

recursos naturales e infraestructura

Privatización y conflictos regulatorios: el caso de los mercados de electricidad y combustibles en el Perú

Humberto Campodónico



NACIONES UNIDAS



División de Recursos Naturales e Infraestructura

Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”

Santiago de Chile, marzo de 2000

Este documento fue preparado por el señor Humberto Campodónico, consultor de la División de Recursos Naturales e Infraestructura.

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 (E-mail: fsanchez@eclac.cl, xbriceno@eclac.cl. Fax: (56-2) 208-0252).

Publicación de las Naciones Unidas

LC/L.1362-P

ISBN: 92-1-321587-8

Copyright © Naciones Unidas, marzo de 2000. Todos los derechos reservados

N° de venta: S.00.II.G.35

Impreso en Naciones Unidas, Santiago de Chile

La autorización para reproducir total o parcialmente esta obra debe solicitarse al Secretario de la Junta de Publicaciones, Sede de las Naciones Unidas, Nueva York, N. Y. 10017, Estados Unidos. Los Estados miembros y sus instituciones gubernamentales pueden reproducir esta obra sin autorización previa. Sólo se les solicita que mencionen la fuente e informen a las Naciones Unidas de tal reproducción.

Índice

Resumen	7
I. Síntesis y conclusiones	9
II. El conflicto sobre el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) en la distribución de electricidad	13
A. Introducción.....	13
B. La nueva metodología para la fijación de las tarifas eléctricas	14
C. Precisiones sobre el cálculo de las tarifas	15
D. Las diferentes interpretaciones del cálculo del VNR	15
E. Los reclamos de las empresas.....	17
F. La respuesta de la CTE.....	18
G. El epicentro de la controversia	19
H. Las implicancias en la valorización física y de la valorización económica	21
I. El comportamiento de los actores.....	23
J. La solución posterga en realidad el conflicto	24
III. De la prohibición de la integración vertical al control de la posición dominante de mercado	25
A. Introducción.....	25
B. Estructura de propiedad de las empresas después de la privatización	26
C. Participación de ENDESA y ENERSIS en la generación y distribución	28
D. La adquisición de ENERSIS de Chile por ENDESA de España.....	29
E. El proceso en INDECOPI.....	29
F. El fallo de INDECOPI de diciembre de 1999.....	31

G.	Comentarios finales	32
IV.	Los “clientes no regulados” o “clientes libres” pagan tarifas superiores a las “tarifas de barra”	33
A.	Introducción	33
B.	Evolución de las tarifas para los “clientes libres o no regulados”	35
C.	1997-1998: el comportamiento de los actores	36
D.	1999: interpretaciones sobre las distorsiones del mercado.	37
E.	La organización de los “clientes libres” y la modificación de la Ley de Concesiones Eléctricas.....	39
F.	Cambios en la ley: regulación de las tarifas de transmisión y distribución en los contratos de los “clientes libres”	39
G.	Creación de la Asociación Interamericana de Grandes Consumidores y Usuarios de Energía	40
V.	Desregulación y ajustes de precios en el mercado de combustibles	41
A.	Introducción	41
B.	El debate sobre la privatización de PETROPERU	42
C.	Desintegración vertical y precios internacionales de referencia para el mercado interno	45
D.	Características del mercado de combustibles	45
E.	1999: conflicto sobre la formación y evolución de los precios.....	48
F.	La reacción del Gobierno, balance y lecciones	59
Bibliografía	63
Anexos	65
Anexo 1	Comunicado del 9 de marzo de 1999 de la Comisión de Tarifas Eléctricas. Juicio sobre el VNR de las empresas eléctricas de distribución de Lima.....	67
Anexo 2	Luz del Sur a la opinión pública – Demanda sobre el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR).....	68
Anexo 3	Comunicado de la Comisión de Tarifas Eléctricas. Juicios sobre el Valor Nuevo de Reemplazo	70
Anexo 4	Sobre la posición dominante en el mercado en el sector eléctrico.....	72
Anexo 5	Ley antimonopolio y antioligopolio del sector eléctrico – Ley N° 26878	74
Anexo 6	Ley N° 27239 que modifica diversos artículos de la Ley de concesiones eléctricas.....	77
Anexo 7	Presidente del Comité de Energía de la SNI declaró que es necesario mejorar la Ley de concesiones eléctricas.....	79
Anexo 8	Creación de la Asociación Interamericana de Grandes Consumidores y Usuarios de la Energía.....	80

Índice de cuadros

Cuadro 1	Cálculo del VNR de EDELNOR y Luz del Sur	21
Cuadro 2	VNR EDELNOR: zona de concesión Lima-Norte.....	22
Cuadro 3	Rentabilidad de las empresas distribidoras	22
Cuadro 4	Composición accionaria de las empresas privatizadas.....	27
Cuadro 5	Participación empresarial en la generación de energía en el SICN.....	29

Cuadro 6	Ventas de las empresas distribuidoras a nivel nacional	29
Cuadro 7	Privatización de PETROPERU (1991-1997)	44
Cuadro 8	Distribución de la demanda de combustible	46
Cuadro 9	Producción de refinerías y consumo de derivados por tipo de producto	47
Cuadro 10	Inversiones en estaciones de servicio.....	48

Índice de recuadros

Recuadro 1	CTE: valuación de activos a valor de reemplazo para determinar tasas de retorno de la inversión.....	20
Recuadro 2	La comparación con la ley eléctrica chilena demandada por Luz del Sur.....	21
Recuadro 3	Impacto social del conflicto	23
Recuadro 4	Cronología de las adquisiciones de ENDESA y ENDERSIS	28
Recuadro 5	Posición de ENDESA de España frente al conflicto de concentración en el mercado eléctrico peruano	30
Recuadro 6	Intervención del Presidente de la República respecto de la concentración de propiedad en el sector eléctrico.....	31
Recuadro 7	El mercado de “clientes no regulados o libres” en el Perú	34
Recuadro 8	Comparación entre los precios libres y los precios teóricos	35
Recuadro 9	Brecha entre costos marginales y “tarifas en barra”: la otra explicación del problema.....	38
Recuadro 10	La necesidad de competencia en el “mercado libre”	38
Recuadro 11	Cronología del proceso de privatización de PETROPERU	43
Recuadro 12	Formación de los precios de los combustibles en el mercado interno peruano	49
Recuadro 13	REPSOL: márgenes de refinación de RELAPASA	57
Recuadro 14	Problemas para la libre importación de derivados	60

Índice de gráficos

Gráfico 1	Evolución de los precios medio libre y teórico - SICN.....	36
Gráfico 2	Perú: balanza comercial petrolera 1985-1998.....	46
Gráfico 3	Precio neto – gasolina 97	50
Gráfico 4	Precio neto – gasolina 84	50
Gráfico 5	Precio neto – diesel 2	51
Gráfico 6	Índice del precio neto – gasolina 97.....	52
Gráfico 7	Índice del precio neto – gasolina 84.....	52
Gráfico 8	Índice del precio neto – diesel 2.....	53
Gráfico 9	Precio – G 97.....	53
Gráfico 10	Precio – G 84.....	54
Gráfico 11	Precio – D 2.....	54
Gráfico 12	Índice de Precio – G 97.....	55
Gráfico 13	Índice de Precio – G 84.....	55
Gráfico 14	Índice de Precio – D 2.....	56
Gráfico 15	Variaciones relativas de los componentes del precio en dólares de algunos combustibles	58

Resumen

Este informe analiza los conflictos en la aplicación de los marcos regulatorios del sector eléctrico y de hidrocarburos en el Perú a fines de la década de los noventa. A principios de ese decenio se produjeron en ambas industrias importantes reformas que propiciaron la privatización de las empresas públicas y la reestructuración de los mercados, desregulando en algunos casos y regulando en otros, y estableciendo una nueva institucionalidad encargada de promover la inversión, garantizar la competencia y, sobre todo, verificar la real eficiencia de las empresas.

Los capítulos II, III y IV abordan los conflictos surgidos en el marco regulatorio del sector eléctrico. En el segundo capítulo se analizan las desavenencias surgidas entre el gobierno peruano y las empresas de distribución de energía eléctrica en la ciudad de Lima, alrededor de la modalidad de fijación del Valor Nuevo de Reemplazo, indicador de suma importancia para la determinación de las tarifas eléctricas.

La fusión entre ENDESA España y ENERSIS de Chile se estudia en el tercer capítulo en cuanto a las repercusiones que tuvo en la generación y distribución de energía eléctrica en el mercado peruano, al determinar grados de concentración de la propiedad superiores a los establecidos por la legislación vigente.

El cuarto capítulo aborda la problemática de fijación de las tarifas libres para los consumidores de más de un megawatt. En contraposición con los objetivos de la reforma se observa una ausencia de competencia, la que a su vez repercute en las tarifas de los clientes regulados. Se trata de los efectos que una posición dominante puede generar no sólo en la formación de los precios del mercado, sino en los que establece el ente regulador, o visto desde otra perspectiva, como el

traslado de ineficiencias que afectan a los precios regulados con un impacto decisivo sobre la equidad social.

El quinto y último capítulo aborda los problemas surgidos alrededor de los criterios de fijación de los precios de los combustibles en el mercado interno, que ahora están relacionados con las variaciones de los precios internacionales. Se constata una mayor elasticidad al alza cuando los precios internacionales se elevan y una fuerte inelasticidad a la baja cuando éstos se reducen. Se analiza esta problemática con respecto a los precios fijados por las refinerías; los márgenes de comercialización en los precios mayoristas, determinados por las grandes cadenas de comercialización; y los precios minoristas fijados por las estaciones de servicio.

I. Síntesis y conclusiones

1) Los problemas de interpretación de los conceptos técnicos incluidos en las disposiciones regulatorias pueden originar significativas controversias entre los entes reguladores y las empresas reguladas que podrían tener impactos negativos sobre la equidad social, como lo revela la experiencia peruana.

a) En septiembre de 1997, la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE), órgano regulador del sector eléctrico, expidió una Resolución 014-97 P/CTE mediante la cual se fijó el Valor Agregado de Distribución (VAD) para el período noviembre 1997 a noviembre 2001. Dicho valor condiciona y es el factor más importante que determina la tarifa que deben cobrar las empresas de distribución a los usuarios en su zona de concesión.

b) Esta Resolución fue objetada por las empresas Luz del Sur y EDELNOR, argumentando serios errores en la metodología de cálculo del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), el mismo que forma parte del VAD. Según las empresas, el VNR calculado por la CTE subvaluaba fuertemente las inversiones de las empresas, lo que llevaba a la disminución de las tarifas y por tanto, a que las empresas concesionarias incurrieran en fuertes pérdidas.

c) La CTE no aceptó los argumentos presentados por Luz del Sur y EDELNOR, declarando infundados, a través de las Resoluciones 015 y 017 de octubre de 1997, los reclamos de las empresas. Luz del Sur y EDELNOR no aceptaron las Resoluciones de la CTE e iniciaron un proceso judicial en la Corte Superior de Lima.

d) A mediados de marzo de 1999, la Corte Superior de Lima ratificó las Resoluciones de la CTE. A fines de marzo de 1999, las empresas Luz del Sur y EDELNOR apelaron este fallo ante la Corte Suprema. En mayo de 1999, antes que la Corte Suprema emita su veredicto, las empresas EDELNOR y Luz del Sur decidieron desistir de su apelación. Ante este desistimiento, la Corte Suprema decidió mantener, en toda su validez, el veredicto de la Corte Superior, con lo cual el conflicto quedó solucionado para el período 1997–2001.

e) Pero éste se puede volver a presentar en el año 2001, cuando la CTE deba determinar por un nuevo período de 4 años el nuevo Valor Agregado de Distribución, como ya lo han advertido los representantes de las empresas distribuidoras.

f) Para solucionar definitivamente las divergencias y evitar que surjan nuevos impasses debido a problemas de interpretación del marco regulatorio, debería modificarse la Ley de Concesiones Eléctricas, introduciendo algún mecanismo de conciliación o de arbitraje entre las partes que no implique llegar al Poder Judicial para la resolución de esta controversia alrededor de la metodología de fijación del Valor Nuevo de Reemplazo o de otros conceptos centrales que pudieran ocasionar conflictos regulatorios en el futuro.

2) La búsqueda de competencia en el sector eléctrico estaría entrando en contradicción con las estrategias empresariales asociadas al proceso de globalización. Todo parece indicar que la integración vertical y horizontal de la industria es un factor importante para satisfacer las expectativas de rentabilidad de las empresas extranjeras, sobretodo en mercados pequeños. El tema está presente en otros países de América Latina. En 1997, por ejemplo, en Chile, un fallo de la Comisión Resolutiva de la Ley Antimonopolios reconoció la conveniencia de la integración. En el caso peruano los hechos son los siguientes:

a) Cuando en 1995, ENDESA de Chile adquirió la generadora peruana EDEGEL surgió el primer problema ya que al ser ENDESA Chile de propiedad de ENERSIS de Chile, terminó participando también, en el Consorcio Distrilima, concesionario de la empresa de distribución de Lima EDELNOR, adquirida en julio de 1994. Así, ENERSIS Chile pasó a controlar una empresa distribuidora, EDELNOR, y una empresa generadora, EDEGEL.

b) El gobierno peruano promulgó el Decreto Supremo No. 27–95–ITINCI que autorizó la integración vertical, modificando de hecho lo establecido por el artículo 122° de la Ley de Concesiones Eléctricas y estableciendo las condiciones que debían cumplirse para evitar posiciones dominantes de mercado.

c) Las fusiones y adquisiciones entre las empresas extranjeras que participaron en la privatización de las empresas eléctricas entraron también, en conflicto con el propósito de desintegrar la industria eléctrica. Debido a la adquisición del holding ENERSIS de Chile por ENDESA de España, ésta tiene ahora participaciones accionarias en la generación y en la distribución de electricidad en Lima.

d) Con este motivo, en noviembre de 1997, el Congreso de la República del Perú, promulgó la Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico (Ley 26876). En esta ley se estableció que el Instituto de Defensa de la Competencia y la Propiedad Intelectual (INDECOPI) deberá autorizar toda concentración vertical en el sector eléctrico que supere el 5% de la participación del otro rubro en el que se ingresa, así como toda concentración horizontal que supere el 15% dentro un solo sector ya sea generación, transmisión o distribución de energía eléctrica.

e) En diciembre de 1999, la Comisión de Libre Competencia de INDECOPI emitió una Resolución que determinó que el grupo ENDESA de España no tenía por qué desintegrarse aunque le impuso una multa por no informarle antes de realizar las operaciones.

3) La Ley de Concesiones Eléctricas (Ley 25844 de 1992) estableció dos tipos de mercados, el mercado libre y el mercado regulado. Los primeros contratos entre las empresas generadoras y distribuidoras con los clientes "no regulados o libres" se firmaron en 1993 y 1994, mercado que se fue desarrollando bajo el impulso de la privatización.

Debido a los problemas que afectaron a la empresa pública ELECTROPERU durante la década del 80 y principios de la década del 90, las inversiones en nuevas empresas de generación eléctrica sufrieron una fuerte disminución, provocándose una situación de escasez de energía eléctrica. Esta situación se vio agravada, en 1994, debido a la reactivación económica del país y por las estimaciones de una reducción en la disponibilidad futura de energía. Por estas razones, una de las principales medidas que tomaron las empresas distribuidoras de la ciudad de Lima, recién privatizadas, fue garantizar el abastecimiento de energía, comprando la máxima cantidad posible a las empresas generadoras que, en ese momento, eran todas empresas estatales.

a) Los "clientes libres", mayormente empresas industriales que consumen más de un (1) MW, debían firmar contratos de abastecimiento ya sea con empresas generadoras o distribuidoras, y se encontraron con que la mayor parte de la oferta disponible de energía eléctrica ya había sido reservada por las empresas distribuidoras. Muchos clientes libres se vieron obligados a firmar contratos de largo plazo, algunos con una duración de 15 años, que fijaron tarifas más altas que las Tarifas en Barra.

b) Los industriales propusieron que se considere como clientes libres a los que demandaban más de 2 MW, adoptando el criterio que sigue la legislación chilena. La propuesta se dirigía a evitar los abusos de la posición dominante en el mercado. A su juicio la propuesta permitiría reducir los costos generados por los precios altos que tenían que pagar los "clientes libres" a las distribuidoras, cuando su nivel de consumo no hacía rentable la participación de empresas generadoras. La Comisión de Tarifas Eléctricas no hizo caso a la propuesta precisando que si se elevaba la categoría de clientes libres a 2 MW se corría el riesgo de que dicho mercado se reduzca tanto que se producirían complicaciones mayores.

c) Los industriales continuaron su campaña en favor de una modificación de la legislación y tomaron la decisión de formar la Asociación de Consumidores Intensivos de Energía (ACIDE), en 1995, para mejorar su capacidad de negociación.

d) Una de las principales observaciones de los industriales tuvo relación con la regulación de los sistemas principales y secundarios de transmisión, incluyendo las instalaciones de los concesionarios de distribución, ya que el esquema en vigencia permitía, a su criterio, la fijación arbitraria de precios para los clientes libres, resultante de la configuración de un monopolio y de una evidente posición de dominio de mercado. De allí que casi todos los usuarios libres, ubicados en las áreas de concesión de las distribuidoras, no hubieran podido firmar contratos de suministro de energía con ningún generador, lo que justificaba la necesidad de ajustar el marco regulatorio.

e) Para sustentar su posición tomaron como eje argumental la legislación argentina, que regula los peajes de transmisión y de distribución, y facilitaba, a juicio de los industriales peruanos, mejores condiciones de negociación ya que evitaba suscribir tres contratos distintos, uno con el generador, otro con el distribuidor y otro con el transmisor. En concreto, los industriales plantearon que se controlen los precios de la distribución secundaria para lo cual se requería modificar la Ley de Concesiones Eléctricas.

f) El Gobierno Peruano acogió las propuestas de los industriales peruanos y promulgó, en diciembre de 1999, la Ley 27239 que estableció que la Comisión de Tarifas Eléctricas (hoy Comisión de Tarifas de Energía) regule las tarifas de transmisión y distribución y las compensaciones, en los contratos de los "clientes libres", lo que representó un cambio significativo con respecto a la Ley de Concesiones Eléctricas.

g) Subsisten todavía algunas demandas pendientes en relación a la participación de los usuarios organizados en las instituciones del sistema que no han sido aprobadas por el Gobierno. En efecto, los industriales han demandado al Gobierno participación de los usuarios en el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), responsable del mercado mayorista; y en los órganos reguladores, Comisión de Tarifas de Energía (CTE) y Organismo Supervisor de la Inversión Privada en Energía (OSINERG).

4) La Ley 26221 de 1993 estableció que el mercado de producción y consumo de petróleo en el Perú se rige por la oferta y la demanda, es decir, que los precios de los combustibles estarían determinados por la evolución de los precios internacionales y por las relaciones económicas entre los distintos actores del mercado.

La tesis central fue que el Estado no debe tener, y no tiene en el caso peruano, ningún papel regulador en el mercado de combustibles ya que éstos son bienes transables internacionalmente y, además, sus precios fluctúan bajo las características de un *commodity*.

A partir de esta tesis, se consideró que las refinerías no podrían vender por encima del precio de paridad de importación pues, si lo hacían, otras empresas importarían derivados del petróleo a ese precio, lo que obligaría a las refinerías a disminuir sus precios, adecuándolos a la paridad de importación ya que, de otra manera, la competencia los sacaría del mercado. En la práctica, esto no ha funcionado así, debido al reducido tamaño del mercado interno y la poca capacidad económica y financiera de las empresas nacionales para incursionar en esta actividad.

La desregulación del mercado junto con la privatización de PETROPERU, modificaron profundamente las características y estructura de la industria petrolera interna. Al romperse la integración vertical que poseía la empresa estatal, los precios de los derivados del petróleo en el mercado interno quedaron sujetos a las variaciones del precio internacional.

La discusión se centró alrededor de establecer las razones por las cuales el descenso del petróleo crudo en el mercado internacional no se trasladaba a los precios de los derivados del petróleo en el mercado interno mostrando las empresas una mayor agilidad para trasladar la elevación de las cotizaciones internacionales a los consumidores.

a) A principios de 1999, el Gobierno inició una agresiva campaña denunciando los elevados márgenes de refinación y de comercialización mayorista y minorista en la venta de los combustibles.

b) La Refinería de Talara, de propiedad de PETROPERU, comenzó a realizar una agresiva guerra de precios, haciendo que sus precios netos ex refinería fuesen similares a los niveles internacionales, con el objetivo de que Refinería de La Pampilla (RELAPASA), de propiedad de REPSOL–YPF y Mobil Oil, se viera obligada a bajarlos.

c) El gobierno constató que los precios de los combustibles tenían significativas variaciones en las estaciones de servicio. Se inició también, una agresiva campaña destinada a sugerir a los consumidores que compren los combustibles en las estaciones de servicio, abastecidas por PETROPERU, cuyos precios eran más bajos, para inducir a una reducción generalizada de los precios, sustentada en la reducción de los elevados márgenes de comercialización, mayorista y minorista.

d) Al no existir legislación alguna que regule los márgenes de comercialización, tanto mayorista como minorista, los márgenes de ganancia en ambos segmentos se determinan únicamente por los intereses de los propietarios. En el caso peruano ha quedado comprobado que estos márgenes son ampliamente superiores a los márgenes internacionales promedio.

II. El conflicto sobre el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) en la distribución de electricidad

A. Introducción

El nuevo marco regulatorio para el sector eléctrico, basado en el método de los costos marginales, fue establecido en la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE, Ley 25844), promulgada en 1992. Esta determinó la separación de la empresa ELECTROPERU, de propiedad estatal, en unidades individuales de generación, transmisión y distribución de electricidad. En 1994, comenzó el proceso de privatización de estas unidades con la venta de las dos concesiones de electricidad de la ciudad de Lima, Luz del Sur y EDELNOR.

El 60% de las acciones de la concesión de Luz del Sur fue adjudicado al consorcio Ontario Quinta, constituido por la empresa Ontario de Canadá (33.4%) y Chilquinta Internacional de Chile (26.6%). Asimismo, el 60% de las acciones de la concesión de EDELNOR fue adjudicado al consorcio Inversiones Distrilima SA, formado por las empresas ENDESA de España (18.2%), ENERSIS de Chile (17.3%), Chilectra de Chile (15.3%), Grupo Romero de Perú (8.5%) y COSAPI de Perú (0.7%).

El 26 de septiembre de 1997, la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE), órgano regulador del sector eléctrico —denominado en la actualidad Comisión de Tarifas de Energía— expidió la Resolución 014-97 P/CTE, en la cual se fijó el Valor Agregado de Distribución

(VAD) para el período noviembre 1997 a noviembre 2001. Dicho valor condiciona y es el factor más importante que determina la tarifa que deben cobrar Luz del Sur y EDELNOR a los diferentes usuarios en su zona de concesión.

Esta Resolución fue objetada por las empresas Luz del Sur y EDELNOR, argumentando serios errores en la metodología de cálculo del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), el mismo que forma parte del VAD. Según las empresas, el VNR calculado por la CTE subvaluaba fuertemente las inversiones de las empresas, lo que llevaba a la disminución de las tarifas y, por tanto, a que las empresas concesionarias incurrieran en importantes pérdidas económicas.

La CTE no aceptó los argumentos presentados por Luz del Sur y EDELNOR, declarando infundados, a través de las Resoluciones 015 y 017 de octubre de 1997, los reclamos de las empresas. Luz del Sur y EDELNOR no aceptaron las Resoluciones de la CTE e iniciaron un proceso judicial en la Corte Superior de Lima.

A mediados de marzo de 1999, la Corte Superior de Lima ratificó las Resoluciones de la CTE. A fines de marzo de 1999, las empresas Luz del Sur y EDELNOR apelaron este fallo ante la Corte Suprema. En mayo de 1999, antes que la Corte Suprema emita su veredicto, las empresas EDELNOR y Luz del Sur decidieron desistir de su apelación. Ante este desistimiento, la Corte Suprema decidió mantener, en toda su validez, el veredicto de la Corte Superior, con lo cual el conflicto quedó solucionado para el período 1997–2001.

B. La nueva metodología para la fijación de las tarifas eléctricas

De acuerdo con la Ley de Concesiones Eléctricas (Ley 25844), la 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.¹

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 constituido por las transacciones entre clientes mayores —aquellos con una demanda individual superior a 1 MW— y las empresas generadoras o distribuidoras que les suministran electricidad. El precio, volumen y condiciones a transar son libres y sin intervención del Estado.
- el Mercado de Servicio Público con precios regulados fijados por la CTE a partir del costo marginal de corto plazo de la generación, en el que participan los clientes con consumos inferiores a 1 MW.

De acuerdo con la Ley 25844 (LCE), el mercado regulado tiene dos sistemas de tarifarios:

i) Tarifas "en barra" resultantes del mercado de la generación que son el precio al que los generadores venden la energía eléctrica 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 otorgue una rentabilidad del 12% anual para los generadores que suministren potencia adicional

¹ El precio básico de energía se define como un promedio ponderado de los costos marginales de corto plazo esperados para los próximos cuatro años, considerando la demanda de energía prevista y el parque generador existente y programado para entrar en operación en dicho período. El precio básico de la potencia de punta se refiere a la anualidad del costo de desarrollar la central generadora más económica para suministrar potencia adicional en horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico. El monto de inversión es determinado considerando el costo del equipo, instalación y conexión del sistema y el costo fijo del personal involucrado.

durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico. Las tarifas en barra incluyen los cargos por la transmisión involucrada.

Estas tarifas y sus fórmulas de reajuste son fijadas semestralmente por la CTE y entran en vigencia en los meses de mayo y noviembre de cada año, no pudiendo diferir en más del 10% de los precios libres vigentes en el mercado de generación.²

ii) Tarifas de distribución que son las que pagan los usuarios y resultan de la sumatoria de las Tarifas en Barra y el Valor Agregado de Distribución (VAD), que está conformado por los siguientes factores:

- a) Los costos asociados al usuario, es decir, los costos unitarios de facturación y cobranza.
- b) Las pérdidas estándares de distribución en potencia y energía, las cuales comprenden las pérdidas técnicas y comerciales.
- c) Los costos estándares de inversión, operación y mantenimiento de empresas modelo, los mismos que son calculados como la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de un sistema económicamente adaptado, considerando su vida útil y una tasa anual de actualización del 12%.

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, mensual tienen una vigencia de cuatro años y sólo pueden recalcularse si durante el período de vigencia, los reajustes realizados duplican el valor de la tarifa inicial.

La estructura de la tarifa que paga el consumidor final corresponde, por tanto, entre 60% y 65% a la tarifa "en barra"; 10% a los costos de transmisión, y entre 35% a 40% al Valor Agregado de Distribución.

C. Precisiones sobre el cálculo de las tarifas

Después de que en mayo de 1993 se determinara una tarifa provisional, en noviembre del mismo año, se fijaron definitivamente las tarifas eléctricas por un período de cuatro años. En este proceso la CTE elaboró el denominado "Programa de Garantía Tarifaria" que estableció las tarifas de distribución eléctrica. Durante 1994 se privatizó el 60% de las acciones de las empresas distribuidoras de electricidad en Lima Metropolitana, constituyéndose a raíz de dicha privatización, EDELNOR y Luz del Sur.

En septiembre de 1997, la CTE fijó una nueva tarifa de distribución tras estimar el valor de la inversión de las empresas de distribución eléctrica. Dicha estimación, que es un requisito indispensable para el proceso de fijación de la tarifa para el período 1997–2001, suscitó la controversia entre la CTE y las empresas reguladas.

D. Las diferentes interpretaciones del cálculo del VNR

El cálculo de la fórmula tarifaria se realiza en dos etapas. En la primera se hace el cálculo del VAD para el Sistema Económicamente Adaptado (SEA) siendo, en ésta, todos los cálculos teóricos, incluido el VNR. Con ese VAD se procede a calcular las condiciones tarifarias y su forma de aplicación.

La segunda etapa tiene por objeto la verificación de la rentabilidad. Para ello, se toman en cuenta los ingresos de la empresa de distribución, sus costos de explotación y el VNR real que generalmente es distinto del VNR del SEA aunque, claro está, podría coincidir.

² Cabe recordar, que la primera fijación de tarifas en barra se realizó en 1993, antes de que se iniciara proceso de privatización.

En este punto, justamente, surgió la controversia entre las empresas y la CTE. Para las empresas, el VNR real calculado por la CTE no es más que la repetición del VNR del SEA. Comenzó aquí toda una polémica sobre cuál es y cómo se debería calcular el VNR real de las empresas.

1. El primer cálculo

Para comprender el problema es bueno indicar que los procedimientos de cálculo fueron establecidos la Ley de Concesiones Eléctricas:

- El Art. 64° señala que el VAD se basará en una empresa modelo eficiente y considerará los siguientes componentes: a) costos asociados al usuario, independientes de su demanda de potencia y energía; b) pérdidas estándares de distribución en potencia y energía; y c) costos estándares de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia administrada.

