicionales de energía promedio anual de 1 612 GWh.

Cuadro 18						
MERCADO POTENCIAL DE POTENCIA Y ENERGÍA 2000-2013						
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL						
Periodo 2000-2013	Escenario bajo		Escenario medio		Escenario alto	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Déficit proyectado	147	962	206	1320	263	1612

Fuente: Plan Referencial de Energía 1997, MEM.

3. Conclusiones

Para saber si el déficit proyectado de potencia y energía para el SIN en el período 2000-2013 podrá ser cubierto por la entrada en operación de nuevas centrales, nos referiremos a las nuevas inversiones que ya están en marcha y que deberán entrar en funcionamiento después de 1997, es decir, que no están consideradas en las proyecciones del Plan Referencial.

Así tenemos que las inversiones en ejecución y las inversiones proyectadas para el próximo período ascienden a US\$1 830 millones con un aumento de la capacidad instalada de potencia de 1 872 MW. De esta manera, en los próximos años se produciría un incremento de 54,6% de la capacidad instalada en 1996, lo que permite corroborar las afirmaciones gubernamentales acerca de la sobreoferta existente en el balance oferta/demanda de potencia y energía para el corto plazo, así como de una adecuada cobertura de la demanda en el mediano y largo plazo.

¹⁴ Ver Anexos 1 y 2 para la evolución anual de los pronósticos de los escenarios bajo, medio y alto.

Desde este punto de vista, la no ejecución del Gas de Camisea no repercutiría en la oferta de energía eléctrica, pues ésta sería cubierta con centrales termoeléctricas alimentadas con petróleo diesel. Sin embargo, sí habría un problema de eficiencia energética pues, por una parte, se estaría dejando de utilizar un recurso natural para el cual el país tiene exceso de capacidad y, por otra, el gas natural emite menores cantidades de dióxido de carbono que el petróleo diesel, lo que incide en una mejor preservación del medio ambiente.

B. POLÍTICA TRIBUTARIA, IMPACTO AMBIENTAL Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

1. El Impuesto Selectivo al Consumo en la generación de energía eléctrica

En abril de 1996 el gobierno dispuso que las empresas eléctricas no pagarían el Impuesto Selectivo al Consumo por la importación o venta de petróleo diesel o residual que utilicen para las actividades de generación y/o distribución de electricidad.¹⁵

Esta exoneración disminuye los costos de producción para las centrales térmicas que utilizan petróleo diesel, principalmente para la producción de energía eléctrica.

Esta exoneración no alcanzaba a las empresas que tienen su propio sistema de generación de electricidad (debido a que operan en zonas aisladas, sobre todo empresas mineras), en la medida que su rubro principal de actividad no es la generación de energía. Por ello, muchas de estas empresas optaron por constituir una nueva razón social para sus equipos de generación de energía eléctrica. Esto sucedió con la empresas Shougang (hierro), CENTROMIN y Southern Peru Copper Corporation (cobre).

En octubre de 1997 se aprobó el DS 122-97-EF, que amplía la exoneración del Impuesto Selectivo al Consumo a las compañías arriba mencionadas, así como a otras empresas concesionarias de distribución eléctrica (EDELNOR).

La disminución de este impuesto tiene efectos ambientales pues incidirá directamente en un mayor uso de estos combustibles debido a su menor precio.

2. El Impuesto Selectivo al Consumo en el sector hidrocarburos

La estructura tributaria existente en el país establece la existencia del Impuesto Selectivo al Consumo de Combustibles (ISCOM). Hasta 1992 este impuesto gravaba con mayor fuerza a los combustibles en los cuales había exceso de oferta interna, como la gasolina y el petróleo residual, y era más bajo para los combustibles más caros (como el kerosene y el diesel) y en los cuales había un déficit de oferta interna, motivo por el

¹⁵ El Decreto Legislativo 821, Ley del IGV y del Impuesto Selectivo al Consumo del 23 de abril de 1996 establece en su artículo 73 que se exonera del Impuesto Selectivo al Consumo la importación o venta de petróleo diesel o residual a las empresas regionales filiales de ELECTROPERU, y a las empresas concesionarias de servicio público de electricidad (posteriormente, el DL 825 precisó que la exoneración se otorgaba a las empresas de generación eléctrica, en general). Tampoco estará gravada la importación o la venta de carbón y/o gas natural, hasta el 31 de diciembre de 1999.

cual debían importarse. Vale la pena destacar que el Perú es uno de los pocos países en el mundo donde aún se utiliza el kerosene como combustible doméstico a nivel masivo.

Esto se ha venido modificando en los últimos años. Actualmente el impuesto selectivo al consumo al petróleo residual 6 de uso industrial ha sido eliminado.¹⁶ En el caso del GLP, también han habido reducciones significativas (más de 27% en el año 1998). Por el contrario, ha aumentado el ISC al kerosene y al diesel.

El nivel del impuesto selectivo puede perjudicar la competitividad de las industrias nacionales, por lo que debiera hacerse un manejo cuidadoso de este impuesto. En el caso peruano, diversos estudios indican que los impuestos que por este concepto se cobran en el Perú están por encima de los que se cobran en otros países de la Región, lo que perjudica la actividad de la industria local y al público en general.

En efecto, si se toman como referencia comparativa los precios y los impuestos a los combustibles en los principales países de América Latina, se puede concluir que la política tributaria adoptada afecta seriamente la competitividad de las empresa industriales en relación a sus contrapartes localizadas en dichos países.

En el caso del petróleo industrial, Perú era el país con la mayor tasa impositiva (este impuesto fue eliminado en julio de 1998); mientras que tanto en el GLP como en el kerosene y el diesel 2, el Perú se ubica entre los 5 países latinoamericanos que ejercen mayor presión tributaria sobre este sector.¹⁷

La estructura tributaria parece responder a consideraciones políticas y fiscales de corto plazo y ha inducido un sesgo en el consumo que agrava el déficit en la balanza comercial sectorial. Este es un claro problema de eficiencia energética.