- El Art. 66° determina que el VAD se calcula para cada concesionario considerando sectores de distribución típicos. Por ello, el Ministerio de Energía y Minas, mediante Resolución Directoral No 101-97-EM/DGE, estableció cuatro sectores de distribución típicos de acuerdo con la densidad de la población de cada sector. Es conveniente precisar, que la mayor parte de las instalaciones de EDELNOR y Luz del Sur se encuentran localizadas en el Sector Típico 1 de alta densidad poblacional y que incluye a Lima Metropolitana.

- El Art. 67° establece que los componentes del VAD (costos, pérdidas e inversión) para cada sector de distribución típico se calculan mediante estudios de costos encargados por los concesionarios de distribución a empresas consultoras pre-calificadas por la CTE.

- El Art. 65° establece que respecto al costo de inversión se debe usar "la anualidad del VNR del Sistema Económicamente Adaptado, considerando su vida útil y la Tasa de Actualización establecida en la ley que es de 12% (Art.79°).

- El Art. 76° precisa que el VNR representa el costo de renovar las obras y bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes. Dado que las tarifas se revisan cada cuatro años, la CTE debe actualizar el VNR de las empresas transmisoras y distribuidoras de acuerdo con la información que presenten los concesionarios.³

Una vez recibidos los estudios por la CTE y después de haber resuelto las observaciones, si las hubiere, la CTE establece los VAD para cada concesión, utilizando factores de ponderación de acuerdo con las características de cada sistema (Art. 68°).

2. El segundo cálculo

Con este VAD, la CTE debe verificar que la tarifa propuesta le otorgue en promedio a todas las empresas que pertenecen a un sector de distribución típico una rentabilidad (Tasa Interna de Retorno, TIR) que se sitúe entre 8% y 16%.

Este es un ejercicio de consistencia tarifaria. Para realizarlo se recalculan los ingresos que hubiera tenido la empresa el año anterior con el VAD estimado en la etapa previa. Se imputan los costos de

³ Por su importancia para los propósitos de este trabajo reproducimos el texto íntegro de este artículo.
Artículo 76°.- El Valor Nuevo de Reemplazo, para fines de la presente Ley, representa el costo de renovar las obras y bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes, considerando además: a) Los gastos financieros durante el período de la construcción, calculados con una tasa de interés que no podrá ser superior a la Tasa de Actualización, fijada en el artículo 79° de la presente Ley; b) Los gastos y compensaciones por el establecimiento de las servidumbres utilizadas; y c) Los gastos por concepto de estudios y supervisión.
Para la fijación del Valor Nuevo de Reemplazo, los concesionarios presentarán la información sustentatoria, pudiendo la Comisión de Tarifas Eléctricas rechazar fundadamente la incorporación de bienes innecesarios.

operación y mantenimiento del año anterior, y se calcula el VNR de las instalaciones de cada empresa, es decir, el llamado VNR real, que está definido en el Artículo 76° de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Si el resultado de este ejercicio arroja una TIR en el rango entre 8 y 16%, el VAD propuesto en la etapa anterior es aceptado como la tarifa vigente para los siguientes cuatro años. En caso contrario, el VAD se ajusta de manera que la empresa obtenga los límites de rentabilidad antes estipulados.

Si la tarifa es muy baja porque otorga al promedio de las empresas de un sector una TIR menor al 8%, ésta debe elevarse hasta que se obtenga en promedio una TIR de 8%. Si es muy alta y arroja una TIR superior al 16%, la tarifa debe reducirse hasta que el promedio de las empresas tenga una TIR de 16%.

En base a los procedimientos indicados, la CTE expidió la Resolución 014-97 P/CTE del 26 de septiembre de 1997, mediante la cual se fijaron los VAD y, consecuentemente, los VNR de las empresas EDELNOR y Luz del Sur, cuya vigencia se expidió para el período noviembre 1997–noviembre de 2001.

E. Los reclamos de las empresas

Fijado el VAD mediante la Resolución arriba anotada, las empresas EDELNOR y Luz del Sur presentaron un recurso de reconsideración a la CTE solicitando que sea dejada sin efecto la parte que fija el VNR y planteando que se emita una nueva resolución que establezca el VNR que, según las empresas, realmente les corresponde.

El recurso de reconsideración de las empresas se concentró en los criterios utilizados por la CTE para fijar el VNR. Los argumentos fueron los siguientes:

- La CTE había actuado ilegalmente al aplicar los criterios de Sistema Económicamente Adaptado (SEA) a la determinación del VNR para efectos del cálculo de la TIR a que se refiere el artículo 70° de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- El error de la resolución consistió en que se confundieron los conceptos de VNR del Artículo 76° de la Ley de Concesiones Eléctricas y en su lugar se aplicó el concepto de Valor Nuevo de Reemplazo del Sistema Económicamente adaptado del artículo 65°.⁴

EDELNOR señaló que la CTE había obrado ilegalmente al aplicar los criterios del SEA a la determinación del VNR para efectos del cálculo de la Tasa Interna de Retorno (TIR) a que se refiere el artículo 70° de la Ley, planteando básicamente los siguientes argumentos:

- La metodología utilizada por la CTE consistió en la fijación del VNR correspondiente a un sistema arbitrariamente adaptado, al cual la CTE erróneamente ha denominado "Sistema Económicamente Adaptado (SEA)" en lugar del VNR exigido por la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento.
- No existiría uno sino dos conceptos distintos de VNR en la Ley de Concesiones Eléctricas. EDELNOR afirmó que "la norma reconoce taxativamente la existencia de dos VNR: uno correspondiente al SEA para el VAD (artículo 65° de la LCE) y otro para las instalaciones de cada empresa en el cálculo del TIR (artículo 70° inciso c de la LCE) que este último se fija sobre la base de cifras reales: los componentes para la determinación de la Tasa Interna de Retorno de una empresa real son los elementos reales de la empresa de distribución y no los elementos hipotéticos de la empresa eficiente".

• EDELNOR reconoció que la fijación del VNR debía ser materia del procedimiento cuyos elementos se encuentran definidos en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento y afirmó de esta manera que: "Se trata de la verificación de las instalaciones de la empresa concesionaria y de su valorización con sujeción a la tecnología y precios vigentes, de manera que pueda continuarse prestando el mismo servicio eficientemente." Sin embargo, añadió que la CTE, debía evaluar la

⁴ Nota de reclamo de Luz del Sur, tal como aparece en la Comunicación de la CTE.

información sustentatoria de las instalaciones presentadas, pudiendo observarla o rechazarla, pero que no podía "sustituirla por instalaciones ficticias o hipotéticas".

- El propósito de la regulación de privilegiar la eficiencia y alentar la competencia entre los distintos distribuidores, sólo puede obtenerse sobre la base de los datos reales de cada distribuidor, de tal manera que aquellos que tuvieran una baja rentabilidad para su inversión se vean forzados a mejorar su eficiencia y aquellos que tuvieran una mejor rentabilidad sean premiados.

- El uso de un VNR real constituye la única garantía para los inversionistas, porque es la piedra angular de que sus inversiones reales (y no los modelos teóricos) constituyen una base segura para el cálculo del VAD y por lo tanto de su efectiva rentabilidad.

- En virtud de este concepto se señaló que si en el artículo 70° de la LCE se emplease el VNR del Sistema Económicamente Adaptado, la verificación de la rentabilidad de las inversiones no tendría ningún sentido, puesto que se estaría comparando un modelo teórico con otro modelo teórico y por tautología la TIR que arroje dicha comparación será invariablemente el 12% que señala el artículo 79° de la Ley de Concesiones Eléctricas.

- Para efectos de la definición contenida en el artículo 76° de la Ley, renovar es ciertamente distinto de sustituir. En la renovación, se trata de los mismos bienes, mantenidos en todo aquello que no requiere cambio. Así, por ejemplo, si se están utilizando postes de distribución de madera y de una determinada dimensión, que coexisten con postes de otros materiales y dimensiones, pero tanto los unos como los otros cumplen su función, ambos constituyen tecnología vigente.

- Los precios vigentes no son otros que los del mercado considerando la situación real de los bienes.

De otra parte, Luz del Sur sostuvo también que los primeros tres incisos del artículo 76° de la Ley de Concesiones Eléctricas "son absolutamente reales y atañen exclusivamente a cada empresa singular", lo que "es totalmente contradictorio con los datos teóricos y abstractos contemplados en los artículo 64° y siguientes, que se asocian al distinto concepto VNR del Sistema Económicamente Adaptado".

Desde su punto de vista, la Ley de Concesiones Eléctricas debería aplicarse en igual forma que la legislación chilena, en la cual se efectúa "un chequeo de rentabilidad tarifaria con el VNR real del conjunto de concesionarios".

En este sentido, Luz del Sur S.A. cuestionó el Informe SED/CTE 049-97, sobre Fijación del Valor Nuevo de Reemplazo de los Sistemas de Distribución (VNR), así como la Resolución 001-94-P/CTE, señalando que ambos instrumentos extendieron indebidamente la definición del sistema económicamente adaptado establecida en el Numeral 14 del Anexo⁵ de la LCE al concepto de VNR del artículo 76° de la Ley de Concesiones Eléctricas.

F. La respuesta de la CTE

Para la CTE no existían dos conceptos de VNR sino sólo uno, aunque precisó que lo utilizó en dos contextos diferentes, destacando los siguientes argumentos:

- A su criterio existe un solo concepto de VNR y éste es el que corresponde a la definición contenida en el artículo 76° de la Ley de Concesiones Eléctricas. Por ello, cualquier interpretación

⁵ Anexo 14. Sistema Económicamente Adaptado: Es aquel sistema eléctrico en el que existe una correspondencia de equilibrio entre la oferta y la demanda de energía, procurando el menor costo y manteniendo la calidad del servicio.

que pretenda sostener que existe más de un concepto de Valor Nuevo de Reemplazo colisiona frontalmente contra el texto expreso de la ley y por tanto debe ser dejada de lado.

- La Ley utiliza el concepto de VNR en el contexto del modelo de empresa eficiente utilizado para establecer el VAD para cada sector de distribución típico. Al hacer referencia al Sistema Económicamente Adaptado (SEA) la Ley alude a un sistema eléctrico en el que existe una correspondencia de equilibrio entre la oferta y la demanda de energía, procurando el menor costo y manteniendo la calidad del servicio. Así, pues, el SEA es en sí mismo el modelo de eficiencia hipotético o teórico, que necesariamente debe corresponder a la empresa modelo eficiente utilizada para la determinación de los Valores Agregados de Distribución.

- La Ley emplea el concepto de VNR en el marco de las disposiciones referidas a la determinación de la Tasa Interna de Retorno para grupos de concesionarios para efectos de una eventual corrección de los Valores Agregados de Distribución.

- La Ley establece que una vez determinados los Valores de Distribución sobre la base de la empresa modelo eficiente, debe verificarse la TIR que la aplicación de dichos valores generaría para distintos grupos de concesionarios. Si ésta varía en más o menos 4 puntos porcentuales con respecto a la Tasa de Actualización del 12% (Art.79°) debe procederse al ajuste del VAD, determinado inicialmente, a fin de alcanzar el límite más próximo superior o inferior. Para tal efecto, se debe tomar en cuenta, entre otros factores, el VNR de las instalaciones de cada empresa, con un valor residual igual a cero (Art.70°).

G. El epicentro de la controversia

Un aspecto medular en la posición de la CTE fue que la determinación del VNR que servirá para la consistencia tarifaria, debía efectuarse conforme a lo establecido en el artículo 76° de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Esta norma indica que "el VNR para los fines de la presente Ley, representa el costo de renovar las obras y bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes" y que "para la fijación del Valor Nuevo de Reemplazo, los concesionarios presentarán la información sustentatoria, pudiendo la Comisión de Tarifas Eléctricas rechazar fundadamente la incorporación de bienes innecesarios".

En la siguiente argumentación de la CTE estaba, en realidad, el quid de la controversia:

“Si bien la Ley no hace referencia al concepto de Sistema Económicamente Adaptado al describir el VNR —a tomarse en cuenta para efectos del cálculo de la Tasa Interna de Retorno— sí establece claramente que no se trata de una cifra histórica o de reproducción, ni del valor reportado y calificado como real por el concesionario, sino que es la que corresponde a "renovar las obras y bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes", rechazando "bienes innecesarios".

En efecto, para la CTE, la definición legal del VNR comprende tres elementos que claramente indican su naturaleza: mismo servicio, tecnología y precios vigentes y rechazo de bienes innecesarios. El artículo 76° señala que se trata de renovar para prestar el mismo servicio con tecnología y precios vigentes. Técnicamente dicha renovación no puede limitarse a reponer la obra o bien con elementos obsoletos o ineficientes sino a garantizar un servicio equivalente ("mismo servicio") tanto en capacidad adecuada a la demanda y con calidad del servicio similares.

Lo anterior significa que se debió efectuar un análisis crítico de las instalaciones actuales, buscando el mínimo costo total, que permitiera prestar el mismo servicio con la tecnología más económica.

CTE: VALUACIÓN DE ACTIVOS A VALOR DE REEMPLAZO PARA DETERMINAR TASAS DE RETORNO DE LA INVERSIÓN

La valuación de los activos a valor de reemplazo para efectos de la determinación de tasas de retorno sobre la inversión es un criterio utilizado frecuentemente en la regulación tarifaria. Como señala el reconocido jurista norteamericano, Profesor de la Universidad de Harvard y actualmente Vocal de la Corte Suprema de los Estados Unidos Stephen Breyer, el punto de partida de este criterio es que el mercado no valoriza los activos a su costo histórico sino a su valor de reemplazo, que es "el valor presente de obtener el mismo servicio provisto por el antiguo activo" (Breyer, Stephen, Regulation and Its Reform, pag. 38 - Cambridge, Massachusetts, 1982). Este criterio es distinto del criterio de valuación a costo de reproducción. En este último caso, indica Breyer, el costo de una instalación de una planta sería "el costo actual de reproducir la misma planta, ladrillo por ladrillo".

A diferencia del criterio de costo de reproducción, el criterio de valor de reemplazo supone que el regulador replique el razonamiento de un operador racional al reemplazar los activos actualmente dedicados a la prestación del servicio. Como observa Breyer, este criterio puede incluso determinar que un activo ineficiente tenga un valor de cero.

El artículo 76° de la LCE es muy claro al establecer que el criterio de valorización de los activos para efectos de la determinación de la tasa interna de retorno es el de valor de reemplazo. Ello resulta evidente del uso mismo de la expresión "Valor Nuevo de Reemplazo" y de la explicación de la propia ley respecto a que se trata del costo "de renovar las obras y bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes". En este sentido, la aplicación del criterio legal implica necesariamente la realización del análisis crítico enunciado por la Comisión en sus normas sobre procedimientos. Por ello, al señalar que aplicará el artículo 76° con criterios de sistema económicamente adaptado, la Comisión únicamente ha establecido que realizará las determinaciones que dicho artículo ordena con racionalidad económica, conforme lo establece las mismas normas. Ello no implica identificar el VNR a que se refiere el artículo 76° de la LCE con el VNR del Sistema Económicamente Adaptado a que se refiere el artículo 65°. Este último corresponde al modelo de eficiencia utilizado como parámetro del sistema de los sectores de distribución típicos, mientras que el primero corresponde a grupos de concesionarios concretos.

La diferencia queda expresada en la metodología para la elaboración de cada uno de estos factores. En el caso del VNR del SEA, se parte de un diseño teórico realizado por consultores. En cambio, en el caso del VNR de grupos de concesionarios, se parte de cifras reales de los concesionarios concretos de que se trate y estas cifras son entonces corregidas a valores de reemplazo conforme lo ordena la Ley. La CTE ha considerado que el VNR a ser utilizado para efectos del cálculo de la TIR a que se refiere el artículo 70° de la LCE, debe establecerse atendiendo a los criterios de sistema económicamente adaptado. "Lo anterior significa que se debe efectuar un análisis crítico de las instalaciones actuales, buscando el mínimo costo total, que permita prestar el mismo servicio con la tecnología más económica." (Procedimiento y Cálculo del VAD y de las Tarifas a Clientes Finales, El Peruano 06.04.94).

De esta forma, si bien la ley utiliza el concepto de VNR en dos contextos, los criterios de sistema económicamente adaptado son aplicables para la determinación de dichos valores en ambos contextos, tanto en la determinación del VNR del sector de distribución típico de la empresa modelo, como en el cálculo en la verificación de la Tasa Interna de Retorno, donde se utiliza el VNR del conjunto de concesionarios.

Fuente: CTE, Resolución 015-97 P/CTE, 11 de octubre de 1997.

Recuadro 2

LA COMPARACIÓN CON LA LEY ELÉCTRICA CHILENA DEMANDADA POR LUZ DEL SUR

Luz del Sur argumentó que la Ley Eléctrica Chilena establece que el VNR para efectos de la corrección del VAD preliminar es real. Sin embargo, ello no es relevante al caso, dado que la ley chilena es distinta de la ley peruana y no contiene el mandato que esta última establece respecto de considerar "mismo servicio" y "precios y tecnología vigentes". Así, el artículo 116° de la norma chilena señala "se entiende por VNR de las instalaciones de distribución de una empresa concesionaria, el costo de renovar todas las obras, instalaciones y bienes físicos destinados a dar el servicio de distribución, en las respectivas concesiones, incluyendo los intereses intercalarios, los derechos, los gastos y las indemnizaciones pagadas para el establecimiento de las servidumbres utilizadas".

Cabe mencionar, además, que el informe de la consultora Synex, Ingenieros Consultores, presentado por la recurrente no contiene argumentos legales persuasivos frente a la Comisión. Dicho informe no ha sido elaborado por profesionales del Derecho y además aplica criterios propios de otra legislación a un texto legal distinto. Si bien es cierto que la experiencia chilena sirvió de punto de partida de la regulación peruana, no se puede afirmar que la misma es equivalente.

Justamente a raíz de las diferencias, existen aspectos relevantes que mejoran la experiencia de referencia como las siguientes: reconocimiento de pérdidas estándares en vez de medias o reales, inclusión del alumbrado público, no existe ponderación de estudios del VAD, costos de explotación estándares, criterio del sistema económicamente adaptado, regulación de tensión distinta, sectores típicos antes que áreas, estructura distinta de los organismos regulatorios, así como la diferencia ya anotada en el criterio del VNR.

Por último, el concesionario argumenta que de aplicarse el criterio de la Comisión, se atentaría contra la racionalidad de la LCE, ya que el uso de un VNR real es la única garantía a los inversionistas de que la rentabilidad se calculará sobre la inversión real. Sin embargo, el modelo tarifario de la LCE no busca garantizar rentabilidad sobre la inversión real sino sobre la inversión eficiente. Por ello, la corrección del VNR sobre la base de criterios del sistema económicamente adaptado es totalmente coherente con la racionalidad del esquema de regulación tarifaria.

Fuente: CTE, Resolución 015-97 P/CTE, 11 de octubre de 1997.

H. Las implicancias en la valorización física y de la valorización económica

Las diferencias en la metodología de cálculo del VNR dieron lugar a importantes diferencias en los montos de la valorización. Así, por ejemplo, para el caso de Luz del Sur, el VNR calculado por la empresa ascendió a US\$757 millones. Para la CTE, sin embargo, el VNR de Luz del Sur era de sólo US\$363 millones, lo que arrojaba una diferencia de US\$394 millones. En el caso de EDELNOR, la diferencia entre ambos cálculos fue de US\$333 millones de dólares. La CTE valorizó el VNR en US\$331 millones de dólares y EDELNOR obtuvo US\$664 millones de dólares.

Cuadro 1
CÁLCULO DEL VNR DE EDELNOR Y LUZ DEL SUR

		Monto	Diferencia
VNR estimado por Luz del Sur		757	
VNR estimado por la CTE		363	
	Diferencia		394
VNR estimado por EDELNOR		664	
VNR estimado por la CTE		331	
	Diferencia		333
	Diferencia total		727

Fuente: Comisión de Tarifas Eléctricas

Las diferencias conceptuales acerca del método de cálculo del VNR resultan fundamentalmente, de la manera como se efectuó el cálculo del reemplazo del metrado de líneas aéreas y subterráneas. Como se sabe, las primeras son bastante más económicas que las segundas. Según la CTE, si se tuviera que renovar las líneas subterráneas, que actualmente son mayoritarias, a tecnología y precios vigentes, estas serían reemplazadas por líneas aéreas, cuyo costo es bastante menor.

De ello se desprende, como se puede apreciar en el cuadro 2 que los 520 km actuales de líneas aéreas de EDELNOR se incrementarían a 3 957, lo que significa un incremento de 661%, mientras que, correspondientemente, las líneas subterráneas se reducirían de 5 713 a 2 276 km, es decir, una reducción del 40%.

Cuadro 2
VNR EDELNOR: ZONA DE CONCESIÓN LIMA-NORTE
(comparación metrado presentado vs. aprobado, en km)

Descripción	Presentado	Aprobado	Diferencia
1. Baja tensión servicio particular			
1.1 Aérea	520	3 957	661%
1.2 Subterránea	5 713	2 276	-40%
1.3 Total	6 233	6 233	
2. Alumbrado público			
2.1 Aéreo	539	3 541	557%
2.2 Subterráneo	4 479	1 477	-33%
2.3 Total	5 018	5 018	

Fuente: EDELNOR

Esta menor consideración del VNR de las líneas subterráneas se tradujo en un fuerte diferencial en las tarifas a calcularse (cuadro 3). En efecto, allí se consignan los diferentes elementos a ser tomados en cuenta para el cálculo de la TIR, es decir, para llevar a cabo la consistencia tarifaria, de acuerdo con el artículo 70° de la LCE (los ingresos, los costos de operación y mantenimiento y el Valor Nuevo de Reemplazo).

Cuadro 3
RENTABILIDAD DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS
(tasa interna de retorno para sector típico 1)

	Unidad	VNR – CTE	VNR – EDELNOR	Diferencia
TIR	%	10.66%	3.28%	
VAD media tensión	S./kWh-mes	8 015	11.71	46%
VAD baja tensión	S./kWh-mes	28 557	37.45	31.1%
TARIFA				
Promedio media tensión	cent.S./kWh	16.45	17.56	6.7%
Promedio baja tensión	cent.S./kWh	26.35	29.61	12.4%
Baja tensión 5	cent.S./kWh	25.64	28.73	12.1%

Fuente: EDELNOR

Los valores aprobados por la CTE se consignan en la columna "VNR-CTE", obteniéndose una TIR de 10.66%, la misma que está dentro de los rangos de 8 a 16%. Con ello, para la CTE, los VAD que dieron origen a este cálculo quedan considerados como definitivos. Las tarifas resultantes van desde 16.45 hasta 25.64 céntimos de sol por kilowatio hora, dependiendo de la tensión que se utilice.

En la columna "VNR EDELNOR", se consigna el valor máximo presentado por esta empresa que arroja una TIR de 3.28%. Como puede apreciarse, es bastante inferior al 8% que, como mínimo, establece la LCE. Con el VNR de EDELNOR, los VAD arrojaban grandes diferencias con aquellos presentados por la CTE, los que variaban de 46% a 31%. En lo que concierne a las tarifas, el aumento de las mismas se situaba entre el 6% al 12%, dependiendo del tipo de tensión que se emplee. Vale la pena destacar que el cuadro citado pertenece a EDELNOR. Según el gobierno, las alzas de tarifas hubieran sido mayores fluctuando entre 15% al 25%.

I. El comportamiento de los actores

Puede afirmarse que las empresas Luz del Sur y EDELNOR pusieron en marcha una campaña de prensa muy dinámica, durante los 18 meses que duró el litigio con la CTE. En la mayor parte de los casos, esta campaña tomó la forma de declaraciones de los ejecutivos de las mencionadas empresas en la prensa especializada, aunque en los meses de litigio ante la Corte Suprema (de marzo a mayo de 1999) hubo varios comunicados pagados que fueron publicados, tanto en diarios especializados como en diarios de difusión nacional (véanse los anexos 1, 2 y 3).

El eje central de la campaña de Luz del Sur y EDELNOR fue que debía cumplirse estrictamente con las disposiciones contenidas en la Ley de Concesiones Eléctricas, tal como ellos la interpretaban. Las empresas eléctricas llegaron a afirmar que no les interesaba el alza de las tarifas y que como prueba de ello, no se aumentarían en el período que faltaba hasta el año 2001.

La CTE tuvo una posición firme para defender sus argumentos. Con comunicados públicos y declaraciones de sus funcionarios más importantes, dio a conocer varias veces —dando a esto el énfasis de su campaña— que las tarifas eléctricas subirían en más de 25%. Todo esto en momentos en los cuales estaba sobre el tapete la posibilidad de subsidios a las tarifas eléctricas en las zonas de población con escaso poder adquisitivo en la ciudad de Lima (recuadro 3).

Recuadro 3

IMPACTO SOCIAL DEL CONFLICTO

En medio de las divergencias sobre el cálculo del Valor Nuevo de Reemplazo, en septiembre de 1997, el Presidente Alberto Fujimori manifestó su preocupación por las altas tarifas eléctricas. Ofreció que se otorgarían subsidios 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). Dicha tarifa no llegó a aplicarse pero esta intención estuvo presente, como telón de fondo, ya que cualquiera fuese el VNR que se escogiera su impacto la equidad social era indudable.

Fuente: Diario Gestión, Lima, Perú, edición del 10 de septiembre de 1997

La CTE estuvo apoyada fuertemente por el Poder Ejecutivo, comenzando por el propio Presidente de la República,⁶ el Ministro de Energía y Minas, así como otros funcionarios del sector. En lo que concierne a los gremios empresariales, casi no hubo participación de los mismos en este litigio y

⁶ "El Presidente Fujimori informó que la Corte Superior de Lima falló a favor de la CTE en el litigio sostenido con las empresas eléctricas EDELNOR y Luz del Sur por el establecimiento del VNR, base para el cálculo de las tarifas eléctricas. El Mandatario indicó que de no apelarse el fallo, las tarifas al consumidor final ya no se incrementarán en 16%, como se calculaba si el juicio resultaba favorable a las empresas de electricidad.

Desde el año pasado, ambas empresas de distribución interpusieron demandas judiciales por el cálculo del VNR realizado por la CTE. En su oportunidad, el Presidente de la República manifestó su preocupación por este juicio e indicó que no es una arbitrariedad por parte de la CTE haber fijado el VNR de EDELNOR y Luz del Sur en US\$331 y 363 millones, respectivamente, mientras que las empresas de distribución eléctrica afirman que sus VNR son de US\$664 y 754 millones, respectivamente. En su oportunidad, Luz del Sur salió al frente de estas inquietudes del Mandatario, afirmando que no se producirán incrementos en el precio de la electricidad de ganar ellos el juicio". Diario Gestión, 24 de marzo de 1999.

no hubo ningún pronunciamiento oficial de ninguno.⁷ De su lado, las Asociaciones de Consumidores sí tuvieron una participación activa en el conflicto, tomando posición al lado de la CTE.

J. La solución posterga en realidad el conflicto

No existe todavía en el país un pleno conocimiento del marco regulatorio, lo cual puede atribuirse, de un lado, al poco tiempo de vigencia del mismo y, de otro, a las dificultades para el gran público de entender los aspectos técnicos que han caracterizado al actual conflicto. Por estas razones, puede afirmarse que este conflicto no trascendió en gran medida a la opinión pública y quedó confinado casi exclusivamente a los sectores interesados.

El conflicto se solucionó para el período 1997–2001 ante el desistimiento de las empresas. Pero éste se puede volver a presentar en el año 2001, cuando la CTE deba determinar por un nuevo período de 4 años el nuevo Valor Agregado de Distribución. Así lo manifiestan los representantes de las empresas distribuidoras.⁸

Creemos, por tanto, que para solucionar definitivamente este impasse del marco regulatorio actual, debiera modificarse la Ley de Concesiones Eléctricas, introduciendo algún mecanismo de conciliación o de arbitraje entre las partes que no implique llegar al Poder Judicial para la resolución de esta controversia alrededor de la metodología de fijación del VNR o de otros que pudieran presentarse en el futuro.

⁷ Cabe señalar que las empresas eléctricas se han integrado a la Sociedad Nacional de Minería y Petróleo, gremio que agrupa a las empresas mineras y petroleras. Con la llegada de las empresas eléctricas, el gremio se llama ahora Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía.

⁸ El gerente general de EDELNOR, Marcelo Llévanes, señaló ayer que luego de concluido el juicio que mantenía su representada con la CTE, los esfuerzos empresariales se focalizarán en temas más importantes, como el de mejorar el servicio al cliente. Indicó que el proceso judicial afectaba la relación de armonía que debe existir entre la compañía y las instituciones del Estado, a pesar que no estaban en discusión las tarifas eléctricas, pues se discutían temas metodológicos, por lo cual esta decisión no tendrá efectos financieros o económicos en la compañía, aseguró. Recordó que había un compromiso, y sigue habiéndolo, de que si ganaban el juicio las tarifas no aumentarían, por lo cual las tarifas se mantendrán fijas hasta el 2001, toda vez que cada cuatro años son fijadas con criterios técnicos. "Nos someteremos a los que dicta la autoridad", aceptó. Ahora se concentrarán en hacer las inversiones necesarias para mejorar la calidad en la red eléctrica, prometió Llévanes, aunque dijo que se seguirá discutiendo con la instancia correspondiente los asuntos técnicos (Diario Expreso, 20 de mayo de 1999).

El Presidente de EDELNOR, Reynaldo Llosa Barber, refirió que el tema del VNR se arregló mediante un acuerdo entre las partes y cuyo resultado da cuenta que prima la valorización que hizo la CTE. Sin embargo, el Presidente de EDELNOR afirmó que otro de los acuerdos tomados por ambas partes es que en las próximas valorizaciones se tomará mucho más en cuenta la opinión del sector privado. Llosa aseguró que con este acuerdo se busca tener un diálogo más fluido con el Gobierno y reiteró que las tarifas eléctricas de EDELNOR no subirán hasta el 2001, salvo si hay modificaciones en materia de tipo de cambio o un alza en el precio del petróleo, situaciones que –según explicó– ya no son, obviamente, de manejo de la empresa." (El Comercio, 23 de mayo de 1999).

III. De la prohibición de la integración vertical al control de la posición dominante de mercado

A. Introducción

La Ley de Concesiones Eléctricas de 1992, Ley 25844, establece, en el Art. 122°, que “las actividades de generación, de transmisión pertenecientes al Sistema Principal y de distribución de energía eléctrica, no podrán efectuarse simultáneamente por un mismo titular, salvo en los casos previstos en la presente Ley”.⁹

El objetivo expreso de la Ley es mantener la desintegración vertical de la actividad eléctrica, evitando posiciones monopolísticas, así como posiciones dominantes de mercado en cada uno de los sectores de actividad. El ente privatizador, la Comisión Especial de Privatización (CEPRI) de las empresas eléctricas, estableció diversas modalidades de calificación que debían cumplir las empresas postoras, de manera a garantizar el cumplimiento de este objetivo.

En el transcurso del proceso de privatización, sin embargo, comenzaron a apreciarse una serie de problemas relacionados con el cumplimiento de los dispositivos legales acerca de la prohibición de la

⁹ La LCE, en su artículo 80, establece la excepción: En sistemas aislados, los concesionarios de distribución que dispongan de generación y transmisión propia para atender total o parcialmente su demanda, están obligados a llevar por separado una contabilidad de costos para las actividades de generación, transmisión y distribución.

integración vertical. El primero de ellos fue derivado del hecho de las interrelaciones accionarias entre las empresas eléctricas.

En 1995, surgió el primer problema de este tipo, cuando ENDESA de Chile adquirió la generadora peruana EDEGEL. ENDESA Chile es propiedad de ENERSIS de Chile, empresa que participa en el Consorcio Distrilima, concesionario de la empresa de distribución de Lima, EDELNOR, adquirida en julio de 1994. Así, ENERSIS Chile pasó a controlar una empresa distribuidora, EDELNOR, y una empresa generadora, EDEGEL.

A raíz de esta situación, el gobierno peruano promulgó el Decreto Supremo N° 27-95-ITINCI (anexo 4) que autoriza la integración vertical, modificando de hecho lo establecido por el artículo 122° de la Ley de Concesiones Eléctricas.¹⁰ En este Decreto Supremo se establecieron las condiciones que deben cumplirse para evitar posiciones dominantes de mercado en los diferentes sectores de actividad eléctrica.

Otro problema que entra en conflicto con la Ley de Concesiones Eléctricas (Ley 25844, en relación con la prohibición de la integración vertical, tiene que ver con las fusiones y adquisiciones entre las empresas que extranjeras participaron en el proceso de privatización de las empresas eléctricas. Estas se llevaron a cabo fuera de las fronteras del Perú, lo que implicó, claro está, que las autoridades peruanas no tuvieran competencia alguna. La más importante fue la adquisición del holding ENERSIS de Chile por ENDESA de España, pues esta nueva empresa, en el caso peruano, ahora tiene participaciones de alta importancia en la generación y en la distribución.

Con este motivo, en noviembre de 1997, el Congreso de la República promulgó la Ley 26876, llamada Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico (anexo 5). En esta ley se establece que el Estado ejercerá un control externo a través del Instituto de Defensa de la Competencia y la Propiedad Intelectual (INDECOPI), organismo que deberá autorizar toda concentración vertical en el sector eléctrico que supere el 5% de la participación del otro rubro en el que se ingresa (Art. 3°). Asimismo, la Ley señala que INDECOPI deberá autorizar toda concentración horizontal que supere el 15%, es decir, dentro un solo sector, ya sea generación, transmisión o distribución de energía eléctrica.

B. Estructura de propiedad de las empresas después de la privatización

Desde mediados de 1994 hasta fines de 1999, se ha privatizado el 51% de la generación y el 66% 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 seis compañías privadas de distribución (cuadro 4).

Las empresas de generación vinculadas a ENDESA España son las siguientes:

- EDEGEL, empresa en la cual ENDESA de Chile tiene una participación de 25.8%
- Empresa Térmica de Ventanilla SA con una participación de ENDESA España de 43.5%.
- Empresa Eléctrica de Piura con una participación mayoritaria de ENDESA de España.

¹⁰ Un Decreto Supremo no puede modificar una Ley, puesto que esta última tiene mayor jerarquía. Sin embargo, no hubieron posiciones discordantes sobre este particular en el momento de promulgación del Decreto Supremo.

Cuadro 4

COMPOSICIÓN ACCIONARIA DE LAS EMPRESAS PRIVATIZADAS

Distribución		Grupo mayoritario	Generación		Grupo mayoritario
Luz del Sur^a (privatizada: jul 1994)			EDEGEL (privatizada: oct 1995)		
Ontario Quinta AVV	60%		Generandes Co.	60%	
Ontario Hydro (Canadá)	33.4	XXXXX	Entergy Corp. (EEUU)	30.0	XXXXX
Chilquinta Internacional (Chile)	26.6		ENDESA (Chile)	25.8	
Participación Ciudadana	28		Banco Wiese (Perú)	2.4	
Trabajadores	10		Grana y Montero (Perú)	1.8	
Estado Peruano	2		Gobierno Peruano	29.7	
			Trabajadores	10	
			Otros	0.3	
EDELNOR (privatizada: jul 1994)			ETEVENSA (privatizada: dic 1995)		
Inversiones Distrilima SA	60%		Generalima	60%	
ENDESA (España)	18.2		ENDESA (España)	43.5	XXXXX
ENERSIS (Chile)	17.3	XXXXX	Banco de Crédito (Perú)	15.0	
Chilectra (Chile)	15.3	XXXXX	Cosapi (Perú)	1.5	
Cosapi (Perú)	0.7		Trabajadores	1.78	
Grupo Romero (Perú)	8.5		Estado Peruano	38.22	
Trabajadores	10				
Gobierno peruano	30				
Electro Sur Medio (privatizada feb 1997)			Cahua (privatizada: abr 1995)		
Hica Inversiones	98.2%		Sindicato Pesquero SA	60%	
IATE (Argentina)	50	XXXXX	Grupo Galsky (Perú)	60	XXXXX
Grupo Tizón (Perú)	31		Trabajadores	30	
Amauta Industrial (Perú)	12		Estado Peruano	10	
Consultores Asoc. S y Z (Perú)	5				
Vásquez Espinoza (Perú)	2		EGENOR SA^b (privatizada: jun 1996)		
Otros	1.8%		Dominion Energy (EEUU)	60%	XXXXX
			Estado	30	
Electro Nor Oeste (privatizada: oct 1998)			Trabajadores	10	
Grupo Rodríguez Banda (Perú)	60	XXXXX	Emp. Eléctrica de Piura (priv.: oct 1996)		
			Consorcio Cabo Blanco	60%	
Electro Norte Medio (priv.: oct 1998)			ENDESA (España)	ND ^c	XXXXX
Grupo Rodríguez Banda (Perú)	60	XXXXX	Banco Santander (España)	ND	
			Energía Andina (Perú)	ND	
Electro Norte (privatizada: oct 1998)			Peru Electricity Fund (Perú)	ND	
Grupo Rodríguez Banda (Perú)	60	XXXXX	Trabajadores	ND	
			Estado Peruano	ND	
Electro Centro (privatizada: oct 1998)					
Grupo Rodríguez Banda (Perú)	60	XXXXX			

Fuente: Cepri, elaborado por el autor.

Notas: ^a En 1999, Chilquinta Internacional de Chile vendió el íntegro de su participación a una empresa canadiense. ^b Inicialmente, Dominion Energy de EEUU compró el 60% de las acciones. Posteriormente, en junio de 1997 vendió el 49% de sus acciones a Chilgener. En 1999, Duke Energy compró el íntegro de los paquetes accionarios de Dominion y Chilgener, así como el 30% de las acciones que aún poseía el Estado. ^c ND = no disponible.

La empresa de distribución vinculada a ENDESA España es EDELNOR, en la cual tiene 18.2% y ENERSIS Chile 17.3%. Todas estas empresas fueron privatizadas antes de noviembre de 1997, fecha de la promulgación de la Ley Antimonopolio del Sector Eléctrico (recuadro 4).

Recuadro 4

CRONOLOGÍA DE LAS ADQUISICIONES DE ENDESA Y ENERSIS

Julio de 1994: se vendieron las distribuidoras de Lima, Luz del Sur y EDELNOR. El 60% de EDELNOR es vendido al Consorcio Distrilima, en el que tienen mayoría Endesa España y ENERSIS Chile.

Octubre de 1995: se vendió el 60% de las acciones de la generadora EDEGEL. Los compradores fueron el consorcio Generandes, formado por: Entergy Inversiones EEUU (30.0%), Endesa Chile (25.8%), Banco Wiese (2.4%) y Graña y Montero (1.8%).

Enérsis Chile, accionista de la distribuidora EDELNOR, es la matriz de Endesa Chile, accionista de la generadora EDEGEL.

Octubre de 1995: Dos días después, el gobierno promulga el Decreto Supremo No. 27-95-ITINCI, titulado "Establecen supuestos de infracción a la libre competencia en las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica" (anexo 1).

Este Decreto Supremo afirma que sí puede haber participación en la generación y distribución de energía eléctrica (a diferencia de lo que explícitamente señalaba el Art. 122° de la Ley 25844), pero que no puede haber abuso de posición dominante en el mercado. El dispositivo legal establece las condiciones para su determinación y faculta al INDECOPI a vigilar el cumplimiento de estas medidas.

Diciembre de 1995: se vendió el 60% de las acciones de la central térmica de Ventanilla (ETEVENSA) al consorcio Generalima, formado por: Endesa España (43.5%) y Banco de Crédito del Perú (15%). Hay que precisar que ya Endesa España es propietaria de la distribuidora EDELNOR y de la generadora ETEVENSA. No hubo acciones de INDECOPI relacionadas al cumplimiento del DS del ITINCI.

Octubre de 1996: se vendió la generadora de energía, Empresa Eléctrica de Piura. Los problemas continúan, pues el principal accionista es Endesa-España, líder del Consorcio Cabo Blanco. No hubo acciones de INDECOPI relacionadas al cumplimiento del DS del ITINCI.

Agosto de 1997: se anunció la fusión de Endesa España y ENERSIS Chile. Esta fusión agudiza los problemas de concentración de la propiedad en la generación y distribución de electricidad en Perú.

Noviembre de 1997: el Congreso promulgó la Ley Antimonopolio y Antiligopolio en el sector eléctrico.

Fuente: Elaborado por el autor sobre la base de información oficial y periodística.

C. Participación de ENDESA y ENERSIS en la generación y distribución

La propiedad de tres empresas de generación de energía eléctrica (EDEGEL, ETEVENSA y Empresa Eléctrica de Piura) le otorga a ENDESA España el 43.9% de la potencia total del Sistema Interconectado Centro-Norte (SICN). En la distribución de electricidad, EDELNOR, también de propiedad de ENDESA España, controla el 30% del mercado nacional (cuadros 5 y 6).

Cuadro 5
PARTICIPACIÓN EMPRESARIAL EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA EN EL SICN

	Potencia MW	% del total	ENDESA/ ENERSIS
ELECTROPERU	1 008	29.6	
EDEGEL	548	16.1	16.1
EGENOR	229	6.7	
ElectroAndes	183	5.4	
Otros	70	2.1	
Subtotal hidráulicas	2 038	59.8	16.1
ETEVENSA	502	14.7	14.7
EDEGEL	281	8.2	8.2
EGENOR	183	5.4	
EEPSA	166	4.9	4.9
Otros	80	2.3	
Subtotal térmicas	1 212	35.5	27.8
Aguaytía (gas natural)	160	4.7	
Total general	3 410	100	43.9

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

Cuadro 6
VENTAS DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS A NIVEL NACIONAL
(en MWh)

	1996	%	1997	%
Luz del sur	2 330 614	34.4	2 538 070	34.8
EDELNOR	2 035 128	30.0	2 211 864	30.3
Electronortemedio	480 302	7.1	504 057	6.9
SEAL	304 880	4.5	314 901	4.3
Electronoroeste	237 972	3.5	262 851	3.6
Electrocentro	246 926	3.6	261 351	3.6
Otros	1 145 995	16.9	1 207 006	16.5
Total	6 781 817	100	7 300 100	100

Fuente: Ministerio de Energía y Minas

D. La adquisición de ENERSIS de Chile por ENDESA de España

En agosto de 1997, después de varios meses de conversaciones, se anunció la participación cruzada de paquetes accionarios entre las compañías ENERSIS de Chile y ENDESA de España, la cual derivó finalmente en la compra del 29.06% de las acciones de ENERSIS por parte de ENDESA por la suma de US\$1 300 millones, con lo que ésta se convirtió en el primer accionista individual. Si bien la alianza fue objetada en Chile por un grupo de accionistas, ésta logró concretarse en marzo de 1998. A principios de abril de 1999, ENDESA España logró el apoyo de los accionistas de ENERSIS para acceder al control mayoritario de la propiedad con lo cual su participación accionaria pasó del 32 al 65%.

De esta manera, en el caso peruano, ENDESA España es ahora propietaria de la distribuidora EDELNOR y de las generadoras EDEGEL, ETEVENSA y la Empresa Eléctrica de Piura.

E. El proceso en INDECOPI

En noviembre de 1997 se dio la Ley Antimonopolio y Oligopolio del Sector Eléctrico, que estableció que las concentraciones de tipo vertical u horizontal que se produzcan en las actividades de generación y/o transmisión y/o distribución de energía eléctrica se sujetarán a un procedimiento de autorización previa, con el objetivo de evitar los actos de concentración que tengan por efecto disminuir, dañar o impedir la competencia y la libre concurrencia en el mercado de electricidad.

La citada norma también dispuso que antes de realizar los actos de concentración en el sector eléctrico y que involucren más del 15% del mercado en el caso de concentración horizontal (empresas que están en una misma actividad) o de 5% referido al caso en que las empresas eléctricas tienen intereses en las diversas fases de la industria (integración vertical) debe solicitarse la autorización previa, sin cuya aprobación no podrán realizarse los actos de concentración ni tendrán efecto legal alguno.

En mayo de 1999, las empresas domiciliadas en el Perú: Inversiones Distrilima S.A., Generalima S.A. y Consorcio Cabo Blanco, holdings controlados por ENDESA España, presentaron ante el Indecopi un expediente informando acerca de la operación por la cual ENDESA España amplió su participación accionaria en ENERSIS de 32% a 65%. La citada operación fue acordada en junta de accionistas del 30 de marzo. Poco tiempo después, ENERSIS lanzó una Oferta Pública de Acciones (OPA) para incrementar su participación accionaria en ENDESA Chile de 25% a 60%, operación que tras un pedido del fiscal nacional económico de Chile, fue suspendida por la comisión resolutive de la Fiscalía Antimonopolios de Chile. Meses después, la Fiscalía chilena autorizó el aumento de capital de ENERSIS en ENDESA Chile con lo que el grupo español tomó pleno control de dicha empresa. Ante los nuevos acontecimientos, se amplió el expediente ante el INDECOPI incluyendo también a la generadora EDEGEL de Lima.

ENDESA manifestó que las absorciones de ENERSIS y de ENDESA Chile se dieron en los meses de agosto y septiembre de 1997 y que como la Ley Antimonopolio recién se promulgó en noviembre de dicho año, sus efectos no le alcanzaban por cuanto las leyes no pueden ser retroactivas (recuadro 5).

Recuadro 5

POSICIÓN DE ENDESA DE ESPAÑA FRENTE AL CONFLICTO DE CONCENTRACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO

Entendemos que estamos funcionando con la legislación vigente en el momento en que entramos en Perú. Por otro lado, somos conscientes que en un negocio regulado como el nuestro, que en el fondo es administrado de manera privada, pero que tiene connotaciones públicas clarísimas, tenemos que estar en contacto continuo con la autoridad y es el sentido de nuestra visita al Presidente de la República. Somos conscientes que hay que actuar en el marco de las leyes peruanas. A nadie se le ocurriría no hacerlo.

Entendemos que los cambios legales tienen lugar en el Perú con posterioridad a nuestra toma de control de ENERSIS en septiembre de 1997. Nuestra interpretación es, por tanto, que estos cambios se aplican a inversiones que se realizan con posterioridad a su entrada en vigor, sin efectos retroactivos y esa es la posición que respetuosamente defenderemos.

Hemos apostado por nuestra presencia en América Latina. Endesa España ya participaba en ENERSIS Chile desde septiembre de 1997. Eramos el controlador jurídico, de acuerdo con la legislación chilena, desde agosto de 1997. Y ENERSIS ya controlaba Endesa Chile a través de sus cinco directores en un directorio de nueve personas. Lo que sucede es que ahora somos mayoritarios en ENERSIS y ENERSIS es mayoritario en Endesa Chile. Pero lo que Usted llama resistencia no debe verse como una guerra entre españoles y chilenos, pues ENERSIS es chilena porque tiene su sede jurídica en Santiago, pero además es una gran multinacional con presencia en Perú, Argentina y Brasil. Y eso es lo que hay que valorar. Y Chile seguirá siendo la sede social y jurídica de Endesa Chile, y no hay ninguna razón para cambiar ello, porque se busca impulsar a ENERSIS como la primera multinacional latinoamericana.

Fuente: Diario El Comercio, edición del 13 de junio de 1999. Entrevista a Rodolfo Martín Villa, Presidente del Consejo de Administración de ENDESA de España.

El Poder Ejecutivo tuvo una participación importante en este conflicto que motivó la intervención del propio Presidente de la República, Alberto Fujimori, quien señaló que la posición de ENDESA España en el mercado superaba los límites establecidos lo que la obligaría a vender activos, para acatar lo dispuesto por la legislación nacional (recuadro 6).

Recuadro 6

INTERVENCIÓN DEL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA RESPECTO DE LA CONCENTRACIÓN DE PROPIEDAD EN EL SECTOR ELÉCTRICO

El Presidente Alberto Fujimori señaló que con las operaciones que ha hecho ENDESA en los mercados internacionales tiene una participación que supera los límites de integración vertical permitidos en el mercado eléctrico.

El Mandatario señaló que ENDESA tendrá que someterse a la legislación peruana y que el Presidente de la empresa, Rodolfo Marín Villa, le manifestó su disposición a hacerlo, durante una reunión que sostuvo ayer en Palacio de Gobierno.

El Presidente manifestó: "En caso que INDECOPI demuestre que la concentración de la propiedad es mayor a la permitida por la Ley, la empresa tendría que escindirse o vender algunas de sus acciones. Espero que se sigan con todos los procedimientos y sea la Ley la que prime. En el sistema eléctrico peruano se permite un cierto nivel de integración vertical pero no total: se ha sobrepasado".

Fuente: Diario Gestión, edición del 11 de junio de 1999.

F. El fallo de INDECOPI de diciembre de 1999

En diciembre de 1999, la Comisión de Libre Competencia de INDECOPI emitió la Resolución N° 012-99/Indecopi/CLC, mediante la cual autorizó de manera condicionada las dos operaciones de concentración en el sector eléctrico realizadas por el grupo ENDESA precisando que, en caso de incumplimiento, se podría desaprobado la operación e imponer multas significativas.

El fallo determinó, en consecuencia, que el grupo ENDESA de España no tenía por qué desintegrarse verticalmente. Lo que deberá hacer es solamente cumplir con las dos condiciones que reseñamos a continuación y pagar una multa por no haber notificado a INDECOPI sobre las adquisiciones realizadas. Las condiciones planteadas por INDECOPI son las siguientes:

1) Que una de las empresas del grupo ENDESA (EDEGEL, ETEVENSA o Empresa Eléctrica de Piura), en forma indistinta, vote absteniéndose en todas las decisiones que requieran votación dentro del directorio de los Comités de Operación Económica del Sistema Eléctrico del Sistema Interconectado Centro Norte (COES-SICN) así como en los Comités Técnicos que los conforman hasta que exista un único COES a nivel nacional (esto debe suceder en septiembre del 2000, cuando se culmine la interconexión Mantaro-Socabaya).

2) Que la empresa distribuidora EDELNOR licite sus compras de energía eléctrica entre todos los generadores existentes en el sistema, conforme se vayan venciendo los contratos que tiene vigentes con estos generadores, debiendo hacer de dominio público el procedimiento y los resultados de cada licitación.

De acuerdo con la resolución, la segunda condición busca reducir el riesgo de que EDELNOR, como parte del grupo ENDESA y principal comprador de energía de las generadoras del SICN, oriente sus compras hacia generadores vinculados. De concretarse este hecho, se estaría limitando la posibilidad de que otras empresas generadoras, no vinculadas al grupo, suscriban contratos a largo plazo con EDELNOR. Por ello, la Comisión ha considerado que la licitación pública de las compras garantizará la transparencia en el proceso de adquisición de energía por parte de EDELNOR.

En lo que respecta a la multa impuesta, la Comisión consideró que el Art. 3° de la Ley Antimonopolio en el Sector Eléctrico es claro en señalar que la solicitud de autorización de las operaciones de concentración que excedan los límites legales debe ser iniciada y finalizada previamente a la realización de estas operaciones. INDECOPI indicó que las filiales peruanas de ENDESA,

obligadas a presentar la solicitud por exceder los límites, notificaron las operaciones de concentración con posterioridad a su realización, lo que constituye una infracción sancionable con multa.

La magnitud del monto impuesto (\$420 000, equivalentes a US\$120 000) obedece, entre otros criterios, a que las operaciones involucraron a la generadora y distribuidora eléctricas privadas más grandes del SICN, produciendo una concentración horizontal y vertical que permitió a ENDESA ser el segundo grupo empresarial más grande del sector eléctrico peruano. Asimismo, se consideró que ENDESA tenía participación en diversos países latinoamericanos, por lo que se encontraba en la posibilidad de conocer los alcances de las leyes sobre control de la concentración existentes en cada uno de los países.

G. Comentarios finales

La búsqueda de competencia en el sector eléctrico, de un lado, estaría entrando en contradicción con el desarrollo empresarial que impone el proceso de globalización en marcha y, de otro, todo parece indicar que la integración vertical de la industria es un factor importante en la búsqueda de rentabilidad, sobretodo en mercados pequeños. Así, por ejemplo, en Chile, un reciente fallo de la Comisión Resolutiva de la Ley Antimonopolios, la Resolución 488 del 11 de junio de 1997, reconoció la necesidad de la integración vertical en algunos casos.

La participación de la sociedad civil ha sido reducida y el tema no motivó participación de los gremios empresariales o de diferentes partidos políticos, manteniéndose como un tema de interés para los especialistas, debido a que a las audiencias de INDECOPI sólo se invitó a expertos a título personal, mas no así a las organizaciones de la sociedad civil. El conflicto pasó inadvertido ante la opinión pública.

El caso motiva dos reflexiones finales. Por lado, se observan una serie de contradicciones entre el espíritu de las reformas eléctricas, de propiciar la competencia y evitar la concentración de la industria, y la dinámica misma de los mercados, cuya magnitud, en algunos casos, justifica las estrategias de concentración de las empresas.

El tema está presente en varios países latinoamericanos y es particularmente sensible en la medida en que involucra sustancialmente a una empresa de la Unión Europea, cual es ENDESA de España. Es posible, que la notoria participación que vienen adquiriendo algunas empresas en mercados regulados y las diversas reacciones que, en la opinión pública, generan las alzas de tarifas, propicien en el futuro algunos cuestionamientos a las reformas, por lo que es importante que el marco jurídico garantice su sustentabilidad política.

Por otro lado, se observa una relativa "soledad" de los entes reguladores que si bien se dirigen a la opinión pública, en ocasiones en que pueden enfrentar conflictos con las empresas reguladas, no han desarrollado o no han sido efectivos, en lograr que los marcos regulatorios tengan una amplia difusión. Se observa, en este sentido, un agudo déficit de información en los usuarios de los mercados regulados, aspectos que debería merecer mayor atención en el futuro.

IV. Los "clientes no regulados" o "clientes libres" pagan tarifas superiores a las "tarifas en barra"

A. Introducción

La Ley de Concesiones Eléctricas (Ley 25844 de 1992) estableció dos tipos de mercados, el mercado libre y el mercado regulado. Los primeros contratos entre las empresas generadoras y distribuidoras con los clientes "no regulados o libres" se firmaron en 1993 y 1994, mercado que se fue desarrollando bajo el impulso de la privatización.

Debido a los problemas que afectaron a la empresa pública ELECTROPERU durante la década del 80 y principios de la década del 90, las inversiones en nuevas empresas de generación eléctrica sufrieron una fuerte disminución, provocándose una situación de escasez de energía eléctrica (Campodónico, 1999). Esta situación se vio agravada en 1994 debido a dos factores. Por un lado, la reactivación económica del país —en 1993 y 1994 el PBI creció en 6.4 y 13.1%, respectivamente— así como por la probable falta de lluvias que se produciría en 1995 y 1996 (Campodónico, 1998b).¹¹

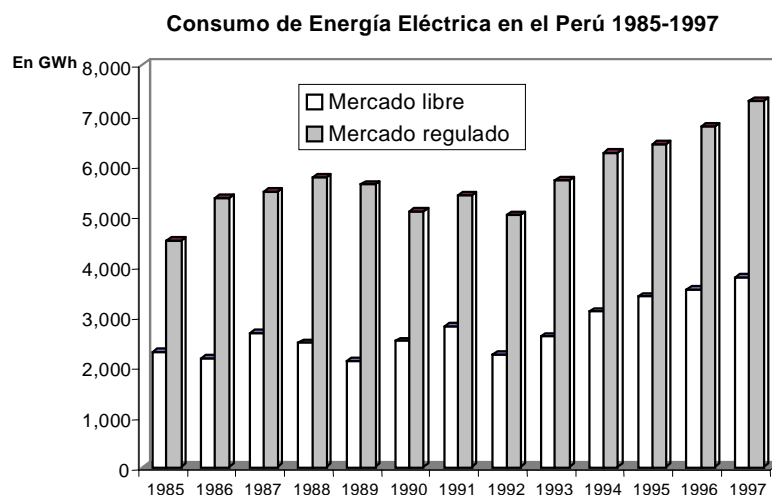
¹¹ El Programa de Ahorro de Energía (PAE) fue creado en octubre de 1994 para promover el uso racional de la energía en todos los sectores económicos del país y la utilización de las energías renovables (solar y eólica). Una de las principales tareas del PAE fue hacer frente a un potencial déficit de 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.

Por estas razones, una de las principales medidas que tomaron las empresas distribuidoras de la ciudad de Lima, recién privatizadas, fue garantizar el abastecimiento de energía, comprando la máxima cantidad posible a las empresas generadoras, que, en esa época, eran todas empresas estatales.

Recuadro 7

EL MERCADO DE “CLIENTES NO REGULADOS O LIBRES” EN EL PERÚ

La cantidad de "clientes no regulados o libres" ha oscilado alrededor de más o menos unos 200 en la década de los noventa (212 en 1998), lo cual constituye, en términos numéricos, un porcentaje bastante pequeño del mercado nacional, si se observa que la cantidad de clientes regulados, en 1998, ascendió a 3 052 274. Sin embargo, la importancia económica de los clientes libres es significativa ya que, por ejemplo, en 1998 representaron el 40% del consumo y el 31% de la facturación de energía eléctrica en el país.



Fuente: CTE

En este año, la mayor parte de los 212 clientes libres se encontraba en la ciudad de Lima (136), seguida de Pasco (27), Ancash (10), Arequipa (9) e Ica y en La Libertad y Piura con 6 clientes libres cada una.

El sector de clientes libres que consumió más energía en 1998 fue el minero con el 50.7% del total, seguido por refinерías (9.2%), Cementos (9.0%), Fundación (7.7%), Textil (4.83%), Químicos (4.37%), Alimentos (4.25%) y Servicios (2.30%).

Los precios medios pagados por los diferentes clientes libres tienen variaciones importantes. Así, por ejemplo, las tarifas más altas, en céntimos de nuevo sol por kilowatio-hora, pagadas por los clientes libres en 1998 correspondieron al sector servicios (18.78), Alimentos (17.38), Petróleo (17.23), Papel (15.66), Minería (15.41), Cervecerías (14.49), Textil (13.89) y Cementos (13.20).