3. El esquema proyectado de subsidios a las tarifas eléctricas

En septiembre de 1997, el Presidente Alberto Fujimori declaró que se otorgarían subsidios a las tarifas eléctricas para la población pobre que no cuente con los recursos económicos para pagarlas y que tengan un bajo nivel de consumo de energía (menos de 60 KWh). La nueva tarifa social beneficiaría a los sectores pobres de Lima (conos norte y sur).¹⁸

El anuncio presidencial se originó debido a las protestas de los pobladores más pobres quienes manifestaron que no podían pagar las nuevas tarifas eléctricas. En muchos casos, los usuarios debían abonar tarifas promedio mensuales de 85 soles, cuando sus ingresos mensuales fluctúan entre 300 y 400 soles.¹⁹

La Ley 25844 de 1992 establece que las tarifas se determinan bajo el método del costo marginal y no contemplan la posibilidad de tarifas sociales para la población de bajos ingresos.

¹⁶ Resolución Ministerial 157-98 del 8 de julio de 1998.

¹⁷ Ver MACROCONSULT 1997, p. 22.

¹⁸ Diario Gestión, 10/9/1997.

¹⁹ El Presidente de Edelnor, Pedro Pablo Kuczynski, declaró que en su concesión el 20% de la población, alrededor de 200 000 usuarios, no puede pagar fácilmente su factura eléctrica porque tienen ingresos menores a 500 soles mensuales, Gestión, 10/10/97.

La propuesta de otorgar subsidios a las tarifas dio lugar a un debate en el que intervinieron funcionarios de las empresas eléctricas, de los organismos multilaterales, técnicos del sector y representantes políticos. Algunos opinaron que no debían otorgarse subsidios, pues significaría romper con el modelo de fijación de tarifas y la vuelta a un esquema de subsidios generalizados. Hubo propuestas que incidieron en el elevado nivel de ganancias de las compañías eléctricas, motivo por el cual se podrían reducir las tarifas eléctricas lo que, si bien disminuiría las ganancias, permitía niveles de rentabilidad adecuados y no evitaría que se otorguen subsidios. También hubo propuestas para que el Estado subsidie el consumo de los sectores pobres, pero sin disminuir el nivel de las tarifas eléctricas, es decir, que el subsidio cubriría la parte que el poblador no puede pagar sea entregado directamente a la empresa concesionaria.

A pesar del tiempo transcurrido, hasta la fecha no se ha promulgado aún ningún dispositivo legal para poner en marcha el esquema de subsidio a las tarifas eléctricas. Sin embargo, ya estaría elaborado el esquema de subsidios, el cual tendría variaciones sustanciales con respecto al planteamiento original. Ya no estarían incluidos los pobladores de bajos ingresos de Lima Metropolitana y el subsidio se aplicaría en la privatización de las empresas regionales de electricidad.

El esquema de subsidio sería el siguiente: en las concesiones a otorgarse próximamente, el Estado seguirá invirtiendo en obras de electricidad a través del Programa Nacional de Electrificación (PEN), que ejecuta el Ministerio de Energía y Minas. Estos activos serán entregados en administración al adjudicatario de la concesión: "La empresa concesionaria tendrá la obligación de administrar los proyectos de distribución que el Estado ejecute dentro de su área de influencia, cobrando un cargo por operación y mantenimiento por usuario".²⁰

En este caso, el subsidio radica en que la tarifa que cobre el operador no incluye la recuperación de la inversión, porque ésta la haría el Estado. Si los pobladores no pueden pagar el mantenimiento y la administración del servicio, también habría subsidio para estos servicios, siempre que se trate de activos del Estado. En los casos en que estos activos ya sean propiedad de los concesionarios, ya no se aplican los subsidios.

Al momento de privatizarse las empresas regionales de distribución de electricidad, el Estado no recuperará la inversión efectuada, lo que permitirá bajar las tarifas eléctricas en beneficio de los pueblos pequeños y aislados.

4. Conclusiones

El impuesto selectivo a los combustibles debe estar orientado, en lo fundamental, al cumplimiento de metas de eficiencia energética y, en forma secundaria, a la obtención de ingresos presupuestales. De otra manera, se podría incurrir en una pérdida de competitividad pues se estaría gravando con sobrecostos a las empresas industriales.

Otro tema importante de eficiencia energética tiene que ver con el sistema tarifario de costos marginales para la energía. Si bien este método establece precios reales al consumo de energía, debe tenerse en consideración que no todos los consumidores tienen el mismo poder adquisitivo. Parecería razonable estudiar la

²⁰ Proyecto de Ley para privatización de empresas regionales de electricidad.

posibilidad de establecer una Tarifa Social para los pequeños consumidores de energía que son, justamente, los de bajos ingresos, como ya existe en otros países de la Región. Por otra parte, parece razonable argumentar que la eficiencia de una empresa no debiera medirse por el nivel de crecimiento de sus utilidades (que bien puede aumentar simplemente porque las tarifas se elevan, sino por la calidad y el precio del servicio que se otorga. En este sentido, es de suma importancia la labor del ente regulador.

IV. LAS ORIENTACIONES DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA Y LAS ACCIONES DE PROMOCIÓN DEL USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA

A. POLÍTICA GUBERNAMENTAL DE EFICIENCIA ENERGÉTICA

En el Plan de Gestión Sectorial 1998 del Ministerio de Energía y Minas se dan a conocer los lineamientos de política sectorial. Destaca la importancia que se otorga a la promoción de la inversión privada nacional y extranjera en el desarrollo de las actividades relacionadas con la generación, transmisión y distribución de electricidad en el país. También es importante mencionar que se proseguirá con la ejecución de proyectos asociados a pequeños sistemas eléctricos para ampliar la cobertura del servicio a las zonas rurales y urbanas que aún no cuentan con este servicio.

En lo que se refiere al uso racional de la energía, éste se aborda en el objetivo 6, que dice:

“Promover el uso racional de la energía, el aprovechamiento de los recursos renovables del país, la investigación y el empleo de tecnología nacional, en fomento del modelo de desarrollo sostenible”.

Las estrategias consideradas para el logro de este objetivo son la siguientes:

- Continuar con las campañas de ahorro de energía y elaborar el Plan de Eficiencia Energética de Mediano y Largo Plazo (PEEMPLP);
- Instalar 500 módulos fotovoltaicos en localidades aisladas y fronteras;
- Poner en servicio la Central Eólica de Marcona (450 KW) y la elaboración de estudios para la instalación del Bosque Eólico;
- Promover la construcción del Bosque Eólico de Malabrigo (10-50 MW), ubicado en el Departamento de La Libertad, para ser integrado al Sistema Interconectado Centro Norte;
- Concretar el financiamiento requerido e iniciar la ejecución del Programa de Instalación de Villas Solares en 200 localidades al interior del país;
- Propiciar la especialización de profesionales y técnicos del subsector eléctrico en el país y a través de la Cooperación Técnica Internacional; y
- Adecuar la normatividad relativa al control del material nuclear y radiactivo y de los equipos generadores de radiaciones ionizantes, basada en el conocimiento de la realidad nacional y la experiencia internacional.

1. Objetivos del Programa de Eficiencia Energética de Mediano y Largo Plazo

Si bien el Programa de Eficiencia Energética de Mediano y Largo Plazo no ha sido aún elaborado, el Programa de Ahorro de Energía (PAE) del Ministerio de Energía y Minas ha definido un marco general que orienta las acciones en los próximos 10 años. En ese lapso se debería:

- a) obtener una mayor disponibilidad de energía a bajo costo;
- b) incrementar la competitividad del subsector;
- c) proteger los recursos naturales; y
- d) evitar la contaminación del medio ambiente.

Para lograr estos objetivos, el PEEMPLP deberá considerar:

- a) la naturaleza cada vez más globalizada de la economía;
- b) que las tarifas tendrán un valor real y no serán subsidiadas;
- c) el impacto en todos los sectores económicos y de servicios en su uso final;
- d) todas las formas de energía, no solo eléctrica, sino también térmica (para producción de calor y transporte) e incluso renovables;
- e) que se lleva a cabo dentro de un nuevo contexto de liberalización de la economía del país y de reestructuración del sector energético. Esto ha dado, lugar a que en la actualidad las empresas de generación, transmisión y distribución no tengan interés en realizar o participar en campañas de energía, a menos que éstas les ayuden a reducir sus costos internos e incrementar su utilidad neta; y
- f) que el gobierno tiene un papel normador, fiscalizador y promotor, por lo que pueden plantearse algunas ventajas arancelarias temporales para algunos tipos de productos que puedan favorecer el desarrollo del Plan y que no afecten sustancialmente un libre desenvolvimiento del mercado.

B. EL NUEVO ESQUEMA DE FIJACIÓN DE TARIFAS Y LA EFICIENCIA ENERGÉTICA

El esquema tarifario vigente antes de 1992 consistía en la determinación de la tarifa por el costo medio de operación de todo el sistema eléctrico administrado por ELECTROPERU. Este método no se adecuaba a la estructura de costos y a las características técnico-económicas de los correspondientes sistemas eléctricos.

Así, las tarifas vigentes antes de 1992 no estimulaban a los consumidores a racionalizar su consumo de energía eléctrica, por lo que la demanda se concentraba en las horas de punta. Esto ocasionaba mayores gastos de combustible para cubrir los picos de consumo en horas de punta —lo que llevaba a una baja utilización de la capacidad instalada durante el resto del tiempo— y, por el contrario, a un adelanto de las inversiones para cubrir la mayor demanda en las horas de punta.

Con la nueva metodología tarifaria basada en el método del costo marginal, las tarifas energéticas pasaron a reflejar los costos de oportunidad del uso de la energía, con lo cual se plantea tener un uso más eficiente de la energía, lo que constituye un factor decisivo que contribuye a impulsar y dinamizar el desarrollo de un mercado de eficiencia energética.

La reestructuración implantada en el sector energético tiene también como objetivo crear las condiciones adicionales que permitan dinamizar el mercado de la eficiencia energética. En este sentido, la competencia entre diferentes empresas en la generación y distribución de energía, el establecimiento de normas para mejorar la calidad del producto, la necesidad de mejorar las relaciones con los clientes, la optimización de la operación de las instalaciones de las empresas energéticas, la

reducción de las pérdidas de energía, etc., son factores inherentes a la reestructuración que debieran permitir el desarrollo del mercado de la eficiencia energética en el país.

Entre los resultados tangibles del proceso de reestructuración energética se puede mencionar: el mayor interés que tienen los usuarios para reducir sus facturas por consumo de energía; las acciones emprendidas por las empresas energéticas para optimizar la operación de sus instalaciones de manera de reducir costos y disminuir el impacto ambiental, y la mayor motivación existente para establecer empresas de servicios de energía.

C. EXPERIENCIAS EN PROGRAMAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA

1. El caso de CENERGIA

Si bien desde hace algunos años en Perú se viene trabajando en el campo de la eficiencia energética, los organismos encargados de esta tarea afirman que los resultados no son espectaculares pues aún se mantiene intocable un importante potencial de ahorro de energía, cuyo aprovechamiento puede proporcionar grandes beneficios para la economía nacional.

La experiencia de que se dispone está relacionada en gran medida con la existencia del Centro de Conservación de la Energía y del Ambiente (CENERGIA), entidad creada en 1985 como una institución sin fines de lucro encargada de realizar actividades para impulsar el uso eficiente y la conservación de la energía, así como la conservación del ambiente para apoyar el desarrollo sostenible.²¹

Las áreas de trabajo de CENERGIA son las siguientes:

- Realizar mejoras en la eficiencia de la producción y utilización de todos los energéticos; sustitución energética; desarrollo de las fuentes alternas de energía y conservación del medio ambiente.
- Capacitación e investigación para el desarrollo de nuevas tecnologías eficientes; empleo de energías alternativas y la protección ambiental;
- Gestión, ejecución y administración de proyectos de asistencia técnica y financiera internacional asociada a la eficiencia energética; nuevas fuentes de energía renovables y medio ambiente.
- Promoción, auspicio y realización de actividades académicas, foros, conferencias, debates y seminarios orientados a difundir y motivar el conocimiento sobre las variables de desarrollo sostenible.