Fuente: Comisión de Tarifas Eléctricas

Así, los usuarios industriales que consumían más de un (1) MW, es decir, los "clientes libres" —que debían firmar contratos de abastecimiento ya sea con empresas generadoras o distribuidoras— se encontraron con que la mayor parte de la oferta disponible de energía eléctrica ya había sido reservada por las empresas distribuidoras.¹² Muchos clientes libres se vieron

¹² “Cuando las empresas distribuidoras privatizadas se hicieron cargo del negocio, estábamos en época de racionamiento y había programas de ahorro de energía. Es decir, no había mucha energía disponible, no había potencia de reserva. Las distribuidoras, en bloque ya le habían comprado toda la energía a las generadoras. Ya no teníamos como comprarle directamente a las generadoras”, entrevista a John Hartley, 4 de agosto de 1999.

obligados a firmar contratos de largo plazo —algunos de ellos con una duración de 15 años— los mismos que establecían tarifas bastante más altas que las Tarifas en Barra.¹³

B. Evolución de las tarifas para los “clientes libres o no regulados”

Las tarifas para los clientes libres, como se ha dicho, no pueden diferir en más de 10% de las tarifas para los clientes regulados (recuadro 8 y gráfico 1).

Recuadro 8

COMPARACIÓN ENTRE LOS PRECIOS LIBRES Y LOS PRECIOS TEÓRICOS

La Comisión de Tarifas de Energía (CTE) calcula dos veces por año los costos de generación de energía y potencia sobre la base de una serie de modelos matemáticos de optimización. Dichos cálculos son utilizados para la determinación de las tarifas en barra para cada período semestral. Estos precios no deben diferir en +/- 10% de los precios vigentes del mercado de clientes libres, cálculo determinado a través de la comparación de los precios.

La comparación de precios se efectúa independientemente para cada sistema interconectado (el sistema centro-norte y el sistema sur). Para ello, con la estructura del consumo y precios del mercado de clientes libres y los precios teóricos determinados por la CTE, se calculan los precios promedio ponderado libre y teórico, los que no deben diferir del límite máximo estipulado. Esto es:

Ecuación A: Comparación = Precio Medio Teórico / Precio Medio Libre

Esta “comparación” indica la variación del precio medio teórico respecto del precio medio libre y permite medir directamente la desviación máxima permisible de los precios teóricos. Para ello, la variable “comparación” debe mantenerse dentro de los límites siguientes:

Ecuación B: El cociente “comparación” deber ser $\geq a 0.9$ y debe ser $\leq a 1.1$

De las ecuaciones A y B se sacan las siguientes conclusiones:

a) Si “comparación” es menor que 0.9, ello implica que el precio medio teórico difiere en más del 10% de su equivalente libre, por lo que los precios teóricos de energía deben reajustarse, mediante un "Factor de Ajuste" hasta que el valor de la comparación alcance el valor límite mínimo exigido por la Ley. Para este caso el Factor de Ajuste será mayor que uno y en consecuencia incrementará las tarifas teóricas.

b) Si “comparación” es mayor que 1.1, ello implica que el precio medio excede en más del 10% a su equivalente libre por lo que los precios teóricos de energía deben reajustarse, mediante un "Factor de Ajuste" hasta que el valor de la comparación alcance el valor límite máximo exigido por la Ley. En este caso el "Factor de Ajuste" será menor que la unidad y en consecuencia disminuirán las tarifas teóricas hasta que el valor de la comparación cumpla con la exigencia de la Ley.

En caso contrario, los precios teóricos no requieren ajuste alguno ya que se encontraban dentro de la tolerancia que la Ley estipula, convirtiéndose automáticamente en "Precios en Barra" que la CTE publica semestralmente. Cabe indicar que, en el Sistema Interconectado Centro Norte, la única vez que los "precios teóricos" experimentaron un ajuste por efectos de comparación fue en la fijación de tarifas de noviembre de 1998. El incremento fue inferior al 1%.

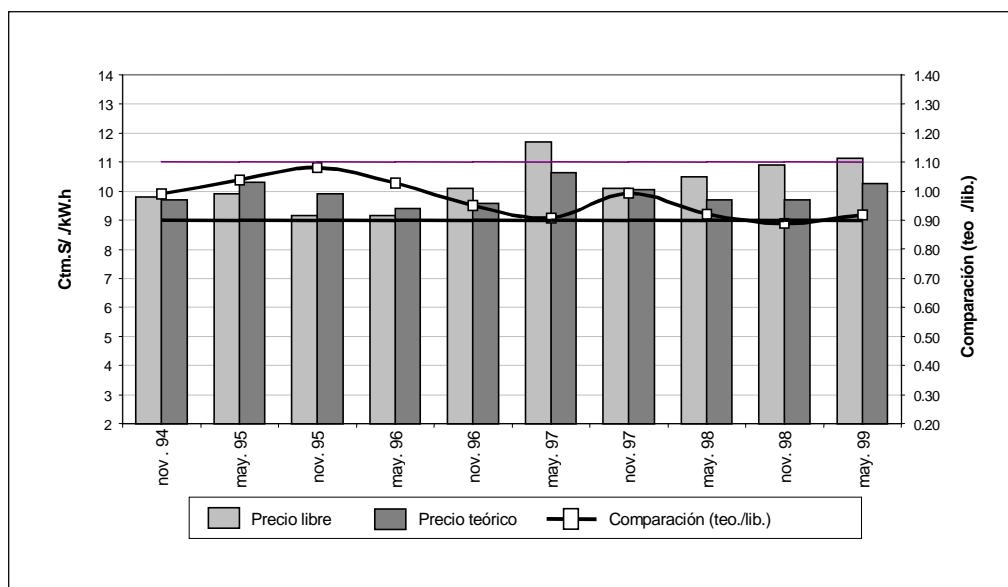
Fuente: Comisión de Tarifas de Energía. El Informativo, Año 3, N° 1, junio de 1999, p. 24.

Dadas las condiciones en que fueron suscritos los contratos entre las empresas eléctricas y los clientes no regulados o libres, sus tarifas resultaron superiores a las "tarifas en barra" que constituyen una de las bases para la fijación de las tarifas para los clientes regulados. Así, en noviembre de 1998, los precios libres excedieron a los regulados en más de 10%, lo que motivó un alza de las tarifas reguladas. La menor capacidad de negociación de los clientes "no regulados" terminó

¹³ Esta reforma no ha logrado crear un verdadero mercado libre de energía. La prueba de ello es que el 84% de los clientes libres han tenido que suscribir sus contratos con sus respectivas distribuidoras de electricidad y ninguno de ellos ha conseguido comprar energía directamente a las generadoras, Comunicado del Comité de Consumidores de Energía de la Sociedad Nacional de Industrias.

afectando a la mayor parte del mercado con lo cual la menor disponibilidad aparente de energía, que estuvo en el contexto de estas negociaciones, repercutió negativamente sobre la equidad social.

Gráfico 1
EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS MEDIO LIBRE Y TEÓRICO – SICN



Fuente: Comisión de Tarifas de Energía, El Informativo, junio 1999.

C. 1997–1998: el comportamiento de los actores

El tratamiento de este tema ante la opinión pública fue bastante restringido y se limitó a las páginas especializadas de los diferentes diarios y revistas de circulación nacional, así como a presentaciones en foros técnicos y académicos.

En el debate intervinieron fundamentalmente los usuarios industriales, la Comisión de Tarifas de Energía (CTE) y consultoras energéticas independientes. Prácticamente no hubo intervención de las empresas distribuidoras ni de miembros del Poder Ejecutivo.

En octubre de 1997, la Sociedad Nacional de Industrias (SNI) otorgó un plazo al Ministerio de Energía y Minas (MEM) para que defina nuevos parámetros de clasificación para los usuarios libres. La SNI propuso que se considere como clientes libres a aquellos consumidores que demandan más de 2 MW, en lugar de un (1) MW que determina la norma actual.

La SNI propuso que se siguiera el criterio adoptado en Chile, país en el que sólo los consumidores de más de 2 MW son clientes que pagan tarifas libres argumentando que:

“Hay razones técnicas, la principal es evitar abusos en contra de los clientes. También afirmó que esa propuesta permitiría reducir los costos generados por los precios altos que tienen que pagar estas empresas a las compañías distribuidoras, cuando su nivel de consumo no hace rentable la participación de empresas generadoras”.¹⁴

La CTE no hizo caso de este reclamo precisando que si se elevaba la categoría de clientes libres a 2 MW se corría el riesgo de que dicho mercado se redujera tanto que se producirían complicaciones mayores. Su punto de vista fue el siguiente:

¹⁴ Diario GESTION, edición del 6 de noviembre de 1997.

“Aparentemente se podría solucionar el problema de los consumidores que saldrían del mercado libre. Pero este mercado se complicaría tremendamente porque no será mejor mientras tenga menos clientes’. Recordó que la esencia del mercado libre eléctrico es que haya un balance con el mercado regulado y que se debe perfeccionar esa esencia sin modificar el valor que determina a los consumidores del mercado libre y regulado, porque eso haría más vulnerable al sector”.¹⁵

A nuestro juicio, la CTE planteó, consecuentemente, postergar el problema en la esperanza que el conflicto se vaya arreglando poco a poco, a medida que se ampliara la oferta energética en concordancia con el aumento de inversiones que había materializado en los últimos años. Dicho de otra forma, si la distorsión del mercado, que había provocado el conflicto, estaba en camino de superarse, no era necesario modificar la norma que definió como "clientes libres" a los que consumen más de 1 MW.

Posteriormente, a fines de 1998, el Comité de Energía de la Sociedad Nacional de Industrias (SNI) formuló otras propuestas para solucionar el problema, entre ellas la formación de una Comisión Nacional de Libre Mercado de Energía que se encargue de impedir el abuso de la posición de dominio en el sector, cuidar que el mercado funcione en forma transparente y promover la eficiencia. Se propuso asimismo, revisar la Ley de Concesiones Eléctricas para precisar que cuando se den efectivamente condiciones de competencia en el mercado eléctrico, los consumidores que estén por encima de 1 MW estén sujetos a libre contratación pero que en caso de no darse las condiciones de libre competencia que se establezca que este nivel de consumo se encuentra sujeto a control de precios.¹⁶

La posición de la SNI, que agrupa a la mayoría de los clientes libres fue determinante ya que calificó la situación como resultante de un abuso de una posición de dominio en el mercado. Esta posición fue avalada además, por la sección de servicios públicos de la Defensoría del Pueblo también afirmó que habían evidencias de que no existía competencia. El gobierno respondió afirmando que sí existía competencia en el mercado de los "clientes libres" admitiendo, sin embargo, que habían algunos problemas rigideces que preocupaban a las autoridades:

“Es un tema que se está discutiendo con las empresas para ver de qué manera es posible hacer que haya un sistema más transparente para la fijación de los precios libres. Como se sabe, los precios libres influyen de alguna manera en los precios regulados. A eso se debe haber referido el representante de la Defensoría del Pueblo”...¹⁷

D. 1999: interpretaciones sobre las distorsiones del mercado

Durante 1999, los precios promedio de los clientes libres se mantuvieron dentro del rango del 10% con los "precios en barra". No obstante, en el mercado libre algunos contratos registraron tarifas que superaron, por encima del 10%, las del mercado regulado.

El tema de los altos precios que pagan los clientes libres fue objeto de cuestionamientos. Al problema de la disponibilidad de energía, que marcó las negociaciones de los años 1994 y 1995, se sumó la posición de quienes precisaron que el problema radicaba en la forma de cálculo de las "tarifas en barra". Se consideró que éstas estarían subvaluadas, a lo que se agregaba el hecho de que las empresas estatales, generadoras de energía, estaban cobrando tarifas más elevadas que la de los "precios en barra" (recuadro 9).

El cuestionamiento fue sui generis ya que significaba que había poca transparencia en la fijación de las "tarifas en barra" y que además, los procedimientos de cálculo seran incorrectos, a lo que se sumaba el aprovechamiento de las generadoras estatales de su posición en el mercado.

¹⁵ Declaraciones de Eduardo Zolezzi, Presidente de la CTE. Tomado del Diario Gestión, edición del 12 de noviembre de 1997.

¹⁶ Comunicado de octubre de 1998, suscrito por El Presidente del Comité de Energía de la Sociedad Nacional de Industrias (SNI) John Hartley.

¹⁷ Declaraciones Ministro de Energía y Minas, Daniel Hokama, y del Defensor Adjunto para los Servicios Públicos, José Távora. Diario Gestión, edición del 13 de julio de 1999.

Recuadro 9

**BRECHA ENTRE COSTOS MARGINALES Y "TARIFAS EN BARRA":
LA OTRA EXPLICACIÓN DEL PROBLEMA**

Los precios a "clientes libres" de las empresas estatales Electroperú y Electroandes, o de la empresa privada EDEGEL superarían respectivamente en 17.4%, 22.6% y 16% a las tarifas del mercado regulado. La pregunta es por qué se vende más cara la energía en el mercado libre que en el regulado y por qué el Estado es el que vende más caro.

La explicación estaría en que la brecha entre el costo marginal que es la referencia que los operadores usan para fijar sus precios en el mercado libre y la "tarifa en barra" del mercado regulado es muy amplia. Han habido momentos, por ejemplo de abril a septiembre de 1997, en que el costo marginal ha llegado a estar 77.8% más elevado que la tarifa en barra.

La forma como se calcula la tarifa en barra es la que está llevando a valores distorsionados que creo son menores que los reales. Mientras el costo marginal es de corto plazo, la tarifa en barra del mercado regulado es calculada a mediano plazo, considerando como horizonte los próximos 48 meses (4 años), lo cual implica algunos supuestos acerca del nivel de agua en las lagunas que alimentan el sistema hidráulico, o la evolución de los precios de los combustibles, entre otros.

Cuando estos supuestos son muy optimistas lo que se estaría haciendo en la práctica sería embalsar las tarifas reguladas. A diferencia de lo que ocurrió en 1997, en la regulación tarifaria de mayo último, el costo marginal está 25% por debajo de la tarifa en barra.

Fuente: Síntesis de las declaraciones de César Gutiérrez, dirigente de la Asociación de Usuarios de Electricidad, Diario Gestión, edición del 12 de octubre de 1999.

Otras posiciones (recuadro 10) precisan que si se da como circunstancia escasez de energía o se presentan problemas derivados de la complejidad de las redes, lo más probable es que los generadores tiendan a privilegiar a clientes más grandes, que son los que registran un consumo superior a los 5 MW. Dado este caso, las empresas distribuidoras quedan como vendedores monopólicos e imponen precios altos al resto de consumidores. Desde esta perspectiva, para generar mayor competencia, en el mercado libre de electricidad, debería disponerse que la magnitud del consumo, para calificar como cliente libre, sea variable y ajustada a las condiciones del mercado (recuadro 10).

Recuadro 10

LA NECESIDAD DE COMPETENCIA EN EL "MERCADO LIBRE"

Al existir escasez de energía o por la complejidad de las redes, los generadores participan sólo con clientes que consideran grandes (mayor a 5 MW). Así, queda como único vendedor y en forma monopólica la empresa distribuidora que impone precios altos al resto de consumidores.

En tal sentido y con el fin de generar una mayor competencia en el mercado libre de electricidad el tamaño de consumo para definir a los usuarios libres no debe ser rígido sino variable y en función a la demanda que tiene la distribuidora en la zona donde opera. Así, el consumo del usuario que se encuentre en una zona de concesión, para ser definido como cliente libre, debe estar determinado por un porcentaje definido en función a la demanda máxima de la distribuidora. De otro lado, para aquellos usuarios que están fuera de la zona de concesión no se deben establecer límites de consumo con el fin de que puedan, en el caso de los industriales, comprar energía eléctrica a las generadoras a precio libre.

Las empresas industriales, consideradas como usuarios libres de acuerdo con la normatividad vigente, pasarían a convertirse en usuarios regulados, reduciendo sus costos de facturación por este concepto hasta en un 35% aproximadamente, lo que implicaría ganar competitividad en su producción. De aplicarse dicha medida, se estaría beneficiando al 70% de las empresas del sector industrial que hoy pagan como usuarios libres.

Fuente: Síntesis de las declaraciones de Rafael Laca, Consultora ELEMIX, Diario Gestión, ediciones del 14 y 17 de julio de 1999.

Estas alternativas no fueron aceptadas y el Gobierno descartó la posibilidad de modificar los criterios para la clasificación de los clientes libres, argumentando que era necesario garantizar la estabilidad de las "reglas de juego", ya que los criterios no podrían estar variando según las circunstancias del mercado. Sin embargo, el Gobierno reconoció que "...la formación de los precios tiene que ser accesible a los usuarios, es decir, acceder a la mayor cantidad de información para que puedan contratar o adquirir los productos que mejor les convenga..."¹⁸

E. La organización de los "clientes libres" y la modificación de la Ley de Concesiones Eléctricas

Los industriales continuaron su campaña en favor de una modificación de la legislación y tomaron la decisión de formar la Asociación de Consumidores Intensivos de Energía (ACIDE) para mejorar su capacidad de negociación. ACIDE se creó en 1995 y cuenta actualmente con más de 60 empresas, encargándose de asesorar a sus miembros en las negociaciones con las empresas distribuidoras y generadoras.¹⁹

Una de las principales observaciones de los industriales tuvo relación con la regulación de los sistemas principales y secundarios de transmisión, incluyendo las instalaciones de los concesionarios de distribución, ya que el esquema en vigencia permitía, a su criterio, la fijación arbitraria de precios para los clientes libres, resultante de la configuración de un monopolio y de una evidente posición de dominio de mercado. De allí que casi todos los usuarios libres, ubicados en las áreas de concesión de las distribuidoras, no hubieran podido firmar contratos de suministro de energía con ningún generador, lo que justificaba la necesidad de ajustar el marco regulatorio (Ley 25844).²⁰

Para sustentar su posición tomaron como eje argumental la legislación argentina que regula los peajes de transmisión y de distribución y facilita, a juicio de los industriales peruanos, mejores condiciones de negociación ya que evita suscribir tres contratos distintos, uno con el generador, otro con el distribuidor y otro con el transmisor.²¹ El caso argentino revelaba, a su criterio, las posibilidades prácticas de mejorar la legislación en beneficio de la creación de un verdadero mercado libre de energía eléctrica.²²

En concreto, los industriales plantearon que se controlen los precios de la distribución secundaria para lo cual se requería modificar la Ley de Concesiones Eléctricas (Art. 43° y Art.62°).

F. Cambios en la ley: regulación de las tarifas de transmisión y distribución en los contratos de los "clientes libres"

El Gobierno Peruano acogió las propuestas de los industriales peruanos y promulgó, en diciembre de 1999, la Ley 27239 (anexo 6).

¹⁸ Declaraciones del Ministro de Energía y Minas, Daniel Hokama, Diario Gestión, ediciones del 14 y 17 de julio de 1999.

¹⁹ Las negociaciones de los contratos son individuales, aunque es ACIDE quien negocia cada contrato a nombre de los usuarios.

²⁰ Pronunciamiento del Comité de Energía de la Sociedad Nacional de Industrias (SNI) del 12 de julio de 1998.

²¹ En Argentina, la ley faculta al ente Regulador de Electricidad a supervisar el comportamiento del mercado y las tarifas y crea, como una instancia de concertación y negociación, para la fijación de las "tarifas en barra", la Compañía Administradora de Mercado Mayorista Eléctrico S.A.(CAMMESA), cuya propiedad se distribuye de la siguiente forma: Estado Argentino (20%); generadores (20%); distribuidores (20%); transportistas (20%) y grandes usuarios o clientes libres (20%), encargada del despacho de las cargas y la concertación de los precios. A su vez reconoce la necesidad de la organización de los actores del mercado, creando las Asociaciones de Generadores, de Distribuidores, de Transportantes y de Grandes Usuarios. La legislación peruana, en cambio, no da participación a los usuarios. Véase Comunicado de la Comisión de Energía de la SNI de octubre de 1998.

²² Entrevista a John Hartley, Presidente del Comité de Energía de la Sociedad Nacional de Industrias, agosto de 1999.

La modificación al Art. 44° establece que será la Comisión de Tarifas de Energía la que regule las tarifas de transmisión y distribución, en los contratos de los "clientes libres", lo que representa un cambio significativo con respecto a la Ley de Concesiones Eléctricas. Por otro lado, la modificación al Art. 62° señala que las compensaciones por el uso de las redes del sistema secundario de transmisión o del sistema de distribución serán reguladas por la Comisión de Tarifas de Energía (CTE). En los casos que el uso se efectúe en sentido contrario al flujo preponderante de energía, no se pagará compensación alguna.

Esta modificación también favorece a los clientes libres puesto que el pago de compensaciones no estaba normado anteriormente.²³

Hay todavía algunas demandas pendientes respecto a la participación de los usuarios organizados en las instituciones del sistema que no han sido aprobadas por el Gobierno. En efecto, los industriales han demandado al Gobierno participación de los usuarios en el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), responsable del mercado mayorista; y en los órganos reguladores, Comisión de Tarifas de Energía (CTE) y Organismo Supervisor de la Inversión Privada en Energía (OSINERG).

G. Creación de la Asociación Interamericana de Grandes Consumidores y Usuarios de Energía

En el mercado eléctrico fue creciendo el convencimiento de que los usuarios libres pueden mejorar su capacidad de negociación si es que están organizados y más aún si es que se agrupan en una asociación regional que permita intercambiar información sobre los contratos comerciales y las experiencias regulatorias. Para concretar esta aspiración se creó, en Buenos Aires, el 14 de octubre de 1998, la Asociación Interamericana de Grandes Consumidores y Usuarios de Energía (anexo 8).²⁴

La Asociación considera indispensable la participación de los grandes consumidores y usuarios de energía en la administración de los mercados y en la elaboración de las normas que los regulan. Fundamentan dicho objetivo precisando que su participación en la formulación de las políticas energéticas y en la elaboración de las correspondientes normas regulatorias persigue la defensa de los intereses y ventajas competitivas de cada país y la defensa de los derechos de sus consumidores y usuarios, aspecto que cobra especial trascendencia además, con la interconexión de los mercados.

Entre los principios básicos que orientan sus actividades destacan la competencia y transparencia en los mercados, evitando todo tipo de subsidios, implícitos o explícitos; la libre contratación y acceso a la generación, transporte y distribución de la energía eléctrica, y a toda la infraestructura necesaria para el abastecimiento de gas, combustibles y toda otra fuente de energía; libre acceso a la información de los precios de los mercados no regulados y de los precios de los segmentos regulados; control de las posiciones dominantes en el mercado; participación de los usuarios en los entes de regulación y supervisión; e independencia política de las instituciones del sistema e idoneidad técnica de sus funcionarios.

Sin duda, la organización de los "clientes libres" cambia sustantivamente la correlación en los mercados de electricidad, determinando una tribuna de presión en favor de la competencia que significará, en el futuro, un mayor control sobre el comportamiento de las empresas y de los entes reguladores, lo que constituirá seguramente una barrera para la "captura" de la regulación.

²³ La modificación establece que en caso de desacuerdo, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG) dirimirá sobre el diferendo en un plazo no mayor de 30 días.

²⁴ Los socios fundadores son: Asociación Brasileña de Grandes Consumidores de Energía (ABRACE) ACENOR- Asociación de Consumidores de Energía No Regulados de Chile (ACENOR); AGCEI Asociación de Grandes Consumidores de Energía Industrial de Uruguay (AGCED); AGUEERA - Asociación Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina AGUEERA); y la Asociación de Consumidores Intensivos de Energía del Perú (ACIDE).

V. Desregulación y ajustes de precios en el mercado de combustibles

A. Introducción

Hasta principios de la década de 1990, la legislación peruana daba a la empresa estatal PETROPERU la propiedad de los hidrocarburos extraídos, siendo los hidrocarburos in situ propiedad del Estado. En el *upstream*, que incluye la exploración y explotación de hidrocarburos, no existía monopolio de PETROPERU, pudiendo participar otras empresas, mediante contratos "de participación a riesgo" a cambio de una remuneración equivalente a una proporción del crudo extraído, que solamente podía exportarse si es que estaba cubierto el abastecimiento interno.

En el *downstream*, PETROPERU tenía exclusividad en las actividades de refinación y comercialización mayorista, hasta depositar los derivados de petróleo en las plantas de abastecimiento, correspondiendo también exclusivamente al Estado la explotación de la petroquímica básica.²⁵ La comercialización minorista era libre. Los precios de los combustibles para el mercado interno eran controlados por el gobierno, correspondiéndole esta tarea a la Comisión Reguladora de Tarifas de Hidrocarburos.

²⁵ Decreto Ley 17440 de 1969.

El DL 655 (septiembre de 1991) y la Ley 26221, Ley de Hidrocarburos (agosto de 1993), terminaron con la exclusividad de PETROPERU en los sectores de refinación y transporte, así como en el almacenamiento. En lo que concierne a los precios de los combustibles en el mercado interno, tradicionalmente sujetos a regulación y control gubernamental, la Ley 26221 estableció que deberán fijarse por el libre juego de la oferta y la demanda.²⁶

B. El debate sobre la privatización de PETROPERU

Las privatizaciones de 1992–1993 no involucraron los activos más importantes de PETROPERU que eran los dos campos petroleros (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) ni el oleoducto nor–peruano, 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.

En 1996, después de varios años de indecisión, el Gobierno Peruano decidió que la privatización de la empresa estatal PETROPERU, integrada verticalmente, se llevaría a cabo mediante la venta individual de sus diferentes unidades de negocios (privatización fragmentada) descartando así otros planteamientos que señalaban que la privatización debería respetar la integración vertical (caso de YPF en Argentina) o que debía buscarse un socio estratégico para promover la inversión privada en la empresa estatal (recuadro 11 y cuadro 7) El planteamiento del gobierno había suscitado un un amplio debate entre sectores de la sociedad civil desde 1994. A fines de este año, el gobierno suspendió la privatización de PETROPERU hasta que se realizaran las elecciones presidenciales, en abril de 1995. En mayo de ese año, el gobierno llamó a la presentación de fórmulas alternativas de privatización por parte de entidades y personas representativas. Se presentaron diversas fórmulas, pero éstas no fueron tomadas en cuenta por el gobierno.

Según el gobierno, la privatización fragmentada de PETROPERU se justificaba porque no era conveniente crear un monopolio privado aunque los defensores de la integración vertical asociaban su propuesta, obviamente, a la existencia de un ente regulador. La oferta gubernamental fue que la privatización terminaría con el monopolio favoreciendo la competencia y la mejor asignación de recursos, con lo cual habría mayor eficiencia y productividad, lo que redundaría en beneficio del consumidor quien tendría productos de mejor calidad y a más bajo precio.

En realidad, no existía monopolio de PETROPERU en la totalidad de la industria ya que empresas privadas participaban en la exploración y explotación de petróleo, pues siempre hubo presencia de empresa extranjeras en ese rubro, sino básicamente en el downstream, debiendo centrarse la discusión en la refinación que era el problema crucial.

Para el gobierno, sin embargo, el criterio de la privatización fragmentada debía mantenerse, desestimándose la mantención de la integración vertical de PETROPERU, criterio que había primado, por ejemplo, en el caso de YPF en Argentina.

Las críticas a la posición gubernamental tuvieron dos ejes centrales. Uno relacionado con la vigencia de la integración vertical de la industria petrolera a nivel mundial, debido a las economías de escala y a la existencia de una importante renta petrolera, resultante del diferencial entre el costo de producción y el precio internacional del petróleo crudo, que se transferiría a los privados que participaran en la refinación y comercialización.

²⁶ Sin embargo, hasta la privatización de los campos productores de petróleo y de la Refinería La Pampilla, la más importante del país, a mediados de 1996, los precios continuaron siendo fijados por el Poder Ejecutivo.

Recuadro 11

CRONOLOGÍA DEL PROCESO DE PRIVATIZACIÓN DE PETROPERU**1992-1993**

- En agosto de 1992 se vendió la Compañía Peruana de Gas (SOL GAS), filial de PETROPERU, que 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.
- En febrero de 1993, PETROMAR, subsidiaria de PETROPERU, fue transferida mediante un contrato de operaciones especiales.
- En noviembre de 1993, se subastó la compañía naviera propietaria de los buques tanque, Petrolera Transoceánica SA, filial de PETROPERU.

1996

- En mayo se vendió de la Refinería de La Pampilla. 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). 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, se subastó el contrato de PETROPERU con PERUPETRO en el Lote 8/8X. La subasta fue ganada por el consorcio liderado por la argentina PLUSPETROL (60%) y las coreanas Korea Development (20%), Daewoo (11.67%) y Yukong (8.33). El consorcio pagó US\$142.2 (incluidos los US\$25 millones en papeles de la deuda externa).
- En agosto, se vendió la Planta de Lubricantes PETROLUBE a MOBIL Oil Corporation por US\$18.9 millones.
- En octubre de 1996 se subastó el contrato de PETROPERU con PERUPETRO en el Lote X/XI que fue ganada por la argentina Pérez Companc pagando US\$202 millones.