²¹ La empresa estatal ELECTROPERU promovió la creación de CENERGIA, entidad que está modificando su organización a fin de tener una estructura empresarial. "CENERGIA es una de las entidades promotoras de eficiencia energética más antiguas de América Latina. Su labor se ha concentrado en el desarrollo de información técnica, cursos de capacitación, auditorías energéticas y estudios de potencial de ahorros. El legado de CENERGIA en Perú es un sector de consumidores informados sobre eficiencia energética y una base de técnicos capacitados y experimentados en proyectos de este tipo" (Informe del Banco Interamericano de Desarrollo).

Actualmente CENERGIA viene modificando su organización a fin de tener una estructura empresarial y actuar de este modo en la implantación de proyectos de eficiencia energética, medio ambiente y fuentes renovables de energía.

CENERGIA ha realizado actividades de eficiencia energética en todas las fases de la cadena de energía, desde la generación hasta la utilización de la energía. El alcance de estas actividades ha dependido del interés de los actores, es decir el gobierno, las empresas energéticas y los clientes, así como de las condiciones del entorno, definidas por las políticas macroeconómicas, los precios de los energéticos, el nivel de información y motivación sobre lo que significa mejorar la eficiencia energética y ahorrar energía para incrementar la productividad, la competitividad de las actividades económicas y la protección del ambiente.

Las empresas energéticas también han realizado actividades de eficiencia energética, modernizando sus instalaciones de generación de energía eléctrica y refinación de petróleo, así como emprendiendo programas de reducción de energía en sistemas de distribución.

Una de las principales actividades desarrolladas por CENERGIA es el proyecto Administración de la Demanda y Uso Racional de Energía (ADUREE), encargado por el Ministerio de Energía y Minas y ELECTROPERU. En el marco de este programa se desarrolló la campaña de ahorro de energía de 1995, con resultados importantes ya que se logró reducir la máxima demanda en el SICN en 100 MW. Esta campaña es analizada en detalle más adelante.

CENERGIA ha realizado actividades en el campo de la eficiencia energética en todas las etapas de la cadena de energía, desde la generación hasta la utilización. Se han ejecutado más de 300 estudios y proyectos en los sectores productivos y de servicios, así como en las empresas de energía. La ejecución de estos estudios ha logrado poner en evidencia la existencia de un importante potencial de ahorro en energía.

Mencionamos a continuación los logros más importantes de CENERGIA, que se desprenden de estos estudios:

- Se ha identificado el potencial de ahorro de energía eléctrica y de combustibles a nivel nacional y por sectores. En el sector industrial el potencial es de 20 a 30%, mientras que en el sector minero metalúrgico éste fluctúa del 10 a 20%, siendo de 15 a 20% en el sector transporte.
- Se han reducido en 6% las pérdidas comerciales de distribución en el sistema eléctrico de la empresa regional ELECTRO ORIENTE. Esta meta será alcanzada cuando CENERGIA complete la ejecución del proyecto "Implementación de un programa para reducir pérdidas en la distribución en ELECTRO ORIENTE".
- Se lograron ahorros del 15% en los consumos energéticos de las empresas industriales CELIMA, Compañía Nacional de Cerveza (CNC), VINSA y San Miguel Industrial. Las inversiones realizadas fluctúan entre US\$60 000 a 100 000 y los períodos de retorno de la inversión son de 6 a 10 meses.

- Se ha identificado el potencial de cogeneración por sectores, que asciende a 137 MW, en base al diesel oil. Este potencial es de 100, 20, 13 y 14 MW en los sectores industria, refinерías, minería y servicios, respectivamente.
- Se han realizado evaluaciones de emisiones e inmisiones en las centrales térmicas Chilina y Santa Rosa.
- Se ha realizado el cálculo de la potencia efectiva de las unidades de generación térmica del COES-SICN, información requerida para determinar la potencia firme de cada una de las centrales integrantes del COES.

Además, en los últimos años CENERGIA ha venido desarrollando las siguientes actividades:

- De 1993 a 1995, con el apoyo del Fondo de las Naciones Unidas para el Apoyo al Medio Ambiente (Global Environment Facility), se realizó un proyecto para identificar e implementar inversiones para la reducción de gases que producen el efecto invernadero. En los años siguientes se han efectuado gestiones ante dicha institución para impulsar nuevos proyectos de eficiencia energética con gran impacto en el mejoramiento del ambiente.

- Desde 1995 CENERGIA está ejecutando, a través del Programa ESMAP, el proyecto "Monitoreo y fijación de metas" (M&T), que se desarrolla en cuatro ramas industriales: textil, vidrio, cerveza y cerámica. Ha tenido resultados exitosos en términos de reducciones significativas de los consumos específicos de los energéticos y de costos.

- Se está ejecutando el proyecto "Cogeneración de energía" en el período 1994-1998, con el apoyo del Instituto de Cooperación Iberoamericana, orientado a promover el mayor desarrollo de esa opción en el país.

- Mediante el convenio de cooperación con la Carl Duisberg Gessellchaft de Alemania, suscrito en 1996, se está desarrollando el "Programa de capacitación en eficiencia energética y protección del medio ambiente", dirigido al sector productivo.

- Con fecha 3 de septiembre de 1997 la Comisión Europea aprobó el proyecto ALURE "Eficiencia energética en el sector productivo y de transportes", cuyo objetivo es contribuir al desarrollo sostenible en el Perú, mediante la mejora de la eficiencia energética y la conservación del medio ambiente en los sectores productivos y de transporte. Este proyecto será ejecutado conjuntamente por CENERGIA con el aval del Ministerio de Energía y Minas. Participan también de este proyecto el Instituto para la Diversificación de Ahorro de Energía (IDEA) de España, Netherlands Energy Research Foundation, ECN de Holanda y el CESEN de Italia.

⇒ ***Líneas de acción futuras de CENERGIA***

1) Establecer el marco regulatorio de la eficiencia energética que asegure la preservación de los recursos naturales energéticos, la reducción de las emisiones contaminantes y los impactos ambientales, así como incrementar la competitividad de la industria peruana.

2) Ejecutar proyectos piloto demostrativos para dar a conocer a los empresarios las bondades técnico-económicas de la aplicación de tecnologías de alta eficiencia energética en el país, que promuevan su utilización.