1997

- En diciembre, se subastó por US\$3 millones cada uno, los Contratos de Operación por un plazo de 15 años de los Terminales del Norte, Terminales del Centro y Terminales del Sur que constituyen el servicio de suministro, recepción, almacenamiento y despacho de combustibles.

La posibilidad de manejar los márgenes de ganancia, en cada fase de la industria, se incrementan cuando las empresas están integradas verticalmente. La compañía petrolera puede obtener ganancias adicionales entre la explotación del yacimiento y la venta de productos refinados y por la venta minorista de los derivados del petróleo. Esto le permite además, garantizar su solvencia, si los precios del petróleo bajan, o tener acceso a ganancias extraordinarias si las cotizaciones internacionales. Lo que aprovechan, en última instancia, las empresas es el elevado margen que existe entre el costo efectivo de extracción y el precio internacional del crudo y los derivados. Mientras más bajo sea su costo de producción, mayor será la renta diferencial que puede ser apropiada por las compañías petroleras que están integradas verticalmente.

El otro eje destacaba que la reducida magnitud del mercado interno no permitía una efectiva competencia en la refinación, debido a que la capacidad de carga de las dos refinerías existentes cubren ampliamente la demanda interna y porque las dos refinerías atienden un mercado segmentado que hace complementaria su producción.

PRIVATIZACIÓN DE PETROPERU 1991-1997

Empresas	Fecha	Modalidad	Plazo (años)	% vendido	% trabajadores	Precio de venta		Compromiso de inversión	Comprador
						Efectivo	TDEXT ^a		
<i>1) PRIMERA FASE</i>									
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 (EE.UU.)
Petrolera Transoceánica	nov 93	Venta		100	0	25.2	0	0	Glenpoint (PER/CHI)
Subtotal						81.3	0	0	
<i>2) SEGUNDA FASE</i>									
Refinería La Pampilla ^d	jun 96	Venta		60	---	142.5	38	50.0	Repsol (ESP)
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 Oil 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	
Subtotal						499.6	63.0	118.5	
Total general						580.9	63.0	118.5	

Fuente: COPRI

Notas:

^a Títulos de la deuda externa^b El comprador original fue Lipigas (CHI). Esta empresa vendió sus acciones a Repsol en 1996 por 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 (EE.UU., 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.

C. Desintegración vertical y precios internacionales de referencia para el mercado interno

La desintegración vertical de la industria petrolera peruana determinó que las refinerías La Pampilla y Talara deban ahora comprar el petróleo crudo a precios del mercado internacional. De otro lado, de acuerdo con la nueva Ley 26221 de 1993, las empresas extractoras de petróleo venden el petróleo producido en el país de acuerdo con los precios del mercado internacional.

Los dispositivos mencionados, junto con la privatización de PETROPERU, modificaron profundamente las características y estructura del sector hidrocarburos. En efecto, al romperse la integración vertical que poseía la empresa estatal, los precios de los derivados del petróleo en el mercado interno quedaron sujetos a las variaciones del petróleo en el mercado internacional.

La variación de estos precios constituyó un tema de importante discusión en el período comprendido entre octubre de 1998 y los primeros meses de 1999.

La discusión se centró alrededor de establecer las razones por las cuales el descenso del petróleo crudo en el mercado internacional no se trasladaba a los precios de los derivados del petróleo en el mercado interno.

En efecto, el precio del petróleo crudo en el mercado internacional tuvo una disminución superior al 100%. Reduciéndose de US\$24/barril a US\$9.5/barril entre enero de 1997 y diciembre de 1998. Sin embargo, la disminución de los precios de los combustibles en el mercado interno fue bastante menor, como se verá más adelante. Por el contrario, cuando los precios internacionales del crudo comenzaron a elevarse (febrero de 1999) el alza sí se trasladó de inmediato a los consumidores.

A principios de 1999, el Presidente de la República inició una campaña ante la opinión pública, afirmando que los precios en el mercado interno de los derivados del petróleo no estaban disminuyendo en la misma proporción que en los mercados internacionales. Los blancos de esta campaña no estuvieron muy claros pero, en general, se puede afirmar que el Presidente se refería a las empresas refinadoras, transportistas y distribuidoras de combustibles, así como a las cadenas de estaciones de servicio de propiedad de grandes empresas petroleras que operan en el país.

En la discusión sobre el tema participaron diferentes organismos del Poder Ejecutivo (incluyendo, en un lugar central, al propio Presidente de la República), las empresas refineras, los gremios industriales, la Asociación de Propietarios de Grifos y Estaciones de Servicios, el Instituto de Defensa de la Libre Competencia y la Propiedad Intelectual (INDECOPI), asociaciones de usuarios y miembros de la comunidad académica en general.

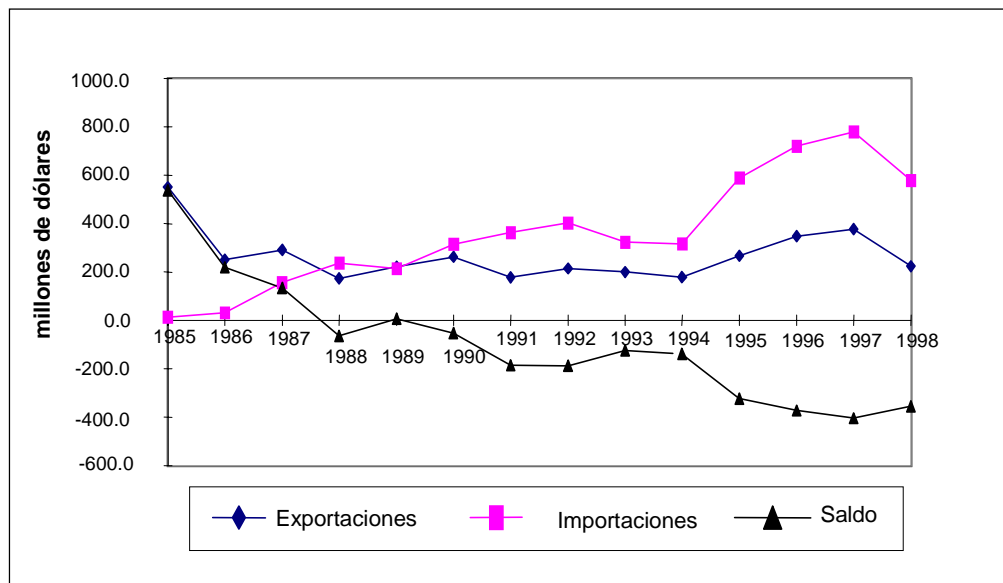
D. Características del mercado de combustibles

En los últimos dos decenios, no se produjeron cambios importantes en las reservas y la producción de hidrocarburos líquidos. En la década de los setenta, 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.²⁷

²⁷ Hacia mediados de los ochenta, SHELL descubrió el importante yacimiento de gas natural de Camisea, cuya explotación esta pendiente al momento de redactar este informe. Se estima que, en el transcurso, del año 2000 se convocaría a una licitación para iniciar la construcción del proyecto. En este caso existen también, dudas sobre la conveniencias de que participen varios operadores (explotación, transporte y distribución).

La autosuficiencia petrolera se revirtió desde la segunda mitad de los ochenta, debido a la continua baja de las reservas y de la producción de petróleo. Actualmente, la producción nacional (118 MBD) no cubre la demanda interna (145 MBD) generando un significativo déficit en la balanza comercial petrolera (gráfico 2).

Gráfico 2
PERÚ: BALANZA COMERCIAL PETROLERA 1985-1998



Fuente: Ministerio de Energía y Minas

La estructura de la demanda de combustibles ha sufrido modificaciones sustanciales en los últimos años, observándose un incremento en el consumo de los destilados medios (petróleo diesel) y una reducción relativa del consumo de gasolina y de los petróleos industriales (cuadro 8). El consumo de los destilados medios 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.²⁸

Cuadro 8
DISTRIBUCIÓN DE LA DEMANDA DE COMBUSTIBLE
(en porcentaje)

Demanda	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

La capacidad de refinación del Perú es de 185 MBD. Las dos refinerías más grandes, La Pampilla (102 MBD) y Refinería Talara (60 MBD) eran de propiedad de PETROPERU y cubrían ampliamente el consumo interno. La primera fue privatizada y la segunda continúa en manos de PETROPERU (cuadro 9).

²⁸ Es importante destacar que los destilados medios son más caros que los residuales y la gasolina y que el grado API de los crudos peruanos de la Selva Norte ha ido bajando en calidad, lo que ha incidido en una menor producción de destilados medios.

Cuadro 9
PRODUCCIÓN DE REFINERÍAS Y CONSUMO DE DERIVADOS POR TIPO DE PRODUCTO
(ENERO-DICIEMBRE 1997)^a

(en miles de barriles y porcentajes)

	La Pampilla	Talara	Consumo	% Pampilla	% Talara	
	1	2	3	4 = 1/3	5 = 2/3	6 = 4+5
GLP	684.5	1 644.3	3 414.3	20.0%	48.2%	68.2%
Gasolina 84	2 223.1	3 830.4	6 401.8	34.7%	59.8%	94.6%
Gasolina 90	1 290.0	822.4	2 199.1	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	1 612.5	897.8	3 398.2	47.5%	26.4%	73.9%
Kerosene	1 525.5	3 191.9	5 039.0	30.3%	63.3%	93.6%
Diesel 2	8 221.4	5 497.4	20 577.0	40.0%	26.7%	66.7%
Petróleo industrial	2 149.6	1 681.0	3 057.0	70.3%	55.0%	125.3%
Residual 500	11 596.1	777.8	6 535.1	177.4%	11.9%	189.3%
Otros ^b	307.3	2 128.0	1 336.5	23.0%	159.2%	182.2%
	30 451.7	20 957.6	55 513.63	54.9%	37.8%	92.6%

Fuente: Ministerio de Energía y Minas

Notas: ^a Producción de petróleo en 1997: 43.2 millones de barriles; ^b Incluye aceites, grasas, bases asfálticas.

Estas refinerías producen gasolinas, kerosene, petróleo industrial y el residual 500 mientras que el GLP y el Diesel 2 son importados para satisfacer la demanda interna. Dichas tienen mercados complementarios: Talara abastece al norte, sur y parte del centro del país mientras que La Pampilla cubre parte de la demanda en el sur pero sobre todo la demanda de Lima, que representa cerca del 50% de la demanda total del país.

En lo que se refiere a la distribución minorista, la Dirección General de Hidrocarburos (DGH), encargada de extender la habilitación de las estaciones de servicio, registró 1 290 estaciones de servicio constituidas legalmente, a junio de 1999. El 37% se encuentra en Lima y Callao, el 11% en Arequipa, mientras que en los 22 departamentos restantes del país se reparte el 52% restante. Sin embargo, otro organismo gubernamental, el OSINERG, las estima en más de 2 000 lo que incluiría las estaciones informales, es decir, aquellas que no poseen licencia de funcionamiento. Según las cifras de OSINERG, las estaciones de servicio registradas en la DGH aumentarían en un 50% si se consideran las informales.

Desde 1995 aumentó sustantivamente la inversión en la distribución y comercialización minorista de derivados del petróleo como resultado de la privatización de las estaciones de servicio (1992) y de los terminales de abastecimiento de PETROPERU (1997), lo que se vio estimulado por la desregulación de los precios de los combustibles que desde mediados de 1996 se fijan libremente.

Se estima que en los últimos años se han invertido más de US\$100 millones anuales en la construcción y/o modernización de estaciones de servicio, esperándose una cantidad similar en los próximos años (cuadro 10).²⁹

El mercado de combustibles se caracteriza por su segmentación. Las siete empresas mayoristas que participan como comercializadores (SHELL, MOBIL, PECSA, TEXACO, YPF, REPSOL y CHEVRON) se abastecen tanto de las refinerías de Talara y La Pampilla como de importaciones. Estas empresas mayoristas cuentan con sus propias estaciones de servicio y otras afiliadas, a las cuales abastecen de combustible con carácter de exclusividad.

²⁹ En las nuevas estaciones de servicio, además de la comercialización de combustibles, existen ahora minimercados, establecimientos de comida rápida y farmacias, entre otros.

Cuadro 10
INVERSIONES EN ESTACIONES DE SERVICIO
(millones de dólares)

Inversionistas	Número de estaciones		Inversiones		
	1998	Proyectadas	Realizadas	1998	1998-2000
YPF	73	27	40	45	ND ^a
Corpetrol (REPSOL)	70	130	70	ND	115
Mobil	150	ND	45	ND	ND
SHELL	200	20	100	25	ND
TEXACO	ND	160	50	ND	ND
Total	493	337	305	70	115

Fuente: Diario Gestión e información de las empresas.

Nota: ^a ND = no disponible

De las empresas establecidas, SHELL cuenta con el mayor número de estaciones de servicio (10%) relacionadas a su marca de las 1 290 reconocidas formalmente por la DGH. Le siguen MOBIL (8.3%), TEXACO (5.2%), PECSA (3.1%), Y REPSOL(3%).

Cabe indicar que estos porcentajes se refieren al grado de control del tipo de marca que comercializan las estaciones de servicio ya que el 66% de las autorizadas oficialmente son independientes correspondiendo al rubro de empresas afiliadas a una marca determinada (Apoyo, 1998). Sin embargo, a pesar del mayor número de grifos independientes, los grifos asociados y de propiedad de las grandes empresas tienen una mayor participación en el mercado ya que están en las zonas de mayor consumo y presentan además una serie de servicios colaterales que los hacen más atractivos a los usuarios.

E. 1999: conflicto sobre la formación y evolución de los precios

El precio que pagan los consumidores es resultante de la sumatoria de los siguientes factores: precio neto del productor o importador; impuestos gubernamentales; y márgenes de comercialización mayorista y de comercialización minorista. En este sentido, la discusión de los primeros meses de 1999, giró alrededor de tres temas: la conveniencia de la política tributaria con respecto a los combustibles; el alza de los márgenes de comercialización mayorista y el alza de los márgenes de comercialización minorista (recuadro 12).

Antes de entrar en el análisis del comportamiento de los precios en 1999, es importante referirse a los reajustes que se produjeron en el período 1997-1998, que fue un período de caída de las cotizaciones internacionales. Esto es importante por cuanto la crítica, respecto a la aplicación de los precios internacionales de referencia es que cuando estos suben existe una mayor elasticidad hacia el alza mientras que cuando caen, los precios internos se mantienen o no se reducen proporcionalmente.

En 1997 y 1998, los precios del petróleo crudo en los mercados internacionales descendieron fuertemente, a tal punto que su valor, en términos reales, fue igual a los precios vigentes en 1973, año de la primera gran alza de los precios del petróleo determinada por la OPEP.

Esta disminución de los precios del crudo debió trasladarse a los precios de los combustibles en el mercado interno peruano de acuerdo con lo establecido en la Ley 26221 de 1993 que señaló que los precios se determinan libremente.³⁰

³⁰ Cabe resaltar nuevamente que la vigencia de los precios libres recién se hizo efectiva en el segundo semestre de 1996, después de la privatización de la Refinería La Pampilla.

Recuadro 12

FORMACIÓN DE LOS PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES EN EL MERCADO INTERNO PERUANO

El precio al público de los combustibles se ve afectado directamente cuando varía el precio neto del productor (PNP), el impuesto selectivo al consumo (ISC) y/o el margen de comercialización. Es necesario, entonces, analizar tanto la estructura impositiva como los márgenes de comercialización de cada uno de los productos.

1. Precio neto: El precio neto del productor (empresa de refinación) debe ser suficiente para cubrir los costos en las etapas de exploración, producción, transporte y refinación y además, permitirle una renta o ganancia al operador en cada etapa. El precio neto se determina considerando los precios internacionales y puede encontrarse dentro de una banda o rango con límites bien definidos. El límite superior está dado por el precio de paridad de importación, es decir, por el precio que tendría que pagar el consumidor si decidiera importar directamente, lo que equivale al costo de oportunidad del abastecimiento externo del mercado. En el otro extremo, el límite inferior está determinado por el precio de paridad de exportación, es decir por el precio que recibiría la empresa oferente si decidiera exportar el producto en lugar de venderlo en el mercado doméstico. La diferencia entre ambos límites dependerá entonces de la magnitud del flete, los seguros, los aranceles, la comisión del broker, etc.

2. Margen de refinación: El margen de refinación se expresa, por lo general, como la diferencia entre el valor de los productos refinados y el valor del petróleo crudo utilizado como materia prima. De otro lado, el margen de refinación neto se define como la diferencia entre el margen bruto y el costo de refinación. La volatilidad del margen de refinación explica en gran medida las ventajas de la integración vertical en la industria petrolera. Ocasionalmente, el margen de refinación puede llegar a ser negativo, cuando por razones estacionales baja la demanda de gasolina, al generar pérdidas en las refinerías de alta tecnología, que están diseñadas con procesos de conversión para aumentar el rendimiento de combustibles livianos, especialmente gasolina. Lo contrario ocurre cuando se incrementa la demanda de gasolina, ya que las refinerías de alta conversión obtienen márgenes positivos importantes

3. Impuestos a los combustibles: Los impuestos que se aplican son:

- El impuesto al rodaje, equivalente al 8% sobre el precio neto, que afecta únicamente a las gasolinas.
- El impuesto selectivo al consumo (ISC) que afecta la venta local de los combustibles producidos en el país. Los valores del ISC son una magnitud monetaria por unidad de volumen (soles por galón).
- El impuesto General a las Ventas (IGV) equivalente al 18% del valor de las operaciones.

El nivel de impuestos que afecta a los combustibles se encuentra por encima del promedio internacional, lo que perjudica a la industria y al público en general. Si se toma como referencia comparativa los precios y los impuestos a los combustibles en los principales países de América Latina, podemos concluir que la política tributaria adoptada en el Perú afecta seriamente la competitividad de las empresas industriales en relación a sus contrapartes localizadas en dichos países.

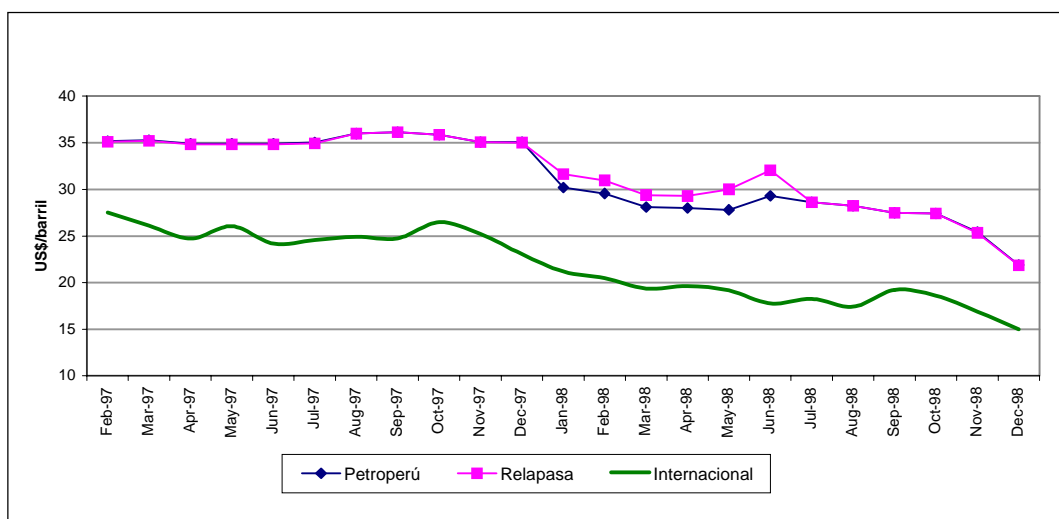
4. Margen bruto de comercialización: Este margen cubre los costos de distribución mayorista y minorista para la venta al público y a las industrias. Dicho margen podría, en principio, ser eliminado por la industria si sus compras de combustibles tienen lugar en la misma planta de ventas. En los últimos tiempos este margen bruto ha venido creciendo en una proporción tal que incluso ha elevado el precio al público.

Fuente: MACROCONSULT (1997), pp. 20–22.

Para determinar si esta rebaja de los precios internacionales del crudo fue transferida o no al mercado peruano en los años 1997 y 1998, analizamos tres combustibles importantes: la gasolina de 97 octanos, la gasolina de 84 octanos y el diesel 2. El análisis está dividido en tres partes. En primer lugar, analizamos el precio neto del productor. Luego, estudiaremos el impacto de tributos gubernamentales y finalmente, se realizará un análisis de los márgenes de comercialización de la industria.

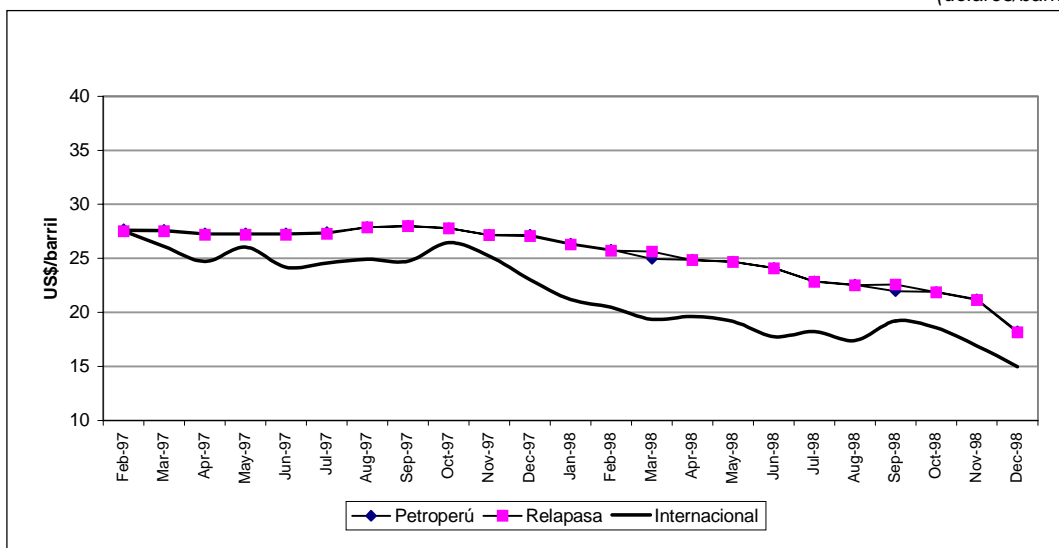
Los gráficos 3, 4 y 5 muestran la evolución del precio del crudo internacional, en los años 1997 y 1998, así como los precios de la gasolina 97, gasolina 90 y diesel 2 de la Refinería La Pampilla SA (RELAPASA) y de la Refinería de Talara, de propiedad de PETROPERU. Los precios de las gasolinas que aparecen en el gráfico son precios netos ex refinería, es decir, no incluyen ninguna clase de tributos fiscales; tampoco incluyen los costos de transporte, distribución, comercialización ni el margen del grifero (venta minorista).

Gráfico 3
PRECIO NETO – GASOLINA 97
(dólares/barril)



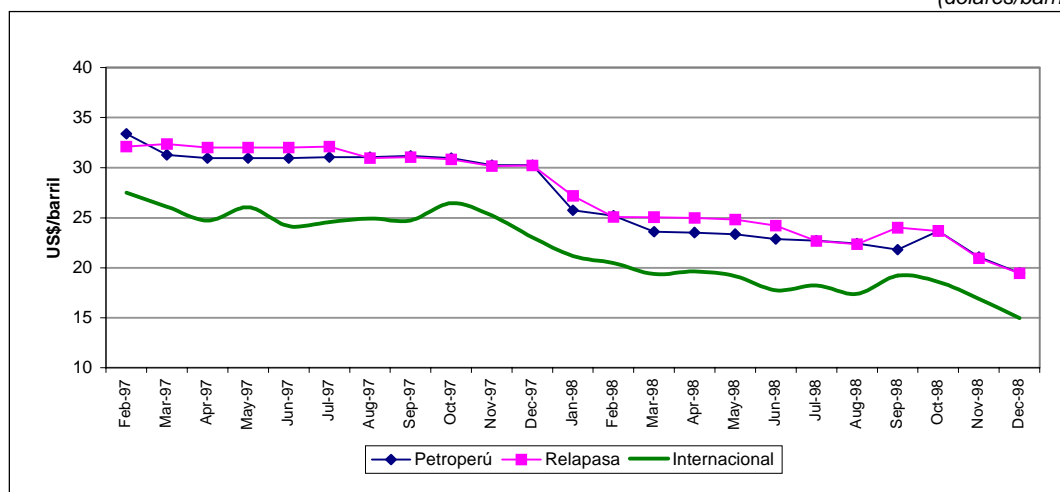
Fuente: elaboración del autor a partir de información de PETROPERU, Refinería La Pampilla SA y del Departamento de Energía de Estados Unidos.

Gráfico 4
PRECIO NETO – GASOLINA 84
(dólares/barril)



Fuente: elaboración del autor a partir de información de PETROPERU, Refinería La Pampilla SA y del Departamento de Energía de Estados Unidos.

Gráfico 5
PRECIO NETO – DIESEL 2
(dólares/barril)



Fuente: elaboración del autor a partir de información de PETROPERU, Refinería La Pampilla SA y del Departamento de Energía de Estados Unidos.

Se aprecia, en primer lugar, que el precio internacional del crudo sufrió una fuerte disminución pasando de US\$27.50/barril, en enero de 1997, hasta cerca de US\$15/barril en diciembre de 1998. Debe señalarse que la mayor caída se produjo en el período octubre 1997–diciembre 1998.³¹ En segundo lugar, en los tres casos analizados, la tendencia de los precios fue hacia la baja, lo que indica que, efectivamente, hubo una reducción de los precios internos. Se observan también, ligeras diferencias entre los precios de RELAPASA y de PETROPERU, lo que indica que ambas refinerías modificaron sus precios en la misma proporción en fechas bastante cercanas.

Para llevar a cabo un análisis más detallado de la evolución de los precios elaboramos la misma serie, a partir de números índice, lo que se puede apreciar en los gráficos 6, 7 y 8. Para las gasolinas de 97 y 84 octanos, se constató que la reducción del precio internacional del crudo no se trasladó, íntegramente, al precio neto ex refinería, lo que significó una ganancia extraordinaria para las refinerías. Puede observarse asimismo que, en algunos períodos, los precios de RELAPASA se mantuvieron por encima de los de PETROPERU, si bien la tendencia general fue a una convergencia entre los precios netos de ambas refinerías.

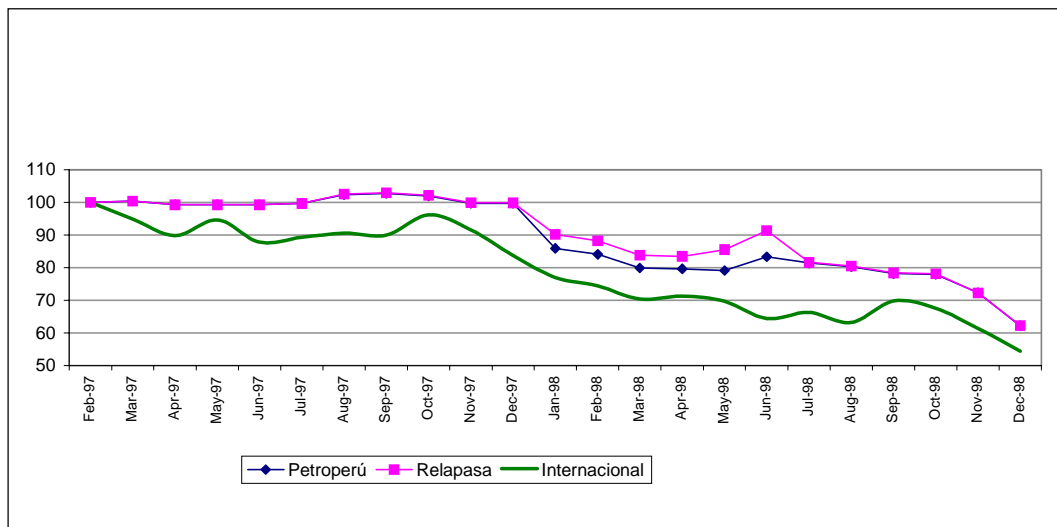
Es distinto el caso del Diesel 2. En este caso, sí se reflejó en los precios netos ex refinería la rebaja en los precios internacionales del crudo. La razón de esta mayor convergencia se explica por lo siguiente:

- El diesel 2 representa el 40% del consumo de combustibles en el país.
- Las importaciones representan el 40% del consumo nacional, lo que disminuye la importancia de los márgenes de refinación.
- Existen grandes clientes (empresas eléctricas de generación térmica, mineras y pesqueras) que están en capacidad de exigir precios que guarden correspondencia con los precios internacionales.³²

³¹ El precio del petróleo crudo internacional que presentamos en el gráfico incluye el costo del arancel (12% en el caso peruano) así como US\$2/barril por concepto de flete marítimo.

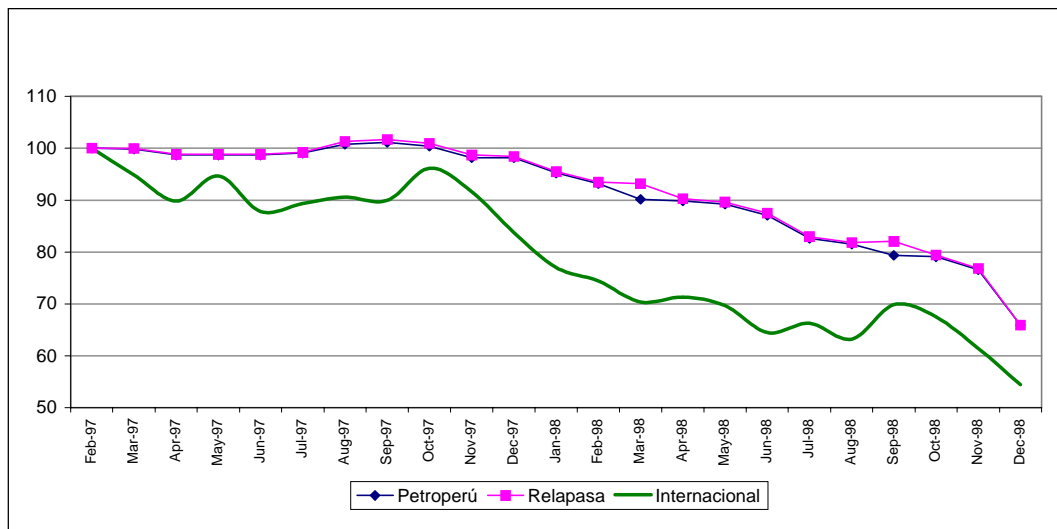
³² "El Presidente de PETROPERU, Jorge Kawamura, aclaró que los sectores industrial, pesquero y generador de energía eléctrica se benefician directamente cuando bajan los precios, porque estos sectores compran directamente a las refinerías y no a los mayoristas y minoristas. En ese sentido, explicó que el 68% de la venta es directa y que 'todo el pleito que se ha generado es por el 32% del combustible que va a las estaciones de servicio minorista'" (Diario Gestión, 12/2/99, p. 32).

Gráfico 6
ÍNDICE DEL PRECIO NETO – GASOLINA 97
 (febrero 1997 = 100)



Fuente: elaboración del autor a partir de información de PETROPERU, Refinería La Pampilla SA y del Departamento de Energía de Estados Unidos.

Gráfico 7
ÍNDICE DEL PRECIO NETO – GASOLINA 84
 (febrero 1997 = 100)

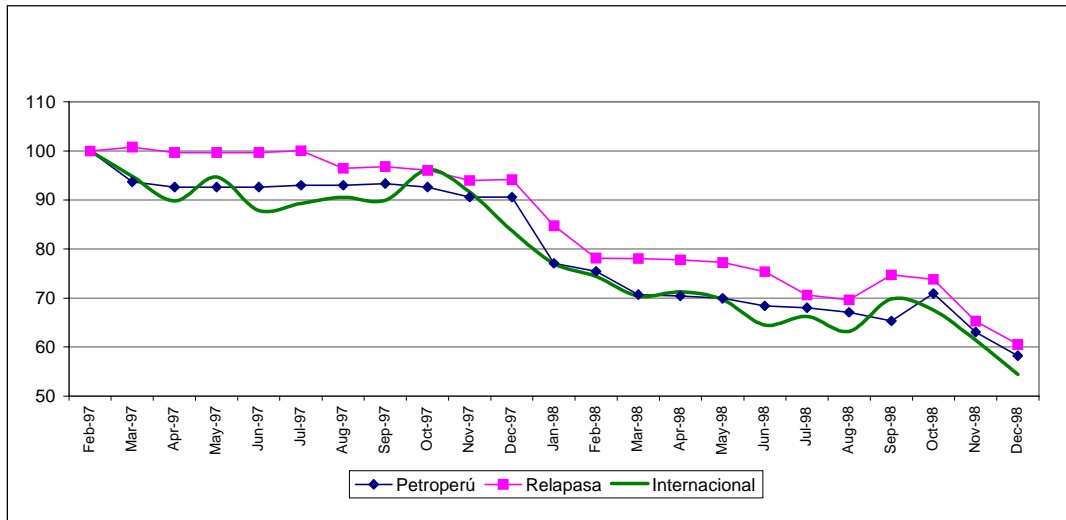


Fuente: elaboración del autor a partir de información de PETROPERU, Refinería La Pampilla SA y del Departamento de Energía de Estados Unidos.

A partir de febrero de 1999, los precios del crudo en el mercado internacional comenzaron a subir. Entre marzo y septiembre de 1999 se elevaron de US\$13 a US\$25/barril. En este caso se pudo apreciar que los precios de las gasolinas 97 y 84, así como del diesel 2 experimentaron incrementos parecidos (gráficos 9, 10 y 11).³³

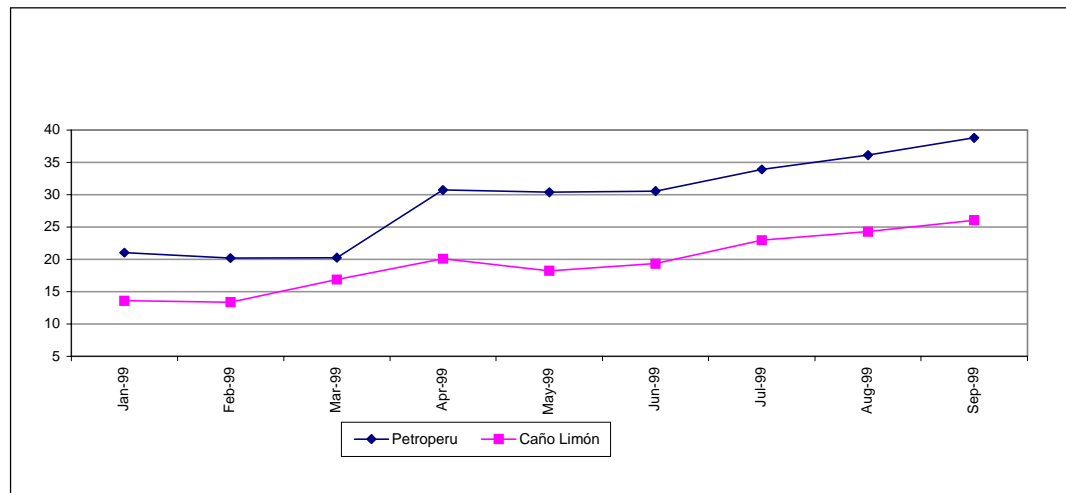
³³ Cabe resaltar que para este período no contamos con la información desagregada de RELAPASA, pero esto no alteró los resultados del análisis, puesto que ambas refinerías subieron sus precios, en la mayoría de los casos, en las mismas proporciones y en las mismas fechas.

Gráfico 8
ÍNDICE DEL PRECIO NETO – DIESEL 2
 (febrero 1997 = 100)



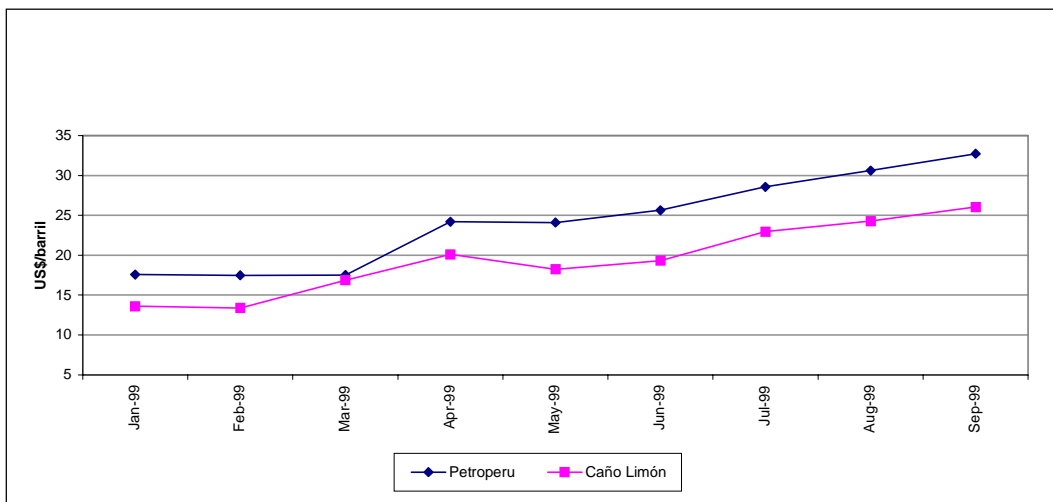
Fuente: elaboración del autor a partir de información de PETROPERU, Refinería La Pampilla SA y del Departamento de Energía de Estados Unidos.

Gráfico 9
PRECIO – G 97
 (dólares/barril)



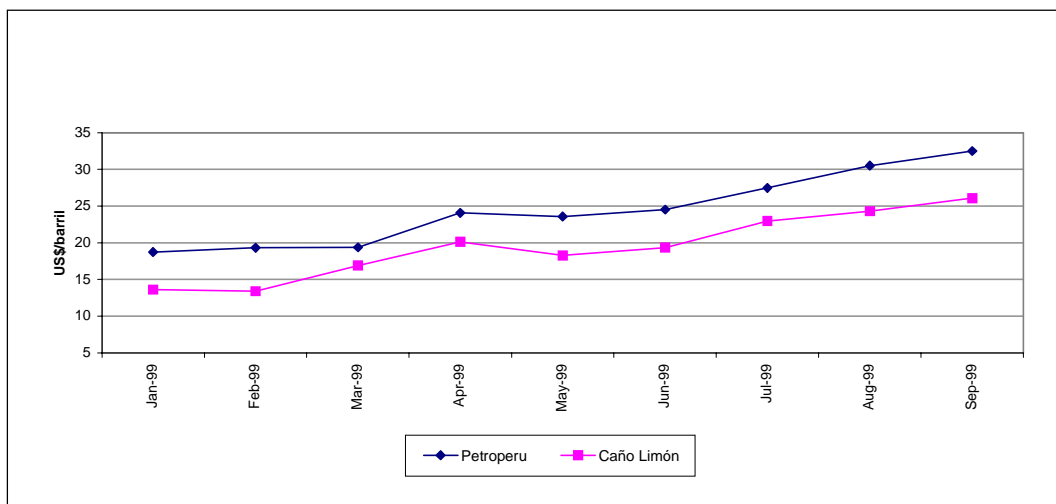
Fuente: elaboración del autor a partir de información de PETROPERU y del Departamento de Energía de Estados Unidos.

Gráfico 10
PRECIO – G 84
(dólares/barril)



Fuente: elaboración del autor a partir de información de PETROPERU y del Departamento de Energía de Estados Unidos.

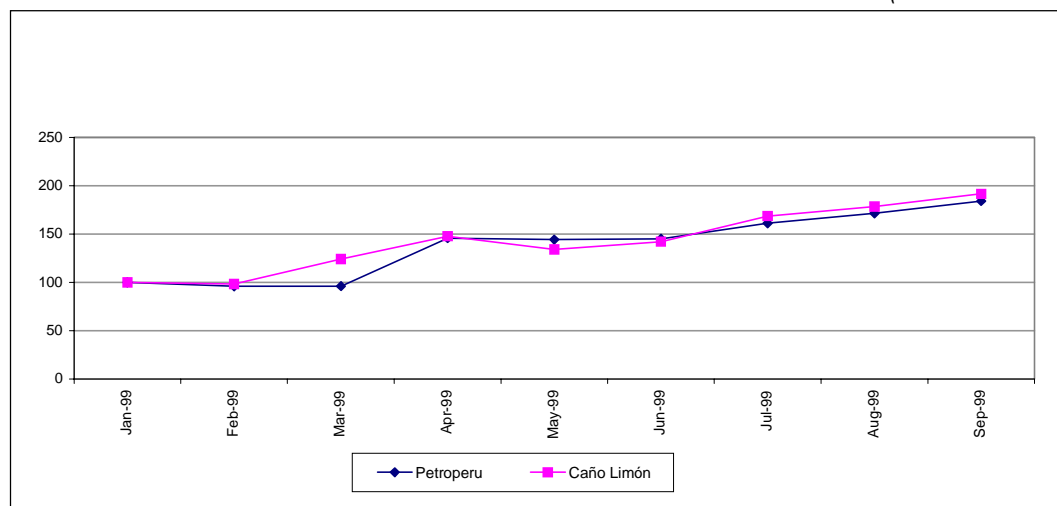
Gráfico 11
PRECIO – D 2
(dólares/barril)



Fuente: elaboración del autor a partir de información de PETROPERU y del Departamento de Energía de Estados Unidos.

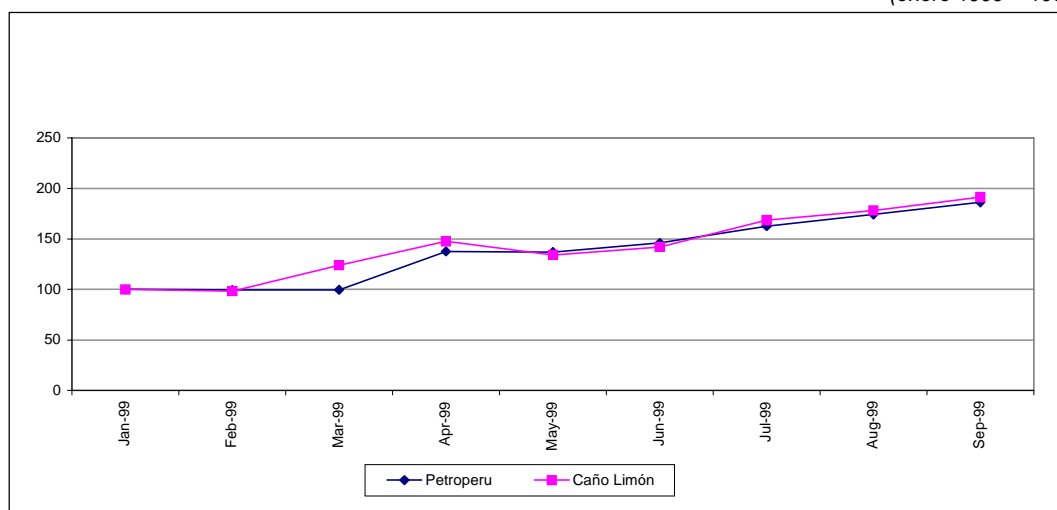
Aplicando números índice pudimos constatar que los incrementos fueron parecidos y que casi no se produjeron desviaciones con respecto a las tendencias del precio internacional del petróleo (gráficos 12, 13 y 14). Así pues, la respuesta de las refinerías al incremento del precio internacional trasladado inmediatamente a los consumidores.

Gráfico 12
ÍNDICE DE PRECIO – G 97
(enero 1999 = 100)



Fuente: elaboración del autor a partir de información de PETROPERU y del Departamento de Energía de Estados Unidos.

Gráfico 13
ÍNDICE DE PRECIO – G 84
(enero 1999 = 100)

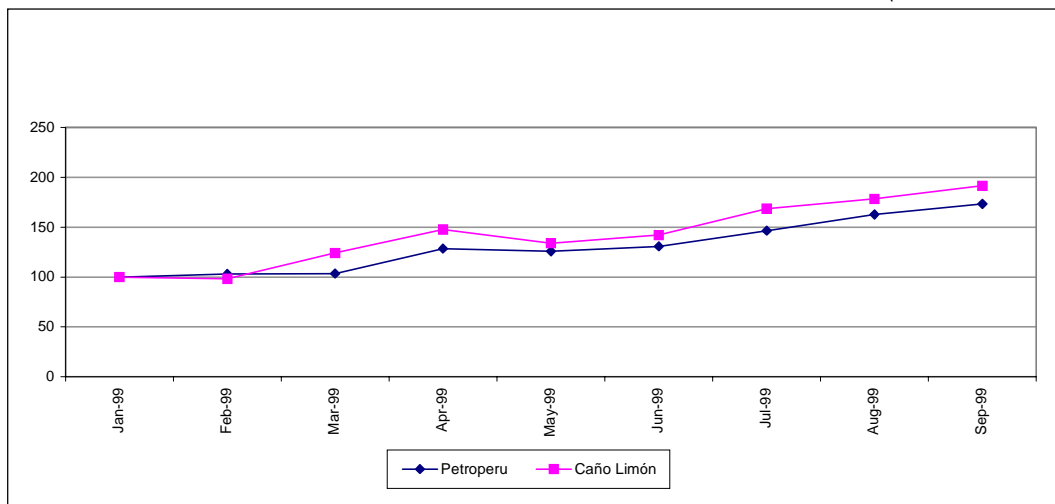


Fuente: elaboración del autor a partir de información de PETROPERU y del Departamento de Energía de Estados Unidos.

Eso no sucedió en 1997 y 1998, época de disminución de precios, como ya hemos visto. La caída de los precios del crudo internacional en los años 1997–1998 fue cercana al 50%. Esto significó que el precio del crudo que compraron las refinерías La Pampilla y Talara se redujo en la misma proporción y, por tanto, los precios de los combustibles debieron reducirse en la misma proporción, como precio neto ex refinерía.³⁴

³⁴ La actividad de refinación consiste en comprar una materia prima (petróleo crudo) para transformarla en GLP, gasolina, kerosene, petróleo industrial y asfalto. Su valor agregado no aumenta ni disminuye con el precio del crudo. En otras palabras, si el petróleo está a US\$10/barril, la refinерía debe agregar el costo de producción más su margen de ganancia y proceder a la venta de los destilados a los distribuidores. El mismo costo y el mismo margen (aproximadamente) debe agregarse cuando la materia prima cuesta US\$15, 20 ó 25 por barril.

Gráfico 14
ÍNDICE DE PRECIO – D 2
 (enero 1999 = 100)



Fuente: elaboración del autor a partir de información de PETROPERU y del Departamento de Energía de Estados Unidos.

Sin embargo, cuando el precio del petróleo crudo comenzó a subir, entre febrero y marzo de 1999, el incremento sí se trasladó directa e inmediatamente a los consumidores.³⁵ Como puede apreciarse en los gráficos 12, 13 y 14, que expresan el comportamiento en números índice, la evolución del precio del crudo y del precio neto ex refinería fue la misma.

Una de las principales razones que explican estas diferencias es que PETROPERU y RELAPASA concertaron tanto las alzas como las reducciones de los precios. Este hecho refleja una típica situación de duopolio en el mercado peruano de combustibles, situación que, durante 1997 y 1998, no acaparó la atención del Estado y tampoco del sector privado. Vale la pena resaltar que esta situación fue prevista por la empresa consultora de la privatización de PETROPERU, como se consigna en uno de sus informes elaborado en 1993.³⁶

1. Márgenes de refinación

Los márgenes de refinación se incrementaron sustantivamente después de la privatización de la Refinería de La Pampilla (RELAPSA). Antes de que se vendiera dicha refinería, los márgenes netos de refinación eran del orden de US\$1.0/barril, nivel que, en promedio, correspondía a los estándares internacionales.³⁷

³⁵ Un reclamo en esa dirección fue presentado ante INDECOPI por la Asociación de Propietarios de Grifos y Estaciones de Servicio pero fue desestimado por dicha institución.

³⁶ "La competencia entre refinerías tiene un potencial limitado porque hay dos refinerías pequeñas (Conchán e Iquitos) que operan en mercados pequeños y cautivos. Sólo existen dos refinerías medianas (Talara y La Pampilla), en las cuales hay una tendencia sustancial para formar un cartel" (Booz-Allen & Hamilton (1993), Sección III. 5).

³⁷ El caso del aumento de los márgenes de refinación no fue el centro de la atención en el conflicto de 1999, como se dijo líneas arriba. Sin embargo, su incidencia es de una gran importancia. Normalmente el margen de refinación neto se sitúa alrededor de 2 a 3 dólares por barril. Según MACROCONSULT: "En el Perú, en la época previa a la privatización, las refinerías de PETROPERU generaban pérdidas ya que vendían sus productos a un precio inferior al costo de la materia prima (especialmente en la proporción correspondiente al crudo importado). Dos años antes de la privatización, PETROPERU modificó algunos criterios centrales de gestión empresarial, estableciendo precios de transferencia entre sus unidades operativas ajustados a los costos de oportunidad de mercado para cada uno de los productos en cada eslabón de la cadena. En esa época se alcanzó un margen de refinación positivo, que en su versión neta fue del orden de US\$1.0/barril. Si bien los precios de los productos en el mercado interno han registrado un alza en el período posterior a la privatización, lo cual hace presumir una mejora importante del margen de refinación, debe tenerse en cuenta que el costo de la materia prima es mayor al registrado en el período anterior, porque las refinerías del país compran el crudo a precios internacionales. (MACROCONSULT, 1997, pp. 20-21).

En el caso que estamos analizando, no fue posible obtener información detallada sobre los márgenes netos de refinación (precio neto ex refinería menos el costo del crudo y el costo de producción de la refinería). No obstante, información de la empresa propietaria de La Pampilla, REPSOL de España, indica que la empresa obtuvo importantes márgenes netos de refinación en 1997 y 1998 (recuadro 13).

Recuadro 13

REPSOL: MÁRGENES DE REFINACIÓN DE RELAPASA

“La actividad de refinación en Perú ha mantenido en el IV trimestre de 1997 márgenes muy altos, próximos a \$5/bbl, del mismo orden que los del III trimestre. El nivel de destilación se ha mantenido alrededor del 95% de la capacidad nominal. El indicador del margen de refinación de REPSOL en España se ha situado ligeramente por encima del registrado en el III Trimestre, a un nivel de 2.49 dólares/barril, un 10% mayor del obtenido en el IV trimestre de 1996” (REPSOL, Avance de Resultados al IV Trimestre de 1997; tomado de Internet).

“En relación con el IV trimestre de 1996, los márgenes de la Refinería La Pampilla han crecido de US\$1.88 a US\$5/barril, un 165%, y el nivel de destilación un 47%. Ambos efectos colaboran a que el resultado operativo del IV Trimestre de 1997 de La Pampilla, que ascendió a 3 764 millones de pesetas (aproximadamente US\$28 millones), haya más que triplicado el de 1996 (REPSOL, Avance de resultados, IV Trimestre de 1997; tomado de Internet).

“La actividad de refinación en el Perú ha mantenido márgenes altos, del orden de US\$3.8/barril, aunque inferiores a los del IV Trimestre de 1997. En relación con el I Trimestre de 1997, los márgenes han crecido en 23% y el nivel de destilación en 40%. Ambos efectos colaboran a que el resultado operativo del I Trimestre de 1998, que ascendió a 2 256 millones de pesetas (US\$17.3 millones, aproximadamente), haya sido muy superior al del mismo período de 1997” (REPSOL, Avance de Resultados, I Trimestre de 1998; tomado de Internet).

“La actividad de refino en Perú ha mantenido en el IV Trimestre de 1998 márgenes altos, próximos a US\$4/barril, muy superiores a los del III Trimestre. El nivel de destilación se ha mantenido alrededor del 84% de la capacidad nominal (...) La contribución de La Pampilla al resultado operativo en el IV Trimestre fue de 1 920 millones de pesetas (aproximadamente US\$15 millones (REPSOL, Avance de Resultados, IV Trimestre de 1998; tomado de Internet).

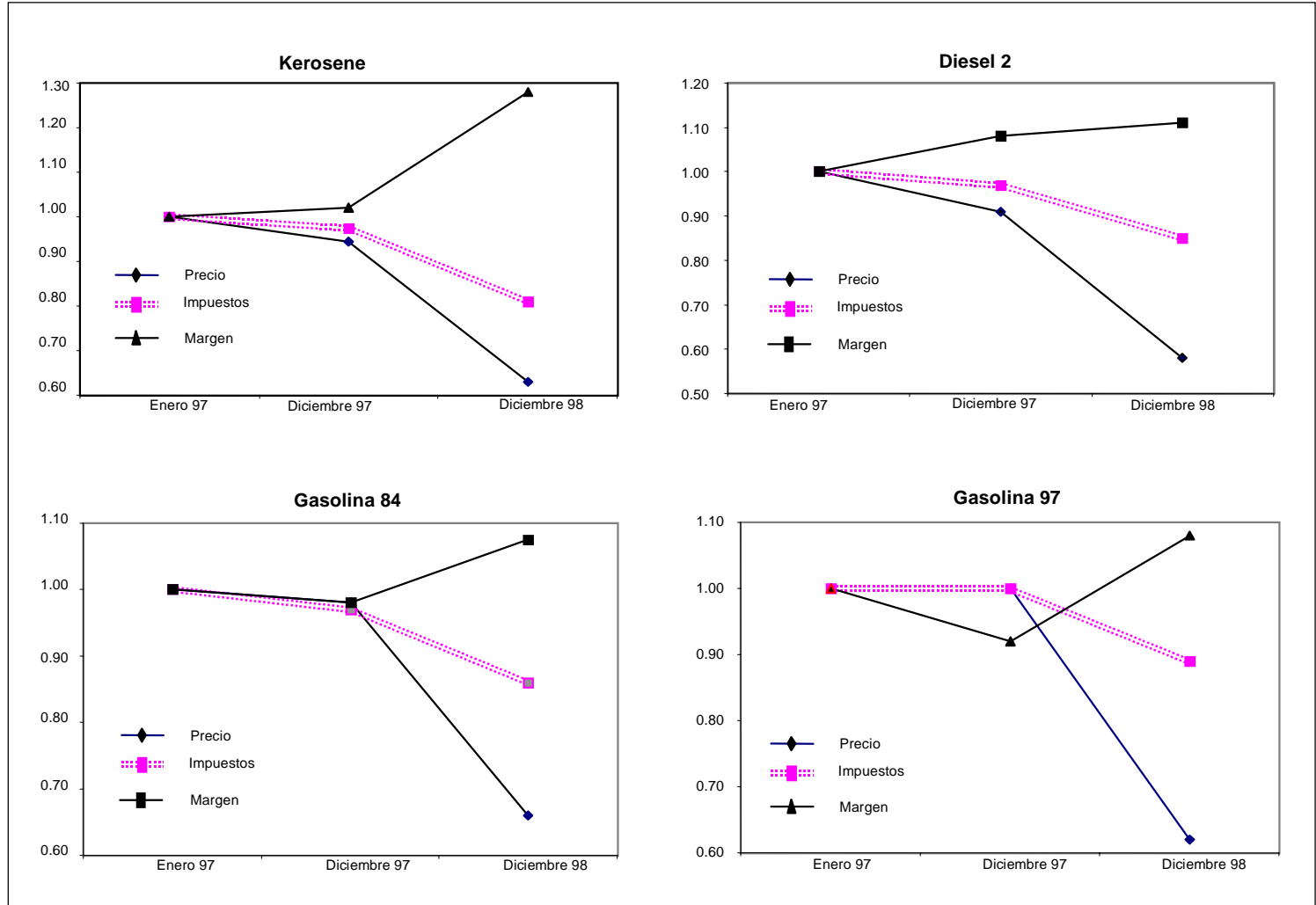
Fuente: REPSOL, Estados Financieros, tomado de Internet.

2. Márgenes de comercialización mayorista y minorista

Para analizar el margen de comercialización —que en el caso de los grandes y medianos clientes que compran directamente en las plantas de distribución no se aplica—, tomamos como base un estudio elaborado por el Ministerio de Energía y Minas en diciembre de 1998. En este estudio, se analizó el comportamiento de los precios ex refinería, de los impuestos y del margen de comercialización en el período enero 1997–diciembre 1998. En casi todos los casos analizados, se verificó que los precios netos ex refinería descendieron, así como también lo hicieron los impuestos. Sin embargo, en la mayoría de los casos también, el margen de comercialización —que en este caso incluye al mayorista y minorista— aumentó de manera significativa. Esto significó que la reducción señalada no se trasladó al consumidor, siendo objeto de apropiación por la cadena de comercialización (gráfico 15).

Durante 1997 no hubo variaciones significativas en ninguno de los rubros analizados. En cambio, en 1998, se observó una importante disminución de los precios netos ex refinería así como de los impuestos. No sucedió lo mismo, con el margen de comercialización, que se elevó a 110 para diciembre de 1998, tanto en el caso de la gasolina 84 como en el de la gasolina de 97. En el caso del diesel 2 sucedió lo mismo aunque el margen de comercialización se había elevado ya a principios de 1998.

VARIACIONES RELATIVAS DE LOS COMPONENTES DEL PRECIO EN DÓLARES DE ALGUNOS COMBUSTIBLES



Fuente: Ministerio de Energía y Minas

En este análisis, tomamos, adicionalmente, el caso del kerosene para uso doméstico, combustible que arrojó un índice de 128 a fines de 1998, registrando el aumento más pronunciado en el margen de comercialización.

En suma, puede afirmarse categóricamente que las reducciones en los precios netos ex refinera no se trasladaron totalmente a los consumidores en el período 1997–1998, puesto que una parte importante de los mismos sirvió para incrementar el margen de comercialización mayorista y minorista.

F. La reacción del Gobierno, balance y lecciones

A principios de 1999, el Gobierno, a través del propio Presidente de la República, inició una agresiva campaña de denuncia acerca de los elevados márgenes de refinación y de comercialización mayorista y minorista en la venta de los combustibles.