3) Desarrollo de una empresa ecoenergética sobre la experiencia de CENERGIA (ESCO) que permita la creación y desarrollo de otras ESCOs. Se utilizará la modalidad de contratos de ahorro garantizado y contratos de ahorro compartidos.

4) Elaboración de normas y estándares de eficiencia energética en equipos y artefactos, con el fin de informar al consumidor de manera veraz sobre las ventajas en su nivel de consumo de energía. De esa manera se promoverá el aumento de la competitividad, se facilitará la renovación tecnológica y la protección al consumidor. Asimismo, se promoverá el etiquetado energético y el sello de conformidad.

5) Establecimiento e implementación de un Banco de Datos y de una biblioteca electrónica.

6) Informar y capacitar a los agentes del mercado en técnicas de eficiencia energética y control ambiental.

2. El Programa de Ahorro de Energía

El Programa de Ahorro de Energía (PAE) es un proyecto creado en octubre de 1994 para promover el uso racional de la energía en todos los sectores económicos del país y la utilización de las energías renovables (solar y eólica). Una de las principales tareas del PAE fue hacer frente a un potencial déficit de energía eléctrica que se preveía podía producirse en 1995 y 1996 como consecuencia de la reactivación económica del país y la probable falta de lluvias. Esta actividad se llevó a cabo mediante la puesta en marcha de una Campaña Nacional de Ahorro de Energía, llevada a cabo conjuntamente con CENERGIA (ver más adelante).

EL PAE también ha desarrollado una campaña de promoción del uso de las Energías Alternativas durante el período 1994-1996, que tuvo como objetivo promover y dinamizar el uso de la tecnología solar y eólica, a través de actividades de capacitación, divulgación tecnológica y estaciones de demostración. Se hizo la implementación de instalaciones demostrativas de módulos solares y eólicos en los locales comunales de poblaciones rurales aisladas, que probablemente tendrán acceso a la red y que representan aproximadamente entre el 5 a 10% de la población nacional. Esta campaña tuvo el apoyo de las Universidades y las Direcciones Regionales de Energía y Minas. En 1997 se hizo la promoción y divulgación tecnológica de los trabajos realizados durante 1994-1996 con la finalidad que particulares y otros sectores del Estado utilicen esta tecnología.

En 1995 el PAE desarrolló en Lima una tercera campaña de "Promoción de combustibles convencionales por no convencionales", con la finalidad de promover el uso de las Briquetas de Carbón Mineral. Esta campaña no tuvo éxito debido a la falta de una consistente cadena de distribución de briquetas, según los estudios de seguimiento realizados en 1996 y 1997, demostrándose así que no es comercialmente factible su implementación en la capital a nivel de familias individuales.

⇒ **Objetivos del PAE para 1998**

El Plan de Actividades del PAE para 1998 se enmarca dentro de la visión preliminar del PEEMLP y tiene los siguientes énfasis sectoriales:

A. Sector residencial: El objetivo es lograr que la población alcance y mantenga un promedio anual de consumo de energía eléctrica razonable de acuerdo con las características ambientales de cada región del país. El promedio nacional objetivo, de acuerdo con una canasta energética de la clase media, se encontraría en el rango de 100 a 115 KWh/mes. Antes de la campaña el promedio nacional era de 136 KWh/mes.

B. Sector industrial-comercial: El objetivo para el mediano y largo plazo es lograr una industria competitiva, cuyos costos energéticos (eléctricos y térmicos) por cada sector productivo sean similares a sectores productivos o de servicios de los países desarrollados. La estrategia para lograr este objetivo se basa en las Empresas de Servicios de Eficiencia Energética (ESCOs). Estas empresas forman parte de la estrategia del Estado de lograr sus objetivos sobre la base de las leyes del mercado y con un mínimo gasto para el Estado. Ésta consiste en la implementación de programas de eficiencia energética que se paguen con los propios ahorros que se generen como consecuencia de la aplicación de los mismos a través de empresas de servicios de eficiencia energética (ESCOs). Por tanto, se debe promover la formulación de una buena cantidad de ESCOs, de tal manera que se genere un mercado de eficiencia energética con competencia y calidad, y el mismo funcione naturalmente en base a las utilidades que generen los ahorros de energía.

La ESCO ideal debe tener las siguientes características:

- a) la capacidad de realizar auditorías energéticas;
- b) la capacidad para implementar los resultados de las auditorías energéticas y negociar o intermediar con los suministradores de equipos;
- c) que pueda preparar proyectos que puedan obtener financiamiento bancario o que la ESCO tenga la capacidad de financiar el programa con sus propios recursos;
- d) que tenga la capacidad de garantizar los préstamos que se obtendrán de las entidades financieras para los programas de eficiencia energética de sus clientes.

En la actualidad en el Perú sólo existen consultoras que hacen las tareas *a)* y *b)*. Las tareas *c)* y *d)* se hacen de manera muy limitada.

C. Edificios estatales: El objetivo es lograr que los edificios públicos tengan un mismo consumo de energía por unidad de superficie, trabajador o paciente (hospital) u otras unidades de medición, según el tipo de edificio estatal. La estrategia debería consistir en implementar medidas que obliguen a cada entidad a realizar una auditoría energética con la finalidad de conocer las potencialidades de ahorro existentes (prospección del ahorro) y también lograr que se implementen las recomendaciones. Para lograr el financiamiento, se debe formular en 1998 un Programa de Modernización Energética del Estado, que sería financiado por el MEM y o el Banco Mundial y el BID.

D. Promoción de las energías renovables: El objetivo es promover la dinamización de la electrificación de zonas rurales aisladas con dispositivos de energías renovables, principalmente solares, ya que el país dispone de una inmensa potencialidad energética de este recurso, a la vez que los costos de esta tecnología se han reducido fuertemente en los últimos años.

3. La Campaña de 1995

En 1992, la producción se vio afectada por la sequía extrema, que redujo la producción del PBI en —2,5% y ocasionó importantes pérdidas en el sector productivo del país (mayor a US\$1 000 millones). Además, se preveía que la ausencia de lluvias en 1994 podía traer como consecuencia un posible déficit de oferta de energía eléctrica en 1995 y 1996.

El problema del déficit energético se presentaba principalmente en el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN), pues la demanda proyectada para 1995 era de 2090 MW, mientras que la capacidad efectiva disponible para el SICN era de 2000 MW, suponiéndose que se produciría un déficit de al menos 90 MW, lo que ocasionaría racionamientos en el SICN desde mediados de 1995.

Para contrarrestar este déficit, el MEM encargó al PAE realizar una Campaña Nacional de Energía, cuyo objetivo fundamental era disminuir la demanda de potencia eléctrica en 100 MW durante 1995 y 1996 en las horas punta, la que se realizaría conjuntamente con CENERGIA, a través del proyecto de Administración de la Demanda y Uso Racional de la Energía Eléctrica (ADUREE), con el apoyo económico de ELECTROPERU. Además, el MEM encargó al PAE promover el uso de las energías alternativas (solar y eólica) y promover la sustitución de combustibles convencionales.

Para el éxito de la campaña en 1995 y 1996 se requería abatir la demanda en que se presentaba entre las 18 y 23 horas en las horas punta. Se determinó que en esas horas el 40% era consumido por el sector doméstico y un 60% por el resto de los sectores. En tal sentido, la campaña en el sector doméstico se orientó hacia dos objetivos:

- mejorar los hábitos de consumo de energía eléctrica, sobre todo en iluminación, ya que ésta representaba el 59%;
- inducir a la población a que utilice equipos eficientemente energéticos, en especial que sustituya sus focos incandescentes por focos ahorradores.

⇒ La Evaluación de ESAN

La evaluación de ESAN (1996) afirma que la campaña de energía ha sido efectiva en reducir los requerimientos de energía y de potencia a nivel de Lima Metropolitana en 1995. Sin embargo, su impacto sobre la administración de la demanda ha sido muy limitada, ya que no se aprecia un desplazamiento de la demanda de horas punta a fuera de horas punta, lo que significa que el ahorro energético ha tendido a experimentarse tanto en horas punta como en fuera de horas punta.

Las estimaciones econométricas realizadas por ESAN indican un ahorro de energía de 356 GWh (véase el cuadro 19), implicando una demanda inferior en 6% a la que se hubiese observado en 1995. Este menor consumo, valorado a una tarifa promedio de S/. 0,16 por KWh, ha significado un ahorro de S/. 57 millones en 1995 (US\$25,3 millones).

Cuadro 19							
ENERGÍA, MÁXIMA DEMANDA Y FACTOR DE CARGA (1994-1995)							
	1994	1995*	1995	Ahorro 1995	Variación (en porcentaje)		
					1995*/94	1995/94	Ahorro
Energía (GWh)	5456	6066	5710	356	11,2	4,7	5,9
Potencia MW (Máxima demanda)	1186	1288	1195	93	8,6	0,8	7,2
Factor de carga (%) ^a	52,5	53,8	54,5	0,7	2,4	3,9	1,5

Fuente: ESAN 1996.

* Estimado sin efecto de la campaña

^a Factor de carga considerando las ventas de energía.

El Ahorro en Potencia o Máxima Demanda se calcula en 93 MW, que viene a ser el 7% de lo que eventualmente se hubiera observado en 1995, es decir, 1288 MW (véase el cuadro 19).

El factor de carga asciende de 52,5 en 1994 a 54,5 en 1995, lo que indica un uso más eficiente de la capacidad instalada. De este crecimiento de 2%, el 0,7 (el 35%) se debe al impacto de la campaña, en la medida en que la reducción de la máxima demanda ha sido superior al descenso de la energía.

El ahorro total de energía es de 356 GWh, de los cuales 261 se deben a los usuarios residenciales y 95 GWh a los consumidores comerciales (véase el cuadro 20). Al desagregar el impacto de las diversas variables, se aprecia que el efecto del crecimiento tendencial (Tiempo) y del PBI ascienden a 316 GWh, mientras que el impacto de la Tarifa y del Precio del Diesel 2 representa -33 y 10 GWh, respectivamente. Adicionalmente, el resto de variables aporta un ascenso de 338 GWh, con lo cual el crecimiento neto observado —considerando el ahorro energético debido a la campaña— es de 275 GWh en 1995.

El ahorro de los usuarios residenciales (261 GWh) se debe en su casi totalidad a la utilización controlada y racional de la energía eléctrica, donde se debe destacar la buena predisposición de la población a las recomendaciones de la campaña de ahorro. La mayor parte del ahorro ha provenido del apagado de los focos y de los aparatos electrodomésticos, ocupando una parte más pequeña el reemplazo de los focos incandescentes por ahorradores (se estima en el 7% del total).

El ahorro en el sector comercial (95 GWh) ha podido contrarrestar la propia expansión de la economía, con lo cual el efecto neto observado en 1995 fue de una disminución del consumo de 28 GWh.

Cuadro 20					
CONTRIBUCIÓN AL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR TIPO DE USUARIO - 1995 (en GWh)					
Variables/usuarios		Residencial	Industrial	Comercial	Total
	Ahorro 1995	-261	0	-95	-356
PBI (*)		75	168	34	277
Tiempo (*)		0	39	0	39
Tarifa (*)		-42	32	-23	-33
Diesel 2 (*)		0	9	1	10
Otros (*)(**)		246 (***)	37	55	338
	Ahorro neto	18	285	-28	275

Fuente: ESAN, 1996.

(*) Bajo el supuesto de constancia de parámetros.

(**) Incluye efecto rezago y error de proyección.

(***) Incluye el impacto del crecimiento del número de abonados

El estudio demuestra que en el sector industrial no se ha apreciado un ahorro significativo en 1995, a pesar de que, en general, la mayoría de empresas han implementado tanto una política de ahorro en los servicios generales, como en sus procesos productivos. La poca reacción de la industria frente a la campaña de ahorro se puede deber a que muchas de las medidas tendientes a reducir el consumo de energía ya se venían aplicando desde años atrás, con lo cual el comportamiento de la demanda industrial no se vio alterada significativamente en 1995. Además, en general, las empresas industriales se muestran aún reacias a la inversión en ahorro de energía.

En lo que se refiere al traslado de la demanda de energía de horas punta a horas fuera de punta, la información recogida por ESAN indica que no se ha observado ningún cambio significativo con relación a lo que ya se apreciaba en 1994. Esto se observa tanto a nivel de las ventas totales de energía como por tipo de usuario.

D. DISMINUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

Las pérdidas de energía en los sistemas de distribución, en el caso peruano, ascendieron en 1993 al 22% de la energía producida, lo que la situaba a niveles bastante superiores a los internacionales (7 a 8%). Las pérdidas han disminuido de manera notable en los últimos años, siendo así que en 1997 sólo representan el 14,6% del total (ver cuadro).

A nivel nacional, las pérdidas de todas las empresas de distribución de energía disminuyeron de 2'029 964 a 1'686 957 MWh entre 1995 y 1997, lo que representa una importante reducción del 17%. Esto ha significado una mejora en el uso eficiente de la energía.

En el caso de EDELNOR y Luz del Sur para el mismo año 1993 las pérdidas se situaron en el 20% del total (en muchos casos las pérdidas estaban relacionadas con hurtos de energía debido a la carencia del servicio). Las pérdidas representan una disminución en la facturación de la empresa.

Cuadro 21					
PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN (% del total)					
	1993	1995	1996	1997	Var. 97/95 (%)
Luz del Sur (Lima)	20,0%	nd	nd	12,2%	
Edelnor (Lima)	20,0%	16,2%	13,8%	11,7%	
Total distribuidoras Perú	22,0%	19,7%	17,1%	14,6%	
Total distribuidoras (en MWh)		2029964	1834456	1686957	-16,9%

Fuente: Memorias de las empresas; Ministerio de Energía y Minas

Es por eso que la reducción de las pérdidas en energía ha sido uno de los ejes centrales del aumento de los ingresos y, por ende, de la rentabilidad para las empresas distribuidoras. Así, en lo que se refiere a EDELNOR las pérdidas de energía disminuyeron de 20% a 11,7% de 1993 a 1997. En el caso de Luz del Sur,²² las pérdidas disminuyeron de 20% en 1993 a 12,2% en 1996.

²² "Con respecto a los hurtos de electricidad, durante 1996 se continuó con los diversos planes de control de este problema que afecta a todas las empresas del país y a la comunidad en general, debido a los daños y perjuicios que implica. El esfuerzo desplegado por Luz del Sur ha permitido reducir estas pérdidas eléctricas, lográndose la meta fijada al inicio del período"(Memoria Luz del Sur 1996, p. 10).

BIBLIOGRAFÍA

- Aguinaga Díaz, Jorge (1997), "Experiencias en eficiencia energética y oportunidades para las empresas de servicios de energía en el Perú". Ponencia presentada al Seminario Internacional sobre Empresas de Servicios de Energía, realizado en Ciudad de México, octubre.
- CENERGIA (1998), *Objetivo a largo plazo, experiencia y líneas de acción*, Lima, enero.
- CENERGIA (1997), *Principales proyectos y auditorías energéticas realizados por CENERGIA en los sectores industrial, minero-metalúrgico y servicios. Período 1990-1997*, Lima, octubre.
- Comisión de Tarifas Eléctricas (1998). *Situación tarifaria en el sector eléctrico peruano*, Lima.
- ESAN (1996), *Evaluación del impacto de la campaña de ahorro de energía eléctrica en Lima Metropolitana*, elaborado para CENERGIA por **Riesgo y Futuro**, Servicio de Asesoría en Proyecciones Económicas y Decisiones Estratégicas, Lima, mayo.
- MACROCONSULT (1997), *"Análisis del uso de combustibles del mercado industrial"*, mimeo, Lima, noviembre.
- Ministerio de Energía y Minas (1998), *Plan de Gestión Sectorial*, Lima.
- Ministerio de Energía y Minas (1998), *Anuario Estadístico Hidrocarburos*, Lima.
- Programa de Ahorro de Energía, *Memoria 1995-1996*, Ministerio de Energía y Minas, Lima.
- Programa de Ahorro de Energía, Ministerio de Energía y Minas (1998), *Estrategias de mediano y largo plazo para el logro de la eficiencia energética en el Perú*, Lima, enero.

Anexo 1 MERCADO POTENCIAL EN POTENCIA PARA EL SIN (MW)												
Año	Escenario Bajo				Escenario Medio				Escenario Alto			
	Demand a	Oferta		Exc(+)	Demand a	Oferta		Exc(+)	Demand a	Oferta		Exc(+)
		Térmica	Hidro	Def(-)		Térmica	Hidro	Def(-)		Térmica	Hidro	Def(-)
2000	2 784	1 412	1 825	453	2 962	1 412	1 825	275	3 077	1 412	1 825	160
2001	2 938	1 281	1 825	168	3 212	1 281	1 825	- 106	3 460	1 281	1 825	- 354
2002	3 050	1 185	1 825	- 41	3 422	1 185	1 825	- 413	3 824	1 185	1 825	- 815
2003	3 140	1 175	1 825	- 140	3 539	1 175	1 825	- 539	3 961	1 175	1 825	- 961
2004	3 262	1 175	1 825	- 262	3 692	1 175	1 825	- 692	4 168	1 175	1 825	-1 168
2005	3 368	1 147	1 825	- 396	3 802	1 147	1 825	- 831	4 304	1 147	1 825	-1 332
2006	3 459	1 057	1 825	- 577	4 032	1 057	1 825	-1 150	4 592	1 057	1 825	-1 711
2007	3 578	1 057	1 825	- 696	4 159	1 057	1 825	-1 277	4 746	1 057	1 825	-1 864
2008	3 705	1 057	1 825	- 823	4 327	1 057	1 825	-1 445	4 945	1 057	1 825	-2 063
2009	3 805	967	1 825	-1 013	4 466	967	1 825	-1 674	5 111	967	1 825	-2 319
2010	3 922	802	1 825	-1 295	4 631	802	1 825	-2 005	5 310	802	1 825	-2 683
2011	4 052	802	1 825	-1 425	4 815	802	1 825	-2 188	5 483	802	1 825	-2 856
2012	4 152	802	1 825	-1 525	5 004	802	1 825	-2 378	5 710	802	1 825	-3 083
2013	4 290	702	1 825	-1 763	5 205	702	1 825	-2 678	5 946	702	1 825	-3 419

- El balance de potencia y energía esta basado en los valores anuales.
- La capacidad de las plantas hidráulicas son valores efectivos anuales referidos a un año seco y el mes más crítico.
- La demanda resulta de multiplicar por un factor de simultaneidad de 0,95 a la suma aritmética de los sistemas que lo conforman, y de añadirsele el 5% de reserva para el sistema.

Anexo 2 MERCADO POTENCIAL EN ENERGÍA PARA EL SIN (GWh)												
Año	Escenario Bajo				Escenario Medio				Escenario Alto			
	Demand a	Oferta		Exc(+)	Demand a	Oferta		Exc(+)	Demand a	Oferta		Exc(+)
		Térmica	Hidro	Def(-)		Térmica	Hidro	Def(-)		Térmica	Hidro	Def(-)
2000	18 016	8 658	13 846	4 488	19 239	8 658	13 846	3 265	20 054	8 658	13 846	2 450
2001	19 088	7 855	13 846	2 613	21 088	7 855	13 846	613	22 888	7 855	13 846	-1 187
2002	19 799	7 265	13 846	1 312	22 457	7 265	13 846	-1 346	25 337	7 265	13 846	-4 226
2003	20 367	7 204	13 846	683	23 196	7 204	13 846	-2 146	26 210	7 204	13 846	-5 160
2004	21 139	7 204	13 846	- 89	24 159	7 204	13 846	-3 109	27 530	7 204	13 846	-6 480
2005	21 854	7 033	13 846	- 975	24 915	7 033	13 846	-4 036	28 456	7 033	13 846	-7 577
2006	22 432	6 481	13 846	-2 105	26 471	6 481	13 846	-6 144	30 438	6 481	13 846	-10 111
2007	23 188	6 481	13 846	-2 861	27 283	6 481	13 846	-6 956	31 417	6 481	13 846	-11 090
2008	23 995	6 481	13 846	-3 668	28 354	6 481	13 846	-8 027	32 678	6 481	13 846	-12 351
2009	24 628	5 929	13 846	-4 853	29 228	5 929	13 846	-9 453	33 738	5 929	13 846	-13 963
2010	25 426	4 917	13 846	-6 663	30 343	4 917	13 846	-11 580	35 062	4 917	13 846	-16 299
2011	26 253	4 917	13 846	-7 490	31 506	4 917	13 846	-12 743	36 168	4 917	13 846	-17 405
2012	26 892	4 917	13 846	-8 129	32 721	4 917	13 846	-13 958	37 606	4 917	13 846	-18 843
2013	27 772	4 304	13 846	-9 622	33 990	4 304	13 846	-15 840	39 116	4 304	13 846	-20 966

- El balance de potencia y energía esta basado en los valores anuales.
- La energía hidráulica esta basada en los valores anuales promedios referidos a un año seco y el mes más crítico.
- La energía térmica se basa en un factor de planta de 70% para todas las unidades

Serie Medio Ambiente y Desarrollo

- | N° | Título |
|----|---|
| 1 | Las reformas del sector energético en América Latina y el Caribe (LC/L.1020), abril de 1997. E-mail: fsanchez@eclac.cl - haltomonte@eclac.cl |
| 2 | Private participation in the provision of water services. Alternative means for private participation in the provision of water services (LC/L.1024), mayo de 1997. E-mail: tlee@eclac.cl - ajouravlev@eclac.cl |
| 3 | Management procedures for sustainable development (applicable to municipalities, micro-regions and river basins) (LC/L.1053), agosto de 1997. E-mail: adourojeanni@eclac.cl, rsalgado@eclac.cl |
| 4 | El Acuerdo de las Naciones Unidas sobre pesca en alta mar: una perspectiva regional a dos años de su firma (LC/L.1069), septiembre de 1997. E-mail: cartigas@eclac.cl - rsalgado@eclac.cl |
| 5 | Litigios pesqueros en América Latina (LC/L.1094), febrero de 1998. E-mail: cartigas@eclac.cl - rsalgado@eclac.cl |
| 6 | Prices, property and markets in water allocation (LC/L.1097), febrero de 1998. E-mail: tlee@eclac.cl - ajouravlev@eclac.cl

Los precios, la propiedad y los mercados en la asignación del agua (LC/L.1097), octubre de 1998. E-mail: tlee@eclac.cl - ajouravlev@eclac.cl |
| 7 | Sustainable development of human settlements: Achievements and challenges in housing and urban policy in Latin America and the Caribbean (LC/L.1106), marzo de 1998. E-mail: dsimioni@eclac.cl - mkomorizono@eclac.cl

Desarrollo sustentable de los asentamientos humanos: Logros y desafíos de las políticas habitacionales y urbanas de América Latina y el Caribe (LC/L.1106), en edición. E-mail: dsimioni@eclac.cl - mkomorizono@eclac.cl |
| 8 | Hacia un cambio de los patrones de producción: Segunda Reunión Regional para la Aplicación del Convenio de Basilea en América Latina y el Caribe (LC/L.1116 y LC/L.1116 Add/ 1), vols. I y II, en edición. E-mail: cartigas@eclac.cl - rsalgado@eclac.cl |
| 9 | La industria del gas natural y las modalidades de regulación en América Latina (LC/L.1121), abril de 1998. E-mail: fsanchez@eclac.cl |
| 10 | Proyecto CEPAL/Comisión Europea "Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina". Guía para la formulación de los marcos regulatorios (LC/L.1142), agosto de 1998. E-mail: fsanchez@eclac.cl |
| 11 | Panorama minero de América Latina: la inversión en la década de los noventa (LC/L.1148), octubre de 1998. E-mail: fsanchez@eclac.cl |
| 12 | Proyecto CEPAL/Comisión Europea "Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina". Las reformas energéticas y el uso eficiente de la energía en el Perú (LC/L.1159), noviembre de 1998. E-mail: fsanchez@eclac.cl |