Como producto de la crisis asiática y sobretodo de la crisis rusa, se había producido un retiro masivo de capitales de corto plazo, originándose la ruptura de la cadena de pagos y el inicio de un proceso recesivo en la economía peruana. Como una reacción a este fenómeno, se consideró necesario que el gobierno tomara un papel activo en la disminución de los precios de los combustibles en el mercado interno, dado que incidían en un aumento de los costos de producción de las empresas y en el debilitamiento del poder adquisitivo de la población debido a su impacto inflacionario.

El eje central de la campaña consistió en lo siguiente. La Refinería de Talara, de propiedad de PETROPERU, comenzó a realizar una agresiva guerra de precios, haciendo que sus precios netos ex refinera fuesen similares a los niveles internacionales, con el objetivo de que RELAPASA también se vea obligada a bajarlos.

El gobierno constató asimismo que los precios de los combustibles tenían significativas variaciones en las estaciones de servicio, algunas de las cuales estaban situadas a pocos metros la una de la otra. Por lo tanto, se inició también, una agresiva campaña publicitaria, destinada a sugerir a los consumidores que compren los combustibles en las estaciones de servicio cuyos precios fuesen más bajos para inducir a una reducción generalizada de los precios, sustentada en la reducción de los elevados márgenes de comercialización, mayorista y minorista.

En estos meses se manifestaron fuertes desavenencias entre las empresas de comercialización mayorista (SHELL, TEXACO, MOBIL y en menor medida, REPSOL e YPF) y los propietarios de las estaciones de servicio. Estos argumentaron que el precio de venta mayorista estaba sobrevaluado, al incluir el costo de los llamados “aditivos”, los mismos que llegaban a representar un aumento de 10% en el precio pagado por los minoristas.

El aumento del precio internacional del petróleo, desde febrero de 1999, determinó el fin de la campaña gubernamental, puesto que el precio de los derivados del petróleo comenzó a aumentar, como producto del mayor precio del crudo pagado por la Refinería de Talara (PETROPERU) y La Pampilla (RELAPASA).

Haciendo un balance del caso pueden extraerse algunas lecciones que podrían ser útiles para los países de América Latina interesados en desregular el mercado de combustibles.

1. La regulación por el mercado y la libre importación

La Ley 26221 de 1993 establece que el mercado de producción y consumo de petróleo en el Perú se rige por oferta y la demanda, es decir, que los precios de los combustibles en el mercado interno estarán determinados, de un lado, por la evolución de los precios internacionales y de otro, por las relaciones económicas que se establezcan entre los distintos actores.

La tesis central es que el Estado no debe tener, y no tiene en el caso peruano, ningún papel regulador en el mercado de combustibles ya que éstos son bienes transables internacionalmente y además, sus precios fluctúan bajo las características de un *commodity*.

A partir de esta tesis, se consideró que las refinerías no podrían vender por encima del precio de paridad de importación pues, si lo hacían otras empresas importarían derivados del petróleo a ese precio, lo que obligaría a las refinerías a disminuir sus precios, adecuándolos a la paridad de importación ya que, de otra manera, la competencia los sacaría del mercado.

En la práctica, sin embargo, esto no ha funcionado así debido, fundamentalmente, al reducido tamaño del mercado interno y la poca capacidad económica y financiera de las empresas nacionales para incursionar en esta actividad (recuadro 14).

Recuadro 14

PROBLEMAS PARA LA LIBRE IMPORTACION DE DERIVADOS

De acuerdo con la Ley 26221 de 1993, la libre importación está abierta a cualquier empresa que desee hacerlo. Sin embargo, existen una serie de barreras a la entrada que impiden que esto se concrete en la práctica. Estas barreras son entre otras: pago por el almacenamiento y alquiler de los tanques de combustibles; pago de los fletes del transporte marítimo; el pequeño mercado interno, que es abastecido en gasolinas, kerosenes, turbo y petróleo industrial por las dos refinerías más importantes.

Así las cosas, la libre importación se limita a las grandes empresas, que tienen la capacidad económica y financiera suficiente para poder contratar navíos con una capacidad de carga de por lo menos 200 000 barriles de petróleo. Al respecto, se debe mencionar que en los últimos dos años, sólo la empresa SHELL ha realizado dos veces importaciones del derivado diesel 2 para abastecer a sus grifos y las necesidades de las empresas privadas.

En tal sentido, cuando el precio del crudo es bajo, empresas refineras como La Pampilla obtienen márgenes de refinación superiores a los promedios internacionales, en razón de su posición particular en el principal mercado del país. Así, aprovecha las condiciones del mercado, obteniendo un diferencial que puede explicarse, de un lado por la pequeñez del mercado y, de otro, por las limitaciones señaladas para la libre importación de los derivados, pues sólo grandes empresas como SHELL, MOBIL y TEXACO estarían en capacidad financiera de comprar derivados en el exterior.

Fuente: Manco Zaconetti (1999), p. 48.

2. La reducida competencia entre los mayoristas y el conflicto entre estas cadenas y las estaciones de servicio

La disminución del crecimiento iniciada, a fines de 1998, provocó la caída de las ventas unitarias, lo que perjudicó a los grifos que tienen contratos de exclusividad firmados con las grandes empresas mayoristas, lo que las obligó a comprar la gasolina a precios pactados. Esta exclusividad en el abastecimiento de las gasolinas las margina poco a poco del mercado pues tienen cada vez mayores dificultades para recuperar el capital invertido. De acuerdo con lo expresado por la Asociación de Grifos, estos contratos los condenan a la quiebra y/o absorción, a precios no convenientes, por las grandes empresas.³⁸

³⁸ El Presidente de la Asociación de Grifos y Estaciones de Servicio del Perú, Germán Kruger, responsabilizó a los comercializadores mayoristas por el hecho que los precios no fluctuaban de acuerdo con las variaciones en el mercado internacional: "Los mayoristas no quieren competir entre sí porque las estaciones de servicio afiliadas a determinadas marcas tienen la obligación de comprarles el combustible en base a contratos de exclusividad por cinco a quince años. Si el distribuidor minorista tuviera la libertad de comprar a cualquier mayorista, sí se generaría la libre competencia. Además, un factor que está entre el precio ex planta y el distribuidor minorista es el recargo por el aditivo agregado por las empresas mayoristas y que representa un margen de comercialización de ganancia" (Gestión, 12/1/99).

A principios de 1999, el gobierno promovió la ruptura de los contratos pactados entre los grifos y las grandes cadenas mayoristas, planteándoles que suscriban contratos con PETROPERU. Algunos grifos siguieron esta orientación pero la mayoría mantuvo sus contratos con las grandes cadenas.

A manera de balance, puede concluirse que un mercado pequeño y con solo dos refinerías lleva a la formación de un duopolio, donde las empresas refineras tienen el control del mercado no existiendo las condiciones que permitan una adecuada competencia.

La desintegración vertical de PETROPERU, sometió al Perú al vaivén de los precios internacionales del petróleo crudo puesto que las empresas de refinación ya no poseen campos productores de petróleo y por lo tanto, ya no gozan de la renta diferencial entre el costo de producción del petróleo crudo y su precio internacional.

El mantenimiento de la propiedad de la Refinería de Talara por parte de PETROPERU le permitió a esta empresa ejercer funciones de regulación del precio del petróleo, entrando en competencia con RELAPASA. Si Talara se hubiera privatizado, esta función regulatoria no se hubiera podido ejercer. Aún así, esta función regulatoria se limita a que los derivados del petróleo se vendan al precio de la paridad de importación, quedando los precios en el mercado interno sujetos a la variación de los precios internacionales.

Al no existir legislación alguna que regule los márgenes de comercialización, tanto mayorista como minorista, los márgenes de ganancia en ambos segmentos se determinan únicamente por los intereses de los propietarios. En el caso peruano ha quedado comprobado que estos márgenes son ampliamente superiores a los márgenes internacionales promedio.

Bibliografía

- APOYO SA (1998), Situación y perspectivas del sector hidrocarburos, Lima, octubre.
- _____ (1997): El sector eléctrico en el Perú, Lima, febrero.
- Booz-Allen & Hamilton (1993), *El proceso de privatización en el Perú*, PETROPERU, Lima, (mimeo).
- Campodónico Humberto (1999), *Las reformas estructurales del sector eléctrico peruano y las características de la inversión 1992-2000* (LC/L.1209), Serie Reformas Económicas, N° 25, CEPAL, Santiago. mayo.
- _____ (1998a), *La industria del gas natural y las modalidades de regulación en América Latina* (LC/L.1121), Serie Medio Ambiente y Desarrollo, N° 9, CEPAL, Santiago de Chile, abril.
- _____ (1998b), *Las reformas energéticas y el uso eficiente de energía en el Perú* (LC/L.1159), Serie Medio Ambiente y Desarrollo, N° 12, CEPAL, Santiago, noviembre.
- Comisión de Tarifas Eléctricas (1998): Situación tarifaria en el sector eléctrico peruano, CTE, Lima.
- _____ Anuario Estadístico, varios años, Lima.
- _____ Boletín del Mercado Libre, varios años, Lima.
- _____ Memorias Anuales, varios años.
- COPRI (Comisión de Promoción de la Inversión Privada) (1999), *El avance de la privatización*, Lima.
- Hatley John (1999), Presidente del Comité de Energía de la Sociedad Nacional de Industrias, entrevista, 4 de agosto.
- Investa SAB (1997), "Sector Eléctrico", *Investa Research*, Lima.
- _____ "Análisis de EGENOR", *Investa Research*, Lima.
- MACROCONSULT S.A (1997), *Análisis del mercado de combustibles de uso industrial*, Lima, noviembre.

- Manco Zaconetti, Jorge (1999), “Mayor concentración y altos márgenes de refinación: REPSOL y las imperfecciones del mercado”, *Revista de la Facultad de Ciencias Económica de la Universidad Nacional Mayor de San Marcos*, Año 4, N° 12, Lima, junio.
- Ministerio de Energía y Minas (1997a), *Plan Referencial de Energía*, Lima.
- _____ (1997b), *Estadística Eléctrica 1995 y 1996*, Dirección General de Electricidad, Dirección de Promoción y Estadística, Lima.
- _____ (1997c), *Perú: visión del sector eléctrico actual y su futuro*, Lima.
- _____ (1996), *Plan Referencial de Electricidad 1996–2005*, Lima.
- _____ (1995), *Perú y su desafío: negocios eléctricos*, Dirección General de Electricidad, Lima.

Anexos

Anexo 1

Comunicado del 9 de marzo de 1999 de la Comisión de Tarifas Eléctricas. Juicio sobre el VNR de las empresas eléctricas de distribución de Lima

La Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE) mantiene en el Poder Judicial sendos juicios con las empresas distribuidoras de Lima. Ante versiones aparecidas en algunos diarios de la capital respecto de la incidencia que los resultados de estos juicios tendrían en la tarifa eléctrica, la CTE cree conveniente aclarar los siguientes aspectos:

1. ¿Habrían aumentos tarifarios? Los montos del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) que las empresas distribuidoras de Lima han solicitado a la CTE y especificado en sus escritos de las demandas ante el Poder Judicial, traerían necesariamente aumentos tarifarios en el rango de 16 a 20 por ciento, según los diferentes tipos de clientes.

El VNR se utiliza para verificar la rentabilidad de las empresas, el cual tiene influencia en el Valor Agregado de Distribución (VAD) y como su nombre lo indica, se agrega la tarifa de barra, para dar como resultado la tarifa a cliente final. El VNR solicitado por EDELNOR es de US\$664 millones, habiendo aprobado la CTE US\$331 millones, mientras que Luz del Sur solicitó US\$757 millones y la CTE ha aprobado US\$363 millones

La interpretación del VNR sí tiene implicancias tarifarias. Entonces no sólo se trata de conceptos o principios sin consecuencias económicas.

2. Criterios empleados para el calculo del VNR. En estricta interpretación y aplicación de la Ley de LCE y su Reglamento, la CTE calculó los VNR de las empresas. El cálculo hecho por la CTE se basa en el valor nuevo de reemplazo de instalaciones eficientes mientras que las empresas, en una interpretación interesada fuera de la ley, quieren que este cálculo se base en la actualización de costos a nuevo de sus instalaciones existentes, sean estas ineficientes o no, tengan mayor capacidad de la requerida o no, sean innecesarias o no, o que puedan ser reemplazadas por nuevas instalaciones económicas, que presten el mismo servicio.

3. ¿Renuncia a incrementos tarifarios? El anuncio de una "renuncia" al aumento tarifario si ganaran la causa no es más que una declaración efectista de las empresas. Esta "renuncia" según propias declaraciones de las empresas, sería sólo temporal hasta la próxima regulación tarifaria en noviembre del 2001. ¿Y después de esta fecha qué?. Las tarifas estarían en manos de las empresas distribuidoras, ya que la supuesta "renuncia" de hoy no quiere decir que renuncian para siempre.

4. Garantía de inversión. Los valores de VNR aprobados por la CTE compensan adecuadamente las inversiones realizadas por las empresas, tanto por la compra de activos que realizaron en la privatización, así como las nuevas inversiones realizadas en el período regulado.

La compra inicial y la inversión adicional en distribución del período junio 1994–junio 1996 ha sido de US\$316 millones para Luz del Sur y US\$276 millones para EDELNOR.

El VNR aprobado por la Comisión de Tarifas Eléctricas, tal como se indica anteriormente, ha sido US\$363 y US\$331 millones, respectivamente.

5. Rentabilidad de las empresas. Los reportes periódicos que realizan los bancos de inversión claramente indican que las empresas de distribución de Lima están considerados como rentables y son recomendadas como inversión. En todos estos análisis se toma en cuenta la tarifa actual que estas empresas tienen en cada país.

Comisión de Tarifas Eléctricas.

Anexo 2

Luz del Sur a la opinión pública – Demanda sobre el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)

Lima, 12 de marzo de 1999

Luz del Sur ha evitado tratar a través de los medios de comunicación el tema del juicio que las empresas distribuidoras de electricidad de Lima tienen con la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE). Sin embargo, una reciente publicación emitida por la CTE obliga a Luz del Sur aclarar públicamente los siguientes aspectos:

La CTE amenaza con aumentos en la tarifa de distribución

Resulta insólito que la CTE insista públicamente con esta amenaza. La función que la Ley le asigna a este organismo es fijar las tarifas en forma técnica, independientemente de si el valor obtenido luego del estudio es superior o inferior al vigente, sin embargo, la CTE parece querer convertir el eventual resultado de una fijación de tarifa en el objetivo de la misma. Cualquier cosa en contrario —aunque sea lo correcto técnica y legalmente— no parece importarle a la CTE.

Al inicio del proceso judicial la CTE advirtió públicamente que un resultado favorable a las empresas distribuidoras generarían un incremento de las tarifas del orden del 30%. Ahora la propia CTE habla de un alza de 16%. La opinión pública puede sacar sus propias conclusiones.

Aun cuando Luz del Sur tiene el derecho a que se le reconozca el valor real de su servicio, la Empresa ha comprometido públicamente que no efectuará el hipotético incremento de tarifas que debería fijar la CTE en caso que el nuevo VNR así lo determine, porque lo que interesa a la Empresa es lograr que CTE respete la ley, tener una estabilidad del marco regulatorio y aplicarlo correctamente.

Con esto Luz del Sur, consciente de la actual situación económica, posterga un legítimo derecho, pero no puede aceptar que futuras fijaciones tarifarias se realicen contraviniendo la Ley.

Por ello, lo que se busca es asegurar la continuidad y desarrollo de la Empresa y del servicio que presta, en condiciones adecuadas.

Errores de la CTE en el cálculo del VNR

La CTE ha dicho: "El cálculo hecho por la CTE se basa en el VNR de instalaciones eficientes mientras que las empresas quieren que este cálculo se base en la actualización de costos a nuevo de sus instalaciones existentes, sean ineficientes o no, tengan mayor capacidad que la requerida o no o que puedan ser reemplazadas por nuevas instalaciones económicas.

Esta afirmación es falsa. La Ley distingue claramente dos casos para aplicar el VNR. El primero para una empresa modelo (imaginaria) económicamente adaptada (VNR que se utiliza para el cálculo de las tarifas), y el segundo, para las instalaciones que cada empresa (VNR que se utiliza para verificar la tasa de rentabilidad que obtendrían las empresas con dichas tarifas), y el segundo, para las instalaciones de cada empresa (VNR que se utiliza para verificar la tasa de rentabilidad que obtendrían las empresas con dichas tarifas).

La lógica es muy clara y simple y esta basada en la necesidad de conciliar los dos objetivos esenciales de toda regulación tarifaria: promover la eficiencia y atraer capital para invertir. La adecuada conciliación de estos dos importantes objetivos es el fundamento de la metodología establecida en la Ley y por eso tiene dos etapas diferentes.

La CTE, erróneamente, utilizó el criterio de modelo económicamente adaptado para ambos casos, contraviniendo claramente la Ley. Quien aplica la Ley debe distinguir donde la propia Ley distingue, sin embargo, la CTE hizo caso omiso de esta obligación y empleó el mismo criterio en ambos casos, lo que constituye un error grave y trascendental.

Luz del Sur debe advertir que la correcta aplicación de esta Ley es vital para el desarrollo del sector eléctrico en el país, ya que el futuro de las empresas sería imprescindible si en cada oportunidad las tarifas se calcularan sólo sobre bases imaginarias.

¿Existe garantía a la inversión?

Para dar validez a sus argumentos y aún cuando no es el problema de fondo, la CTE afirma que la inversión inicial en Luz del Sur para el período junio 1994–junio 1996 fue de US\$316 millones, cifra inferior al VNR fijado por la CTE de US\$363 millones.

Sin embargo, la valorización de la Empresa que hizo el Estado para el proceso de Participación Ciudadana de Luz del Sur en diciembre de 1996 fue de US\$600 millones.

Sólo si se considera esta valorización de la Empresa por el Estado, el valor es prácticamente el doble de la cifra fijada por la CTE.

El argumento que usa la CTE, además de no estar contemplado en la Ley, es ilógico, ya que si los inversionistas hubieran pagado, por ejemplo, US\$1 000 millones por la Empresa, ¿significa eso que el VNR se hubiera fijado en base a dicho monto más las inversiones adicionales?

Rentabilidad de las empresas

Que la CTE utilice como argumento para justificar las tarifas fijadas el interés que muestran los bancos de inversión por la acción de Luz del Sur, es absurdo y además errado.

Es absurdo porque el tema de discusión en el juicio a la CTE es un tema netamente técnico y de aplicación de la Ley y su reglamento. La CTE intenta transformar el tema de fondo en una discusión de precios y utilidades, lo que no tiene otro efecto que confundir y preocupar a la comunidad.

Y es errado, porque si bien los bancos de inversión recomiendan comprar acciones de Luz del Sur, dicha recomendación no está sustentada en las tarifas actuales de la Empresa — reconocidas por expertos independientes como una de las que entregan los márgenes de distribución más bajos del continente— sino principalmente porque la acción se encuentra subvaluada debido a la caída sufrida al igual que muchas acciones importantes en las Bolsas Latinoamericanas en 1998.

Esta circunstancia, sumada al potencial de crecimiento en ventas físicas y a la reconocida eficiencia en la administración de la Empresa, es la que los analistas consideran que hace atractiva la acción a los precios actuales.

Adicionalmente se debe destacar que en el caso que se incrementaran los ingresos sería en valores mucho menores a los indicados por la CTE y una eventual mayor utilidad beneficiaría a 150 000 personas que compraron acciones de Luz del Sur en Participación Ciudadana y a más de 2 000 000 de trabajadores que depositan sus fondos de jubilación en las AFP's, instituciones que hoy tienen una importante participación en la propiedad de Luz del Sur.

Origen de la demanda interpuesta por Luz del Sur

Luz del Sur desea destacar finalmente que ha hecho un enorme esfuerzo por buscar una solución a este problema. Ha realizado todas las gestiones a su alcance ante la CTE haciendo ver el error que se estaba cometiendo. Sin embargo, nunca hubo disposición a reconocer los planteamientos seriamente presentados y sustentados durante meses por Luz del Sur ante ese organismo. Debido a ello, Luz del Sur no tuvo otra alternativa que recurrir al Poder Judicial.

Anexo 3

Comunicado de la Comisión de Tarifas Eléctricas. Juicios sobre el Valor Nuevo de Reemplazo

Gestión, 17 de marzo de 1999

Nuevamente, la Comisión de Tarifas Eléctricas se ve obligada a responder públicamente los cargos de la empresa de Luz del Sur (LDS) viene formulando en su contra, tanto dentro como fuera del proceso judicial que las empresas de distribución eléctrica de Lima iniciaron con relación al Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de sus instalaciones de distribución. De manera puntual, la CTE aclara los aspectos principales del comunicado publicado del LDS el viernes pasado.

La CTE no amenaza a nadie. Cuando la CTE advierte que las empresas tienen una inocultable pretensión económica y que las tarifas se elevarían como consecuencia de un fallo judicial favorable a Luz del Sur, no amenaza a nadie, menos a la opinión pública o a los usuarios que son los que al final deberán afrontar las consecuencias del desenlace de la controversia judicial. Tampoco juega con las cifras al formular sus declaraciones como insinúa Luz del Sur.

La CTE refirió alguna vez a la posibilidad de aumentos tarifarios de hasta un 30% como un resultados de los reclamos de las distribuidoras, del cual un 16% a 20% provenía del VNR solicitado y el resto de los montos de operación y mantenimiento presentados por estas empresas. Tanto el VNR, que representa la inversión como los costos de operación y mantenimientos son tomados en cuenta en la evaluación y comparación de la rentabilidad de las empresas.

Tenemos por esto que ratificarnos en nuestra posición de que si el resultado del juicio que las empresas distribuidoras de Lima han planteado contra la CTE es favorable a ellas, traería consigo necesariamente aumentos tarifarios injustificados. Esto no es una amenaza, es una realidad que fluye de la solicitud y argumentos de las demandas hechas por las empresas. La CTE, esté de acuerdo o no, le guste o no, tiene que calcular y aplicar los resultados tarifarios: no amenaza con aumentos ni puede prometer rebajas.

La CTE de conformidad al mandato de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) regula las tarifas con rigurosidad técnica y legal, como resultado de estudios de costos de la electricidad. Justamente nuestros cálculos del VNR son el resultado de una evaluación seria de los sistemas de distribución de Luz del Sur y un análisis internacional de costos unitarios que considera los criterios fundamentales en los que se basa el VNR.

La "renuncia" temporal de las empresas de distribución de Lima a la aplicación de los potenciales aumentos no cambia en nada el significado de una sentencia favorables a ellas, no sólo porque la CTE estaría obligada a hacer un nuevo cálculo tarifario basado en una interpretación errónea e interesada de la Ley, sino porque se limitaría severamente su capacidad regulatoria para determinar las tarifas de un servicio que se presta en condiciones de monopolio. Es más, la "renuncia" de las empresas sólo alcanzaría a los usuarios de Lima, en tanto las resoluciones que se pretende anular fijan los VNR de todas las empresas que operan en el país cuyos valores han sido calculados con los mismos procedimientos y criterios que los de las empresas de distribución de Lima.

¿Bases "imaginarias" para calcular el VNR? El argumento expresado por Luz del Sur de que la CTE usa bases "imaginarias" para calcular el VNR ha sido refutado anteriormente en innumerables oportunidades ante diversos foros. Debemos hacerlo una vez más aquí. El Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de una instalación, tal como la ley indica, "representa el valor de renovar las obras y bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes".

Luz del Sur pretende confundir a la opinión pública afirmando que la CTE cambia las instalaciones reales de las empresas por instalaciones imaginarias cuando calcula el VNR. Nada

más falso, por cuanto la CTE no cambia instalaciones reales por instalaciones imaginarias. Es cierto que la CTE modifica y/o ajusta las instalaciones y sus valores cuando éstas son ineficientes o innecesarias o que puedan ser sustituidas por instalaciones más económicas.

Lo contrario sería trasladar el sobrecosto de este tipo de instalaciones a la tarifa. Esto, por supuesto no es calcular las tarifas sobre bases imaginarias.

Sobre este particular, nos ratificamos en lo expresado en nuestro comunicado anterior. "En estricta interpretación y aplicación de la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, la CTE calculó los VNR de las empresas. El cálculo hecho por la CTE se basa en el valor nuevo de reemplazo de instalaciones eficientes mientras que las empresas, en una interpretación interesada fuera de la ley, quieren que éste cálculo se basa en la actualización de costos a nuevo de sus instalaciones existentes, sean estas ineficientes o no, tengan mayor capacidad de la requerida o no, sean innecesarias o no, o que puedan ser reemplazadas por nuevas instalaciones económicas, que presten el mismo servicio".

Supuesta actitud confiscatoria. Respecto a la garantía a la inversión, LDS sostiene en su demanda que las resoluciones de la CTE tienen carácter confiscatorio. Nada más falso. Para refutar este cargo, la CTE comparó las cifras efectivamente invertidas en la actividad de distribución (compra inicial más inversión adicional al 30.06.96) con el VNR aprobado, verificando que la inversión realiza fue menor que el VNR en un 15% (US\$316 millones de versus US\$363 millones). Aunque esta verificación no forma parte del proceso de cálculo del VNR ni de la verificación de rentabilidad, sí refuta claramente el argumento confiscatorio que aduce Luz del Sur. Confiscar, según el Diccionario de la Real Academia Española, significa "privar a uno de sus bienes y aplicarlos al fisco", situación que por las cifras mostradas anteriormente no se da en ningún caso.

Rentabilidad de Luz del Sur.

La CTE no transforma el tema de fondo en una discusión de negocios y utilidades cuando sostienen que los bancos de inversión consideran a las empresas de distribución eléctrica de Lima como rentables y recomendables para la inversión, tomando en cuenta las tarifas y sus sistemas regulatorios. Siendo las tarifas el resultado de la aplicación del sistema regulatorio, los bancos de inversión basan sus recomendaciones en el análisis del marco operativo de los negocios dentro de una visión de largo plazo y no en la cotización coyuntural que las acciones pueden tener un determinado momento.

De otra parte, debemos añadir que, con los VNR aprobados por la CTE, las distribuidoras tienen hoy márgenes de utilidad razonables que están dentro del rango fijado por la Ley. Si los resultados del proceso judicial fueran favorables a las distribuidoras, sus utilidades se podrían incrementar hasta en 72%, de manera injustificada, legal, técnica y económicamente, tal como lo venimos sustentando. Esto elevaría la rentabilidad de LDS a niveles cercanos al 20%, inusuales en este tipo de servicios públicos sujetos a regulación de tarifas por su condición de monopolios naturales.

Verdadero origen del conflicto. Como se sabe, las empresas distribuidoras de Lima son las que han demandado a la CTE para que se deje sin efecto las Resoluciones que fijaron el VNR. En sus demandas y declaraciones hechas en diversas oportunidades, Luz del Sur ha formulado cargos que la CTE tiene el derecho a refutar ante los jueces y la opinión pública. Uno de esos cargos, que repite en su último comunicado, es que la CTE nunca tuvo disposición a reconocer los planteamientos presentados. Nada más inexacto, porque la CTE ha escuchado a las empresas antes, durante y después de la emisión de sus resoluciones, tan es así que el recurso de reconsideración a la primera resolución de la CTE sobre el VNR fue en parte aceptada, hasta dónde la ley y los estudios técnicos lo justificaban. Quienes siempre han estado en error en la interpretación de la ley y su reglamento han sido las empresas, quienes han mantenido pretensiones exageradas respecto a la valuación del VNR, las cuales las han ratificado en sus demandas.

Anexo 4

Sobre la posición dominante en el mercado en el sector eléctrico

Decreto Supremo N° 27-95-ITINCI
19 de octubre de 1995
El Presidente de la República,

CONSIDERANDO

Que, la Constitución Política del Perú, en su Artículo 61° establece que el Estado facilita y vigila la libre competencia, combate toda práctica que la limite y el abuso de posiciones dominantes o monopólicas, y que ninguna ley ni concertación puede autorizar ni establecer monopolios;

Que, uno de los objetivos de la política del gobierno en materia de libre mercado es la eliminación de las prácticas monopólicas, controlistas y restrictivas de la libre competencia en la producción y comercialización de bienes y en la prestación de servicios, permitiendo que la libre iniciativa privada se desenvuelva procurando el mayor beneficio, tanto para los usuarios y consumidores;

Que, el Decreto Ley 25844, Ley de concesiones Eléctricas, ha establecido en su artículo 122°, que las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica no podrán efectuarse simultáneamente por otro titular;

Que la finalidad de dicho artículo es evitar que un mismo titular o las personas naturales o jurídicas que la controlan ejerzan, directa o indirectamente, actividades de generación, transmisión y distribución eléctrica;

Que el Art. 3° del DL 701 señala que están prohibidos y serán sancionados, de conformidad con las normas de este DL, los actos o conductas, relacionados con actividades económicas que constituyen abuso de una posición de dominio en el mercado o en general limiten, restrinjan o distorsionen la libre competencia, de modo que generen perjuicios para el interés económico general, en el territorio nacional;

De conformidad con lo establecido en el inciso 8 del Artículo 119° de la Constitución Política del Perú,

DECRETA

Artículo 1°. Se considera que existe infracción a la norma del Art. 3° del DL 701 cuando, en un mismo Sistema Interconectado, una empresa titular de una concesión o autorización de generación, transmisión o distribución de energía eléctrica, cuya posición sea dominante en el mercado, o una o más personas que ejercen el control de dicha empresa:

a) Adquieren el control sobre la totalidad o parte de otra empresa dedicada a actividades de generación, transmisión o distribución de energía eléctrica;

b) Se fusionan con otra empresa dedicada a actividades de generación, transmisión o distribución de energía eléctrica, bajo cualquiera de las modalidades establecidas por el Art. 354° de la Ley General de Sociedades; o

c) Se asocien con otra empresa dedicada a actividades de generación. Transmisión o distribución de energía eléctrica, bajo cualquiera de las modalidades establecidas en los Artículos 398° y 406° de la Ley General de Sociedades.

Artículo 2°. A efectos de lo dispuesto en el artículo anterior, existe control de una empresa cuando mediante la participación en el capital o por cualquier otro medio, ejercen una influencia

preponderante y continua sobre las decisiones de su Directorio, Gerencia General u otros órganos de dirección.

Artículo 3°. Corresponderá a la Comisión de Libre Competencia del Instituto de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual–INDECOPI, velar por el cumplimiento de este Decreto Supremo.

Artículo 4°. El MITINCI aprobará por RM, a propuesta del INDECOPI, las normas complementarias y reglamentarias para el correcto cumplimiento del presente Decreto Supremo.

Artículo 5°. Este DS será refrenado por el Ministro de E y M, el Ministro de E y F, y Ministra de ITINCI.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los 18/10/95.

Alberto Fujimori Fujimori, Presidente de la República

Amado Yataco Medina, Ministro de Energía y Minas

Jorge Camet Dickmann, Ministro de Economía y Finanzas

Liliana Canalle Novella, Ministra de Industria, Turismo, Integración y Negociaciones Comerciales Internacionales

Anexo 5

Ley antimonopolio y antioligopolio del sector eléctrico – Ley N° 26878

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

POR CUANTO:

El Congreso de la República ha dado la Ley siguiente.

EL CONGRESO DE LA REPUBLICA;

Ha dado la Ley siguiente:

Ley antimonopolio y antioligopolio del sector eléctrico

Artículo 1°. Las concentraciones de tipo vertical u horizontal que se produzcan en las actividades de generación y/o de transmisión y/o de distribución de energía eléctrica se sujetarán a un procedimiento de autorización previa de acuerdo con los términos establecidos en la presente Ley, con el objeto de evitar los actos de concentración que tengan por efecto disminuir, dañar o impedir la competencia y la libre concurrencia en los mercados de las actividades mencionadas o en los mercados relacionados.

Artículo 2°. Para los efectos de la presente Ley, se entiende por concentración la realización de los siguientes actos: la fusión; la constitución de una empresa en común; la adquisición directa o indirecta del control sobre otras empresas a través de la adquisición de acciones, participaciones, o a través de cualquier otro contrato o figura jurídica que confiera el control directo o indirecto de una empresa incluyendo la celebración de contratos de asociación *joint venture* asociación en participación, uso o usufructo de acciones y/o participaciones, contratos de gerencia, de gestión, y de sindicación de acciones o cualquier otro contrato de colaboración empresarial similar, análogo y/o parecido y de consecuencias similares. Asimismo, la adquisición de activos productivos de cualquier empresa que desarrolle actividades en el sector; o cualquier otro acto, contrato o figure jurídica incluyendo legados, por virtud del cual se concentren sociedades, asociaciones, acciones, partes sociales, fideicomisos o activos en general, que se realice entre competidores, proveedores, clientes, accionistas o cualesquiera otros agentes económicos.

No se considera que existe concentración cuando el control lo adquiera una persona en virtud de un mandato temporal conferido por la legislación relativa a la caducidad o denuncia de la concesión, reestructuración patrimonial u otro procedimiento análogo.

Artículo 3°. Antes de realizar actos de concentración en las actividades de generación y/o de transmisión y/o de distribución de energía con las condiciones y características establecidas en el párrafo siguiente, deberá solicitarse la autorización previa de la Comisión de Libre Competencia del Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual INDECOPI, sin cuya aprobación no podrán realizarse ni tendrá efecto legal alguno.

Deberá solicitarse la autorización previa respecto de los actos de concentración que involucren, directa o indirectamente, a empresas que desarrollan actividades de generación y/o transmisión y/o distribución de energía eléctrica que posean previa o posteriormente al acto que origina la solicitud de autorización de manera conjunta o separada un porcentaje igual o mayor al 15% del mercado en los actos de concentración horizontal. En el caso de actos de concentración vertical, aquellos que involucren, directa o indirectamente, a empresas que desarrollan actividades de generación y/o transmisión y/o distribución de energía eléctrica que posean previa o posteriormente al acto que originó la solicitud de autorización, un porcentaje igual o mayor al 5% de cualquiera de los mercados involucrados.

No será necesaria la autorización previa de la Comisión de Libre Competencia del INDECOPI, en los siguiente casos:

a) Si la concentración importa, en un acto o sucesión de actos, la adquisición directa o indirecta de activos productivos de un valor inferior al 5% del valor total de los activos productivos de la empresa adquirente, calculados de acuerdo con los criterios que se establezcan en el Reglamento de la presente Ley, tomando en consideración la influencia y las condiciones de competencia en el mercado.

b) Si la concentración implica, en un acto o sucesión de actos la acumulación directa o indirecta por parte del adquirente de menos del 10% del total de las acciones o participaciones con derechos a voto de otra empresa. No obstante lo expuesto, se requerirá necesariamente de autorización, si el acto de concentración permite adquirir el control directo o indirecto de la empresa que desarrolla alguna de las actividades eléctricas mencionadas.

Artículo 4°. La autorización de los actos de concentración deberá ser solicitada conjuntamente por las empresas que participan en la fusión, o por la persona o empresa que adquiera, directa o indirectamente, la totalidad o parte de una o más empresas que desarrollan alguna de las actividades eléctricas mencionadas, según corresponda.

Artículo 5°. Si de la investigación o del procedimiento respectivo resultara que los actos de concentración pudiesen tener como efecto el disminuir, dañar o impedir la competencia y la libre concurrencia, la Comisión de Libre competencia o el Tribunal de Defensa de la Competencia en su caso, podrán adoptarse las siguientes medidas:

a) Sujetar la realización de dicho acto al cumplimiento de las condiciones que determine;

b) Ordenar la desconcentración parcial o total de lo que se hubiere concentrado indebidamente, la terminación del control o la supresión de los actos, según corresponda. El ejercicio directo o indirecto del control a través del ejercicio del derecho devoto de las acciones o de cualquier otro acto jurídico que confiera El control sobre la empresa objeto de concentración, quedara en suspenso hasta el cumplimiento definitivo del mandato de desconcentración.

Artículo 6°. La Comisión de Libre competencia del INDECOPI podrá imponer a las personas o empresas a que se refiere el Artículo 4° de la presente Ley, multas por un importe no mayor a 500 UIT cuando: omitan la presentación de la solicitud de autorización de un acto de concentración antes de ser efectuado, suministren datos inexactos en la solicitud presentada o en respuesta a los requerimientos de la Comisión o no proporcionen la información dentro de los plazos establecidos.

Sin perjuicio de lo señalado en el párrafo precedente, la comisión podrá imponer multas de hasta el 10% de las ventas o ingresos brutos percibidos por las empresas que desarrollan alguna actividad eléctrica en el territorio nacional, involucradas directa o indirectamente en la concentración en los términos establecidos en el Artículo 3° de la presente Ley, correspondientes al año inmediato anterior a la decisión de la Comisión, a las personas o empresas a que se refiere el Artículo 4° de la misma, que: realicen el acto de concentración omitiendo solicitar su autorización previa o lo lleven a cabo luego de presentada la solicitud pero antes de la decisión de la Comisión o del Tribunal, realicen un acto de concentración declarado incompatible por tener como efecto el disminuir, dañar o impedir la competencia y la libre concurrencia mediante decisión de la Comisión o no cumplan con las medidas ordenadas mediante decisión adoptada por la Comisión.

Artículo 7°. Sin perjuicio de lo dispuesto en el Artículo precedente, el incumplimiento de la resolución que dispone la desconcentración, facultará a INDECOPI a disponer e iniciar las acciones que resulten necesarias, incluyendo las de naturaleza judicial, con el objeto de dejar sin efecto el acto de concentración realizado, tal como la venta de los activos productivos o las acciones, la declaración de nulidad del acto de concentración por vulnerar normas de orden público, entre otras, de acuerdo con lo que se disponga en el reglamento de la presente Ley.

Artículo 8°. Corresponderá a la Comisión de Libre Competencia y al Tribunal de Defensa de la Competencia del Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la

Propiedad Intelectual (INDECOPI) conocer y resolver en primera y segunda instancia respectivamente, los procedimientos que se inicien con sujeción a la presente Ley.

Corresponderá al Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG) la determinación semestral de los porcentajes de participación en el mercado de las empresas que desarrollan actividades de generación y/o de transmisión y/o de distribución de energía eléctrica, sobre la base de las declaraciones a juradas que semestralmente deberán presentarle dichas empresas.

Artículo 9°. Quedan comprendidos dentro del ámbito de la presente Ley, aquellos actos de concentración que no obstante realizarse en el extranjero involucren directa o indirectamente a empresas que, desarrollan actividades de generación y/o de transmisión y/o de distribución de energía eléctrica en el territorio nacional.

El o los accionistas de la empresa domiciliada en el país, vinculados a las empresas que participen directamente en el acto de concentración, están obligados al cumplimiento de la presente Ley, encontrándose sujetos a las sanciones contempladas en la misma.

Artículo 10°. Compréndase dentro de los alcances de la Ley N°26844, a las Empresas de Energía Eléctrica, dedicadas a la generación y/o transmisión y/o distribución de energía.

Artículo 11°. Serán aplicables a los procedimientos que se inicien con sujeción a la presente Ley, en lo que resulte pertinente, las definiciones, facultades, apremios y responsabilidades, contenidas en los Decretos Legislativos N° 701 y N° 807.

Artículo 12°. Los procedimientos que se inicien con sujeción a la presente Ley, se encontrarán sujetos al pago de una tasa administrativa equivalente al 0.1% del valor total de la operación hasta un límite de 50 UIT.

Artículo 13°. Modifícase el Artículo 122° del Decreto Ley N° 25844, en los términos siguientes:

"Artículo 122°. Las actividades de generación y/o de transmisión pertenecientes al Sistema Principal y/o de distribución de energía eléctrica no pudran efectuarse por un mismo titular o por quién ejerza directa o indirectamente el control de éste salvo lo dispuesto en la presente Ley

Quedan excluidos de dicha prohibición, los actos de concentración de tipo vertical u horizontal que se produzcan en las actividades de generación y/o de transmisión y/ o de distribución, que no impliquen una disminución daño o restricción a la competencia y la libre concurrencia en los mercados de las actividades mencionadas o en los mercados relacionados."

Artículo 14°. El Reglamento de la presente Ley será expedido por el Poder Ejecutivo, en un plazo máximo de 90 días contados a partir de la fecha de su entrada en vigencia.

Comuníquese al Presidente de la República para su promulgación.

En Lima, a los cinco días del mes de noviembre de mil novecientos noventa y siete.

CARLOS TORRES Y TORRES LARA, Presidente del Congreso de la República
EDITH MELLADO CESPEDES, Primera Vicepresidenta del Congreso de la República

AL SEÑOR PRESIDENTE CONSTITUCIONAL DE LA REPÚBLICA
POR TANTO:

Mando se publique y cumpla.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los dieciocho días del mes de noviembre de mil novecientos noventa y siete.

ALBERTO FUJIMORI FUJIMORI, Presidente Constitucional de la República
ALBERTO PANDOLFI ARBULU, Presidente del Consejo de Ministros y Ministro de Energía y Minas

Anexo 6

Ley N° 27239 que modifica diversos artículos de la Ley de concesiones eléctricas

Promulgada el 21 DE DICIEMBRE DE 1999

Publicada el 22 DE DICIEMBRE DE 1999

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

POR CUANTO:

El Congreso de la República ha dado la Ley siguiente:

EL CONGRESO DE LA REPÚBLICA;

Ha dado la Ley siguiente:

Artículo único.– Objeto de la Ley

Adiciónase el literal j) al artículo 25° y modifícanse los artículos 8°, 29°, 33°, literal b) del artículo 43°, el artículo 44° y el artículo 62° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, en los siguientes términos:

"Artículo 8°. La Ley establece un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia y un sistema de precios regulados en aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran, reconociendo costos de eficiencia según los criterios contenidos en el Título V de la presente Ley.

Los contratos de venta de energía y de potencia de los suministros que se efectúan en el régimen de Libertad de Precios deberán considerar obligatoriamente la separación de los precios de generación acordados a nivel de la barra de referencia de generación y las tarifas de transmisión y distribución, de forma tal de permitir la comparación a que se refiere el artículo 53° de la ley.

Dichos contratos serán de dominio público y puestos a disposición de la Comisión de Tarifas de Energía y del OSINERG en un plazo máximo de 15 (quince) días de suscritos. El incumplimiento de lo dispuesto será sancionado con multa. El Ministerio de Energía y Minas mediante Decreto Supremo definirá los criterios mínimos a considerar en los contratos sujetos al régimen de libertad de precios, así como los requisitos y condiciones para que dichos contratos sean considerados dentro del procedimiento de comparación establecido en el artículo 53° de la ley.

Artículo 25°. La solicitud para la obtención de concesión definitiva será presentada al Ministerio de Energía y Minas, con los siguientes datos y requisitos:

(...)

j) Estudio Económico–Financiero del Proyecto.

Artículo 29°. La concesión adquiere carácter contractual cuando el peticionario acepta por escrito la Resolución emitida y suscribe el contrato correspondiente, el que debe elevarse a escritura pública en un plazo máximo de 60 (sesenta) días calendario, contados a partir de la fecha de recibida la transcripción de la Resolución.

El contrato deberá contener el nombre del concesionario, derechos y obligaciones, condiciones, plazo de inicio y terminación de las obras, servidumbres, zonas de concesión cuando corresponda, causales de caducidad y demás disposiciones de la presente Ley, que le sean aplicables.

En el caso de las concesiones definitivas de generación, el contrato incluirá el estudio económico–financiero del proyecto —a efectos de determinar el compromiso contractual de inversión que corresponda—, el monto de la penalidad en caso de incumplimiento de dicho compromiso y el monto de la garantía —la que corresponderá a un porcentaje del compromiso de inversión—; de acuerdo con los términos y especificaciones dispuestos en el Reglamento de la Ley.

Artículo 33°. Los concesionarios de transmisión están obligados a permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros, quienes deberán asumir los costos de ampliación a realizarse en caso necesario, y las compensaciones por el uso, de acuerdo con lo dispuesto en el Reglamento de la Ley.

Artículo 43°. Estarán sujetos a regulación de precios:

(...)

b) Las tarifas y compensaciones a titulares de Sistemas de Transmisión y Distribución;

(...)

Artículo 44°. Las tarifas de transmisión y distribución serán reguladas por la Comisión de Tarifas de Energía independientemente de si éstas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia, según lo establezca el Reglamento de la Ley. Para estos últimos, los precios de generación se obtendrán por acuerdo de partes.

En las ventas de energía y potencia que no estén destinados al servicio público de electricidad, las facturas deben considerar obligatoria y separadamente los precios acordados al nivel de la barra de referencia de generación y los cargos de transmisión, distribución y comercialización.

Artículo 62°. Las compensaciones por el uso de las redes del sistema secundario de transmisión o del sistema de distribución serán reguladas por la Comisión de Tarifas de Energía. En los casos que el uso se efectúe en sentido contrario al flujo preponderante de energía, no se pagará compensación alguna.

Las discrepancias que dificulten o limiten el acceso del usuario a las redes tanto del sistema secundario de transmisión y/o del sistema de distribución serán resueltas por el OSINERG quien actuará como dirimente a solicitud de parte, debiendo pronunciarse en un plazo máximo de 30 (treinta) días, siendo obligatorio su cumplimiento para las partes involucradas. El Reglamento de la Ley establecerá el procedimiento y las instancias respectivas."

DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA

ÚNICA. Otorgamiento de concesiones de generación

Mediante Decreto Supremo refrendado por el Ministro de Energía y Minas se determinarán, en función del desarrollo nacional, las prioridades para admitir nuevas solicitudes de Concesiones Temporales y Concesiones Definitivas de Generación que puedan integrarse a los sistemas interconectados a que se refiere el Título III del Decreto Ley No 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.

DISPOSICIONES FINALES

PRIMERA. Lo establecido en la presente Ley en relación a los artículos 25° y 29° de la Ley de Concesiones Eléctricas, se aplicará a las concesiones de generación que se otorguen a partir de la vigencia de la presente Ley.

SEGUNDA. Las modificaciones necesarias al Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas serán aprobadas mediante Decreto Supremo refrendado por el Ministro de Energía y Minas en un plazo de 90 (noventa) días.

Comuníquese al señor Presidente de la República para su promulgación.

En Lima, a los catorce días del mes de diciembre de mil novecientos noventa y nueve.

MARTHA HILDEBRANDT PÉREZ TREVIÑO, Presidenta del Congreso de la República

RICARDO MARCENARO FRERS, Primer Vicepresidente del Congreso de la República

AL SEÑOR PRESIDENTE CONSTITUCIONAL DE LA REPÚBLICA

POR TANTO:

Mando se publique y cumpla.

Dado en la casa de Gobierno, en Lima, a los veintiún días del mes de diciembre de mil novecientos noventa y nueve.

ALBERTO FUJIMORI FUJIMORI, Presidente Constitucional de la República

JORGE CHAMOT SARMIENTO, Ministro de Energía y Minas

Anexo 7

Presidente del Comité de Energía de la SNI declaró que es necesario mejorar la Ley de concesiones eléctricas

El Ing. John Hartley hizo este pronunciamiento en el “Seminario Internacional de Eficiencia Energética” organizado por la Universidad Nacional de Ingeniería, evento realizado en un hotel miraflorentino.

Después de calificar de muy exitosa la forma emprendida en el sector eléctrico, puntualizó que esta reforma no ha logrado crear un verdadero mercado libre de energía, la prueba de ello es que el 84% de los clientes libres han tenido que suscribir sus contratos con sus respectivas distribuidoras de electricidad y ninguno de ellos ha conseguido comprar energía directamente a las generadoras.

Comparó la legislación eléctrica nacional con la de la Argentina, opinando que esta última es mucho más avanzada lo que demostraba que había posibilidades prácticas de mejorar nuestra legislación en beneficio de la creación de un verdadero mercado libre de energía eléctrica.

Al referirse a la legislación argentina, informó que esta ley crea un ENTE NACIONAL REGULADOR que supervisa el comportamiento del mercado y de las tarifas y como una instancia de concertación y negociación crea la “Compañía Administradora de Mercado Mayorista Eléctrico S.A.” – CAMMESA, empresa cuya propiedad es del Estado Argentino (20%), los generadores (20%), los distribuidores (20%), los transportistas (20%) y los grandes usuarios o clientes libres (20%), encargada del despacho de las cargas y la concertación de los precios.

Simultáneamente con la creación de CAMMESA la ley crea las Asociaciones de Generadores, de Distribuidores, de Transportantes y de Grandes Usuarios. La legislación argentina reconoce actores reconocidos del mercado eléctrico: a) Generadores, b) Transportistas, c) Distribuidores, y d) Grandes Usuarios, sin embargo la legislación nacional ni siquiera menciona a los “Usuarios” subrayó.

Finalmente planteó modificar la legislación eléctrica peruana para que efectivamente se cree un libre de energía y consecuente propuso que se sujete al control de precios la distribución secundaria por lo cual habría que derogar al artículo 62° y modificar el artículo 43°; dar acceso a los usuarios tanto a la Comisión Nacional de Tarifas Eléctricas como a los COES y a la OSINERG y que se cree el organismo regulador del mercado eléctrico.

Anexo 8

Creación de la Asociación Interamericana de Grandes Consumidores y Usuarios de la Energía

El 14 de octubre último en la ciudad de Buenos Aires, República Argentina, ha sido creada la Asociación Interamericana de Grandes Consumidores y Usuarios de Energía.

Los Asociados Fundadores de la mencionada institución son:

- ABRACE, Asociación brasileña de Grandes Consumidores de Energía
- ACENOR, Asociación de Consumidores de Energía No Regulados (Chile)
- AGCEI, Asociación de Grandes Consumidores de Energía Industrial (Uruguay)
- AGUEERA, Asociación Grandes Usuarios de Energía Eléctrica Rep. Argentina
- ACEIDE, Asociación de Consumidores Intensivos Intendivos de Energía (Perú).

Los principios que rigen la actividad de esta Asociación son los siguientes:

1. La indispensable participación de los grandes consumidores y usuarios de energía en la administración de los mercados y en la elaboración de las normas que regulan los mismos.
2. Su participación en la formulación de las políticas energéticas estatales con un objeto claro de defensa de los intereses y ventajas competitivas de cada país y de defensa de los derechos de sus consumidores y usuarios, alejada de intereses particulares y sectoriales y armonizadas con los intereses de los países interconectados.
3. La transparencia de los mercado, evitando todo tipo de subsidio, implícitos o explícitos.
4. Libre contratación y acceso a la generación, transporte y distribución de la energía eléctrica, y a toda infraestructura necesaria para el abastecimiento de gas, combustibles y toda otra fuente de energía.
5. Libre acceso a la información de los precios de los mercado no regulados y sobre la formación de los precios de los segmentos regulados.
6. Participación de los usuarios en los entes de regulación y supervisión, integrados a su vez por profesionales de reconocida trayectoria y capacidad en sus materias, independientes de todo poder político y con poder suficiente para asegurar la existencia de mercados energéticos transparentes y competitivos, evitando los abusos de posiciones dominantes y monopólicas.

Los Principales Objetivos de la Asociación son los siguientes:

- 1) El cumplimiento de los principios enunciados
- 2) Defensa de los intereses de los Grandes Consumidores y Usuarios de energía, en temas que afectan a más de un país.
- 3) Desarrollar programas comunes de defensa de los Grandes Consumidores y Usuarios de energía y de capacitación de sus miembros.
- 4) Intercambio de información sobre los mercado energéticos de los países a que pertenecen las Asociaciones miembros.
- 5) Asesoramiento a los asociados de las Asociaciones miembros, sobre normativa, calidad de servicio y precios locales.
- 6) Establecimiento de una base común de datos para los asociados.
- 7) Análisis conjunto de propuestas normativas sobre intercambio de energía que involucre a países a los que pertenezcan los asociados.
- 8) Establecimiento de posiciones comunes ante normas sobre intercambio de energía.

9) Representación de los Asociados miembros en los foros internacionales tomando como base las posiciones comunes consensuadas.

10) Contribuir a dar transparencia al mercado energético de América.

11) Promover el uso racional de la energía entre sus asociados y terceros comprometiéndose en la preservación del medio ambiente.

12) Propiciar la integración energética de América para beneficio de todos los consumidores y usuarios de los países interconectados.

Con la creación de esta Asociación, los consumidores intensivos de energía del país y desde luego las empresas industriales, contarán con información de primera mano sobre los mercados y precios de la energía, así como con la colaboración de las otras Asociaciones miembros para analizar y proponer modificaciones y ajustes legales y reglamentarios contando con la experiencia de otros países.

Suscribieron el Acta de Constitución de esta Asociación por parte de ACIDE (Perú), el Ing. Jaime Calmet Hart, Secretario Ejecutivo de ACIDE y el Ing. John Hartley Morán, Vicepresidente de dicha entidad.



Serie

recursos naturales e infraestructura

Números publicados

- 1 Panorama minero de América Latina a fines de los años noventa, Fernando Sánchez Albavera, Georgina Ortíz y Nicole Moussa (LC/L.1253-P), N° de venta S.99.II.G.33 (US\$10.00), 1999. [www](#)
- 2 Servicios públicos y regulación. Consecuencias legales de las fallas de mercado, Miguel Solanes (LC/L.1252-P), N° de venta S.99.II.G.35 (US\$10.00), 1999. [www](#)
- 3 El Código de Aguas de Chile: entre la ideología y la realidad, Axel Dourojeanni y Andrei Jouravlev (LC/L.1263-P), N° de venta S.99.II.G.43 (US\$10.00), 1999. [www](#)
- 4 El desarrollo de la minería del cobre en la segunda mitad del Siglo XX, Nicole Moussa, (LC/L.1282-P), N° de venta S.99.II.G.54 (US\$10.00), 1999. [www](#)
- 5 La crisis eléctrica en Chile: antecedentes para una evaluación de la institucionalidad regulatoria, Patricio Rozas Balbontín, (LC/L.1284-P), N° de venta S.99.II.G.55 (US\$10.00), 1999. [www](#)
- 6 La Autoridad Internacional de los Fondos Marinos: un nuevo espacio para el aporte del Grupo de Países Latinoamericanos y Caribeños (GRULAC), Carmen Artigas (LC/L.1318-P), N° de venta S.00.II.G.10 (US\$10.00), 1999. [www](#)
- 7 Análisis y propuestas para el perfeccionamiento del marco regulatorio sobre el uso eficiente de la energía en Costa Rica, Rogelio Sotela (LC/L.1365-P), N° de venta S.00.II.G.34 (US\$10.00), 2000. [www](#)
- 8 Privatización y conflictos regulatorios: el caso de los mercados de electricidad y combustibles en el Perú, Humberto Campodónico (LC/L.1362-P), N° de venta S.00.II.G.35 (US\$10.00), 2000. [www](#)

Otros títulos elaborados por la actual División de Recursos Naturales e Infraestructura y publicados bajo la Serie Medio Ambiente y Desarrollo

- 1 Las reformas energéticas en América Latina, Fernando Sánchez Albavera y Hugo Altomonte (LC/L.1020), abril de 1997. [www](#)
- 2 Private participation in the provision of water services. Alternative means for private participation in the provision of water services, Terence Lee y Andrei Jouravlev (LC/L.1024), mayo de 1997 (inglés y español). [www](#)
- 3 Procedimientos de gestión para un desarrollo sustentable (aplicables a municipios, microrregiones y cuentas), Axel Dourojeanni (LC/L.1053), septiembre de 1997 (español e inglés). [www](#)
- 4 El Acuerdo de las Naciones Unidas sobre pesca en alta mar: una perspectiva regional a dos años de su firma, Carmen Artigas y Jairo Escobar (LC/L.1069), septiembre de 1997 (español e inglés).
- 5 Litigios pesqueros en América Latina, Roberto de Andrade (LC/L.1094), febrero de 1998 (español e inglés).
- 6 Prices, property and markets in water allocation, Terence Lee y Andrei Jouravlev (LC/L.1097), febrero de 1998 (inglés y español). [www](#)
- 8 Hacia un cambio en 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, septiembre de 1998.
- 9 Proyecto CEPAL/Comisión Europea "Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina". La industria del gas natural y las modalidades de regulación en América Latina, Humberto Campodónico (LC/L.1121), abril de 1998. [www](#)

- 10 Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Guía para la formulación de los marcos regulatorios, Pedro Maldonado, Miguel Márquez e Iván Jaques (LC/L.1142), septiembre de 1998.
- 11 Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Panorama minero de América Latina: la inversión en la década de los noventa, Fernando Sánchez Albavera, Georgina Ortiz y Nicole Moussa (LC/L.1148), octubre de 1998. **www**
- 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, Humberto Campodónico (LC/L.1159), noviembre de 1998.
- 13 Financiamiento y regulación de las fuentes de energía nuevas y renovables: el caso de la geotermia, Manlio Coviello (LC/L.1162), diciembre de 1998.
- 14 Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Las debilidades del marco regulatorio eléctrico en materia de los derechos del consumidor. Identificación de problemas y recomendaciones de política, Patricio Rozas (LC/L.1164), enero de 1999. **www**
- 15 Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Primer Diálogo Europa-América Latina para la Promoción del Uso Eficiente de la Energía (LC/L.1187), marzo de 1999.
- 16 Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Lineamientos para la regulación del uso eficiente de la energía en Argentina, Daniel Bouille (LC/L.1189), marzo de 1999.
- 17 Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la Energía en América Latina”. Marco Legal e Institucional para promover el uso eficiente de la energía en Venezuela, Antonio Ametrano (LC/L.1202), abril de 1999.

-
- El lector interesado en números anteriores de esta serie puede solicitarlos dirigiendo su correspondencia a la División de Recursos Naturales e Infraestructura, CEPAL, Casilla 179-D, Santiago, Chile. No todos los títulos están disponibles.
 - Los títulos a la venta deben ser solicitados a la Unidad de Distribución, CEPAL, Casilla 179-D, Santiago de Chile, Fax (562) 210 2069, publications@eclac.cl.
 - **www**: Disponible también en Internet: <http://www.eclac.cl>.

Nombre:.....
Actividad:.....
Dirección:.....
Código postal, ciudad, país:
Tel.: Fax:
E-Mail: