
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN EL PERÚ:
REGULACIÓN Y EFICIENCIA

DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN EL PERÚ: REGULACIÓN Y EFICIENCIA

José Luis Bonifaz F.

Con la colaboración de
Martín Rodríguez



Edición: Lima, abril de 2001
 Impreso en el Perú
 © Consorcio de Investigación Económica y Social (CIES) / Universidad del Pacífico -
 Centro de Investigación (CIUP)
 www.consortio.org

Cuidado de edición: Alberto Ñiquen
 Arte de carátula: Fernando Gagliuffi

Hecho el Depósito Legal N° 1501162001-1191
 Impreso por Visual Service SRL

ISBN 9972-804-08-9

El Consorcio de Investigación Económica y Social (CIES) está conformado por más de 25 instituciones de investigación y/o docencia; con el auspicio del Centro Internacional de Investigaciones para el Desarrollo (CIID), la Agencia Canadiense para el Desarrollo Internacional (ACDI) y otras fuentes de cooperación.

El CIES y el CIUP no comparte necesariamente las opiniones vertidas en el presente libro, que son responsabilidad exclusiva de sus autores.

Introducción	11
I. El sector eléctrico en el Perú	15
1. Antecedentes del sector eléctrico en el Perú	15
2. La reforma del sector eléctrico	18
2.1. Ley de Concesiones Eléctricas	18
2.1.1. Actividades dentro del sector eléctrico	18
2.1.2. Estructura del sector eléctrico	20
2.1.3. La metodología para la fijación de las tarifas eléctricas	21
2.2. El proceso de privatización	24
2.2.1. La privatización de Electrolima	25
2.2.2. La privatización de Electroperú	28
2.2.3. Privatización de empresas regionales	29
2.2.4. Las empresas no privatizadas	29
2.2.5. Impacto de las privatizaciones en el sector eléctrico	30
3. Situación actual del sector eléctrico	31
3.1. Constitución del sector: componentes de los sistemas interconectados	31
3.1.1. Generación	32
3.1.2. Transmisión	33
3.1.3. Distribución	34
3.2. La conformación y evolución de las tarifas	36
II. Marco legal de la regulación de precios en el sector de distribución eléctrica en el Perú	41
1. Análisis de la Ley de Concesiones Eléctricas	41
1.1. El marco legal	41
1.2. Espíritu de la ley	43
2. La práctica aplicada por la Comisión de Tarifas Eléctricas	46
2.1. Antecedentes	46
2.2. Fijación de tarifas de 1997	47
2.2.1. Resolución N° 014-97 P/CTE	47

2.2.2. Recurso de reconsideración presentado por Edelnor	48		
2.2.3. Resoluciones 015-97 P/CTE y 017-97-P/CTE	49		
2.2.4. ¿Final del conflicto?	50		
III. Teoría económica de la regulación: aplicaciones en el sector eléctrico	55		
1. Aspectos conceptuales	55		
1.1. Monopolio natural	55		
1.1.1. Equilibrio de un monopolio natural en una industria no regulada	57		
1.2. Necesidad de intervención del Gobierno: regulación	59		
1.2.1. Esquema óptimo de regulación en ausencia de subsidios	61		
1.3. El problema de información asimétrica	63		
1.4. El problema de la subinversión y el compromiso	64		
2. Formas de regulación	65		
2.1. Métodos de regulación de monopolios	65		
2.1.1. Regulación por tasa de retorno	65		
2.1.2. Regulación por precios tope	67		
2.1.3. Regulación por precios Ramsey	69		
2.2. Métodos alternativos de regulación	70		
2.2.1. Competencia por comparación	71		
2.2.2. Regulación sobre la base de una empresa modelo eficiente	71		
3. La importancia de medir la eficiencia relativa de las empresas reguladas	73		
4. Formas de regulación detrás de la LCE	76		
IV. Efectos de la metodología aplicada por la comisión de tarifas eléctricas	79		
1. Problemas del método y de su aplicación	79		
1.1. ¿Qué es el valor nuevo de reemplazo?	80		
1.1.1. ¿Qué han dicho la CTE y las empresas de distribución?	80		
1.1.2. El análisis de Breyer	81		
1.1.3. El concepto de VNR en la LCE	82		
1.2. Cálculo del valor agregado de distribución: propuestas	82		
1.3. Cálculo del VNR: propuestas	85		
1.4. Recomendaciones	86		
2. Efectos de un aumento en el VNR sobre la tarifa final a usuarios del servicio público de electricidad	87		
2.1. El procedimiento	88		
2.2. Resultados	89		
		3. Efectos de la aplicación de la LCE sobre el comportamiento de los actores	90
		3.1. Juego con información incompleta: primera etapa	90
		3.2. Juego con información incompleta en dos etapas	94
		3.3. ¿Qué puede hacer el Gobierno?	95
		V. Análisis de la eficiencia relativa de las empresas distribuidoras de energía eléctrica	97
		1. El concepto de eficiencia	97
		2. Los distintos métodos de estimación	99
		3. El modelo	105
		4. Resultados empíricos	107
		4.1. El modelo	107
		4.2. Las estimaciones	109
		5. Conclusiones	113
		VI. Conclusiones y recomendaciones	115
		1. Sobre el marco institucional	116
		2. Sobre el esquema regulatorio	118
		3. Sobre la eficiencia de las empresas distribuidoras	119
		Referencias	121
		Anexos	127

Desde 1990 la economía peruana ha experimentado un profundo y ambicioso programa de reformas económicas que, entre otras medidas, ha incluido la privatización de importantes empresas estatales. Estas acciones han significado que paulatinamente el Estado abandone su rol en el proceso de asignación de recursos como productor directo o proveedor de bienes y servicios, pasando a ser un vigilante de las fallas de mercado.

Para el caso particular del sector eléctrico, el Gobierno ha reemplazado su rol de productor y distribuidor de la energía eléctrica por el de regulador en las actividades de generación y distribución, que corresponden a sectores donde la necesidad de regulación surge por la posibilidad de darse un equilibrio diferente al socialmente deseado si es que el Estado no interviniera.

Las reformas emprendidas en el sector eléctrico estuvieron determinadas, además, por la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) en 1992. Con la finalidad de establecer las condiciones para un mercado eficaz y competitivo, la ley introduce la segmentación de las actividades de generación, transmisión y distribución dentro del sector eléctrico, estableciendo un régimen de libertad de precios para que los suministros puedan efectuarse en condiciones de competencia y un sistema de precios regulados para aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran. La LCE describe las metodologías que se deben emplear para obtener los precios máximos de generación, transmisión y distribución de electricidad. Además, la ley designa a la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE) como el órgano regulador encargado de fijar las tarifas aplicando dichas metodologías.

Para que un marco regulatorio sea eficaz y efectivo se requiere que sea transparente, creíble y estable a través del tiempo. Debe ser atractivo para el inversionista privado, pero al mismo tiempo ha de velar por los intereses de los consumidores. La estabilidad de las reglas del juego y la reputación de las autoridades son características aun más relevantes de toda economía en proceso de transformación. De hecho, la posibilidad que el nuevo modelo se consolide

definitivamente depende en gran medida de la capacidad para atraer a los capitales privados y que estas inversiones se materialicen en la reducción de costos económicos y sociales asociados a la reforma.

La presente investigación tiene dos objetivos principales. El primero es examinar las bondades y defectos del método de regulación utilizado en el Perú para la fijación de las tarifas finales de distribución, confrontarlo con la LCE y medir el impacto de su aplicación sobre algunas variables económicas del sector. El segundo es realizar un análisis de eficiencia relativa de las empresas del sector de distribución. Estos dos objetivos unidos constituirán una herramienta fundamental para la toma de decisiones de las autoridades vinculadas al sector, especialmente de la autoridad reguladora.

Un análisis de este tipo proporcionará a las autoridades encargadas de tomar las decisiones en el sector una adecuada información desde diferentes perspectivas. Por un lado, el estudio de la LCE permitirá evaluar la posibilidad de revisar la parte legal y discutir la incorporación de posibles modificaciones a ésta. Por otro, examinar los efectos de la metodología aplicada en el cálculo de las tarifas hará posible establecer cómo se comportan los agentes en el mercado y cómo les afecta la aplicación de la LCE.

Finalmente, el análisis comparativo de la eficiencia relativa de las empresas nos dará una visión sobre el tipo de empresas que conforman el mercado de la distribución eléctrica en el Perú, lo que permitirá rankearlas y conocer su grado de eficiencia. Si bien es cierto que la CTE emplea indicadores de desempeño para este fin, cabe mencionar que sólo considera indicadores de productividad parcial y no de eficiencia relativa como los que se proponen en el presente documento. Aunque en algunas circunstancias pueden ser útiles a los reguladores, los indicadores de productividad parcial suelen ser incompletos ya que existen variables de control que éstos no tienen en cuenta (la estructura del mercado, los kilómetros de redes, el área de concesión, etcétera).

Así, una metodología alternativa a estos indicadores viene dada por los estudios de fronteras, los mismos que miden las desviaciones en el desempeño de las empresas individuales en relación con la mejor práctica actual. Es decir, la eficiencia de una compañía muestra qué tan bien se desempeña en relación con las mejores empresas en la industria, si éstas últimas se enfrentaran con las mismas condiciones que la empresa analizada. La principal ventaja del enfoque de fronteras de eficiencia sobre otros indicadores de desempeño es que se trata de medidas objetivas que consideran los efectos de factores exógenos que pueden influir en el desempeño observado. Indudablemente, estos indicadores constituyen herramientas útiles para la autoridad reguladora en la posible implementación de la competencia por comparación, o simplemente en la observación del desem-

peño de las empresas. Además, resuelve en parte el problema de la simetría de información sobre los esfuerzos verdaderos de las empresas por reducir costos.

El documento ha sido estructurado en cinco capítulos en los que se intenta lograr los objetivos propuestos. En el primero se presenta una visión general del sector eléctrico en el Perú, con énfasis en el sector de distribución. Así, se analizan los antecedentes del sector, las reformas experimentadas por el mismo durante la década del noventa y su situación actual. El segundo intenta describir el marco legal de la regulación de precios en el sector de distribución eléctrica, para lo cual se analiza tanto la LCE como la forma en que ésta es aplicada por la CTE.

En el capítulo 3 se describen los principales métodos de regulación desarrollados por la teoría económica y se discuten las formas de regulación implementadas en el sector de distribución eléctrica en el Perú. Asimismo, se incide en los problemas de información asimétrica, de la subinversión y el compromiso, y en la importancia de medir la eficiencia en una empresa regulada.

El cuarto capítulo revisa los efectos de la metodología aplicada por la CTE tanto sobre las tarifas como sobre el comportamiento de los actores dentro del sector. Aquí se analizan los principales problemas asociados a la aplicación del método de regulación, los cuales se centran en discusiones en torno al cálculo de los valores nuevos de reemplazo (VNR) y los valores agregados de distribución (VAD). Se analiza la LCE y se proponen algunas recomendaciones en beneficio del método de regulación económico respaldado por la ley. Además, se discuten algunos mecanismos de resolución de conflictos que no se encuentran contemplados en la ley.

Mediante simulaciones sencillas, se hace un análisis cuantitativo del impacto de cambios en el cálculo del VAD sobre la tarifa final, con el objetivo de determinar el verdadero impacto de un cambio en el VNR aprobado por la CTE sobre el precio final de la energía. Adicionalmente, utilizando la base teórica proporcionada por la Teoría de Juegos, se plantean algunos modelos sencillos sobre la forma en que interactúan los agentes involucrados. Así, se concluye que si el Gobierno desea que las empresas concesionarias inviertan eficientemente, entonces es necesario que transmita credibilidad a través de comportamientos predecibles donde se respeten las reglas de juego originales.

El objetivo principal del capítulo 5 es presentar un análisis de la eficiencia relativa de las empresas distribuidoras de energía en el Perú, en el período 1995-1998, para lo cual se estimó una frontera estocástica con máxima verosimilitud (MV). El cálculo de estas medidas pretende contribuir al desarrollo de instrumentos que permitan una regulación eficiente de las empresas del sector. Como ya se

mencionó, el análisis comparativo de la eficiencia relativa de las distribuidoras eléctricas en el Perú hará posible rankearlas y conocer su grado de eficiencia.

Finalmente, se presentan las principales conclusiones del documento, así como algunas recomendaciones que se desprenden de las mismas, y que podrían ser consideradas por la autoridad reguladora para lograr un mejor desempeño del sector.

Por último, quisiera agradecer a las personas e instituciones que hicieron posible la culminación de este trabajo. A Milagros Jiménez Olivet por su brillante y eficiente asistencia a lo largo de todo el documento. A Martín Rodríguez-Pardina y Martín Rossi, mis colegas argentinos, que desarrollaron el capítulo 5 de este trabajo. Al referee anónimo quien me alcanzó valiosos comentarios al trabajo. Al Director del Ciup, Felipe Portocarrero por su especial interés mostrado en el desarrollo del proyecto. Por último, y no por ello menos importante, al CIES por el financiamiento.

I. EL SECTOR ELÉCTRICO EN EL PERÚ

1. Antecedentes del sector eléctrico en el Perú

Los orígenes de la inversión en el sector eléctrico peruano datan de 1886, cuando la Municipalidad de Lima contrató a la empresa Peruvian Electrical Construction and Supply Company para proveer el alumbrado público de la ciudad. A partir de ese momento, la industria eléctrica se expandió rápidamente. En 1906, cuatro empresas eléctricas que operaban en ese momento en Lima se fusionaron con el nombre de Empresas Eléctricas Asociadas¹.

Hasta antes de la década del setenta la industria eléctrica en el Perú estuvo desarrollada principalmente por el sector privado nacional y extranjero (sobre todo suizo, inglés y norteamericano). En ese entonces se abastecía únicamente al 15% de la población, ya que sólo quienes vivían en las grandes ciudades recibían el servicio a través de compañías privadas a las cuales se les había otorgado una concesión temporal. Años después, con la aparición de las primeras empresas estatales, los poblados más pequeños empezaron a ser atendidos.

Pero es recién con la llegada al poder de las Fuerzas Armadas, en 1969, que se impulsó el rol del Estado con una serie de reformas estructurales, y el sector energético se convirtió en el principal impulsor de la inversión pública². Como parte de estas reformas, en 1972 el Estado nacionalizó la industria eléctrica y creó Electroperú, empresa que actuaría como *holding* para la generación, transmisión, distribución y venta de energía eléctrica. Asimismo, se estableció a la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas como el ente encargado de dirigir, promover, controlar y fiscalizar las actividades del servicio de electricidad. Al año siguiente se inició la construcción del proyecto Mantaro para incrementar la capacidad instalada, que era de sólo 1,930 Mw.

¹ Fernández-Baca, Jorge. La experiencia regulatoria en Perú II: Los casos de la electricidad y el agua potable. En *Apuntes*, N° 43. Segundo Semestre 1998, p. 89-105.

² Hasta finales de la década del sesenta la inversión pública (incluidos el Gobierno Central y las empresas públicas) sólo alcanzaba el 2.5% del PBI.

Como resultado de estas reformas, entre 1972 y 1979 se produjo un importante crecimiento de la potencia instalada, con una adición promedio de 114 Mw anuales y una tasa de crecimiento de 5.7% anual. Asimismo, las inversiones realizadas por Electroperú ascendieron, en promedio, a US\$180 millones anuales constantes de 1995, lo que representó el 0.5% del PBI (ver cuadro 1.1).

Cuadro 1.1
ELECTROPERÚ: INDICADORES RELEVANTES

	70-79	80-89	80-85	86-90	90-95	90-93	94-95
Inversiones en US\$MM de 1995, promedios anuales por período	178.6	490	656	222.2	89.3	96.4	30.6
Inversiones % de PBI, promedios anuales por período	0.52	1.29	1.74	0.57	0.21	0.24	0.05
Adición promedio de potencia anual en Mw (72-79)							
Electroperú	85	75	88	45	71	49	106
Autoprodutores	29	18	8	1	19	-13	0
T de C de la potencia instalada (72-79)							
Electroperú	7.3	3.5	4.6	2.1	2.4	2.2	7.1
Autoprodutores	2.5	1.7	0.8	0.1	1.4	-1.3	0.0
TOTAL	5.7	2.9	3.4	1.4	2.1	1.2	4.8

Fuente: Electroperú

Elaboración: Campodónico Sánchez, Humberto. *Las reformas estructurales del sector eléctrico peruano y características de la inversión 1992-2000*. Serie Reformas Económicas. N° 25. CEPAL. Mayo de 1999.

En la primera mitad de la década del ochenta, las inversiones en el subsector eléctrico continuaron en aumento y llegaron a un promedio anual de US\$650 millones, que constituía el 1.74% del PBI. Asimismo, se mantuvo la adición promedio de la potencia instalada (88 Mw anuales) aunque la tasa de crecimiento comenzó a disminuir.

Pero ya en la segunda mitad de esa década era claro que Electroperú atravesaba por una situación crítica. La crisis tuvo relación con el alto nivel de endeudamiento externo, pero indudablemente la principal causa de ésta radicó en el retraso tarifario que comprometió la capacidad operativa de la empresa y redujo sus posibilidades de inversión.

El sector eléctrico peruano contaba, entonces, con un sistema tarifario basado en el concepto de costos contables; adicionalmente, coexistía una diversidad de tarifas a usuarios finales distribuidas de acuerdo con la actividad desarrollada por

el usuario de energía eléctrica. De esta forma, dicha actividad podía ser clasificada en industrial, comercial, residencial, alumbrado público, uso general y agropecuario. La compra y venta de energía eléctrica entre las empresas que conformaban el servicio público de electricidad no se efectuaba mediante un mecanismo de precio, sino a través del Fondo de Compensación de Generación, cuyo objetivo era compensar la diferencia de costos de generación y transmisión mostradas por las empresas de electricidad, producidas a raíz de las diferentes fuentes energéticas, escalas de producción y estructuras de mercado en las que operaban las empresas del sector (CTE, 1998).

En 1986 se propuso la implantación de la llamada “Nueva Tarifa de Energía Eléctrica”, la cual trataba de determinar los niveles tarifarios que cubran el mínimo costo medio de producción de energía eléctrica para el servicio público con la finalidad de contribuir a la eficiencia económica en la operación y desarrollo del sector eléctrico nacional. Sin embargo, este sistema fue aceptado recién en 1993.

Hasta inicios de la década de los noventa la propiedad y representación de las acciones del Estado estaban a cargo de Electroperú, que a su vez ejercía la supervisión y coordinación de las empresas regionales de electricidad. Electroperú, las empresas regionales de electricidad y los sistemas aislados producían, en conjunto, el 70% de la oferta total de energía eléctrica en el país, mientras que el resto era producido por empresas autoproductoras privadas³. La electricidad era distribuida a través de los sistemas interconectados Centro Norte (SICN), Sureste (SISE) y Suroeste (SISO). En este contexto, Electrolima era la mayor de las empresas regionales de distribución eléctrica, con el 98% de sus acciones en poder de Electroperú y el 2% restante en manos del Banco Popular e ICSA.

Lamentablemente, el manejo ineficiente de las empresas públicas eléctricas llevó a que el Perú tenga una de las tasas más bajas de consumo de energía eléctrica en comparación con otros países de América Latina. Mientras Colombia, Chile y Venezuela tenían, durante la primera mitad de los noventa, un consumo per cápita de alrededor de 1,000 Kw/h, 2,000 Kw/h y más de 2,500 Kw/h, respectivamente, Perú tenía un consumo de tan sólo 500 Kw/h. En 1992 el Perú registraba un índice de electrificación de apenas 48.4%, lo cual evidenciaba que más de la mitad de la población carecía de electricidad.

En vista de estas ineficiencias, y como parte del programa de estabilización macroeconómica y de reformas estructurales que tenía por objetivo disminuir la intervención del Estado en las actividades económicas, se inició la reestructuración y transformación del sector eléctrico. En 1992 se promulgó la Ley de Conce-

³ En 1990, la capacidad de generación de Electroperú ascendía a 3,180 MW, de los cuales 2,190 (69%) provenían de centrales hidroeléctricas y los otros 990 (31%) de centrales térmicas.

siones Eléctricas y a mediados de 1994 se puso en marcha el proceso de privatización de Electroperú.

2. La reforma del sector eléctrico

2.1 Ley de Concesiones Eléctricas

El 19 de noviembre de 1992 el gobierno del presidente Alberto Fujimori promulgó la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley 25844), reglamentada posteriormente por el Decreto Supremo 009-93-EM.

La LCE se basa en la experiencia de Chile, Argentina y Reino Unido⁴, donde la oferta de electricidad es separada en tres actividades independientes: generación, transmisión y distribución. Basada en este esquema, la generación eléctrica debe realizarse dentro de un marco de libre competencia absoluta; la transmisión, mientras no esté sujeta a la competencia, debe proveer libre acceso a compradores y proveedores; y los derechos y responsabilidades de las compañías distribuidoras serán regulados de acuerdo a su condición de monopolio natural⁵.

2.1.1 Actividades dentro del sector eléctrico

Con la finalidad de implantar las condiciones para un mercado eficiente y competitivo, la ley introduce la segmentación de las actividades de generación, transmisión y distribución dentro del sector eléctrico, además de promover la especialización de las empresas eléctricas en cada una de dichas actividades. Asimismo, establece el régimen de libertad de precios para que los suministros puedan efectuarse en condiciones de competencia, el sistema de precios regulados para aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran y la interconexión de los sistemas eléctricos y la administración privada de la operación bajo principios de eficiencia.

• Generación

La generación es llevada a cabo por empresas estatales o privadas, las cuales producen electricidad a partir de centrales hidroeléctricas o termoeléctricas. Esta actividad se desarrolla en un mercado de libre competencia donde cualquier empresa puede instalar equipos de generación de electricidad. Sin embargo, en el caso de explotar recursos hidráulicos o geotérmicos para centrales mayores a 10 Mw, el operador requiere de una concesión del Ministerio de Energía y Minas (MEM).

⁴ Ver Guasch y Spiller (1996)

⁵ Para los clientes con una capacidad de conexión mayor o igual a 1 MW, llamados clientes "libres", se introduce la competencia y éstos pueden y deben negociar la tarifa con el distribuidor.

• Transmisión

La transmisión tiene como principal objetivo facilitar las transferencias de energía desde los generadores a los clientes, para lo cual se debe cubrir los costos de transmisión a través de un peaje por conexión que es pagado por los generadores a los operadores de los sistemas de transmisión. Cabe resaltar que estos últimos requieren de una concesión cuando sus instalaciones afectan a bienes del Estado.

• Distribución

El nuevo marco regulatorio permite que la distribución de electricidad pueda ser desarrollada por personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, de acuerdo con el sistema de concesiones y autorizaciones establecidos por el MEM, que estipula que las empresas requieren de una concesión cuando la potencia instalada es mayor a los 500 Kw.

Los concesionarios de distribución están obligados a prestar servicio eléctrico a quien lo requiera dentro de su área de concesión. Además, están obligados a tener contratos vigentes con las empresas generadoras que cubran sus requerimientos de potencia y energía durante los siguientes dos años, como mínimo.

• Comercialización

Si bien el marco legal del sector eléctrico en el Perú reconoce la actividad de comercialización, ésta aún no opera. En cambio, en Reino Unido, Noruega, Suecia y Colombia⁶ se permite e impulsa la libre competencia en los negocios de generación y comercialización de electricidad; mientras que las actividades de transmisión y distribución son reguladas debido a su naturaleza de monopolios naturales.

En Reino Unido, por ejemplo, inicialmente los grandes consumidores industriales y comerciales podían elegir a su proveedor (comercializador), pero la pequeña industria y los consumidores domésticos tenían que comprar la electricidad de sus proveedores públicos locales (PES). Sin embargo, desde setiembre de 1998 se implementó un procedimiento por etapas para introducir la competencia al sector que culminó en mayo de 1999 y que permitió que estos consumidores ya puedan elegir a su proveedor libremente. Este nuevo contexto dio lugar a la introducción en el mercado de los proveedores de la segunda capa (STS). Los antiguos PES solicitaron licencias de STS, pero otros participantes también lo hicieron, habiéndose concedido 20 licencias hasta junio de 1999. Así, la compe-

⁶ Para más detalle, ver anexo 1.

tencia se desarrolla de manera importante, los STS presentan precios más bajos que los PES⁷.

En el caso peruano, la actividad de comercialización está contemplada en la LCE. En setiembre del 2000 se promulgó el Reglamento para la Comercialización de Electricidad en un Régimen de Libertad de Precios que modifica el artículo 129° del Reglamento de la LCE. En este reglamento, se cambia la clasificación de los clientes no sujetos a regulación de precios, a efectos de aplicarlos únicamente donde exista un Comité de Operación Económica del Sistema (COES), de tal forma de permitir la competencia por los contratos con clientes no sujetos a regulación de precios (Decreto Supremo N° 017-2000-EM).

Los objetivos principales de este reglamento son definir los criterios mínimos a considerar en los contratos sujetos al régimen de libertad de precios tales como: modalidades de contratación, descripción de las condiciones de calidad, descripción de las fórmulas tarifarias, determinación del precio del contrato, entre otros. Con la puesta en marcha de este reglamento, los usuarios o clientes tendrán la oportunidad de contratar la compra de electricidad en el punto de entrega a uno o varios suministradores, en las barras de referencia de generación⁸ a uno o varios suministradores, o a cualquier combinación entre las opciones anteriores. Con esto se busca la competencia en precios en la distribución de energía a través de la puesta en marcha de la actividad de comercialización de electricidad.

2.1.2 Estructura del sector eléctrico

En cuanto a la estructura del sector eléctrico, la LCE ha determinado la existencia de cinco actores principales:

- a. Los clientes o usuarios, que están divididos en dos categorías: clientes “libres” y clientes “regulados”.
- b. Las empresas eléctricas, que pueden ser generadoras, transmisoras o distribuidoras, y que operan en forma independiente.
- c. El Comité de Operación Económica del Sistema (COES) de cada uno de los sistemas interconectados⁹, organismo de carácter técnico que coordina la operación del sistema al mínimo costo, garantizando la seguridad en el abastecimiento de electricidad.

7 Corresponde al ente regulador no permitir que los PES se aprovechen de su condición de distribuidores para bajar los precios.

8 Es la barra indicada por la CTE en sus resoluciones de fijación de los precios en barra.

9 En el Perú existen dos sistemas interconectados: el Centro-Norte (SICN) y el Sur (Sisur).

d. El Estado, representado por el MEM a través de la Dirección General de Electricidad (DGE), que ejerce las funciones en materia normativa dentro del sector y, además, es responsable del otorgamiento de concesiones y autorizaciones para participar en el sector eléctrico.

e. El Sistema Supervisor de la Inversión en Energía, encargado de la regulación del sector eléctrico e integrado por la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE), el Organismo Supervisor de la Energía (Osinerg)¹⁰ y el Instituto de Defensa de la Libre Competencia y la Propiedad Intelectual (Indecopi).

- La CTE es el organismo técnico y autónomo –compuesto por cinco miembros– responsable de fijar tarifas máximas de generación, transmisión y distribución, así como de establecer las fórmulas tarifarias de electricidad aplicables a los clientes regulados.
- Osinerg es la entidad con autonomía funcional, técnica, administrativa y económica, perteneciente al MEM, encargada de fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas relacionadas con las actividades de los sectores eléctricos e hidrocarburos.
- El Indecopi vela por la aplicación de normas de libre competencia, así como otras normas de su competencia, en los sectores eléctrico e hidrocarburos.

2.1.3 La metodología para la fijación de las tarifas eléctricas

La LCE describe las metodologías que se deben emplear para obtener los precios máximos de generación, transmisión y distribución de electricidad. Además, la ley establece a la CTE como el órgano regulador encargado de fijar las tarifas mediante la aplicación de dichas metodologías.

• Costos de generación

La primera etapa para la obtención de las tarifas del servicio público de electricidad se refiere a la determinación de los costos de generación. Para esto es necesario establecer los precios básicos de la energía y potencia, sobre la base del costo marginal de corto plazo (CMgCP) de proveer energía y potencia de punta.

El precio básico de energía se define como un promedio ponderado de los CMgCP 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

¹⁰ La CTE y Osinerg se fusionarán según la Ley N° 27332 del 29 de julio del 2000 (Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos).

anualidad de los costos de desarrollar la central generadora más económica para suministrar potencia adicional en horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico. Estos precios deben financiar los costos de operación y otorgar una rentabilidad a las inversiones en generación del 12% anual para los generadores que suministren potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico. Estas tarifas, así como sus fórmulas de reajuste, se fijan semestralmente por la CTE y entran en vigencia en mayo y noviembre de cada año¹¹.

La base conceptual que sustenta la aplicación de costos marginales de corto plazo postula que en parques generadores en los que la demanda y la oferta están perfectamente adaptados, los ingresos resultantes de valorar, por un lado, la energía al costo marginal de producción y, por otro, la capacidad instalada (supuestamente igual a la demanda) al costo de desarrollar una unidad adicional, permiten recuperar los costos de capital y operación. Para que esto suceda, las decisiones de inversión y de operación deben ser óptimas, de modo que la tarificación marginal comprometa fuertemente las decisiones mencionadas.

Dado que las inversiones en generación son altas, el mercado debería tender a la competencia. Pero, dado que actualmente cuenta con pocos actores, termina pareciéndose más a un mercado oligopólico. Por esta razón, el marco regulatorio se ha preocupado de perfeccionar la competencia a través de la formación de los COES. Lo anterior, sumado a una tarificación eficaz mediante el costo marginal de corto plazo, permite que el mercado se preocupe de desarrollar óptimamente las expansiones, pues al fijarse las decisiones óptimas en tarificación y operación, la expansión debe serlo.

De acuerdo a lo establecido por la LCE y su reglamento, los COES están integrados por las empresas generadoras y por la empresa del sistema de transmisión principal respectivo. Tienen por función el despacho de las centrales de generación de manera que el costo de operación del sistema en su conjunto sea el mínimo, independientemente de los contratos que cada generador tenga con empresas distribuidoras o clientes libres.

A grandes rasgos, la labor del COES consiste en elaborar un “ranking” de despacho de energía de acuerdo a los costos y rendimientos de las centrales de las empresas de generación que lo integran, de manera que el costo de operación conjunto sea el mínimo posible. Esto implica que las centrales hidráulicas (cuyos costos operativos son bajos debido al uso del agua) serán programadas antes que las centrales térmicas a gas o diesel.

¹¹ Estas tarifas, llamadas tarifas en barra, no pueden diferir en más de 10% de los precios libres vigentes en el mercado de generación.

Los COES y las ventas que realizan las empresas de generación a las de distribución constituyen una suerte de *pool* de energía y potencia. Este mercado vende grandes volúmenes de energía y potencia que luego son comercializados por las empresas distribuidoras a los clientes finales, los mismos que pueden ser regulados o libres.

Si el generador participa en el COES puede obtener un precio por sus ventas equivalente al costo marginal de operación de la última central que despacha energía, mientras que si vende a las empresas distribuidoras puede obtener un precio regulado o un precio libremente negociado, según se trate de compras a la empresa distribuidora para el abastecimiento de sus clientes sujetos a regulación de precios o para sus clientes no sujetos a regulación de precios, respectivamente.

- Costos de transmisión y tarifa en barra

La segunda etapa en el cálculo de las tarifas eléctricas consiste en la determinación de los costos del sistema de transmisión. Este cálculo requiere de dos costos combinados: el costo marginal de transmisión y el peaje que los generadores deben abonar a los transmisores.

El costo marginal de transmisión corresponde al costo de las pérdidas marginales de energía y potencia, costos que son medidos como factores de pérdidas de energía y potencia en la transmisión. El peaje o compensación que deben pagar los generadores a los transmisores en un sistema principal se calcula como la diferencia entre el costo total de transmisión¹² y el ingreso tarifario¹³. Para el caso de los sistemas secundarios que conectan una o más centrales generadoras al sistema principal, los peajes se calculan caso a caso y éstos no son incorporados explícitamente en los precios en barra.

De esta forma, las tarifas en barra para energía y potencia son el resultado de multiplicar los factores de pérdida de energía por los precios básicos anteriormente explicados y de agregar el peaje de transmisión para el sistema principal, respectivamente. Estas tarifas son fijadas semestralmente por la CTE, y corresponden a los precios que deben pagar los generadores a los concesionarios de distribución por las ventas de energía.

¹² Anualidad del costo de inversión y costos fijos de operación y mantenimiento del sistema de transmisión.

¹³ Lo que le resta al propietario del sistema luego de realizar retiros de energía y potencia valorizados a precio en barra.

- Las tarifas a clientes finales

La tercera y última etapa en el proceso de fijación de las tarifas eléctricas consiste en la fijación de las tarifas de distribución, las cuales se obtienen agregando a las tarifas en barra el valor agregado de distribución¹⁴. El VAD está formado por tres componentes: los costos asociados al usuario, es decir, los costos unitarios de facturación y cobranza; las pérdidas estándares de distribución en potencia y energía, las cuales comprenden las pérdidas físicas y comerciales; y los costos estándares de inversión¹⁵, mantenimiento y operación asociados a la distribución.

Como ya se mencionó, luego de obtenido el VAD, éste se adiciona a los precios en barra anteriormente determinados, los que incluyen los peajes de transmisión, para establecer las tarifas a usuarios finales. Así, el precio final representa el costo de los recursos utilizados en las actividades de generación, transmisión y distribución. La generación y la transmisión aportan el 65% de la tarifa, mientras que el VAD aporta el 35%. De este último, el costo de inversión representa un 40% del total.

2.2 El proceso de privatización

Durante la década de los ochenta las inversiones realizadas en el país en el sector eléctrico fueron mínimas. En 1992, antes de la puesta en marcha del proceso de privatización, cuando la provisión de los servicios eléctricos se encontraba a cargo del Estado, el Perú registraba uno de los índices de electrificación más bajos de América Latina (apenas 48.4%). Es por ello que el Estado decidió promover la inversión privada en el sector con la promulgación de normas orientadas a promover la competencia y la inversión privada nacional y extranjera en el país, y la de un nuevo marco legal (Ley de Concesiones Eléctricas y su reglamento), mediante los cuales se dio inicio a la reestructuración del sector eléctrico nacional. Así, el Estado incentivó la privatización al asumir la totalidad de las deudas de largo plazo de Electroperú, y al cambiar la modalidad en la fijación de tarifas eléctricas a partir de 1993, justo antes de iniciar la privatización.

Dentro del proceso de privatización del sector eléctrico, la modalidad más utilizada consistió en la venta del 60% de las acciones al mejor postor en un proceso de licitación de primer precio a sobre cerrado¹⁶. Bajo este esquema, llamado en el Perú “Participación Ciudadana”, los trabajadores tienen derecho a

¹⁴ Esta metodología será analizada con detalle en el siguiente capítulo.

¹⁵ Los costos de inversión son calculados como la anualidad del valor nuevo de reemplazo (VNR) del sistema económicamente adaptado (SEA), considerando su vida útil y la tasa anual de actualización de 12% real.

¹⁶ Para más detalles de otras modalidades de licitación ver Bonifaz (1998).

comprar hasta el 10% de las acciones y el Estado se queda con el 30% restante para venderlo al público a través de la Bolsa de Valores (capitalismo popular). Sin embargo, también se han efectuado privatizaciones utilizando la modalidad de capitalización, así como por venta de activos de empresas, principalmente en el caso de las que estaban en proceso de liquidación.

La privatización de las empresas generadoras se inició en abril de 1995 y ha estado sujeta, en casi todos los casos, a compromisos de inversión por parte de la empresa compradora, los cuales ascienden a aproximadamente el 25% de la capacidad instalada actual. En cambio, en el caso de la privatización de las empresas distribuidoras ubicadas en la ciudad de Lima, que se inició en julio de 1994, no se solicitaron compromisos de inversión.

A pesar de que aún no han sido transferidas al sector privado importantes empresas y activos del sector¹⁷, la privatización es beneficiosa tanto para la economía nacional como para el sector eléctrico. Así, desde su inicio hasta 1999, el proceso de privatización ha generado ingresos para el país ascendientes a US\$2,074.5 millones (ver cuadro 1.2); mientras que la inversión realizada por las empresas privatizadas ha ascendido a US\$682 millones¹⁸ (ver cuadro 1.3), lo cual se ha traducido en mejoras en términos de cobertura, potencia instalada, pérdidas de energía, eficiencia y calidad del servicio.

2.2.1 La privatización de Electrolima

Antes de su privatización (que se inició en mayo de 1992), Electrolima era la empresa distribuidora más grande del Perú, siendo responsable del 57% del consumo de los servicios públicos de electricidad del país, y la segunda empresa generadora, con una potencia instalada que representaba el 17% del total nacional.

Para efectos de su privatización, de acuerdo con la LCE que dispone la separación de las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad, Electrolima fue dividida en cinco empresas que comprenden una generadora de energía (Edegel) y cuatro distribuidoras (Luz del Sur, Edelnor, Ede-Chancay y Ede-Cañete).

¹⁷ Aún falta privatizar la Central Eléctrica del Mantaro, Electroandes, Electrosur, Electrosur Oeste, Electrosur Este, Egamsa, Egasa, Egesur, Etecen, Etesur, Electro Oriente, Seal y Egecen. Además, todavía falta realizar la transferencia al sector privado de las acciones remanentes que el Estado tiene en Edelnor (36.45%), Cahua (30%), Etevensa (38.22%) y Empresa Eléctrica de Piura (40%).

¹⁸ Este monto supera ampliamente los compromisos de inversión asumidos por las empresas, que sólo ascendían a US\$270 millones.

Cuadro 1.2
Ingresos generados por la privatización del sector eléctrico
(millones de US\$)

Empresa privatizada	Venta de acciones				
	Estratégica	Trabajadores	Remanentes	Capitalización	Total
Edelnor	176.5	10.8	-	-	187.3
Luz del Sur	212.1	32.4	157.9	-	402.4
Cahua	41.8	6.7	-	-	48.5
Edegel	524.5	74.8	139.0	-	738.3
Etevensa	-	3.4	-	120.1	123.5
Ede-Chancay	10.4	0.1	-	-	10.5
Egenor	228.2	36.3	60	-	324.5
Ede-Cañete	8.6	-	-	-	8.6
Empresa Eléctrica Piura	19.7	-	-	40.0	59.7
Electro Sur Medio	25.6	-	-	-	25.6
Electro Norte	22.1	-	-	-	22.1
Electro Norte Medio	67.9	-	-	-	67.9
Electro Centro	32.7	-	-	-	32.7
Electro Noroeste	22.9	-	-	-	22.9
Total	1393.0	164.5	356.9	160.1	2074.5

Fuente y elaboración: *Evaluación del proceso de privatización del sector eléctrico*. Copri. Febrero 2000.

Cuadro 1.3
Inversión realizada por las empresas privatizadas
(en millones de US\$)

Empresa privatizada	Inversión	
	Compromiso	Ejecución
Edelnor	-	174.3
Luz del Sur	-	181.0
Cahua	-	-
Edegel	42.0	67.0
Etevensa	120.1	122.3
Ede-Chancay	-	-
Egenor	42.0	100.0
Ede-Cañete	-	-
Empresa Eléctrica Piura	40.0	33.6
Electro Sur Medio	25.6	4.0
Electro Norte	-	-
Electro Norte Medio	-	-
Electro Centro	-	-
Electro Noroeste	-	-
Total	269.7	682.2

Fuente y elaboración: *Evaluación del proceso de privatización del sector eléctrico*. Copri. Febrero 2000.

La privatización de la Empresa de Generación Eléctrica de Lima (Edegel) fue por el 70% de las acciones a un valor de US\$600 millones. La primera venta se realizó en octubre de 1995. El 60% fue adquirido por el consorcio Generandes¹⁹, que ofreció US\$524 millones (incluidos US\$100 millones de papeles de deuda) y un compromiso de inversión por US\$42 millones. En julio de 1996 los trabajadores adquirieron el 10% de la empresa por un valor de US\$75 millones. Actualmente, el Estado aún mantiene el 30% de las acciones de Edegel (ver cuadro 1.4).

La empresa de distribución del sur de Lima (Luz del Sur) fue vendida en julio de 1994 por un valor de US\$407 millones. El 60% de las acciones fue comprado por el Consorcio Ontario Quinta, conformado por Ontario Hydro (Canadá) y Chilquinta (Chile). En diciembre de 1996 se efectuó la venta del 30% de acciones en la Bolsa de Nueva York (US\$24 millones), en el mercado local (US\$42 millones) y a través del programa de "Participación Ciudadana" (US\$96 millones) en el que participaron más de 150,000 inversionistas. El 10% restante fue adquirido por los trabajadores.

La privatización de Edelnor se realizó en julio de 1994 por un monto de US\$187 millones (64% de las acciones) de los cuales el 60% fue adquirido por Inversiones Distrilima²⁰, y el restante 4% fue adquirido por los trabajadores. El 36% de las acciones aún pertenece al Estado.

Las distribuidoras Ede-Chancay y Ede-Cañete fueron vendidas por un monto de US\$10.4 y US\$8.6 millones, cada una. Estas empresas posteriormente fueron adquiridas por Edelnor y Luz del Sur, respectivamente.

Cuadro 1.4
Privatización de Electrolima
(en millones de US\$)

Empresas	Participación vendida	Principal operador	Valor de venta	Proyectos de inversión
Edegel	70%	Endesa	600	42
Luz del Sur	97%	Ontario Quinta	407	120
Edelnor	64%	Endesa	187	150
Ede-Chancay y Ede-Cañete	60% y 100%	Endesa y Luz del Sur	19	0

Fuente: Copri
 Elaboración propia

¹⁹ El Consorcio Generandes está conformado por Entergy Corp (EE.UU), Endesa (Chile), Graña y Montero (Perú) y Banco Wiese (Perú).

²⁰ Inversiones Distrilima es un consorcio formado por Endesa (España), Chilectra (Chile), Enersis (Chile) y Cosapi (Perú).

2.2.2 La privatización de Electroperú

Electroperú, hasta antes de la promulgación de la LCE, era la empresa estatal que tenía a su cargo la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el país.

Al igual que en el caso de Electrolima, el proceso de privatización se inició en mayo de 1992. Así, en el marco de la LCE, se crearon dos empresas a partir de las centrales de generación de Electroperú: la Central Hidroeléctrica de Cahua y la Empresa de Generación del Norte (Egenor²¹), que abastece de electricidad al norte del país.

El 60% de las acciones de la Central Hidroeléctrica de Cahua fue subastado en abril de 1995 y adquirido por la empresa peruana Sipesa, que pagó US\$42 millones. En octubre de 1996 los trabajadores adquirieron el 10% de las acciones (US\$7 millones), quedando aún en posesión del Estado el 30% restante de acciones que tendría un valor aproximado de US\$8.4 millones.

Egenor fue transferida en junio de 1996 a la empresa Dominion Energy Inc. (Estados Unidos), la cual pagó US\$228 millones por el 60% de las acciones y asumió compromisos de inversión por US\$42 millones. En noviembre del mismo año los trabajadores adquirieron el 10% de las acciones por un monto de US\$36 millones.

Posteriormente, al Cepri de Electroperú también le fue encargada la privatización de Etevensa y de la Empresa Eléctrica de Piura S.A.

Etevensa es la empresa de generación térmica de Ventanilla perteneciente al SICN. En diciembre de 1995 el 60% de las acciones de esta generadora térmica fue adquirida por Endesa (España) en US\$120 millones²². En octubre de 1996 se transfirió el 1.78% de las acciones a los trabajadores por un monto de US\$3.4 millones. El Estado posee un remanente de 38% de las acciones. Tratándose de una generadora térmica a gas, el paquete accionario del Estado mejorará en la medida que se desarrolle el proyecto de gas de Camisea.

La Empresa Eléctrica de Piura cuenta con Endesa como operador y tiene toda su capacidad contratada con Edelnor. Fue transferida al sector privado en octubre de 1996 por US\$60 millones, pero hasta el momento sólo se han pagado US\$19.7

²¹ Egenor está conformada por las centrales hidroeléctricas de Carhuaquero (75 Mw) y Cañón del Pato (150 Mw) y las centrales térmicas de Chimbote (167 Mw), Trujillo (22 Mw), Chiclayo (30 Mw), Paita (11 Mw) y Sullana (10 Mw).

²² Se vendieron bajo un esquema de capitalización por inversión.

millones por el 19.7% de las acciones. El 40% restante se entregará conforme se cumplan los compromisos de inversión asumidos por la empresa (US\$40 millones). Además de registrar un bajo costo de producción por ser una termoeléctrica alimentada por gas, se encuentra en una zona donde el crecimiento de mercado es evidente debido a los proyectos mineros e industriales que –se estima– se realizarán en la zona.

2.2.3 Privatización de empresas regionales

En mayo de 1996 se constituyó el Comité Especial (Cepri) encargado de realizar la promoción de la inversión privada en las empresas regionales de electricidad, las que comprendían a Electro Sur Medio S.A., Electro Norte Medio S.A., Electro Centro S.A., Electro Norte S.A., Electro Nor Oeste S.A., Electro Sur S.A., Electro Sur Oeste S.A., Electro Sur Este S.A., Egemsa, Egasa y Egesur.

Así, en febrero de 1997, el 100% de las acciones de Electro Sur Medio S.A. fue subastado por US\$ 51.28 millones al consorcio HICA²³. El método de pago convenido fue de US\$ 20.51 millones (que es el 40% de la oferta económica) en efectivo, pagándose el 20% de cuota inicial y estableciéndose que el resto será pagado en ocho años²⁴, y de US\$ 25.64 millones (equivalente al 50% de la oferta) que serán pagados a través de inversiones en los próximos cinco años con el objetivo de promover la electrificación rural de la zona. Adicionalmente, el consorcio está obligado a compartir el 10% de las acciones con sus trabajadores.

Finalmente, el 25 de febrero de 1998 se subastó el 30% de las acciones de las empresas de distribución del norte del país: Electro Norte S.A., Electro Norte Medio S.A., Electro Centro S.A. y Electro Noreste S.A. La empresa ganadora fue J. Rodríguez Banda S.A. que ofreció US\$22.12, US\$67.88, US\$32.69 y US\$22.88 millones, respectivamente. Los precios ofertados serán pagados con una cuota inicial de 10% y el resto en 12 años, incluidos tres años de gracia, a una tasa de Libor + 2%. En julio de 1999 la Copri decidió suspender el proceso de privatización de las empresas regionales restantes: Electro Sur S.A., Electro Sur Oeste S.A., Electro Sur Este S.A., Egemsa, Egasa y Egesur.

2.2.4 Las empresas no privatizadas

En el caso de las generadoras, la Hidroeléctrica Mantaro, la empresa generadora más grande del país, aún no ha sido privatizada. El gobierno anterior había planeado continuar con la privatización de las empresas generadoras; sin embar-

²³ El Consorcio HICA está formado por IATE S.A. (Argentina), C. Tizón, Amauta Industrial, S & Z Consultores Asociados y Constructora Vásquez Espinoza S.A.

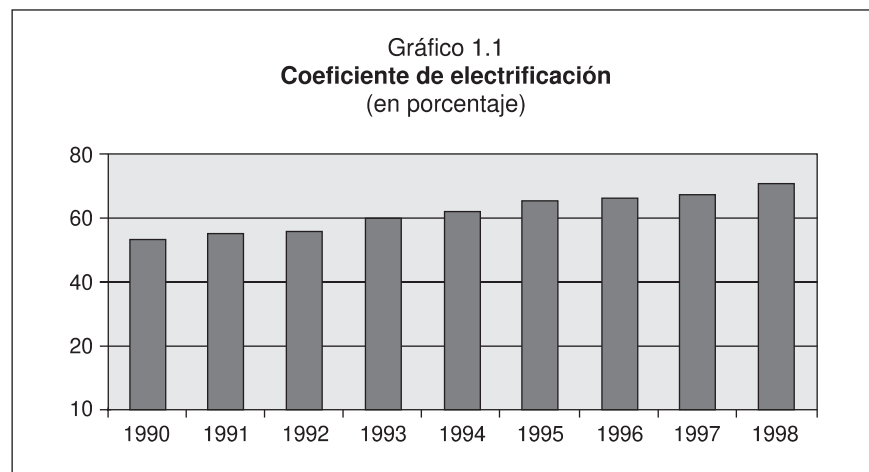
²⁴ Se hará 16 pagos semestrales a una tasa Libor + 2%

go, la fusión en el extranjero de Endesa de España y Enersis de Chile ha dado lugar a un posible poder dominante de mercado, lo que ha motivado la paralización del proceso de privatización así como la promulgación de una nueva ley que impida el poder dominante de mercado en el sector eléctrico.

Adicionalmente, en cuanto a las empresas transmisoras, Etecen y Etesur, no están consideradas para ser privatizadas, pues el Gobierno considera que llevará a cabo dichas privatizaciones cuando exista una efectiva competencia en el mercado de generadoras. Cabe destacar que ambas líneas de transmisión serán interconectadas mediante la construcción de la línea de transmisión Mantaro-Socabaya (Arequipa), la cual fue otorgada en concesión en enero de 1998, por un período de 30 años, a la empresa canadiense Hydro-Québec International por un monto de US\$179.2 millones²⁵.

2.2.5 Impacto de las privatizaciones en el sector eléctrico

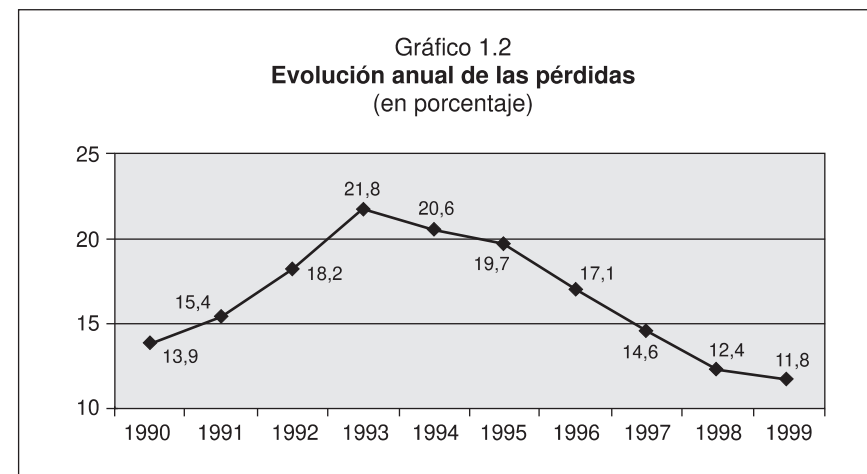
La privatización de las empresas eléctricas iniciada en 1994 ha beneficiado a los usuarios, al proporcionarles una mayor disponibilidad de energía eléctrica y una mejora en la calidad de entrega del servicio. Esta mejora se refleja en el incremento de la cobertura del servicio eléctrico que desde 1993 a 1998 aumentó en 44%, es decir, 938,000 usuarios más. Con ello, el grado de electrificación del país pasó de un 60% en 1993 a un 70% en 1998. En Lima Metropolitana, este coeficiente es de 99%, muy superior al 89% que se registraba en 1993 (ver gráfico 1.1).



Fuente: CTE
Elaboración propia

²⁵ La línea de transmisión tendrá una longitud de 700 kilómetros y deberá estar lista en 30 meses.

Además, con la regulación tarifaria, las empresas concesionarias de distribución han reducido notablemente las pérdidas de energía. En 1990 se tenía un porcentaje de pérdidas de 13.9%, el cual fue incrementándose hasta llegar a 21.8% en 1993. Luego del inicio del proceso de privatización, y con la vigencia de la LCE, comenzó la caída de este porcentaje: en 1995 ya era de 19.7% y esta tendencia decreciente se ha mantenido hasta llegar a 11.8% en 1999 (ver gráfico 1.2).



Fuente: CTE
Elaboración propia

La privatización, de otro lado, también ha permitido incrementar la potencia instalada del sector en aproximadamente 28%, lo que significa un aumento de la capacidad generadora del país en más de 1,200 Mw, de las cuales más de 560 Mw fueron producto de los compromisos de inversión asumidos por las empresas privatizadas.

3. Situación actual del sector eléctrico

3.1 Constitución del sector: componentes de los sistemas interconectados

En el Perú existen dos sistemas interconectados: el Centro-Norte (SICN), que abarca todas las zonas costeras ubicadas entre Marcona y Tumbes, así como la zona central ubicada entre Ayacucho y Tingo María; y el Sistema Interconectado Sur (Sisur), que cubre la zona comprendida entre los poblados de Quillabamba, en el Cusco, por el norte, y Puno, por el sur, así como la zona costera que se extiende desde Arequipa hasta Tacna (ver cuadros 1.7 y 1.8).

En adición a los sistemas interconectados en el norte y sur del país, existen algunos sistemas aislados que se ubican en la región amazónica. Estos consisten en pequeños generadores térmicos que sirven a ciudades como Iquitos, Moyobamba, Tarapoto y Yurimaguas –administradas por Electro Oriente–, y los sistemas de Pucallpa, San Ramón, La Merced y Tarma –administrados por Electro Centro–. Estas instalaciones constituyen el 23.6% de la capacidad instalada nacional y sirven al 10% del total de consumidores (300,000 habitantes). Sin embargo, estos clientes consumen sólo el 4% del consumo nacional.

3.1.1 Generación

Actualmente, en el SICN participan nueve empresas generadoras, de las cuales cinco han sido privatizadas, dos son privadas y dos pertenecen aún al Estado. Dentro de estas últimas, la más importante es la Hidroeléctrica del Mantaro, con una capacidad instalada de más de 1,000 Mw. Por su parte, el mercado de generación del Sisur está compuesto por cuatro empresas: tres de propiedad estatal y una de propiedad privada²⁶.

El SICN tiene una capacidad instalada de 3,150 Mw y sirve a un área que representa el 80% de la actividad económica del país, o el 61% de la capacidad total de generación del país. Abastece a una población de 8.2 millones de habitantes, en ciudades como Lima, Trujillo, Chimbote, Piura, Cajamarca, la parte este de Huánuco y Tingo María. Sus principales unidades de generación son el Complejo del Mantaro (1,015 Mw), Huinco (259 Mw), Cañón del Pato (150 Mw), todas plantas hidroeléctricas, así como las plantas térmicas de Ventanilla (200 Mw) y Santa Rosa (153 Mw). Por su parte, el mayor autoprodutor del sistema es Centromin, empresa minera con una capacidad instalada de 180 Mw.

Por su parte, el Sisur fue formado en enero de 1997 y cuenta con una capacidad instalada de 754 Mw. Se extiende a lo largo de 1,707 kilómetros de líneas de transmisión, de los cuales 787 pertenecen a la empresa estatal Etesur. Las principales generadoras hidroeléctricas del sistema son: Charcani (135 Mw), Machu Picchu (110 Mw) y Aricota (35.7 Mw).

En los últimos años la incorporación de nuevas tecnologías destinadas al incremento de la eficiencia ha permitido dinamizar la competencia en el mercado de generación. Las empresas privatizadas ampliaron su capacidad instalada en más del 15% de la capacidad del sistema (más de 500 Mw/h), lo cual se reflejó en la disminución de más del 10% del precio del mercado libre en los últimos tres años. Así, en 1998, la generación de energía eléctrica alcanzó los 16,774 GW/h, de los cuales el

²⁶ Las tres empresas generadoras de propiedad estatal son Egasa (Arequipa), Egemsa (Cusco) y Egesur (Tacna); mientras que Enersur (Ilo) es la empresa de propiedad privada.

80.65% pertenece al SICN, el 15.97% al Sisur y el 3.39% a empresas aisladas. Asimismo, del total de energía eléctrica generada, el 79.5% proviene de centrales hidroeléctricas, mientras que el 20.5% restante de centrales termoeléctricas²⁷.

3.1.2 Transmisión

El sistema de transmisión de electricidad está conformado por dos redes de distribución: el SICN y el Sisur, los cuales producen el 97% de la electricidad en el Perú. En el primero, la empresa titular del Sistema Principal de Transmisión es Etecen, mientras que en el segundo es Etesur.

Dado que la actividad de transmisión no ha sido privatizada, el Estado continuará siendo el principal responsable de la inversión en este sector a través del “Programa de Transmisión y Apoyo a la Reestructuración del Sector Eléctrico”. En este contexto, las inversiones en transmisión hasta el año 2005 ascienden a US\$1,024 millones (ver cuadro 1.5), las mismas que serían realizadas en parte por el sector privado, a través del sistema de concesiones, y en parte por el Estado. Mientras tanto, se espera que se incorpore al mercado de transmisión la línea Mantaro-Socabaya (700 kilómetros)²⁸, que interconectará el SICN y el Sisur, incrementando la competencia entre generadoras, al permitirles el acceso a clientes de ambas redes.

Cuadro 1.5
Inversiones en transmisión en ejecución y proyectadas
en los sistemas interconectados
(en US\$ millones)

Línea	Fecha	Longitud (kms)	Inversionista	Sistema	Inversión
Tintaya-Socabaya	1997	203	Estado	Sisur	90
Piura-Talara	1997	87	Estado	SICN	Nd*
Aguaytía-Barranca	1998	400	Maple Gas	Ucayali-SICN	Nd
Mantaro-Socabaya	1998	400	Hydro Québec	SICN-Sisur	179
Proyectos asociados a generación	1997-2005	813	Estado	SICN-Sisur	315
Ampliación líneas de transmisión	1997-2005	2421	Estado	SICN-Sisur	Nd
Pequeños sistemas eléctricos	1997-2005	18,000	Estado	Todo el país	440
				Total	1024

*No disponible
Fuente: Ministerio de Energía y Minas
Elaboración propia

²⁷ CTE, *Anuario Estadístico* 1998.

²⁸ La concesión fue ganada por el consorcio Hydro-Québec International, por US\$179 millones.

3.1.3 Distribución

En el Perú la actividad de distribución está compuesta por los sistemas de media y baja tensión, necesarios para distribuir la energía comprada a las empresas generadoras desde el mercado mayorista hacia los usuarios finales. Actualmente, en el mercado de distribución peruano existen tantas empresas como zonas de concesión. Los titulares de una zona de concesión son responsables por el suministro de energía eléctrica a todos los clientes ubicados en la zona geográfica delimitada por la concesión, y están obligados a permitir el acceso a sus redes de transmisión a otras empresas distribuidoras o generadoras.

En el SICN existen nueve empresas distribuidoras, las cuales abastecen 2.4 millones de clientes finales. En este caso, todas las empresas de distribución han sido privatizadas, quedando alguna participación del Estado en algunas de ellas. En el Sisur, en cambio, existen tres empresas de distribución (SEAL, Electro Sur Este y Electro Sur) las cuales pertenecen al Estado y sirven a 420,000 clientes, lo que representa el 17% del total nacional (ver cuadro 1.6).

Cuadro 1.6
Empresas distribuidoras
(1998)

Empresa	Número de clientes	Pérdidas (%)	Número de trabajadores	Ventas (MW/h)	Área de concesión(km ²)
Albaco	1,663	32,90%	12	861	1,736.87
Coelvisa	132	12,40%	13	16,278	651.72
Ede Cañete	22,203	11,10%	19	37,522	1,103.23
Edelnor (zonal Chancay)	70,580	15,20%	45	138,984	15,173.87*
Edelnor (zonal Lima)	761,705	10,00%	710	3,249,960	
Electro Centro	249,538	10,30%	402	430,656	83,529.97
Electro Nor Oeste	161,687	21,30%	247	295,275	37,771.66
Electro Norte	141,497	23,80%	352	208,378	34,296.07
Electro Norte Medio	286,203	20,40%	354	592,477	24,603.15
Electro Oriente	91,297	22,30%	171	157,661	293,275.53
Electro Pangoa	738	8,50%	N/d	624	N/d
Electro Sur	76,199	10,90%	107	143,550	22,381.08
Electro Sur Este	225,543	14,60%	272	264,918	82,395.66
Electro Sur Medio	94,901	19,30%	222	310,706	16,362.76
Electro Ucayali	24,230	28,90%	30	68,265	36,815.86
Emsemsa	4,379	31,40%	13	4,254	414.08
Luz del Sur	643,957	8,00%	644	3,350,974	7,944.49
Seal	192,658	23,10%	197	598,673	16,116.86
Sersa	3,331	25,30%	6	2,807	185.69
Total	3,052,441		3,816	9,872,823	673,021.68

Fuente: Anuario Estadístico de la CTE (1998)

Elaboración propia

*Incluye zonal Chancay y zonal Lima Metropolitana

Cuadro 1.7
Mercado y estructura de propiedad de
las Empresas Eléctricas en el SICN

Generación		
Nombre	Propiedad	Capacidad instalada
Mantaro	Estatad	1,008 Mw
Edegel S.A.	Privatizada 10/95	819 Mw
Egenor S.A.	Privatizada 6/96	408 Mw
Etevensa	Privatizada 12/95	500 Mw
Piura	Privatizada 10/96	164 Mw
Cahua	Privatizada 5/95	40 Mw
Electroandes	Estatad	153 Mw
Shougesa (Shougang)	Privada	46 Mw
Curumuy	Privada	12 Mw
Autoproductores	N/A	76 Mw
Transmisión		
Nombre	Propiedad	Longitud de la línea de transmisión
Etecen	Estatad	3,626 Km
Otras	Privada	3,539 Km (usado para conectar con Etecen)
Distribución		
Nombre	Propiedad	Número de clientes regulados (1998)
Edelnor S.A.	Privatizada 7/94	761,728
Luz del Sur S.A.	Privatizada 7/94	643,907
Ede Cañete S.A.	Privatizada 6/96	22,202
Ede Chancay	Privatizada 12/95	70,578
Electro Norte Medio	Privatizada 11/98	286,190
Electro Centro	Privatizada 11/98	249,531
Electro Nor Oeste	Privatizada 11/98	161,685
Electro Norte	Privatizada 11/98	141,497
Electro Sur Medio	Privatizada 2/97	94,896

Fuente: CTE

Elaboración propia

Como ya hemos mencionado, en el sistema eléctrico peruano el consumidor final puede ser un cliente libre o un cliente regulado, dependiendo si su demanda es mayor o menor a 1 Mw, respectivamente. En el caso de los clientes libres, éstos pueden contratar libremente al suministrador de su energía, sea un generador o un distribuidor o, alternativamente, instalar su propia unidad de generación.

Entre 1990 y 1998 el número de clientes libres (tanto de generadoras como de distribuidoras) se ha incrementado de 189 a 211, es decir en 12%, mientras que el número de clientes regulados llegó a más de 3 millones a finales de 1998. Sin-

embargo, las ventas de energía por empresa representan en el mercado libre el 44.58% mientras que en el regulado es 55.42%.

Cuadro 1.8
Mercado y estructura de propiedad de las Empresas Eléctricas en SISUR

Generación Nombre	Propiedad	Capacidad instalada
Egasa	Estatal	245 Mw
Enersur	Privatizada 4/97	228 Mw
Egensa	Estatal	145 Mw
Egesur	Estatal	38 Mw
Autoproductores	N/A	98 Mw
Transmisión Nombre	Propiedad	Longitud de la línea de transmisión
Etesur	Estatal	787 Km
Otros	Privada	920 Km (usada para conectar con Etesur)
Distribución Nombre	Propiedad	Número de clientes regulados (1998)
Seal	Estatal	192,650
Electro Sur Este	Estatal	225,542
Electro Sur	Estatal	76,199

Fuente: CTE
Elaboración propia

3.2 La conformación y evolución de las tarifas

Hasta inicios de la década de los noventa las tarifas eléctricas se fijaban sobre la base de costos contables de las empresas de electricidad, aunque también eran fuertemente influenciadas por criterios políticos. La aplicación de estos criterios políticos conllevó a que las tarifas se encontraran en niveles inferiores a los costos de operación de las empresas²⁹, lo cual se tradujo en las fuertes pérdidas que experimentaron las empresas del sector.

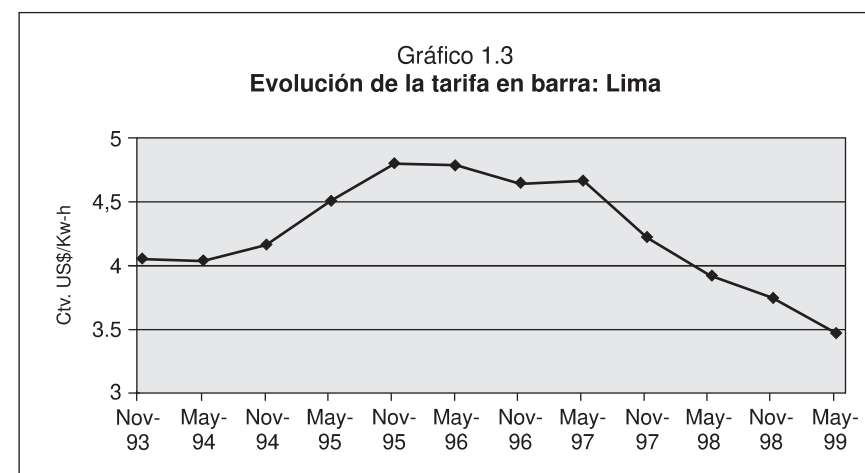
La LCE, según el procedimiento anteriormente explicado, determinó una nueva modalidad para la fijación de las tarifas de electricidad. Después de una fijación tarifaria provisional en mayo de 1993, en noviembre del mismo año se emitió la

²⁹ En 1989 la tarifa eléctrica cubría solamente el 39% de los costos medios de operación de las empresas del sector.

primera resolución de tarifas en barra por parte de la CTE, fijándose definitivamente las tarifas por un período de cuatro años. Para este proceso de fijación de tarifas la CTE elaboró el denominado "Programa de Garantía Tarifaria" que fijaba, en su capítulo C, las tarifas de distribución eléctrica. En setiembre de 1997, la CTE fija una nueva tarifa de distribución después de estimar el VNR de las empresas de distribución eléctrica.

En cuanto a la evolución de la tarifa en barra, se puede afirmar que ha tenido un comportamiento irregular durante el período comprendido entre noviembre de 1993 y mayo de 1999 (ver gráfico 1.3). Se puede observar que el precio logró su valor máximo en noviembre de 1995 (4.81 centavos de dólar por Kw/h) y su nivel mínimo en mayo de 1999 (3.46 centavos de dólar por Kw/h), de manera que la variación acumulada para todo el período, en dólares corrientes, es de 14.4%.

Como la tarifa en barra incorpora las futuras inversiones en energía, la disminución observada en los últimos meses puede revertirse debido a la postergación de la puesta en marcha del proyecto de explotación del gas de Camisea, el cual estaba previsto para el 2001.



Fuente: CTE
Elaboración propia

Por su parte, las tarifas de las empresas distribuidoras (ver cuadro 1.9) han tenido un comportamiento acorde con la búsqueda de la eficiencia desde 1994, habiendo registrado en promedio una tendencia a la baja. En 1994 las tarifas cubrieron en un 99.5% los costos económicos, y experimentaron un crecimiento

de 11.4% en el año³⁰. A partir de entonces la tarifa promedio ha registrado un crecimiento inferior a la inflación, apreciándose incluso una tendencia a la baja en las tarifas comercial y residencial desde 1996, y desde 1998 en la tarifa industrial.

Cuadro 1.9
Evolución del precio medio eléctrico
(en ctvs. US\$ Kw/h)

Año	Residencial	Industrial	Comercial	Promedio
1994	9.44	4.29	8.76	7.24
1995	11.36	4.42	9.23	7.91
1996	11.86	4.79	9.62	8.28
1997	11.52	5.25	9.28	8.05
1998	10.08	5.61	7.63	6.98
1999	9.52	5.54	7.16	6.59
Var. 1999 – 1994	0.85%	29.14%	-18.26%	-8.98%

Fuente: CTE
Elaboración propia

Es interesante comparar los precios en el Perú con los precios medios y márgenes de distribución de algunas empresas de distribución de Sudamérica, los cuales se pueden apreciar en el cuadro 1.10. Los valores mostrados en el cuadro corresponden a los precios medios de venta al usuario final (venta), el costo de producción (generación) y transporte (transmisión) que debe pagar el distribuidor (compra), el margen medio percibido por las empresas distribuidoras durante 1997, las ventas promedio, el porcentaje de crecimiento de las ventas y la inversión promedio por cliente para seis empresas de distribución: Chilectra (Chile), Edesur (Argentina), Edelnor (Perú), Cerj (Brasil), Coelce (Brasil) y Codensa (Colombia).

Se puede observar que el precio medio de compra (generación más transmisión) más alto, es decir, el precio en barra incluido el peaje, corresponde a Edelnor, con un precio de compra de 4.2 centavos de dólar por Mw/h. Esto sucede debido a que los precios de generación en el Perú se fijan sobre la base de costos marginales. El COES busca atender la demanda al más bajo costo operativo y lo hace a través de centrales hidráulicas de muy bajo costo operativo. Sin embargo, cubre la punta de la demanda con centrales térmicas que trabajan con diesel; en otros términos, se pasa de un modelo de costos marginales de una energía muy

³⁰ El incremento registrado por las tarifas máximas fue inferior a la tasa de inflación registrada en el año, que fue de 15.38%.

barata (agua) a una energía muy cara (diesel) y no existen plantas de costo intermedio que permitan obtener precios de generación menores³¹.

Cuadro 1.10
Precios medios y márgenes de distribución en empresas seleccionadas de América del Sur

Empresa	País	Precios medios US\$/Mw/h 1997 (1)			Ventas 1997 Mw/h-cliente 1997-1996	Crecimiento ventas US\$/cliente	Inversión 1997
		Venta	Compra	Margen			
Chilectra	Chile	75.27	39.66	35.61	6.54	5.4%	44.5
Edesur	Argentina	88.88	40.03	48.85	5.37	6.7%	57.4
Edelnor	Perú	75.69 (2)	41.97 (2)	33.72 (2)	4.06	9.6%	70.8
Cerj	Brasil	82.83	31.26	51.57	4.79	12.0%	72.6
Coelce	Brasil	83.63	28.29	55.34	3.40	7.9%	49.4
Codensa	Colombia	73.63	35.31	38.37	5.16	6.1%	N/d

(1) Dólares a diciembre de 1997

(2) Período enero-abril de 1998. Dólares a abril de 1998.

N/d: No disponibles

Fuente: Edelnor

Elaboración propia

Sin embargo, un análisis de la evolución de la tarifa promedio de energía por sectores evidencia que, hacia finales de 1998, la tarifa promedio del sector residencial en el Perú fue menor a la de Argentina y Chile, pero mayor a la de Ecuador y Colombia debido, principalmente, a la existencia de subsidios cruzados en dichos países. Las tarifas promedio de los sectores industrial y comercial registran un comportamiento similar, siendo la tarifa del Perú menor a la de Argentina, Chile y Colombia, pero mayor a la de Ecuador³².

Por último, un aspecto que merece ser considerado es que el nivel de las tarifas eléctricas ha permitido atraer capitales extranjeros y, por consiguiente, que las empresas eléctricas obtengan rentabilidad de acuerdo al nivel de riesgo asumido.

Sin embargo, es difícil establecer con precisión la rentabilidad de las empresas de distribución. Resulta complicado calcular la rentabilidad sobre la base de uno o dos estados financieros auditados y, peor aún, cuando los activos fijos de las empresas han sufrido profundas transformaciones. Adicionalmente, varias de las

³¹ Esta situación debiera ser revertida en la medida que se desarrollen los proyectos de gas natural de Camisea y Aguaytía los cuales reconvertirían el parque generador para la utilización del gas en vez del diesel, logrando costos de operación menores que redunden en menores precios de venta de energía a los distribuidores y, por lo tanto, en menores precios finales a los usuarios.

³² *Evaluación del proceso de privatización del sector eléctrico*. Copri. Febrero 2000.

empresas han sufrido fusiones o divisiones con la consiguiente complicación directa sobre el patrimonio y la depreciación de activos.

En ese contexto, resulta interesante citar la Ley 26283, que exonera del pago de impuesto a la renta la revaluación de activos en caso de fusión o división de empresas. Esta revaluación de activos trae como consecuencia el aumento de las cargas por depreciación, lo cual disminuye el impuesto a la renta. Así, por ejemplo, Edelnor y Luz del Sur procedieron a la revaluación voluntaria de activos en setiembre y diciembre de 1994, respectivamente. Posteriormente, Luz del Sur absorbió a Ede-Cañete e Inmobiliaria Luz del Sur. Por su parte, Edelnor se fusionó con Ede-Chancay en julio de 1996.

Debido a estas razones, se puede observar considerables niveles de rentabilidad en las empresas distribuidoras. Un estudio realizado por Macroconsult³³ muestra que para el caso de Luz del Sur, una simulación del estado de pérdidas y ganancias para un escenario base que no contempla variación en el VAD refleja que la empresa alcanzaría el margen operativo obtenido en 1996 (14.7%) hacia finales del 2001 (14.4%). En el mismo estudio, se afirma que Edelnor observaría un comportamiento similar. Según el estudio, los márgenes operativos de 1997 (12.6%) podrían ser alcanzados a mediados del 2001, aun si no hubiese mejora en el VAD.

³³ *Análisis de la rentabilidad de Edelnor y Luz del Sur* (1997).

II. MARCO LEGAL DE LA REGULACIÓN DE PRECIOS EN EL SECTOR DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN EL PERÚ

1. Análisis de la Ley de Concesiones Eléctricas

1.1 El marco legal

En el Perú, la LCE y su reglamento (DS 009-93-EM del 25 de febrero de 1993) no sólo constituyen las leyes marco de la regulación en el sector eléctrico, sino que además describen las metodologías que se deben utilizar para obtener los precios máximos de generación, transmisión y distribución. Dicha ley presenta 11 títulos, de los cuales en el Título V se presentan las metodologías para el establecimiento de los precios máximos. Sin embargo, nos concentraremos en los artículos 63º al 81º (ver anexo 2), los cuales reúnen los pasos a seguir para la fijación de los precios máximos de distribución.

Según la ley, el precio de la energía que pagan los usuarios tiene dos componentes: la tarifa en barra y el VAD (artículo 63º). La tarifa en barra corresponde simplemente al precio que pagan los distribuidores a los generadores, incluido el costo de transmisión. El VAD, por su parte, corresponde al valor adicional que debe agregarse a la energía en la forma provista por el generador para que llegue a todos los usuarios residenciales, comerciales e industriales que se abastezcan del distribuidor.

El artículo 64º de la LCE indica: “el VAD se basará en una empresa modelo eficaz y considerará los siguientes componentes:

- Costos asociados al usuario, independientes de su demanda de potencia y energía.
- Pérdidas estándares de distribución en potencia y energía.
- Costos estándares de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada.”

Es importante destacar que, según el artículo 65º, “el costo de inversión será la anualidad del VNR del SEA (VNR-SEA), considerando su vida útil y la tasa de actualización establecida en el artículo 69º (12%) de la ley”.

El artículo 66° señala que la fijación de los VAD se debe realizar para cada sector de distribución típico. El MEM, mediante Resolución Directoral N° 101-97-EM/DGE, estableció cuatro sectores de distribución típicos de acuerdo a la densidad de la población de cada sector. Así, el artículo 67° afirma que “los componentes señalados en el artículo 64° se calcularán para cada sector de distribución típico, mediante estudios de costos encargados por los concesionarios de distribución a empresas consultoras precalificadas por la CTE, la que elaborará los términos de referencia correspondientes y supervisará el avance de los estudios. Los estudios de costos considerarán criterios de eficiencia de las inversiones y la gestión de un concesionario operando en el país”

Según el artículo 68°, “la CTE, recibidos los estudios, comunicará a los concesionarios sus observaciones si las hubiere, debiendo éstos absolverlas en un plazo máximo de 10 días. Absueltas las observaciones o vencido el término sin que ello se produjera, la CTE establecerá los VAD para cada concesión, utilizando factores de ponderación de acuerdo a las características de cada sistema”.

Luego, según el artículo 69°, “con los VAD, obtenidos según los artículos precedentes, y las tarifas en barra que correspondan, la CTE estructurará un conjunto de precios básicos para cada concesión”.

En otras palabras, el VNR-SEA usado en este primer cálculo no es uno real sino uno imaginario, correspondiente a una empresa modelo eficiente operando en algún sector típico. A partir de estos cálculos se calculan los precios básicos para lograr que el concesionario imaginario obtenga un 12% de retorno.

Seguidamente, el artículo 70° se encarga de estimar la tasa interna de retorno (TIR) de los concesionarios: “la CTE calculará la TIR para conjuntos de concesionarios considerando un período de análisis de 25 años y evaluando:

- Los ingresos que habrían percibido si se hubiesen aplicado los precios básicos a la totalidad de los suministros en el ejercicio inmediato anterior.
- Los costos de operación y mantenimiento exclusivamente del sistema de distribución, para el ejercicio inmediato anterior, incluyendo las pérdidas.
- El VNR de las instalaciones de cada empresa, con un valor residual a cero.”

El siguiente paso consiste en un chequeo de rentabilidad del conjunto de concesionarios. Así, el artículo 71° afirma que “si las tasas, antes calculadas, no difieren en más de cuatro puntos porcentuales de la tasa de actualización señalada en el artículo 79° de la presente ley (12%), los VAD, que les dan origen, serán definitivos. En caso contrario, estos valores deberán ser ajustados proporcionalmente, de modo de alcanzar el límite más próximo superior o inferior.”

Con estos considerandos la CTE fijará y publicará las tarifas definitivas de distribución y sus fórmulas de reajuste mensual, las que entraron en vigencia el 1 de noviembre pasado. Las tarifas y sus fórmulas de reajuste tendrán una vigencia de cuatro años (la primera fijación fue en noviembre de 1997), y sólo podrán recalcularse si sus reajustes duplican el valor inicial de las tarifas durante el período de su vigencia.

Finalmente, el artículo 76° de la LCE aclara la definición del VNR citada en el artículo 70°. Así, el artículo 76° indica que “el VNR, 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:

- 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 (12%).
- Los gastos y compensaciones por el establecimiento de las servidumbres utilizadas.
- Los gastos por conceptos de estudios y supervisión.

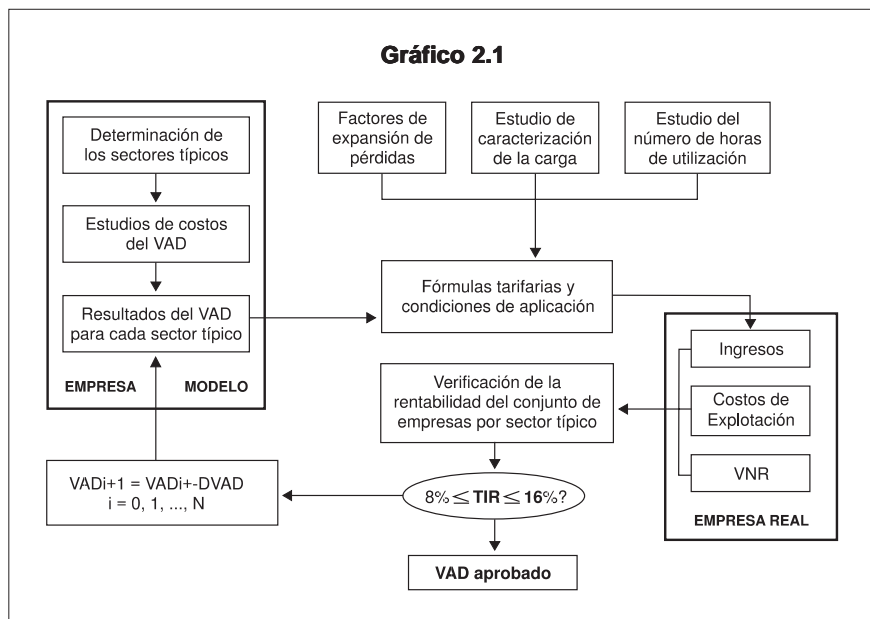
Para la fijación del VNR, los concesionarios presentarán la información sustentatoria, pudiendo la CTE rechazar fundadamente la incorporación de bienes innecesarios.”

1.2 Espíritu de la ley

Al analizar la LCE se puede apreciar claramente un proceso de dos etapas en la fijación de tarifas: el artículo 64° habla de un VNR del “sistema económicamente adaptado”, esto es, de una empresa “modelo eficiente”, mientras que en el artículo 70° se habla de un VNR correspondiente a “las instalaciones de cada empresa”. Es decir, en una primera etapa se hace el cálculo de un VAD para una empresa modelo eficiente. De allí surge una primera estimación de tarifas. En la segunda etapa, la ley obliga a calcular el TIR que obtendrían las empresas concretas, calculando esto último usando el VNR de las instalaciones de cada empresa y utilizando la primera estimación de tarifas. Si el TIR cae debajo del 8% la tarifa debe ajustarse hacia arriba para lograr el 8%; si el TIR cae por encima del 16% la tarifa se ajustará hacia abajo para lograr el 16%.

El gráfico 2.1 ilustra el procedimiento anteriormente explicado.

Dentro de este contexto cabe cuestionarse cuál es la lógica de contar con un proceso de dos etapas. La lógica económica es simple y directa, y nace de la necesidad de conciliar dos objetivos básicos que deben estar presentes en toda regulación:



Fuente: CTE
Elaboración propia

- Eficiencia: que el servicio sea prestado con la mínima inversión y a los menores costos operacionales posibles. Es decir, en términos de la ley, que en un plazo determinado (25 años según el artículo 70º) se promueva la modernización y expansión de la red de tal manera que para una calidad estipulada de servicio se cobre al usuario el menor precio posible.
- Atracción de capital: que exista una justa rentabilidad y certidumbre, de modo tal que el inversionista privado efectivamente realice en el tiempo las inversiones requeridas.

La conciliación de ambos objetivos requiere combinar instrumentos de política distintos, y de allí surgen precisamente las dos etapas antes referidas.

En efecto, si sólo nos preocupáramos del primer objetivo, entonces se fijaría una tarifa tal que le otorgue una rentabilidad dada a una empresa modelo eficiente (12% sobre activos fijos), considerando únicamente el VNR del SEA. Si las inversiones efectivas realizadas por la empresa privada son mayores a esa inversión “mínima” que surge de la empresa imaginada por la ley, se trataría de un problema del inversionista privado: la única forma de acercarse a la rentabilidad

del 12% sería modificando las inversiones en la dirección de la inversión estimada en la empresa modelo eficiente. Si se actuara únicamente de esta forma, el sistema se prestaría para discrecionalidades, abusos y desalentaría la inversión y dejaría de atraer capital (no se cumpliría el segundo objetivo).

Por otro lado, si sólo nos preocupáramos del segundo objetivo, la solución sería fácil y directa: se fijaría una tarifa que otorgue una rentabilidad de 12% a las inversiones efectivas realizadas por la empresa. En este caso, si bien se logra plenamente el segundo objetivo, se atenta contra el primero, pues se generan incentivos para la sobreinversión ya que “cualquier” inversión sería reconocida por el regulador.

Para que el espíritu de la LCE sea recogido y aplicado correctamente, es necesario que existan dos instancias diferentes para estimar, por un lado, el costo de inversión de la empresa ideal eficaz (SEA) y, de otro lado, las instalaciones reales de las empresas considerando la tecnología y precios vigentes. Para ello se emplea el concepto del VNR (el costo de renovar las obras y bienes físicos para prestar el mismo servicio). Si bien el concepto de VNR es único, en la LCE se aplica en dos instancias a conceptos diferentes. En primer lugar, para lograr el objetivo de eficiencia se calcula el VNR del SEA y con ello se propone un VAD. En segundo lugar, se verifica que dicho VAD otorgue una rentabilidad adecuada a las empresas, por lo que se debe calcular el VNR de las instalaciones de la empresa a tecnología y precios vigentes (Grade, 1998).

Si sólo se calculara el VNR-SEA se obviaría el segundo paso de la ley, y únicamente se aplicaría el método de regulación por comparación con una empresa eficiente-ideal (*benchmarking*)³⁴; es decir, se ignoraría el componente de la regulación que se inspira en asegurar una tasa interna de retorno que permita recuperar la inversión. Por el contrario, si solamente se estimara el VNR de las instalaciones a precios y tecnologías vigentes, entonces sólo se aplicaría el método de regulación de fijación de una tasa interna de retorno predeterminada y se desconocería el objetivo de eficiencia para la prestación del servicio. La ley contempla un procedimiento a través del cual las empresas concesionarias deben presentar la información necesaria sobre sus instalaciones, de manera que la CTE verifique dicha información y de forma fundamentada pueda retirar aquellos bienes que considera innecesarios o excesivos, así como adecuar las instalaciones a la tecnología y precios vigentes.

³⁴ Este método de regulación se explica con detalle en el siguiente capítulo.

2. La práctica aplicada por la Comisión de Tarifas Eléctricas

2.1 Antecedentes

Desde la promulgación de la LCE en diciembre de 1992, la CTE se abocó a calcular una tarifa eléctrica para el país, a pesar de que el sector eléctrico aún no estaba fragmentado en las actividades de generación, transmisión y distribución. Para lograr estos fines, es decir, para fijar una tarifa eléctrica, la CTE elaboró un proyecto denominado “Programa de Garantía Tarifaria”. En este programa se determinó una tarifa de distribución para las empresas del país.

Este estudio fue realizado entre finales de 1992 y principios de 1993, con el objetivo de brindar una tarifa de distribución de electricidad para la posterior privatización de las empresas. Así, los inversionistas de ese entonces estimaron los precios a pagar por ellas, proyectando cierta evolución tarifaria de acuerdo a la metodología utilizada en el precitado programa.

En 1994 la CTE promulgó la Resolución N° 001-94 P/CTE, en la que se pronuncia respecto a la composición de las redes de baja tensión en el sector típico 1 (alta densidad): “En el sector típico de alta densidad se han sustituido aquellas redes subterráneas en lugares donde no se justifican por redes aéreas. Para el caso de las redes de media tensión se verificó que la composición inicial de 33% de redes aéreas y de 67% de redes subterráneas no se encontraba justificada ya que existían zonas periféricas donde era factible emplear redes aéreas reconociéndose, por tanto, como red adaptada para la primera regulación tarifaria una composición de 73% de redes aéreas y 27% de redes subterráneas”.

La justificación para esta decisión fue que cuando en 1992 se intentó crear una ley para el sector eléctrico, la CTE encontró una red ineficaz y sobredimensionada. Era injusto, entonces, reconocer ese valor real de la infraestructura pues esto se traduciría en altas tarifas para pagar esa inversión. Así, en Chile esas inversiones fueron valoradas a nuevo valor, lo que era excesivamente oneroso e ineficaz. En el Perú no se reconocieron las ineficiencias y se dio un plazo prudencial (cuatro años) para que las empresas se adecuaran al sistema eficaz.

Nótese que la resolución prácticamente invierte la composición real de las redes de MT con el objetivo de que el usuario no tenga que cargar con las ineficiencias del pasado y de paso presiona a las empresas concesionarias a realizar inversiones eficaces.

Asimismo, el anexo 3 de la citada resolución explica la metodología de aplicación para el cálculo del VNR-SEA: “Para la primera fijación tarifaria, la CTE, mediante un modelo, obtuvo los VNR para cada concesión de distribución en

función a la información preliminar que fuera alcanzada por las empresas distribuidoras, aplicando los correspondientes criterios de optimización según el sector típico al que corresponde el sistema eléctrico correspondiente. Las empresas de distribución deberán presentar la información definitiva considerando lo antes indicado. La obtención del VNR de los sistemas de distribución permite efectuar la verificación de rentabilidad del conjunto de concesionarios similares, el mismo que en la primera fijación estuvo en el rango previsto en la ley”.

Luego, como se puede desprender de lo anterior, la Resolución 001-94 fijó el VNR de las empresas sobre la base de la información preliminar proporcionada por las empresas distribuidoras.

2.2 Fijación de tarifas de 1997

La controversia entre la CTE y las empresas distribuidoras de Lima Metropolitana surgió con la actualización del VNR que la CTE realizara en setiembre de 1997, como parte del proceso de fijación tarifaria que le encargó la LCE.

2.2.1 Resolución N° 014-97 P/CTE

El 26 de setiembre de 1997 fue publicada en el diario oficial *El Peruano* la Resolución N° 014-97 P/CTE (ver anexo 3), en la cual se fijaba el VNR de las empresas de distribución eléctrica de todo el país. En el cuadro 2.1 se presentan las cifras publicadas en la precitada resolución.

Dicho cuadro reporta los VNR totales para las empresas Edelnor y Luz del Sur en cada uno de los sectores típicos a los cuales brindan servicio. El sector típico 1 se refiere a las zonas de alta densidad como Lima Metropolitana; el segundo a sectores de mediana densidad (capitales de departamentos); el tercero al ámbito urbano rural; mientras que el último sector corresponde al sector rural.

Cuadro 2.1
VNR total por sector típico
Resolución N° 014-97 P/CTE
(en miles de nuevos soles)

Sector típico	Edelnor	Luz del Sur
1	861,803	942,748
2	41,435	-
3	1,674	-
4	1,230	-

Fuente: CTE
Elaboración propia

A partir de este cuadro es fácil darse cuenta que para Edelnor el sector típico 1 es el más importante. Para Luz del Sur, ese sector es el único al cual presta servicio. Cabe resaltar que los VNR de Luz del Sur y Edelnor sumados representan casi el 60% del VNR de todas las empresas distribuidoras del país.

2.2.2 Recurso de reconsideración presentado por Edelnor

El 6 de octubre de 1997 Edelnor presentó un recurso de reconsideración contra la Resolución 014-97 de la CTE. En el recurso se indica que “el VNR fijado por la CTE para Edelnor representa el 43.7% del VNR presentado por la empresa como resultado de la correcta aplicación de la LCE y su reglamento”. Y se añade: “La determinación incorrecta del VNR puede conducir a una fijación errónea del VAD de Edelnor y, en consecuencia, de las tarifas del servicio público de electricidad que le son aplicables. Esta situación lesiona el interés económico de Edelnor y de sus accionistas, entre ellos el Estado que es titular del 36.45% de su capital social, y pone en riesgo el interés general en la continuidad de la prestación del servicio público de electricidad”.

Para afirmar esto, Edelnor presentó una fundamentación explicada en el recurso de reconsideración donde plantea que la LCE reconoce taxativamente la existencia de dos VNR, uno de los cuales corresponde al sistema económicamente adaptado (VNR-SEA) y el otro corresponde al de la empresa concesionaria. Este último VNR se estima sobre la base de la información que proporciona la concesionaria con respecto a las inversiones realizadas.

Edelnor se apoya principalmente en el artículo 76º de la LCE para fundamentar su distinción entre las dos aplicaciones del concepto del VNR. Según el recurso presentado, el artículo 76º define el VNR como “el costo de renovar las obras y bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes”. Además, “no existe en la definición del VNR del artículo 76º referencia alguna al sistema arbitrariamente adaptado que la CTE habría adoptado en la resolución”.

La principal discrepancia metodológica entre la CTE y las empresas distribuidoras radica en la facultad de “rechazar fundadamente la incorporación de bienes innecesarios” que indica el artículo 76º de la LCE. Según el recurso de reconsideración, esa facultad de “actualizar” las instalaciones y los valores sobre la base de precios y tecnología vigente no debe permitir a la CTE “crear” una empresa modelo que no corresponda a la realidad de Edelnor. En otras palabras, lo que la compañía afirma es que la CTE desconoce las instalaciones reales existentes y recurre a una empresa modelo eficaz inexistente con la cual depura los bienes.

En resumen, los principales argumentos presentados por Edelnor y Luz del Sur consignados en el recurso de reconsideración fueron los siguientes:

- La CTE ha actuado ilegalmente al aplicar los criterios del SEA a la determinación del VNR para efectos del cálculo de la TIR a la cual se refiere el artículo 70º de la LCE.
- El error de la resolución consistió en que se confundieron los conceptos de VNR del artículo 76º de la LCE y en su lugar se aplicó el concepto del VNR del SEA del artículo 65º.
- No existen uno sino dos conceptos de VNR en la LCE. La LCE reconoce taxativamente la existencia de dos VNR: uno correspondiente al SEA para el VAD (artículo 65º de la LCE) y otro para las instalaciones de cada empresa en el cálculo de la TIR (artículo 70º inciso c de la LCE) y que éste último se fija sobre la base de cifras reales.
- El uso de un VNR real constituye la única garantía para los inversionistas. Si en el artículo 70º de la LCE se emplease el VNR del SEA, la verificación de la rentabilidad no tendría ningún sentido, puesto que se estaría comparando un modelo teórico con otro modelo teórico y obviamente la TIR que arroje dicha comparación será del 12% como señala el artículo 79º de la LCE.
- Para efectos de la definición contenida en el artículo 76º de la LCE, 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 utilizan postes de distribución de madera y de cierta 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 precios de mercado considerando la situación real de los bienes.

2.2.3 Resoluciones 015-97 P/CTE y 017-97-P/CTE

El 11 de octubre de 1997 la CTE publica las resoluciones N° 015-97-P/CTE y N° 017-97-P/CTE, en respuesta a los recursos de reconsideración presentados por Luz del Sur y Edelnor respectivamente, en las cuales declara fundado, en parte, los recursos de reconsideración y, por ejemplo, en el caso de Edelnor incrementa su VNR en 14%.

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

- A su criterio existe sólo un concepto de VNR y éste es el que corresponde a la definición contenida en el artículo 76º de la LCE. Por ello, cualquier

interpretación que pretenda sostener lo contrario no coincide con el texto de la LCE.

- La LCE emplea el concepto de VNR en el contexto del modelo de empresa eficaz utilizado para establecer el VAD para cada sector de distribución típico. El SEA es 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. Por lo tanto, el SEA es en sí mismo el modelo de eficiencia hipotético que necesariamente debe corresponder a la empresa modelo eficiente utilizada para el cálculo de los VAD.
- La LCE establece que una vez determinados los VAD sobre la base de la empresa modelo eficiente, debe verificarse la TIR para un grupo de concesionarios. Si bien la LCE no hace referencia al concepto de SEA al describir el VNR (a tomarse en cuenta para efectos del cálculo de la TIR) 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 es lo que corresponde a “renovar las obras y bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes”, rechazando “bienes innecesarios”.

2.2.4 ¿Final del conflicto?

Las empresas distribuidoras observan a la CTE el hecho de que no haya aplicado la secuencia que indica la LCE para fijar las tarifas, y que en la práctica ha asumido que la tarifa sólo responde a aquella que debería corresponder a una empresa “idealizada” eficaz, sin realizar el ejercicio de consistencia tarifaria que contempla la ley para proteger la rentabilidad del negocio.

Por su parte, la CTE afirma que 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^o 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 ineficaces, sino a garantizar un servicio equivalente (“mismo servicio”) tanto en capacidad adecuada a la demanda y con calidad de servicio similares.

Este problema, que revela falta de comunicación entre el organismo regulador y las empresas reguladas, es el que ha ocasionado la disputa sobre la metodología aplicada por la CTE para estimar el VNR. En la práctica, la CTE, en lo que compete al ejercicio de consistencia tarifaria, ha estimado un VNR para las instalaciones de las empresas que es casi idéntico al VNR-SEA de la primera etapa. Así, se puede apreciar que la diferencia entre el VNR-SEA y el promedio de los VNR de las empresas del sector típico 1 es de sólo 0.02%.

La metodología empleada por la CTE arrojó los siguientes resultados:

Cuadro 2.2
VNR aprobados por la CTE

VNR	Miles de US\$	Resolución
VNR Luz del Sur (A)	356,718	(Resolución 015-97-p/cte)
VNR Edelnor (B)	320,199	(Resolución 017-97-p/cte)
Promedio (A+B)/2	338,459	
VNR-SEA	338,401	(Informe SED/CTE N° 58-97)

Fuente: CTE
Elaboración propia

Por su parte, las empresas Luz del Sur y Edelnor presentaron valores de VNR iguales a 757,773 y 664,403 miles de dólares, respectivamente. Así, se aprecia una notable diferencia entre los VNR presentados por las empresas y los VNR aprobados por la CTE. El cambio que explica estas diferencias está relacionado, principalmente, con el reconocimiento de la CTE de la red subterránea de las empresas.

La mayor parte de las redes de distribución eléctrica en Lima son subterráneas. Estas líneas son mucho más caras que las redes áreas³⁵. Las empresas distribuidoras compraron esta infraestructura con esas características en 1994. En el primer proceso de fijación de tarifas, que se llevó a cabo en 1993 antes de la privatización, la CTE, al momento de estimar el costo de inversión, reconoció todo el porcentaje de la red subterránea de baja tensión (BT) que equivale al 92% de la red. Las redes de distribución en Lima están compuestas por la red de media tensión (MT) y la red de baja tensión. La primera funciona como troncales o avenidas, mientras que la segunda está compuesta por líneas que abastecen directamente a los usuarios. La mayor parte de la red total está conformada por la red de BT, la cual constituye la mayor parte de la inversión de las empresas de distribución eléctrica.

En 1993, si bien en el llamado “Programa de Garantía Tarifaria” –que realizó la CTE al amparo de una disposición transitoria de la LCE para fijar las tarifas– no se reconoció gran parte de la red subterránea que corresponde a MT, sí se reconoció el íntegro de la red subterránea de BT que, como se mencionó anteriormente, constituye el 92% de la red de BT.

En 1997, cuando se realiza el primer estudio de fijación tarifaria y por primera vez la CTE tiene que estimar los VNR, se reconoce sólo un 35% de la red de BT como

³⁵ Prácticamente la relación de costos es de 2 a 1.

subterránea y el resto como aérea. Así, por ejemplo, en el caso de la zona de concesión de Edelnor para Lima Norte, a fines de 1997 la extensión total de la red de BT para servicio particular era de 6,233 Km. De éstos, 5,713 Km eran subterráneos y sólo 520 eran aéreos (Grade, 1998). Sin embargo, en su fijación del VNR de las instalaciones de la empresa la CTE reconoció 2,276 Km de red subterránea e imputó 3,957 Km de red aérea, pues consideró que esa era la distribución adecuada según los términos de eficiencia. Este cambio origina una reducción en la estimación del costo de inversión y es el principal factor en las diferencias entre el VNR presentado por las empresas y el VNR aprobado por la CTE.

Cuadro 2.3
VNR Edelnor: Zona de concesión Lima-norte

Descripción	Presentado	Aprobado	Diferencia
1. Baja tensión servicio particular			
1.1 Aérea	520	3,957	761%
1.2 Subterránea	5,713	2,276	40%
1.3 Total	6,233	6,233	
2. Alumbrado público			
2.1 Aéreo	539	3,541	657%
2.2 Subterráneo	4,479	1,477	33%
2.3 Total	5,018	5,018	

Fuente: CTE
Elaboración propia

Pero las discrepancias en ese punto no terminan aquí. Las empresas distribuidoras indican que en los costos de redes subterráneas sólo se han considerado los costos de reposición de veredas y no se ha tenido en cuenta los costos de reposición de pistas, los que son sustancialmente más caros que los anteriores. Además, indican, no se ha contemplado la topología de la red. Es decir, no se ha considerado que al levantar las redes de subterráneas a aéreas generalmente no se puede ir por el mismo trazado y, por tanto, se incrementan sustancialmente los kilómetros de redes reemplazadas.

Con respecto a este punto, la CTE, en las resoluciones citadas, indica que los costos de reposición de pistas sí han sido considerados y la topología de la red está de acuerdo con la resolución 001-94 P/CTE.

Otra diferencia notable entre lo reportado por las empresas y lo reconocido por la CTE ocurre en el caso de las inversiones no eléctricas. En este caso, los equipos de comunicaciones que presentó Luz del Sur (US\$9 millones) no fueron reconocidos por la CTE en la resolución sino hasta el nivel de inversiones no eléctricas presentado por Edelnor (US\$1.4 millones). Luz del Sur argumenta que

su inversión en telecomunicaciones no tiene por qué ser igual a la de Edelnor debido a los distintos servicios brindados y los distintos estándares de servicio al cliente. La CTE, por su parte, considera que las diferencias señaladas y la mayor extensión del área de concesión de Luz del Sur no justifican que la inversión de ésta tenga que ser siete veces la inversión de Edelnor.

Todas estas menores valoraciones de la CTE en el VNR se tradujo en un fuerte diferencial de tarifas. En el cuadro 2.4, se consignan las TIR de Edelnor para el VNR presentado por la empresa y el VNR aprobado por la CTE:

Cuadro 2.4

	Unidad	VNR CTE	VNR Edelnor	Diferencia
TIR	%	10.66%	3.28%	
VAD media tensión	S/. Kw/h-mes	8 015	11.71	46%
VAD baja tensión	S/. Kw/h-mes	28 557	37.45	31.1%
Tarifas				
Promedio media tensión	Cent. S/.Kw/h	16.45	17.56	6.7%
Promedio baja tensión	Cent. S/.Kw/h	26.35	29.61	12.4%
Baja tensión BT-5	Cent. S/.Kw/h	25.64	28.73	12.1%

Fuente: Edelnor
Elaboración propia

Como se observa, los valores aprobados por la CTE arrojan una TIR de 10.66% para Edelnor, que se encuentra entre 8% y 16%. Por tanto, estos cálculos del VAD quedaron como definitivos. Por otro lado, el VNR presentado por las empresas arroja una TIR de 3.28%, valor muy inferior al mínimo de 8% ofrecido por la LCE.

En cuanto a las tarifas finales se puede afirmar que, según la fuente, si la CTE hubiera reconocido el VNR presentado por la empresa entonces las tarifas habrían aumentado en un rango de entre 6% y 12%. La CTE, por su parte, indicaba que el crecimiento hubiera sido del orden del 16% al 20% si se reconocía tal cifra. Sin embargo, un análisis de sensibilidad que dé respuesta a esa pregunta será desarrollado en el capítulo 4.

De lo anterior se desprende que existen muchas discrepancias entre lo reportado por las empresas y lo reconocido por la CTE. En algunos casos las diferencias son significativas tanto conceptual como económicamente.

III. TEORÍA ECONÓMICA DE LA REGULACIÓN: APLICACIONES EN EL SECTOR ELÉCTRICO

En el presente capítulo se describen los principales métodos de regulación desarrollados por la teoría económica y se discuten las formas de regulación implementadas en el sector de distribución eléctrica en el Perú, así como los principales problemas asociados a las mismas.

1. Aspectos conceptuales

Antes de iniciar cualquier discusión sobre la necesidad de regulación y el esquema bajo el cual debe ser regulado un monopolio natural, se debe tener en cuenta ciertos aspectos teóricos básicos, los cuales serán analizados a continuación.

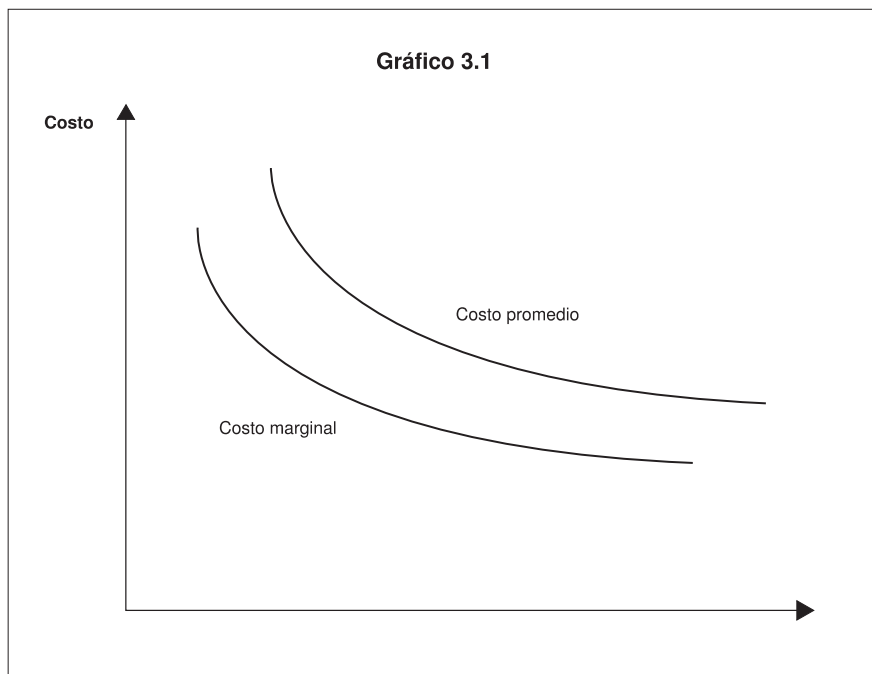
1.1 Monopolio natural

Una industria se define como un monopolio natural si, sobre el rango relevante de producción, existen rendimientos de escala muy pronunciados, es decir, si hay economías de escala que subsisten a niveles muy elevados de producción. Más intuitivamente, un monopolio natural se genera cuando sucede que a medida que se incrementa la producción, los costos medios de la empresa disminuyen y esta situación continúa aun cuando los niveles de producción de la empresa son elevados teniendo en cuenta el tamaño del mercado.*

Para un tamaño de mercado determinado, en el caso de monopolios naturales, los costos marginales no llegan a intersectarse con los costos medios. Esto implica que una vez que la empresa ingresa al mercado y sigue expandiéndose observará que sus costos disminuyen, lo cual hace que otras empresas no puedan competir en el mercado con ella (ver gráfico 3.1).

En este caso, y tal como se puede demostrar, un planificador central benevolente no tendría incentivos para que un determinado nivel de producción agregado

* Esto es solo cierto con un bien. En un monopolio multiproductor el concepto relevante es la subaditividad de costos.



sea producido en varias plantas distintas, dado que este nivel de producción puede ser elaborado por una única empresa en forma más barata.

Sin embargo, esta definición no es necesariamente correcta si el planificador central no tiene información completa sobre la estructura de costos y demanda. De ser así, puede darse el caso en el cual el planificador central o regulador prefiera intercambiar retornos a escala –lo que favorecería a un único productor– por extracción de información relevante a través de competencia entre las empresas. En este contexto, un monopolio natural surge cuando el regulador prefiere que la producción se realice en una única planta, obteniendo beneficios de las economías a escala que compensan los costos asociados a una menor información. Este es el caso que uno debiera esperar encontrar en sectores como el de distribución de energía eléctrica, caracterizados por la presencia de importantes costos hundidos.

Debido a las significativas inversiones que se realiza en infraestructura, es predecible que la distribución de energía eléctrica a clientes menores esté caracterizada por importantes retornos crecientes a escala y, por tanto, que la estructura de organización industrial que se debiera observar, al menos por ahora, es

precisamente la de un monopolio natural. Sin embargo, podrían existir alternativas para promover la competencia en este sector. Por ejemplo, como ya se mencionó, la actividad de comercialización originaría una competencia real entre los agentes vendedores, es decir, los generadores. Otra posibilidad, que ya se da en Europa, es que la industria se descomponga en facilidades esenciales sujetas a regulación de tarifas de interconexión con lo que los usuarios residenciales tendrían la posibilidad de escoger entre varios proveedores.

1.1.1 Equilibrio de un monopolio natural en una industria no regulada

Un monopolio natural es una configuración de mercado en la cual una sola empresa produce un nivel agregado de producción demandada, cobra un precio igual a P^M , y el resto de las $(n-1)$ empresas no entran al mercado a este precio³⁶. Esta configuración es factible dado que a este precio el mercado se equilibra, es decir, la producción total de la industria, realizada por esta única empresa, q^M , es igual a la demanda a dicho precio, y el monopolio obtiene una utilidad no negativa igual a $P^M q^M \geq C(q^M)$. Esta configuración es sostenible dado que ninguno de los potenciales entrantes puede hacer utilidad no negativa tomando como dado el precio determinado por el monopolista natural (Varian, 1984).

Para determinar el equilibrio que se alcanza en esta industria no regulada, supongamos que se tiene una tecnología de retornos crecientes a escala de la siguiente forma:

$$C(q) = f + cq$$

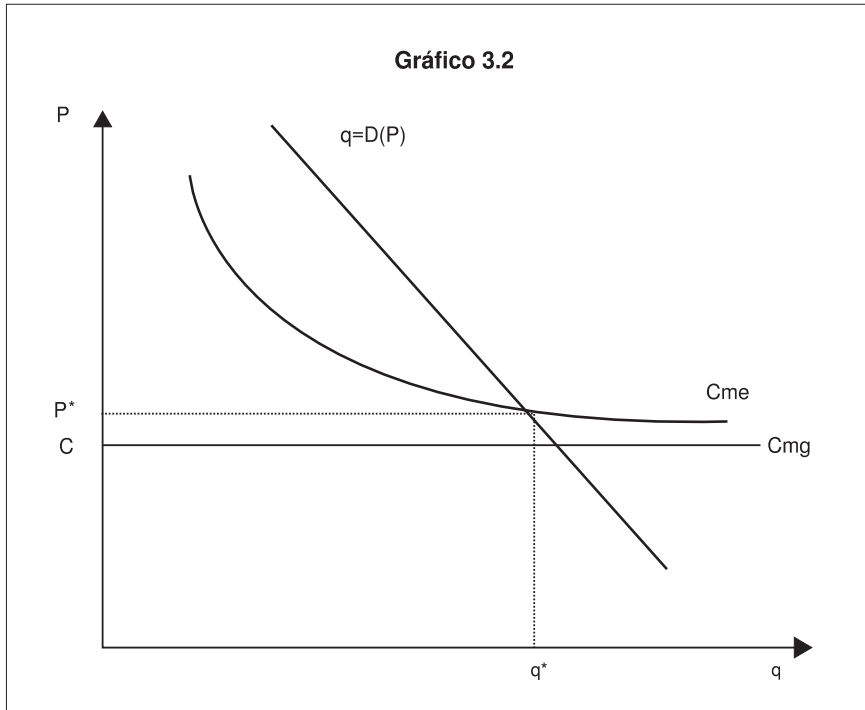
para todo el rango relevante de producción, donde “f” es el costo fijo y “c” el costo marginal. Además supongamos que:

$$\Pi^M = \underset{q}{\text{MAX}} \{P(q) - C(q)\}$$

es la utilidad bruta de costo fijo (f) del monopolista (el máximo de utilidad posible de alcanzar si el monopolista elige libremente la cantidad a producir). Supongamos, también, que el monopolista es viable, es decir: $\Pi^M \geq f$. En el gráfico 6 se aprecia el único equilibrio sustentable para la industria, donde existe una única empresa operando en el mercado, cobrando P^* y distribuyendo una producción de este servicio igual a q^* . En este caso, los potenciales entrantes se mantendrían fuera del mercado. En tal equilibrio, la sociedad minimiza la pérdida de eficiencia asignativa.

³⁶ Suponemos que existen “n” empresas con la misma tecnología, las cuales producen un producto homogéneo. Producir un nivel de producción “q” les cuesta $C(q)$ con $C(0)=0$.

Gráfico 3.2



La configuración del equilibrio está representada por la pareja contestable $\{P^*, q^*\}$, la cual se obtiene de la intersección de la curva de CMe con la curva de demanda:

$$(P^* - c) D(P^*) = f$$

Así, una empresa que cobra un precio menor al precio del monopolista y produce una cantidad positiva de producto (pero menor a la demanda total a este precio) pierde dinero, puesto que el precio se encuentra por debajo del costo medio.

Desde el punto de vista de la eficiencia económica, el resultado que se obtendría en el caso de un monopolio natural no regulado es no deseable, puesto que el precio que se cobraría estaría por encima del costo marginal y el monopolista podría beneficiarse indefinidamente de los beneficios económicos antes señalados. Por esto, con el propósito de alcanzar una asignación más eficiente de recursos, la tarea del organismo regulador debe estar orientada a lograr que el precio cobrado por el monopolista se aproxime al costo marginal, con lo cual no sólo se mejora la eficiencia económica, sino también se reducen en algo los

beneficios económicos extraordinarios que recibe el monopolista. El problema, como se verá más adelante, es que muchas veces no es posible fijar una tarifa igual al costo marginal de la empresa.

Luego, el equilibrio en un monopolio natural regulado posee las siguientes características:

- Existe una única empresa operando en el mercado, lo cual es tecnológicamente eficiente.
- Esta empresa obtiene una utilidad igual a cero (neto de costos e inversiones).
- Se alcanza el equilibrio socialmente eficiente. De utilizarse ese mecanismo, el equilibrio eficiente sería exigirle al monopolista que cobre un precio igual a "c" (costo marginal), que produzca la cantidad de competencia perfecta, y entregarle un subsidio igual a "f" para que se autofinancie.

1.2 Necesidad de intervención del Gobierno: regulación

El incumplimiento de alguno de los supuestos del modelo de competencia da origen a las llamadas fallas del mercado, las cuales llevan a una asignación ineficiente de recursos. La evidencia empírica muestra que estas fallas de mercado ocurren con frecuencia en los países en desarrollo, argumento que ha servido en el pasado como la principal justificación para que el Estado proveyera directamente estos bienes y servicios. Esta intervención se entendía como la producción a un nivel igual al que se alcanzaría en competencia perfecta y cobrando un precio igual al costo marginal³⁷.

Sin embargo, este concepto de intervención (Estado productor) ha sido sustituido con la conveniencia de que estos bienes y servicios sean producidos por empresas privadas bajo la supervisión y control del Estado (Estado regulador). Este último cambio ha ocurrido debido a la nefasta experiencia con empresas estatales donde, lejos de satisfacer objetivos estrictamente económicos, fueron utilizadas para distribuir rentas a grupos de interés.

No basta que existan economías de escala en todo el rango de producción para justificar la intervención del Estado. La teoría de los mercados contestables, desarrollada por Baumol, Panzar y Willing (1982 y 1986), muestra que en industrias con tecnologías que presentan economías de escala, pero cuya inversión es de carácter reversible, no existirán barreras de entrada a la industria y el monopolio no podría establecer sus precios muy por encima del nivel de precios de

³⁷ Lo cual significaría que estas empresas estatales serían deficitarias aun cuando produjeran utilizando tecnología de punta y con una estructura de costos eficiente.

competencia. Sólo cuando una porción significativa de las inversiones tiene características de irreversible existirá un componente de costos hundidos que generará barreras a la entrada y, por tanto, la posibilidad de que ocurran precios monopólicos. Tal como lo argumentan Bitrán y Saavedra (1993), casi todas las industrias³⁸ poseen un componente de costo hundido y, por ende, es factible la existencia de monopolios naturales que requieren de algún tipo de control por parte del Estado.

La cuestión es, entonces, cómo lograr que los monopolios naturales puedan operar eficientemente sin que se deteriore la calidad del servicio o se generen precios que impliquen un abuso de posición de dominio. En este sentido, la teoría económica no es concluyente en torno a si la regulación (a través de contratos de largo plazo) domina o no la propiedad estatal en la provisión de un producto o servicio cuya organización de mercado está caracterizado por un monopolio natural, en presencia de inversión irreversible con costos hundidos e información asimétrica.

Como lo explican Bitrán y Saavedra (1993), sobre la base de los trabajos de Williamson (1975 y 1979) y Klein, Crawford y Alchain (1978), entre mayor sea la incertidumbre tecnológica y de mercado, mayores sean los costos de transacción en los que se incurra al operar a través del mercado mediante contratos de largo plazo, y mayores los espacios para comportamientos oportunistas por parte del regulador y del regulado, será más conveniente la propiedad estatal sobre la regulación a través de contratos de largo plazo.

Luego, para pasar de un Estado productor a un Estado regulador, se debe eliminar o reducir todas aquellas restricciones que tienden a aumentar los costos de transacción. Para esto, es necesario predecir las contingencias al momento de redactar contratos, reducir las dificultades para monitorear el cumplimiento de los contratos, reducir los costos de garantizar legalmente el cumplimiento de los mismos y disminuir las asimetrías de información entre las partes negociadoras. Esto se puede lograr redactando buenos contratos de largo plazo, donde se establezcan cláusulas justas, expeditas y efectivas de arbitraje extrajudiciales, cuando no se cuente con un poder judicial moderno y competente. Además, se debe incorporar restricciones e incentivos a los contratos, de manera que se restrinjan los espacios para comportamientos oportunistas *ex post*, tanto por parte del regulador como del regulado.

Sin embargo, a pesar de que la teoría económica no es concluyente en torno a la superioridad de un esquema de intervención, la experiencia en países en desarrollo ha sido nefasta en el caso de un Estado productor, traduciéndose en importantes ineficiencias, tanto en problemas de gestión como por estructuras

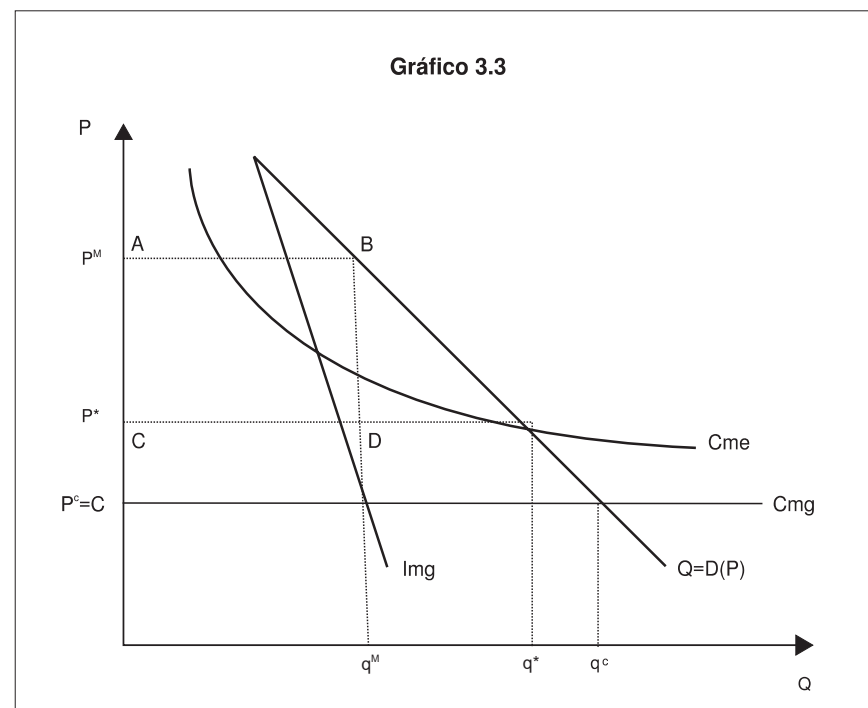
³⁸ Telefonía local, transmisión y distribución eléctrica, distribución de agua potable, etcétera.

subóptimas de financiamiento, y por presiones políticas que han afectado la toma de decisiones en las empresas estatales. Algunos ejemplos de las ineficiencias producidas por presiones políticas son las siguientes: selección de administración superior por consideraciones políticas más que por cualidades y capacidades reales técnicas y personales; nivel de empleo mayor que lo aconsejable; y asignación geográfica de recursos sobre la base de consideraciones político-sociales más que técnicas.

Por estas razones, los países en desarrollo han avanzado desde un modelo de Estado productor a otro de Estado regulador. Asimismo, han implementado marcos regulatorios transparentes y estables en el tiempo, complementados con otras medidas de política que permiten la reducción de los costos de transacción asociados a las operaciones de mercado a través de contratos de largo plazo.

1.2.1 Esquema óptimo de regulación en ausencia de subsidios

De acuerdo al modelo presentado anteriormente, el equilibrio hallado $\{P^M, q^M\}$ otorga una renta extra normal al monopolista igual a: $P^M q^M - f - c q^M > 0$, representada por el área ABCD en el gráfico 3.3.



De esta forma, el regulador debería fijar un precio (tarifa) igual a $P^* = cMe$, que es el precio que cobraría el monopolista natural frente a la amenaza de competencia. Este último precio lo induciría a producir en el punto en que este precio corta la curva de costo medio q^* logrando el autofinanciamiento pero reduciendo su nivel de utilidad neta de todo costo a cero.

En este caso, se asume que el regulador cuenta con información completa sobre la estructura de costos del monopolista natural ($C(q)$) y la función de demanda ($D(P)$) y, por tanto, utiliza esta información para fijar tarifas y monitorear el comportamiento de la empresa. Ahora bien, si el regulador no tiene información completa (lo cual ocurre en la realidad) con respecto a estas dos funciones, la teoría anteriormente expuesta no es aplicable. Hay que buscar, entonces, una teoría alternativa.

Cuando hay información incompleta sobre la estructura de costos del monopolista natural ($C(q)$) existen varias opciones para regular. En la primera de ellas, el Estado utiliza una empresa modelo eficiente utilizando la tecnología más eficiente para producir o distribuir el producto o servicio y diseña e implementa su regulación en torno a este modelo (*Benchmark Regulation*). En la segunda forma, el regulador utiliza su mejor predicción sobre la estructura de costos de la empresa regulada real, y si existen los suficientes incentivos para que la empresa proporcione su estructura de costos real, el regulador puede regular utilizando la información entregada por la propia empresa regulada.

Así, si ninguna empresa ha entrado al mercado que se pretende regular, basta que la autoridad anuncie (en forma creíble) que fijará tarifas de acuerdo con la estructura de costos real del operador más eficiente para desincentivar la entrada de operadores ineficientes. De esta forma, en equilibrio sólo operará la empresa más eficiente, el regulador fijará una tarifa equivalente a aquella donde la demanda es igual al costo medio real, la empresa alcanzará el autofinanciamiento y la solución será eficiente y restringida a no utilizar subsidios.

Sin embargo, si existe una empresa que opere en el mercado con un fuerte componente de costo hundido pueden darse dos casos alternativos: la empresa podría encontrarse operando con la tecnología más eficiente disponible, o podría contar con una tecnología subóptima. En el primer caso, el regulador deberá utilizar la estructura real de costos para regular; en el segundo, debido a la presencia de costos hundidos, al menos en el corto plazo, el regulador deberá utilizar también la estructura real de costos.

En el Perú, la estructura de regulación que impera en el mercado de distribución de energía eléctrica a consumidores menores corresponde al segundo caso señalado anteriormente. Esto debido a que se le ofrece al concesionario eficiente

una tarifa que le permita alcanzar cierta rentabilidad sobre el capital invertido incluido el riesgo país.

1.3 El problema de información asimétrica

El problema de información es, indudablemente, el más importante al que se enfrenta la economía de la regulación. Dentro de éste, sin embargo, el más trascendental corresponde a la asimetría de información entre el ente regulador y la empresa regulada. Ésta, generalmente, está mejor informada que el regulador respecto de los costos y las condiciones de la demanda en el sector, así como de sus acciones, entendiéndose esto último básicamente como los esfuerzos que realiza por reducir sus costos. En otras palabras, este problema de principal-agente (regulador-regulado) presenta los problemas clásicos de selección adversa (información oculta) y riesgo moral (acciones ocultas)³⁹.

El mayor problema de riesgo moral, en un contexto de regulación de servicios públicos, se presenta por la imposibilidad del ente regulador de observar los esfuerzos de las empresas por reducir costos. Debido a esta dificultad los regímenes regulatorios modernos se enfocan en incentivar a las firmas a revelar información sobre sus costos y condiciones de demanda, al mismo tiempo que buscan incentivarlas a realizar actividades destinadas a reducir costos. En este caso, esta forma de regulación es superior a aquellas destinadas sólo a fijar precios o tarifas iguales al costo marginal, puesto que, ante la presencia de información asimétrica, el regulador enfrenta un *trade-off* entre la eficiencia asignativa (fijar un precio igual al costo marginal), la eficiencia productiva (entrega del servicio al menor costo posible) y la minimización de los efectos distribucionales adversos de los excesos de beneficios que podría tener la empresa dada su ventaja de información.

El problema del diseño óptimo de un esquema regulatorio cuando los costos de las empresas son no-observables fue analizado por Baron y Myerson (1982). En su estudio seminal Baron y Myerson plantean que el regulador no puede observar el nivel de costos de la empresa y que no existe ningún rol para la reducción de costos, por lo que la eficiencia productiva es inalcanzable. En este modelo, el regulador enfrenta un *trade-off* entre la eficiencia asignativa y la minimización de los efectos distribucionales adversos. La eficiencia asignativa es posible de ser alcanzada (por ejemplo, mediante una propuesta Loeb-Magat), pero esto implicaría costos distribucionales demasiado altos⁴⁰. Para reducir estos últimos efectos, lo óptimo es fijar un precio por encima del costo marginal.

³⁹ Una explicación más detallada de estos problemas de información asimétrica pueden encontrarse en Grossman y Hart (1983).

⁴⁰ Ver Armstrong, Cowan y Vickers (1994)

Por su parte, Laffont y Tirole (1993) analizan un modelo en el que los costos de las empresas son observables, pero no sus acciones destinadas a reducir costos. En este caso, existe un triple *trade-off* entre la eficiencia asignativa, la eficiencia productiva y la minimización de efectos distributivos.

1.4 El problema de la subinversión y el compromiso

La presencia de costos hundidos en las inversiones de las empresas reguladas puede llevar a la existencia de cierta tentación, por parte de los reguladores, para explotarla. Este problema es ampliamente discutido en Williamson (1975), y se presenta a continuación.

Un ejemplo tomado de Armstrong, Cowan y Vickers (1994) ilustra el problema de subinversión. Suponga que una empresa distribuidora de agua está considerando la construcción de un reservorio de costo fijo igual a “K”. Una vez construido, este costo es hundido y no puede tener otro uso. Suponga que el reservorio ofrece agua a un costo por unidad constante de “c”, y que el regulador (maximizador de bienestar) escoge el precio “P” para la empresa de agua después que la inversión ha sido realizada. Entonces, si el reservorio es construido el regulador escogerá el precio “P” para maximizar el bienestar sujeto a que la empresa siga el proceso regulatorio. La compañía estará preparada para continuar trabajando si el precio cubre al menos sus costos evitables futuros, es decir, un precio $P \geq c$. Dado que el precio *ex post* óptimo está dado por “c”, el primer mejor es alcanzado.

Sin embargo, antes de que la inversión sea realizada, la empresa reconocerá que el precio será fijado igual al costo marginal (una política que no le permitirá recuperar los costos evitables desde este punto en el tiempo). Luego, si la empresa escoge construir el reservorio, tendrá una pérdida de K. Si el regulador es verdaderamente incapaz de resistir fijar un precio igual al costo marginal después que la inversión ha sido realizada, la inversión no se hará. En consecuencia, debido a que la empresa anticipa que el bienestar será maximizado *ex post*, el bienestar es reducido *ex ante*.

Si en el ejemplo anterior el regulador se comprometiera a sostener un precio particular con el objetivo de impulsar la decisión de inversión de la empresa, entonces el precio óptimo debería ser el más bajo tal que cubra los costos totales de la empresa⁴¹. En efecto, esto significa que el regulador se compromete a otorgar a la empresa una tasa justa de retorno sobre su inversión. Si bien este compromiso otorga seguridades al inversionista contra comportamientos oportunistas *ex post* y brinda al regulador flexibilidad para adaptarse a las circunstancias, es pobre para otorgar incentivos en otros aspectos.

⁴¹ Es decir, deberá ser un precio igual al costo medio más que un precio igual al costo marginal.

Otro asunto importante vinculado al tema de la inversión es el efecto sobre ésta de la ausencia de un contrato de largo plazo. Como fue reconocido por Williamson (1975), en ausencia de un contrato de largo plazo entre las dos partes se producen distorsiones importantes en los procesos de renegociación acerca de los términos de intercambio. Una primera distorsión implica ineficiencias en el proceso de negociación cuando existe debilidad en alguna de las partes. Una segunda distorsión se produce dado que, generalmente, las partes escogen una inversión socialmente ineficiente, invirtiendo poco y no especializando su inversión lo suficiente. Esto último sucede debido a que parte del valor añadido generado por la inversión será expropiado en el proceso de negociación (Laffont y Tirole, 1993).

2. Formas de regulación

Tal como se demostró en la sección anterior, en ausencia de la posibilidad de utilizar subsidios para alcanzar el equilibrio que se daría en competencia perfecta (tarificación basada en el costo marginal), la regulación busca encontrar la segunda mejor alternativa (segundo mejor), la cual se alcanza cuando el monopolista cobra un precio consistente con el punto de intersección de la demanda con el costo medio. Así, el monopolista logra autofinanciarse y obtiene una utilidad neta de costos igual a cero.

En el Perú, como ya ha sido mencionado, el marco regulatorio del sector de distribución eléctrica está constituido por la LCE, en la cual se combinan dos formas alternativas de regulación: por tasa de retorno y según la empresa modelo eficiente (*benchmarking*). Sin embargo, en la práctica, los procesos administrativos y el desempeño de los entes reguladores puede causar una divergencia entre la teoría y la práctica de las técnicas de regulación.

Dentro de este contexto, esta sección pretende explicar las principales características de los métodos utilizados en la regulación del sector de distribución eléctrica alrededor del mundo, así como analizar las ventajas y desventajas de su aplicación.

2.1 Métodos de regulación de monopolios

2.1.1 Regulación por tasa de retorno

La regulación por tasa de retorno (RTR) es una de las técnicas más difundidas en el mundo, especialmente en Estados Unidos. Consiste en fijar directamente un límite superior a la tasa de rentabilidad y determinar el valor del servicio que, dada la restricción de sostenibilidad, permita a la empresa obtener la rentabilidad previamente definida.

En el esquema RTR la idea central es que los beneficios del monopolio deben igualar sus costos, de manera que se alcancen beneficios económicos iguales a cero. No requiere que los precios se asignen eficientemente, sino sólo que cubran los costos totales. En términos formales:

$$\sum_{i=1}^N p_i q_i = \text{Costos} + s(RB)$$

donde:

p_i : precio del servicio i

q_i : cantidad provista del servicio i

n : número de servicios

s : tasa de retorno “justa” sobre el capital

RB: medida del valor de las inversiones de la empresa regulada

En la práctica, la aplicación del método RTR implica un proceso de tres etapas. En una primera la empresa entrega información detallada de los costos, la cual evidencia que la tasa de retorno que efectivamente obtiene sobre su capital es muy baja. Así, requerirá que los precios sean elevados por el regulador, de manera de alcanzar un retorno justo. Lo más probable es que el regulador juzgue que la tasa de retorno solicitada por la empresa es muy alta y, por tanto, no aumentará los precios en un monto igual al solicitado. En la segunda etapa una comisión de expertos determina la tasa de retorno que se permitirá (es decir, establece el nuevo valor de s). Eventualmente, se requerirá, además, cambiar los precios de manera de garantizar la nueva tasa de retorno (ello requiere conocer información acerca de las elasticidades de demanda). Finalmente, luego que los precios son asignados, éstos permanecen fijos hasta la nueva revisión. En este período, la empresa tendrá incentivos para ser eficiente en costos.

Dentro de este proceso cobran mucha importancia los factores que el regulador debe medir para establecer la tasa de retorno (s), en especial los costos y el *stock* de capital. Actualmente, existe mucha literatura respecto a cuál es la forma correcta de medir ambas variables, particularmente el *stock* de capital, así como cuánto pesa cada una de ellas en el esquema final. En el anexo 4 se describen los principales procedimientos de determinación de costos, así como los aspectos vinculados a la determinación de tarifas bajo un esquema de RTR.

Si bien es cierto que existe mucha discusión en torno a ciertos aspectos de la aplicación de la regulación por tasa de retorno (RTR), hay, en cambio, consenso en cuanto a algunos resultados de la implementación de este esquema:

- La empresa regulada emplea más capital que la no regulada.

- La razón capital/trabajo de la empresa regulada es ineficientemente alta para su nivel de producto. Esto es, el producto que la empresa regulada genera podría ser obtenido en forma más barata, empleando menos capital y más trabajo.
- La empresa regulada necesariamente opera en la porción elástica de la curva de demanda, donde el ingreso marginal es positivo. Esto es, la empresa nunca incrementa su producto más allá del punto en el que el ingreso marginal es cero.
- La empresa regulada produce el máximo *output* dada su elección de capital y trabajo.
- Cuando la tasa de retorno justa es reducida hacia el costo de capital, la empresa regulada incrementa la utilización del capital.
- Si la tasa de retorno justa se asigna igual al costo de capital ($s = r$), entonces a la empresa le serán indiferentes muchas combinaciones de insumos y muchos niveles de producto, incluida la opción de cerrar.
- Si la tasa de retorno justa se asigna bajo el costo de capital, entonces la empresa regulada elegirá no producir.

Considerando estos aspectos, en los últimos años la tendencia se ha orientado hacia versiones más avanzadas y simples de la RTR. Por un lado, se tiende a realizar versiones parciales antes que estudios completos y detallados de costos. Por otro, se busca introducir mayores incentivos para la eficiencia productiva, tales como:

- Establecer una banda de tasa de retorno permitida y no determinar un único valor fijo.
- Instaurar rangos en los que se habrá de compartir beneficios. Por ejemplo, se establece una rentabilidad objetivo del 12% y, además, si la empresa consigue una rentabilidad entre el 12% y el 14% anual, deberá compartir un 50% de sus beneficios adicionales con los usuarios en forma de menores tarifas; de esta forma se le permite apropiarse de parte de las ganancias de eficiencia con lo que se induce un cierto grado de eficiencia productiva.
- Instituir una tasa de rentabilidad variable en función de la tasa libre de riesgo más un premio.
- Implantar ciertas cláusulas exógenas para iniciar las revisiones tarifarias.

2.1.2 Regulación por precios tope

La regulación por precios tope es una de las metodologías más aplicadas en el mundo. Actualmente, es la forma más común de regulación empleada en Europa para los sectores de gas, electricidad y agua; es usada por la *Federal Communications Commission* (FCC) en algunos estados de Norteamérica en combinación con la regulación por tasa de retorno; y es utilizada también en Australia, Puerto Rico, Singapur y América Latina (Chile, Argentina y Perú).

Esta metodología consiste en fijar un precio máximo para los servicios que brinda la empresa, y así incentivarla a incrementar su tasa de ganancia como resultado de reducir costos por debajo del tope establecido. Se dice, por ello, que este mecanismo afecta indirectamente a la tasa de ganancia de la empresa regulada. Con un precio fijo, la rentabilidad de la empresa está directamente asociada a su capacidad para disminuir costos, con lo cual se generan fuertes incentivos para lograr la eficiencia productiva vía minimización de costos. Sin embargo, el principal problema de esta forma de regulación se asocia al mayor riesgo que asume la empresa prestadora del servicio, ya que aumentos imprevistos en los costos o menores niveles de demanda que los esperados pueden desbalancearla.

Este mecanismo, también conocido como *Price Cap*, generalmente asume la forma conocida como *RPI - X*. El RPI (*Retail Price Index*) es un índice general de precios utilizado para ajustar la tarifa, y de ese modo proteger a la empresa de los efectos de la inflación. A diferencia del mecanismo RTR, se utiliza un índice general de precios en lugar de los precios de la propia empresa regulada. El término *X*, por su parte, es un factor de eficiencia de la empresa vía reducciones de la tarifa en términos reales (ver anexo 4).

En cuanto a la aplicación de la regulación por precios tope, existe cierta controversia al respecto debido a la serie de ventajas y desventajas que tiene esta metodología.

Así, entre las principales ventajas del *Price Cap* podemos citar:

- Al concentrarse sólo en los servicios con características monopólicas, protege contra el poder monopólico, permitiendo que exista competencia en los mercados de los demás servicios.
- Al poner techo a los precios en vez de al retorno, se incentiva la eficiencia en la producción y se promueve la innovación, debido a que cualquier reducción de costos es capturada por la empresa.
- Se reduce la carga para el regulador debido a que éste sólo debe calcular índices de precios, y no es necesario que valore los activos ni calcule tasas de retorno.

De otro lado, entre las desventajas más resaltantes se encuentran:

- La necesidad de que el precio tope sea determinado de manera muy clara, ya que de otro modo se podría convertir en una fuente de incertidumbre si se presume que puede ser manejado arbitrariamente por la autoridad.
- Ligado a lo anterior, la determinación del factor *X* constituye otro problema, ya que éste puede calcularse de varias formas. La primera es simplemente

recogiendo la opinión consensual de los expertos del tema o a través de negociación, la segunda es a través de la indexación, mientras que la del tercer método es del tipo econométrico, estimando parámetros a través de funciones de producción.

- Adicionalmente, los cambios en el factor *X* no siempre ocurren por modificaciones en la productividad de las empresas, producto de cambios tecnológicos. También puede deberse a cambios en la demanda.
- No existe consenso sobre el tipo de índice de precios que debe usarse en el cálculo de la inflación.
- Cuando se tiene una empresa multiproducto, y el factor *X* se calcula para todos los bienes producidos, la empresa podría tender a producir más en los mercados que tienen una productividad mayor y menos en aquellos en los que es menos productiva.

2.1.3 Regulación por precios Ramsey

El método de regulación por precios Ramsey es aplicable a un monopolio natural multiproducto, en el que se generarían pérdidas si los precios son fijados considerando costos marginales lineales. Los precios Ramsey pueden definirse como aquellos precios lineales⁴² que satisfacen la restricción de ingresos totales iguales a los costos totales, y que, además, minimizan las pérdidas de bienestar.

Formalmente, para determinar los precios que minimicen las pérdidas de bienestar, esta metodología establece que los precios se determinen en proporción inversa a la elasticidad de la demanda del producto.

$$\frac{P_i - MC_i}{P_i} = \frac{\lambda}{e_i}$$

Donde:

- P_i = precio del producto *i*
- MC_i = costo marginal del producto *i*
- e_i = elasticidad de la demanda del producto *i*
- λ = constante

Un aspecto interesante del establecimiento de precios Ramsey es que, bajo este enfoque, un incremento en los precios lleva a una disminución proporcional de la producción igual al producto del costo marginal, y ésta es igual en todos los

⁴² El hecho de que los precios sean lineales implica que se establece un precio distinto para cada producto, por lo que se descarta el establecimiento de tarifas múltiples.

productos. Luego, esta metodología también puede ser descrita como aquella que establece una disminución de la producción de todos los productos de la empresa en la misma proporción hasta que el ingreso total iguale al costo total⁴³.

Uno de los métodos comúnmente usados por los organismos reguladores es el “costos completamente distribuidos” (*Fully Distributed Costs-FDC*), el cual consiste, básicamente, en distribuir todos los costos de las empresas reguladas entre los distintos tipos de consumidores y servicios. La mayoría de las empresas prestadoras de servicios públicos proveen una variedad de servicios a diferentes grupos de consumidores, y poseen instalaciones que son usadas en común por estos consumidores y servicios, es decir, existen costos comunes a la mayoría de los consumidores o servicios (por ejemplo, en el caso de la energía eléctrica, las plantas generadoras y las líneas de transmisión pueden ser consideradas costos comunes). Estos costos comunes pueden ser distribuidos sobre la base de alguna medida común de utilización física (por ejemplo, Kw/horas empleados o consumidos por cada uno), o pueden ser distribuidos en proporción a los costos que pueden ser asignados directamente a varios servicios.

Si bien el método parece bastante razonable, su aplicación presenta ciertos problemas. Uno de ellos se refiere a la arbitrariedad de su aplicación, y otro, incluso más importante, se refiere a que las asignaciones de costos propuestas llevan a precios que no se relacionarán necesariamente con los costos marginales, es decir, que no habría que esperar que estos precios sean económicamente eficientes. Más aún, en general estos precios llevarán a pérdidas de bienestar. En este caso los precios eficientes serán los precios Ramsey. Así, el objetivo de eficiencia económica, en algunos casos llevará al establecimiento de precios (como precios Ramsey) que entren en conflicto con la imparcialidad con que deben ser tratados los usuarios. En estos casos, sin embargo, el regulador puede justificar su decisión en el hecho de que el beneficio que recibe la sociedad en conjunto es mayor.

2.2 Métodos alternativos de regulación

Dados los problemas de incentivos asociados a las técnicas de regulación anteriormente descritas, varios países han implementado esquemas alternativos de regulación. Uno de éstos es el que utiliza el cómputo del valor de las inversiones en activo fijo realizadas por el monopolista (llamado valor nuevo de reemplazo), en lugar de los costos reales de inversión asociados a un modelo teórico eficiente (*benchmark model*). Este esquema es utilizado, por ejemplo, en España y

ha sido ampliamente utilizado en Chile (en los sectores de agua y alcantarillado, distribución eléctrica y telefonía local).

Estas alternativas aparecen con el objetivo de reducir las importantes asimetrías de información que surgen entre el regulador y el regulado. Es bien sabido que la regulación basada en la información de costos de la empresa enfrenta problemas prácticos al momento de su aplicación, los mismos que limitan la efectividad de la regulación. Por esto, el regulador acude a marcos de referencia contra los cuales poder comparar la información que provee la empresa regulada. Estos marcos de referencia pueden ser de dos tipos: el primero de ellos es conocido como “competencia por comparación”, mientras que el segundo se refiere a la empresa modelo eficiente.

2.2.1 Competencia por comparación

La “competencia por comparación” consiste en obtener información sobre los parámetros relevantes, observando a otras empresas similares tecnológicamente para inferir de ellas los costos a ser aplicados en la regulación tarifaria de la empresa que se regula. Pero para que esta comparación tenga algún valor es necesario que no exista colusión entre las empresas ni tipo alguno de integración horizontal. Luego, la gran desventaja práctica de esta metodología se refiere a la diferencia entre las mismas empresas.

Como se ha afirmado líneas atrás, en los sistemas de distribución eléctrica no se da la posibilidad de competencia propiamente. Dado que se trata de un monopolio natural, lo más razonable es dejar operando a un solo oferente en cada área. Sin embargo, si se tienen múltiples áreas geográficamente diferenciadas y comparables, pueden constituirse empresas independientes para las cuales la regulación fije normas de precio y calidad de servicio en función de comparadores entre empresas. El peligro de esto es que en sistemas no suficientemente independientes, a menos que el regulador cuente con información perfecta, las ineficiencias promedio pueden tender a perpetuarse mediante la sobreestimación de costos, y a convertirse en renta, al ser traspasadas a los consumidores. La alternativa es exigir niveles de calidad de servicio y costos establecidos para empresas teóricas, actuando con criterios de eficiencia como si enfrentaran un mercado competitivo. Este es un método complejo, por la dificultad de representar en forma adecuada las características de cada mercado.

2.2.2 Regulación sobre la base de una empresa modelo eficiente

En este caso, las comparaciones de desempeño de la empresa que se desea regular se realizan con otra empresa ficticia, a la cual se le conoce como empresa modelo eficiente. Bajo esta metodología, se define a una empresa modelo por

⁴³ Viscusi, Kip, John Vernon y Joseph Harrington. *Economics of Regulation and Antitrust*. MIT Press. Londres, Inglaterra. Segunda Edición - 1995. p. 367.

cada sector típico. Esta empresa modelo se crea sin considerar los activos preexistentes en el negocio y suponiendo la no-existencia de ésta en el mercado; es decir, sólo utiliza los activos necesarios para prestar el servicio de manera eficiente. Adicionalmente, se estipula un plan de desarrollo de las inversiones de las empresas.

Por supuesto, hay diferentes formas de poner en práctica este modelo dependiendo del sector que se desea regular. Sin embargo, el principal problema que se encuentra al momento de la aplicación de este esquema es que la metodología no establece explícitamente los principios que la rigen. Si bien se define que los costos a considerar corresponden a los costos fijos de administración, facturación y atención al usuario, las pérdidas medias de distribución, y costos estándares de inversión, mantenimiento y operación por unidad de potencia suministrada, no se indica si en su cálculo se considerarán costos medios o costos marginales. Además, se indica que los costos se basarán en una empresa modelo, y este concepto no se define claramente. Se establece que se calcularán tarifas por área típica, sin especificar criterios para la selección de dichas áreas. En la práctica, la definición de cada una de estas variables está sujeta a un proceso de negociación no del todo transparente. Sin embargo, a pesar de esto, no puede negarse que el esquema tiene ciertas virtudes, como la de permitir superar varias de las debilidades asociadas a los métodos anteriores, como por ejemplo, el incentivo a sobreinvertir y a no reducir costos. (Paredes y Sánchez, 1998)

Otro de los problemas de este último enfoque es que para su correcta aplicación se requiere alimentar el modelo con parámetros tecnológicos y de costos. Dados que estos parámetros son muy difíciles de determinar, en la práctica sucede que el modelo termina por utilizar los parámetros de la empresa real, con lo cual se pierde el sentido de comparación con un empresa modelo eficiente. Esto ocurre, especialmente, cuando existe una empresa dominante y, por tanto, la empresa modelo termina pareciéndose a aquélla. (Bitrán y Saavedra, 1993)

Por último, diremos que ambos marcos de referencia (competencia por comparación y empresa modelo eficiente) pueden combinarse debido a que la empresa modelo puede utilizar los parámetros tecnológicos que arroje el análisis de eficiencia de la competencia por comparación⁴⁴. Existe una razón fundamental para calcular las medidas de eficiencia a partir de la mejor práctica real: es mejor trabajar con una práctica real que con una práctica ideal pero inalcanzable⁴⁵.

⁴⁴ Ese punto es analizado con amplitud en el capítulo 5.

⁴⁵ En Chile (agua), España (electricidad) y Perú (electricidad) la frontera es calculada sobre la base de conocimientos de ingeniería en lugar de la mejor práctica actual.

3. La importancia de medir la eficiencia relativa de las empresas reguladas

La principal razón teórica para medir la eficiencia relativa de las empresas distribuidoras radica en el hecho de que la CTE sólo utiliza indicadores de productividad parcial para vigilar la eficiencia. Como ya se mencionó, los indicadores de productividad parcial que revelan información al regulador son incompletos. Ello sucede debido a que estos indicadores no toman en consideración variables de control como la estructura del mercado, la calidad del producto, los kilómetros de redes o el área de concesión que son importantes para una evaluación global de la eficiencia de las empresas.

Los estudios de frontera (Farrel, 1957) miden la eficiencia relativa de las empresas a través de la comparación con la mejor práctica observada. Existen diversos métodos para medir esta eficiencia como se explicará en el capítulo 5. Sin embargo, todos ellos tienen como objetivo primordial establecer un ranking que permita identificar a las mismas empresas como las “mejores” o “peores” prácticas observadas. Para esto es necesario que los resultados arrojados mediante esta técnica sean consistentes con los resultados que se esperan de acuerdo a las condiciones en las que opera la industria y con los indicadores de productividad parcial.

Una forma de aplicar las medidas de eficiencia cuando la regulación es por precios tope (RPI-X) es a través del factor X de eficiencia. Este factor refleja las disminuciones de precios que se pueden esperar por ganancias de eficiencia que la empresa puede realizar durante la vigencia de los precios máximos. Estas ganancias son básicamente de dos tipos: ganancias derivadas del movimiento de la frontera y ganancias de eficiencia por *catching up*. El primero de estos términos debe ser incluido en el factor X de todas las empresas del sector. Esto es, si se espera que la productividad del sector crezca a una tasa del 1% anual, todas las empresas incorporarán esta tasa dentro de sus factores X. Sin embargo, las empresas que no se encuentren sobre la frontera, además de elevar su productividad un 1%, pueden disminuir sus costos y aumentar su eficiencia en una magnitud igual a su ineficiencia actual. Si una empresa es, por ejemplo, 5% ineficiente, es factible que sus costos disminuyan un 5% más que lo que pueden reducir las empresas sobre la frontera durante el período de vigencia del *price cap*. En este caso el factor X sería igual a 1% más la tasa anual equivalente. Este mecanismo le permite a las empresas ineficientes obtener una tasa de ganancia similar a las eficientes siempre y cuando logren volverse eficientes antes de la finalización del período de vigencia de los precios tope.

Un mecanismo alternativo al anterior consiste en una utilización más estricta de los indicadores de eficiencia. Si una empresa, por ejemplo, posee un índice de eficiencia igual a 0.80 (si tomamos a las medidas de eficiencia como números entre

zero y uno), ello quiere decir que la empresa podría producir la misma cantidad de producto con un 80% de sus costos actuales. Si ello es así, el precio (máximo) necesario para que la empresa cubra sus costos podría ser calculado no a partir del costo actual de la empresa sino a partir del costo actual multiplicado por el índice de eficiencia. Siguiendo este procedimiento, las empresas totalmente eficientes tendrían precios máximos que les permitirían obtener el costo de oportunidad del capital estipulado en el contrato, aunque aquellas firmas con índices de eficiencia menores a la unidad deberían operar con tasas de ganancias más bajas.

Esto último podría ser implementado en la forma de regulación detrás de la LCE en el Perú. Sobre la base de un estudio de fronteras y la elaboración de rankings de eficiencia relativa se podría establecer un tope a las tarifas máximas fijadas por el regulador según la metodología explicada en el párrafo anterior.

Un ejemplo sencillo sirve para aclarar el punto. Supongamos que en una industria regulada por precios tope se ha reconocido un costo de capital igual a r , siendo el capital de una firma igual a K . Si se estima la firma va a vender una unidad de producto, siendo C sus costos unitarios actuales, el precio P que se le reconocería, en caso de utilizarse los propios costos de la empresa, sería:

$$P = r \cdot K + C$$

Con el ajuste propuesto, siendo a el índice de eficiencia de la empresa, el nuevo precio NP que se le reconocería a la firma sería:

$$NP = r \cdot K + aC$$

Este mecanismo, a diferencia del anterior, le disminuye automáticamente a la firma ineficiente la tasa de ganancia, y si desea obtener la tasa de ganancia estipulada para la industria, entonces debe disminuir sus costos hasta volverse eficiente.

Los dos mecanismos difieren básicamente en los derechos que se le atribuyen a las empresas: si las firmas tienen derecho en la actualidad a ser ineficientes (por ejemplo, por haber heredado una empresa ineficiente), lo apropiado sería aplicar el primero de los mecanismos. En este caso se le estaría permitiendo a la empresa ser ineficiente hoy (no se le afecta la tasa de ganancia actual) aunque se la obliga a volverse eficiente (en un determinado plazo) si es que desea mantener la rentabilidad corriente. En cambio, el segundo mecanismo supone que la empresa no tiene derecho a ser ineficiente hoy y, por tanto, sólo va a poder obtener la tasa de ganancia estipulada para la industria siempre y cuando se vuelva eficiente (su tasa de ganancia actual automáticamente pasa a ser menor que la obtenida por las empresas eficientes).

Independientemente de cual sea el mecanismo utilizado, ambos se encuentran en concordancia con los marcos regulatorios en el que se desenvuelven muchas de las empresas de servicios públicos regulados. En Argentina, por ejemplo, el marco regulatorio del sector eléctrico establece que sólo las empresas que operen eficientemente tendrán derecho a obtener una tasa de rentabilidad similar a la de otras actividades de riesgo comparable nacional o internacionalmente.

Otro ejemplo en el mismo sentido puede encontrarse en el sector de provisión de agua en Gran Bretaña. En un informe elaborado por Ofwat (1998) se establece: "Esto no implica que las compañías vayan a tener garantizada la continuidad de sus retornos actuales. Bajo una regulación por precios máximos, las firmas sólo podrán mantener su rentabilidad si reducen sus costos operativos". Y agrega, "el directorio se concentrará en establecer un marco que permita a las compañías eficientes obtener un retorno del capital razonable". Y finaliza: "Su trabajo es el asegurar la viabilidad de las empresas de agua eficientes, no el salvaguardar sus flujos de caja".

La aplicación de los mecanismos anteriores requiere que se cumplan, como mínimo, las dos primeras condiciones de consistencia (las estimaciones de los distintos enfoques deben ser consistentes en cuanto a sus niveles de eficiencia y rankings). En el caso de que estas condiciones de consistencia no se cumplan, no sería posible aplicar ninguno de los dos mecanismos propuestos, simplemente porque no serían confiables las medidas de eficiencia individuales. Sin embargo, en caso de cumplirse la tercera condición de consistencia (que las estimaciones sean consistentes en cuanto a la identificación de las mejores y peores empresas) aún sería posible utilizar un tercer mecanismo: publicar los resultados. Este mecanismo es utilizado en Gran Bretaña para regular a las empresas de agua y electricidad. El objetivo es que los consumidores utilicen la información publicada para comparar los precios y servicios ofrecidos por su operador local con los de las demás regiones, y presionen al operador local para que iguale su performance con las de las otras empresas.

Otros mecanismos pueden ser creados como variantes de los mecanismos anteriores. Por ejemplo, la idea de considerar costos promedios en lugar de costos mínimos es utilizada para fijar el factor X en el sector eléctrico en Gran Bretaña. Ofwat, por su parte, teniendo en cuenta que las diferencias entre los costos (mínimos) estimados por la frontera y los costos actuales no pueden ser atribuidos enteramente a ineficiencias (ya sea porque el modelo puede estar omitiendo variables importantes o porque puede haber errores en las mediciones), atribuyen la mitad de la diferencia entre los costos actuales y estimados a ineficiencias, y fija los gastos operativos esperados en concordancia. El regulador estima reducciones de costo (para el sector en su conjunto) del orden del 2% anual entre 1995 y el 2000, y del 1% después del 2000, pero las firmas menos eficientes se supone que

serán capaces de lograr mayores incrementos en la eficiencia. En palabras del regulador, “el elemento específico de las compañías en cuanto a las reducciones posibles de costos hasta el 2000 traerán a la mayor parte de las firmas como la mitad de camino entre sus niveles actuales de costos y los costos de las empresas más eficientes. Este enfoque tiene en cuenta la incertidumbre relacionada con la identificación de la frontera eficiente, y está además diseñado para dejarles a todas las empresas incentivos a alcanzar ahorros adicionales a aquellos reflejados en los límites de precios” (Ofwat, 1998).

4. Formas de regulación detrás de la LCE

El proceso de fijación de tarifas establecido en la LCE es, en la práctica, un proceso de negociación⁴⁶ entre el ente regulador y las empresas concesionarias. Los límites y condiciones de la negociación están especificados en el marco legal, dentro del cual se incluye la metodología de cálculo y los procedimientos de acuerdo entre las partes.

En el aspecto metodológico y conceptual, existe en la LCE una combinación de dos métodos de regulación. El primero se basa en una tasa de retorno competitiva sobre los activos reales de las empresas (regulación por tasa de retorno). Como ya se dijo, este sistema requiere de un fuerte proceso de fiscalización de los costos reales de las empresas por parte del ente regulador, porque de otro modo se trasladarían en forma automática las ineficiencias de la empresa a los consumidores. El segundo se basa en el estudio de costos de empresas teóricas eficientes (*benchmark model*), lo que exige, más que información de parte de las empresas reales, la capacidad de modelar funciones teóricas de producción adecuadas a la realidad.

Como se observa, ambos sistemas tienen diferentes complicaciones. El manejo de la información real, que sólo las empresas conocen bien, tiene dificultades prácticas importantes para los entes reguladores. En tanto, la modelación de funciones teóricas de producción, que se ajusten al mercado de análisis e impongan condiciones de eficiencia, exige un alto grado de tecnicismo por parte del ente regulador.

En cuanto a la forma en que estos métodos de regulación deben ser combinados, la metodología señalada en la Ley de Concesiones Eléctricas establece un proceso de dos etapas. En una primera se calculan tarifas sobre la base de los costos medios de empresas modelo eficiente, lo cual implica trabajar con empre-

⁴⁶ Ver artículos 122° y 159° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. Éstos establecen claramente procesos de negociación para los sistemas de precios de la electricidad en general y para el cálculo del valor nuevo de reemplazo en el caso del cálculo de tarifas de distribución, respectivamente.

sas modelo cuyos costos son limpiados de ineficiencias según el criterio del regulador⁴⁷. En una segunda etapa se ajusta el nivel tarifario de manera que, independientemente del nivel de costos eficiente, la rentabilidad global de las empresas esté dentro del rango establecido por la LCE (entre 8% y 16%). El cálculo de rentabilidad debe basarse en los costos reales de inversión y explotación de las empresas según son declarados por éstas, aunque previamente depurados⁴⁸ por el regulador con un criterio de eficiencia (“...tecnología y precios vigentes...”, artículo 76° de la LCE). Esta es la esencia de la mezcla de ambos modelos. Si no fuera así, se estaría comparando el valor nuevo de reemplazo de una empresa modelo con otra empresa modelo, sin incorporar el aspecto concerniente a la rentabilidad real competitiva sobre los activos que corresponde al primer sistema básico de regulación visto líneas arriba. Si la LCE establece que la tasa interna de retorno de los concesionarios debe estar entre 8% y 16%, entonces para el cálculo de dichas tasas se utilizarán los costos reales de las empresas con la debida depuración bajo el concepto de la empresa modelo eficiente. Esta es la prueba de consistencia tarifaria que debiera limitar la discrecionalidad del ente regulador. Si, en cambio, no se diera esto y tan sólo se tomaran los costos correspondientes a empresas modelo eficientes para el cálculo del valor nuevo de reemplazo, se estarían subvaluando los costos de las empresas concesionarias con la consecuente caída de sus tasas de retorno, lo cual sería evidentemente contrario con la racionalidad económica del modelo acogido por la ley, dado el compromiso del Gobierno de ofrecer tasas de rentabilidad reales de acuerdo con el costo eficiente incurrido y con el riesgo asumido.

Así, el espíritu del procedimiento descrito tiene un doble propósito. En primer lugar, son empresas consultoras las que estudian los costos del suministro eficiente de energía, con el objetivo de evitar excesos o arbitrariedades; y, en segundo lugar, se nivelan las tarifas para garantizar una rentabilidad real global dentro de un cierto rango que, por una parte, evita el costeo teórico de tarifas alejadas de la realidad de eficiencia del sector y, además, obliga a las empresas a usar como comparadores relativos de eficiencia a otras empresas similares que operan en mercados perfectos.

⁴⁷ Así, los estudios de estos costos son encargados a una empresa consultora precalificada y es el ente regulador quien observa los estudios, pudiendo objetarlos, para luego tomar una decisión autónoma acerca de los valores agregados de distribución.

⁴⁸ Según la concepción del modelo, “depurar” se refiere a reconocer las instalaciones existentes y retirarlas en caso sean ineficientes a criterio del regulador. El término “depurar” no significa sustituir la instalación real y reemplazarla por otra.

IV. EFECTOS DE LA METODOLOGÍA APLICADA POR LA COMISIÓN DE TARIFAS ELÉCTRICAS

1. Problemas del método y de su aplicación

Como ya vimos en el capítulo 2, la LCE no contempla mecanismos de resolución de conflictos. Esto sucede debido a que todo recurso de reconsideración es presentado por las empresas a la misma CTE, la cual decide unilateralmente si acepta o rechaza el recurso. Así, con la absolución del recurso antes mencionado, según los artículos de la LCE, la vía administrativa quedó agotada.

De esta forma, el 18 de enero de 1998, Edelnor interpuso una demanda judicial de acción contencioso administrativa contra la CTE, en la cual solicita la invalidación de las resoluciones 014 y 017. La demanda no sólo refleja las serias discrepancias entre la CTE y las empresas distribuidoras de Lima Metropolitana, sino que además evidencia la debilidad de la LCE como instrumento para la resolución de conflictos. Esto último es más grave si consideramos que en Chile, donde la ley eléctrica es muy similar, ocurrió un conflicto muy parecido.

En la demanda judicial nuevamente se hacen evidentes las discrepancias metodológicas expresadas por Edelnor en su recurso de reconsideración. En dicho litigio ambas partes presentaron sus informes técnicos ante el Poder Judicial⁴⁹. Luego de un amplio debate ante la opinión pública y luego de presiones por parte del Poder Ejecutivo finalmente, en marzo de 1999, la Corte Superior de Lima falló a favor de la CTE. Las empresas decidieron no apelar el fallo.

En lo que sigue de esta sección se pretende analizar los problemas de aplicación del método de regulación que está detrás de la LCE, sus carencias como mecanismo de resolución de conflictos y sus posibles soluciones.

⁴⁹ Dada la especificidad de la controversia, creemos poco probable que el juez a cargo de la demanda haya podido captar la esencia del problema en litigio.

1.1 ¿Qué es el valor nuevo de reemplazo?

La valorización de activos es el principal componente del cálculo de las tarifas en un monopolio natural y, por ende, en el caso de las empresas de distribución eléctrica. Este ejercicio de valorización es especialmente importante en la distribución eléctrica debido a que se trata de una industria caracterizada por inversiones irreversibles y de largo plazo. Adicionalmente, las decisiones del ente regulador determinan la única fuente de ingresos que posee la empresa regulada para recuperar sus inversiones y obtener un beneficio adecuado y son, además, la señal para incentivarla a invertir eficientemente.

Si consideramos que los activos en el sector de distribución eléctrica pueden durar en promedio 30 a 40 años o más, entonces los beneficios que ellos producen normalmente están sujetos a revisiones entre 6 a 10 veces. Estas revisiones tarifarias, así como la conducta de los reguladores, transmiten señales que ayudan a la empresa a establecer el tipo de inversión que realizará en el futuro y determinar si ésta será beneficiosa o no. Por ello, el proceso de evaluación de activos y, en consecuencia, la determinación de los beneficios asociados en cada revisión, tendrá evidente impacto sobre los incentivos a invertir de la empresa regulada.

Por este motivo, la metodología utilizada en la evaluación de la inversión reviste particular importancia en el proceso de fijación tarifaria. Según dicha metodología, la LCE, en su artículo 70º, establece que se debe calcular la anualidad requerida para recuperar los costos de inversión de los activos en 25 años, incluida la tasa de actualización (12%) fijada en el artículo 79º. Sin embargo, existen diferentes formas de valorar los activos en una empresa de distribución eléctrica.

1.1.1 ¿Qué han dicho la CTE y las empresas de distribución?

La CTE en las resoluciones 015 y 017 sustenta su definición del VNR afirmando lo siguiente: “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 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, *Regulation and Its Reform*, pág. 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’”.

Frente a esto, las empresas reguladas han presentado informes de consultoras internacionales en los que se concluye que de la definición dada por Breyer no se desprende que se encuentre a favor de la utilización del VNR. Estos informes señalan que, si bien Breyer menciona que existe racionalidad económica en el uso del VNR, este concepto ha sido dejado de lado por no ser muy práctico y por causar demasiadas discusiones y debates, tales como los que el caso peruano confirma.

1.1.2 El análisis de Breyer⁵⁰

Según Breyer, el costo de reproducción es un caso especial del costo histórico indexado⁵¹, en el cual los costos originales de adquisición del activo son actualizados mediante un índice de costos según la clase de activo. Breyer define el término como una medida del costo de reconstruir exactamente la misma infraestructura “ladrillo por ladrillo” a los precios actuales. Es decir, se trataría de estimar el costo actual que significaría reproducir la empresa. Esto implicaría que algunos componentes discontinuados tengan un valor relativamente alto en el mercado y que el costo del capital sea alto. Por otro lado, el costo de reemplazo es “el valor presente de obtener un servicio idéntico al provisto por el antiguo activo”.

En la misma sección de su libro, Breyer afirma que la Suprema Corte de Estados Unidos fue incapaz de fijar una definición razonable y simple del costo de reemplazo y por esto algunos reguladores en Estados Unidos adoptaron el concepto de costo de reproducción para valorar los activos. Sin embargo, añade Breyer, dado que la definición de costo de reemplazo es incierta y el costo de reproducción es inadecuado frente al progreso técnico, Estados Unidos ha adoptado el costo histórico para determinar la “tasa base” (*rate base*) para valorar los activos.

Por tanto, Breyer no adopta radicalmente alguna de las dos posiciones para la fijación de tarifas, sino más bien arguye que los costos históricos han sido preferidos en los casos de regulación luego de haber fracasado en el uso de otras medidas alternativas. Según Breyer, el uso de los costos históricos tal vez no sea perfecto en todas las circunstancias pero puede alcanzar buenos resultados con algunas modificaciones.

⁵⁰ Ver páginas 39 y 40 del libro *Regulation and its Reform*, Breyer, 1982.

⁵¹ La forma más sencilla de ajustar el costo histórico de los activos es deflactándolos por cambios en los precios a lo largo del tiempo. Estos costos pueden ser corregidos utilizando algún índice de precios al consumidor o los costos de una industria o sector en particular.

1.1.3 El concepto de VNR en la LCE

Según la Resolución 014-97-P/CTE del 11 de octubre de 1997, la CTE afirma que existe un solo concepto de VNR en la LCE. Además, puntualiza que “para efectos de las concesiones de distribución, la LCE utiliza el concepto de VNR en dos contextos. En primer lugar, 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. En segundo lugar, la LCE 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”.

Así, la CTE afirma que, cuando el artículo 70º de la ley señala que se debe tomar en cuenta el VNR de las instalaciones de cada empresa con un valor residual de cero, no se refiere al sistema económicamente adaptado ni tampoco a una cifra histórica o de reproducción, ni al valor reportado y calificado como real por el concesionario. Más bien, se refiere al costo de “renovar las obras y bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes”, rechazando bienes innecesarios. Es aquí donde empiezan las discrepancias con las empresas distribuidoras.

En efecto, las empresas concesionarias discrepan con la CTE en la facultad que esta última tiene para actualizar las instalaciones y los valores sobre la base de precios y tecnología vigente. Afirman que “la discrecionalidad de la CTE en este caso consiste en poder observar bienes innecesarios o excesivos, pero en ningún caso coincide con la fijación del VNR de una empresa modelo como sí se establece en el caso del cálculo del VAD (artículo 65º). Por tanto, no admitimos que para el cálculo del VNR la CTE pueda desconocer la realidad de las instalaciones del concesionario, recurriendo a una empresa modelo eficiente que tendría que compararse con la empresa modelo eficiente del artículo 65º de la LCE. Comparar un modelo con otro no es sólo inútil sino que carece de sentido económico”.

1.2 Cálculo del valor agregado de distribución: propuestas

El cálculo del VAD también ha suscitado controversias entre la CTE y las empresas de distribución eléctrica. Como se explicó anteriormente, el VAD se calcula para cada sector típico mediante estudios de costos encargados por los concesionarios a una empresa consultora precalificada por la CTE, que es la que elabora los términos de referencia correspondientes y supervisa los estudios (artículo 67º).

Estos estudios de costos consideran criterios de eficiencia en las inversiones y en la gestión de un concesionario operando en algún sector de distribución típico.

Así, los consultores deben “crear” una empresa modelo eficiente operando en un sector de distribución típico y considerarán para efectos de calcular el VAD los siguientes componentes:

- Costos asociados al usuario, independientes de su potencia y energía.
- Pérdidas estándares de distribución en potencia y energía.
- Costos estándares de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada.

Finalmente, la CTE recibe los estudios y comunica sus observaciones en un plazo máximo de 10 días. Absueltas las observaciones, la CTE establecerá los VAD para cada concesión, utilizando factores de ponderación de acuerdo a las características de cada sistema (artículo 68º).

Luego, como se puede observar, los costos de la empresa modelo eficiente, que sirven para estructurar un conjunto de precios básicos para cada concesión, son calculados sobre la base de un estudio de costos encargado a una empresa consultora, pero finalmente la CTE es la que acepta o rechaza los VAD proporcionados por la empresa consultora para cada concesión. Este procedimiento posee dos problemas fundamentales. Por un lado, el cálculo del VAD por una empresa consultora consiste en evaluar los costos de inversión de una empresa modelo eficiente “imaginaria” y la empresa consultora podría “imaginarse” la empresa modelo en forma diferente a la que “imaginaría” otra empresa consultora; es decir, los resultados del estudio del VAD dependen claramente de cuál sea la empresa consultora seleccionada. Por otro lado, el hecho de que la CTE sea la que finalmente apruebe el VAD, sin la supervisión de una comisión de expertos, implica la posibilidad de la existencia de comportamientos discrecionales en la fijación del VAD.

En Chile, los costos de la empresa eficiente se calculan como un promedio ponderado de los estudios de las empresas concesionarias (un tercio) y de la Comisión Nacional de Energía-CNE (dos tercios). Sin embargo, esto genera obvios incentivos para alterar los costos. De hecho, las discrepancias de costos entre los estudios alcanzaron en algunos casos más del 50%. Situaciones similares se obtienen en la determinación de los valores nuevos de reemplazo. Así, luego del anuncio de las tarifas básicas preliminares se produjeron fuertes fluctuaciones en el valor de las acciones de las empresas eléctricas y un tenso debate entre empresas y Estado; algunas compañías consideraron necesario presentar un recurso de protección contra la CNE. El examen posterior de las divergencias surgidas y de la dificultad de diálogo entre regulador y regulado en el caso chileno ha subrayado la conveniencia de tener mecanismos expeditos en la resolución de conflictos (Blanlot, 1993).

En efecto, un proyecto de modificación de la Ley Eléctrica de Chile incluye algunos aspectos que podrían solucionar los problemas mencionados en el caso peruano. Así, el proyecto afirma que “si los resultados de los valores agregados provenientes de la ponderación indicada difieren en más de un 5% de los resultados del estudio encargado por la CNE, deberá constituirse una comisión de expertos. De no producirse la diferencia señalada, la CNE utilizará los valores agregados provenientes de la ponderación como los valores agregados a utilizar para las tarifas básicas preliminares”.

Cabe resaltar que la Comisión de Expertos mencionada en el proyecto de modificación estaría conformada por tres expertos nominados: uno por las empresas, otro por la CNE y el tercero por esta última de una lista de expertos, acordada entre la CNE y las empresas antes del inicio de cada proceso de fijación tarifaria. Sin embargo, lo más interesante de la metodología incluida en el proyecto de modificación es que la Comisión de Expertos deberá pronunciarse sobre cada uno de los componentes de los valores agregados donde exista discrepancia, optando de manera fundada por uno de los dos valores, no pudiendo adoptar valores intermedios. Asimismo, la Comisión de Expertos podrá modificar parámetros distintos de aquellos sobre los que verse la divergencia, y su dictamen –que será informado en acto público– tendrá carácter definitivo y será obligatorio para ambas partes.

Si en el caso peruano se adoptan estos procedimientos, disminuiría el manejo discrecional de la CTE para fijar el VAD y, además, se reduciría la subjetividad involucrada en el cálculo del VAD de la empresa modelo eficiente por parte de sólo una consultora. Más aún, esto evitaría lo que sucedió en la fijación última del VAD: la CTE desconoció el VAD presentado por la consultora del sector típico 1 y contrató a otra empresa consultora para fijarlo. Esto ocurrió, según la CTE, por la evidente colusión entre la consultora original y las concesionarias, por lo que no se pudo realizar una supervisión adecuada. Esta situación podría repetirse en la próxima fijación tarifaria.

Esta metodología propuesta en el proyecto de modificación de la ley chilena tiene respaldo teórico. En este caso, el arbitraje que realiza la Comisión de Expertos al optar por uno de los dos valores y no por un valor intermedio del VAD se le denomina arbitraje de oferta final (AOF). Esta forma de arbitrar difiere del “arbitraje convencional” donde el árbitro tiene libertad para imponer cualquier valor intermedio. En el AOF (Farber, 1980) las partes lanzan sus ofertas simultáneamente y el equilibrio depende de lo que piensen cada una de las partes de los árbitros. En este caso, ofertas agresivas de las partes generarían una mejor situación si es que son elegidas por el árbitro, pero en contraposición disminuye la probabilidad que sean elegidas. Asimismo, cuando las partes tienen una alta incertidumbre acerca de lo que preferirá el árbitro, éstas pueden permitirse ser más agresivas,

puesto que una oferta agresiva tiene menos probabilidades de ser muy diferente al valor preferido por el árbitro.

Por el contrario, cuando la incertidumbre es baja, ninguna de las partes puede permitirse hacer una oferta alejada de la media del árbitro debido a que es muy probable que el árbitro prefiera valores cercanos a su media. Esta última cualidad es la que se busca en todo proceso de AOF. Es decir, si se conforma una Comisión de Expertos que reduzca la incertidumbre de las partes acerca del valor final del VAD, éstas realizarán ofertas que estarán muy cerca de lo que piensan sobre el cálculo que realizaría dicha comisión.

1.3 Cálculo del VNR: propuestas

Una de las carencias más importantes de la LCE es que no contiene ningún título que se refiera a los mecanismos que están disponibles para llegar a un consenso en caso que se presente alguna discrepancia entre el organismo regulador y la empresa regulada. La LCE tiene más bien un carácter de una norma legislativa típica del Poder Ejecutivo.

Como se mencionó anteriormente, la fijación del VNR en noviembre de 1997 suscitó una controversia entre las empresas de distribución de Lima Metropolitana y la CTE. Esta controversia llegó inclusive al Poder Judicial, pues se agotaron las posibilidades administrativas que presenta la LCE. En otras palabras, la LCE no contempla mecanismos de arbitraje para solucionar este tipo de controversias. Como sabemos, el hecho de ventilar este caso en el Poder Judicial implica que los jueces entiendan el proceso de fijación de tarifas eléctricas, lo cual no parece lo más adecuado.

Como este cálculo se realizará nuevamente en noviembre del 2001, y así sucesivamente cada cuatro años, es necesario plantear alternativas para solucionar las divergencias que se produzcan en el cálculo de los VNR. En el caso chileno, el VNR también se calcula cada cuatro años, pero la ley contempla mecanismos de arbitraje. Así, el artículo 118° afirma que “el VNR se recalculará cada cuatro años, en el año anterior al cual corresponda efectuar una fijación de fórmulas tarifarias”. Para que esto suceda “el concesionario comunicará a la Superintendencia, antes del 30 de junio de dicho año, el VNR correspondiente a las instalaciones de distribución de su concesión, acompañado de un informe auditado”. Aquí se produce el traslado de información desde la empresa hacia el regulador. En el caso chileno, el regulador tiene tres meses para aceptar o modificar el valor comunicado por la empresa, produciéndose el proceso de negociación que implica el procedimiento. A diferencia del caso peruano, la ley chilena permite que “de no existir acuerdo entre el concesionario y la Superintendencia, el VNR será determinado por una comisión pericial”.

Es decir, existen mecanismos de arbitraje en caso de conflicto por la fijación del VNR. Así, la ley chilena indica que “la comisión pericial está integrada por tres peritos ingenieros: uno nombrado por el Presidente de la República, otro designado por el concesionario y el tercero es el decano más antiguo en ejercicio del cargo, de una facultad de ingeniería, con asiento en la capital, de una universidad estatal”. Asimismo, le otorga un plazo de tres meses para pronunciarse sobre el VNR.

En el caso peruano, la LCE no contempla ningún mecanismo de resolución de conflictos cuando, como ha sucedido en la última fijación tarifaria, las partes no se ponen de acuerdo sobre el valor del VNR. Esta es una carencia muy importante de la LCE y debiera ser subsanada. Es más, el plazo perentorio de 10 días que le otorga la LCE a las empresas reguladas para presentar su recurso de reconsideración una vez que la CTE publica los valores del VNR, es una muestra clara del poco entendimiento de lo que significa un proceso de resolución de conflictos.

El argumento de la CTE⁵² es que la LCE no contempla ningún mecanismo de resolución de conflictos porque esta norma no implica un proceso de negociación, justamente porque se trata de evitar los vicios de la ley chilena. Según la CTE, el VNR sirve para preguntarse, en el caso extremo, si el modelo propuesto en el VAD es demasiado teórico, es decir, si es inaplicable en la realidad. Existen claros incentivos para que las empresas “inflen” su VNR por dos motivos: siempre quieren tarifas mejores y que aparezcan obteniendo sólo una rentabilidad del 8%. En el caso peruano, a diferencia del caso chileno, los VNR de las empresas son presentados y la CTE tiene la autoridad para desconocer inversiones ineficientes (léase redes subterráneas frente a redes aéreas). Las empresas no pueden argumentar nada dentro del marco de la LCE: sólo pueden recurrir al Poder Judicial. De acuerdo con la CTE, si se considera que ellos tienen los técnicos adecuados y bien preparados para, dentro del marco de la LCE, tomar las decisiones acertadas para defender al usuario y darle rentabilidad adecuada a las empresas, entonces no hay por qué entrar en un proceso de negociación.

1.4 Recomendaciones

El contrato de concesión entre las empresas de distribución eléctrica y el Estado establece la opción de someter a arbitraje las controversias derivadas de aspectos técnicos específicos al contrato, de acuerdo a las disposiciones de la Ley General de Arbitraje. Esto busca reducir el riesgo de la empresa ante decisiones tomadas por entes con poco conocimiento de estos temas e influenciados por otro tipo de consideraciones. Sin embargo, para el caso de la fijación tarifaria esto no fue considerado así.

⁵² Estas afirmaciones se basan en entrevistas realizadas a funcionarios de la CTE.

De acuerdo a lo anteriormente expuesto, se deduce el requerimiento de introducir mecanismos de resolución de conflictos en la LCE. Sin embargo, para realizar esto existen varias opciones:

- El método norteamericano basado en un mecanismo tipo corte.
- La solución administrativa tipo arbitral.
- La solución administrativa tipo comisión independiente y apelable a un tribunal administrativo.

Creemos que, dada la experiencia obtenida en la fijación tarifaria de 1997, una solución basada en el método norteamericano que termine en el Poder Judicial no parece lo más apropiado. Esto último se sustenta en la poca preparación técnica de los jueces. Por otro lado, la solución esbozada en la Ley N° 27332 de julio del 2000 (ver artículo 9°) donde un Tribunal de Solución de Controversias formado por cinco miembros resuelve el conflicto y la resolución es de obligatorio cumplimiento y constituye precedente vinculante en materia administrativa, también podría terminar en el Poder Judicial si es que una de las partes lo objeta.

Una solución tipo arbitral de carácter definitivo (al estilo chileno) podría amenazar los problemas enfrentados en la fijación tarifaria de 1997. Sin embargo, una solución de este tipo tiene algunos problemas como por ejemplo que los árbitros pueden no estar alineados con el interés público, entre otros. De cualquier forma, en este informe queda abierto el debate sobre cuál sería la mejor forma de introducir mecanismos de resolución de conflictos. Lo importante, en nuestra opinión, es evitar que el litigio llegue al Poder Judicial y más bien que las controversias se deriven a instancias que tengan un conocimiento cabal de la problemática tratada.

2. Efectos de un aumento en el VNR sobre la tarifa final a usuarios del servicio público de electricidad

Como ya se mencionó, el VAD, en promedio, sólo afecta el 35% de la tarifa eléctrica final y de éste, el costo de inversión representa un 40% del total. Es decir, la discusión en torno al VNR sólo afecta al 14% (35% por 40%) del total de la tarifa.

Por un lado, la estimación de la CTE del impacto que tendría sobre las tarifas eléctricas el hecho de que se reconociera el punto de vista de las empresas se basa en la comparación de los datos presentados por las empresas y el VNR estimado por la CTE. Por otro lado, estudios independientes contratados por las empresas distribuidoras arrojarían un VNR del orden de los US\$430 millones y US\$510 millones, respectivamente. Estas cifras son inferiores a los US\$660 millones y US\$700 millones que fueron presentados por las empresas concesionarias de Lima. Así, por ejemplo, en el caso de una de ellas se estaría hablando de

un incremento del 30% en el valor del VNR lo que terminaría aumentando el VAD en un 12% que a su vez elevaría la tarifa eléctrica en un 4%.

En vista de esto, en la presente sección se pretende determinar, tomando como base un modelo de simulación (Excel), cómo cambios en el VAD afectan la tarifa que finalmente pagan los usuarios de la energía eléctrica. Suponiendo que los costos correspondientes al precio de barra, costos de facturación y pérdidas de energía son datos exógenos, se pretende analizar la incidencia sobre la tarifa final de cambios exclusivos del VAD. Para ello, se simuló escenarios extremos (VNR propuesto por la empresa distribuidora y VNR aprobado por el regulador).

Para lograr esto se utilizó información proporcionada tanto por la CTE como por la empresa distribuidora Edelnor, y se realizó un análisis de consistencia para validar la información. Una vez realizado esto, se procedió a realizar el análisis sobre las tarifas finales para proceder al cálculo de la incidencia final del VNR sobre éstas.

2.1 El procedimiento

La metodología para el cálculo del valor agregado de distribución también comprende la verificación de rentabilidad para el conjunto de concesionarios de distribución de un mismo sector típico. Para este fin, se valoriza el total de las inversiones de las concesiones de distribución de todo el país (a partir de la barra equivalente de media tensión, hasta el punto de conexión por el cliente) considerando los metrados y los costos unitarios en condiciones de mercado. Los metrados están basados en el criterio de los sistemas de distribución económicamente adaptados.

Obtenido el valor nuevo de reemplazo de todas las concesiones, se efectúa el cálculo de la rentabilidad de la inversión, mediante la tasa interna de retorno (TIR) del conjunto de los concesionarios por cada sector típico. Dicha tasa interna evalúa la generación interna de recursos o flujo neto considerando los costos de explotación y un período de evaluación, según se precisa en la ley y el reglamento.

La TIR resultante se compara con la tasa de descuento del 12% que fija la LCE, admitiéndose una variación de 4% como máximo. De no encontrarse dentro de este límite, las tarifas resultantes deberán ajustarse al valor límite más cercano.

Es importante mencionar que las fórmulas aplicadas para las distintas opciones tarifarias⁵³ se basan en la Resolución N° 023-97 P/CTE de octubre de 1997. En esta resolución se presentan los diferentes factores que fueron aprobados

⁵³ Estas opciones son MT2, MT3 y MT4 para media tensión y BT2, BT3, BT4, BT5 y BT6 para baja tensión.

por la CTE en la fijación de tarifas de 1997. Entre ellos se encuentra el VAD de media tensión y el VAD de baja tensión para cada uno de los sectores típicos⁵⁴ definidos en la Resolución Directoral N° 101-97-EM/DGE de la Dirección General de Electricidad.

2.2 Resultados

Como se observa en el cuadro 4.1, las TIR calculadas por la CTE (10.66%) y Edelnor (3.28%) distan significativamente. Esta notable diferencia, como ya se mencionó, es producto de las divergencias en el metrado de las líneas aéreas y subterráneas, principalmente. Estas TIR se calculan de manera simple: son las rentabilidades obtenidas por la empresa para un horizonte de tiempo de 25 años considerando el margen generado sobre el VNR.

Así, los valores aprobados por la CTE se detallan en la columna “VNR-CTE” y los valores presentados por Edelnor en la columna “VNR-Edelnor”. La diferencia porcentual entre ambas propuestas se encuentra en la última columna. Así, por ejemplo, el VNR presentado por la empresa es de S/. 3'555,123 y el aprobado por la CTE asciende a S/. 1'819,875. En este caso la diferencia entre los VNR fue de 95.3%, la misma que explica las diferencias en las TIR calculadas.

Debido a estas diferencias entre los VNR propuestos por la CTE y Edelnor se producen las diferencias en los VAD y, por tanto, en las tarifas finales de distribución. Nótese que un aumento de 46% y 31.1% en los VAD de media tensión y baja tensión, respectivamente, necesarios para elevar la rentabilidad de 3.28% a 8%, se traducen en cambios en las tarifas de 6.7%, 12.4% y 12.1% en los promedios de media tensión, baja tensión y en la tarifa residencial BT-5, respectivamente. Esto implicaría que cambios de alrededor de 95% en el cálculo del VNR se traducen en cambios finales de la tarifa en un rango de entre 6% y 12%.

Sin embargo, frente a esto, la CTE sostiene que, al tratarse sólo de promedios los resultados no se ajustan a la realidad. Lo cierto es que sólo si se aprobara el VNR presentado por Edelnor, la tarifa subiría en 12% en promedio. Cualquier VNR aprobado intermedio daría incrementos en las tarifas menores a 12%.

En el gráfico 4.1 se puede observar las TIR que tendría la empresa concesionaria para diferentes valores del VNR. Nótese que la banda entre 8% y 16% permite observar aquellos valores del VNR que serían aceptados según la meto-

⁵⁴ Para el caso de la fijación de tarifas de 1997 se trabajó con cuatro sectores de distribución típicos (urbano de alta densidad, urbano de media y baja densidad, urbano rural y rural) mediante sistemas representativos. Estos fueron: Lima Metropolitana Sur (sector 1), Huancayo (sector 2), Abancay (sector 3) y Valle Sagrado del Cusco (sector 4).

Cuadro 4.1
Rentabilidad de las empresas distribuidoras
 (Tasa interna de retorno para sector típico 1)

Descripción	Unidad (Aprobado)	VNR-CTE (Presentado)	VNR-Edelnor	Diferencia
Ingreso	M S/.	1,071,681	1,194,022*	
Energía comprada	M S/.	691,826	691,826	
Costos O & M	M S/.	169,156	169,156	
Margen generado	M S/.	210,699	333,040*	
VNR	M S/.	1,819,875	3,555,123	95.3%
TIR	%	10.66%	3.28% (8%)	
VAD MT	S/. Kw/mes	8,015	11,705*	46.0%
VAD BT	S/. Kw/mes	28,557	37,450*	31.1%
Tarifa				
Promedio MT	cent. S/. Kw/h	16.45	17.56	6.7%
Promedio BT	cent. S/. Kw/h	26.35	29.61	12.4%
BT5	cent. S/. Kw/h	25.64	28.73	12.1%

*: Valores necesarios para llegar a la rentabilidad mínima (8%).

Fuente: Edelnor y CTE

Elaboración propia

dología de la LCE. En este caso, el VNR podría variar entre US\$2.25 millones y US\$1.28 millones para otorgar a la empresa TIR de 8% y 16%, respectivamente. También se observa que el VNR presentado por Edelnor proyecta un TIR de 3.28% que se encuentra fuera de la banda.

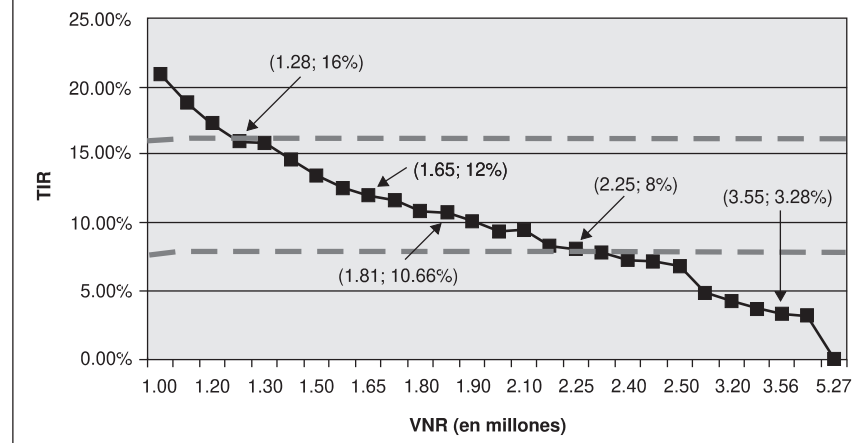
3. Efectos de la aplicación de la LCE sobre el comportamiento de los actores

En esta sección se analizará el comportamiento de los agentes (el regulador y el regulado) en un juego dinámico con información incompleta. El objetivo es analizar los comportamientos oportunistas en el sector y sus consecuencias sobre los incentivos a invertir por parte de las empresas concesionarias.

3.1 Juego con información incompleta: primera etapa

Este juego tiene las siguientes características: en la primera etapa, la empresa decide si jugará un VNR_1 (invertir eficientemente) o VNR_2 (invertir ineficientemente); en la segunda etapa, el regulador observa lo que jugó la empresa y decide si juega imputar un VNR_3 (reconocer y depurar la inversión) o jugar el VAD calculado a partir de la empresa modelo eficiente.

Gráfico 4.1
Tasa interna de retorno vs. VNR



Fuente: CTE

Elaboración propia

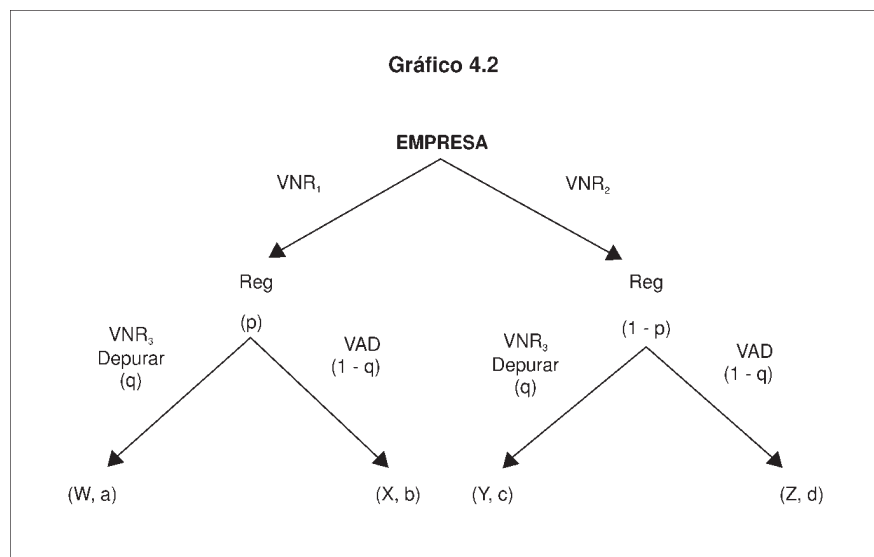
El espíritu de la LCE indica que si los jugadores juegan óptimamente escogerían VNR_1 (invertir eficientemente) y VNR_3 (depurar), respectivamente. En este caso, los pagos para los jugadores serían de una TIR entre 8% y 16% para la empresa y una tarifa “justa” más un servicio óptimo para el usuario, cuyo bienestar es el objetivo del ente regulador. Sin embargo, a pesar de que la empresa puede jugar a invertir eficientemente (VNR_1), el regulador por motivos “populistas” podría querer cobrar a los usuarios una tarifa menor que la “justa”, con lo cual podría desconocer la inversión realizada por la empresa y concluir en un $VNR = VAD$. Esto resultaría en un pago para la empresa igual a la TIR que le proporcionaría que le reconozcan un $VNR = VAD$ ⁵⁵, el usuario pagaría una tarifa más baja y además recibiría, en este primer juego, un servicio óptimo⁵⁶.

Por supuesto, existe la posibilidad que la empresa no invierta eficientemente (VNR_2), en cuyo caso el usuario recibiría un servicio inadecuado (no óptimo) por el cual tendría que pagar una tarifa alta (en caso el regulador reconozca y depure) o

⁵⁵ La cual sería menor al 8% debido a que no se ha producido la negociación o proceso de depuración. En el caso de la última fijación de tarifas para el VNR presentado por las empresas, según éstas corresponde una TIR de alrededor de 3%.

⁵⁶ Este resultado se daría en el supuesto que las empresas distribuidoras tengan la razón en la controversia suscitada. Por supuesto, estamos modelando esta situación con el fin de caracterizar los comportamientos futuros de los agentes bajo esta hipotética situación.

una tarifa menor (si el regulador se apoya en el VAD). Este juego se puede apreciar en la forma de árbol en el gráfico 4.2.



En este árbol se tiene que $b > a$ y $d > c$ (relaciones de preferencia) para el usuario. Esta relación de preferencias toma en cuenta la utilidad del usuario del servicio. Así, un “pago” de “a” corresponde a la combinación de una tarifa “justa” y un servicio óptimo. A su vez, un “pago” de “b” corresponde a una tarifa “baja” y un servicio óptimo⁵⁷. De la misma forma, un “pago” como “c” sería la combinación entre una tarifa “justa” más un servicio ineficaz. Finalmente, un “pago” como “d” reflejaría una tarifa “baja” combinada con un servicio ineficaz⁵⁸. Por otro lado, para la empresa regulada se tiene que $Z > X$ e $W > Y$ ⁵⁹. Es decir, siempre preferirá una tarifa “justa” que una tarifa “baja” por el servicio que ofrezca.

Así las cosas, el único equilibrio de Nash creíble será aquel en el que la empresa invierte ineficientemente (VNR_2) debido a la falta de credibilidad del

⁵⁷ Situación que estaría ocurriendo en este primer juego si asumimos que las empresas reguladas tienen razón. Nótese que para el consumidor esta situación (en un juego estático) es preferida a (VNR_1, VNR_3) porque su utilidad decrece con la tarifa pagada.

⁵⁸ “d” es preferible a “c” debido a que el usuario, dado un servicio ineficaz, preferirá pagar una tarifa “baja” que una tarifa “justa”.

⁵⁹ La empresa está en mejor situación invirtiendo ineficazmente que eficazmente, si el regulador le juega el VAD ($Z > X$). De la misma forma, si el regulador le juega depurar, la empresa preferirá invertir eficazmente que ineficazmente ($W > Y$).

Gobierno ($q = 0$) y el regulador escoge el VAD (no depurar la inversión). El resultado del juego será (Z, d), con lo cual la empresa recibe una TIR menor al 8%, y el regulador, a través de los usuarios, recibe un servicio no óptimo y paga una tarifa “baja”.

En otras palabras, si por motivos “populistas” o presiones políticas el regulador se ve forzado a desconocer las inversiones eficaces y siempre juega el VAD (con el objetivo de cobrar a los usuarios una tarifa baja), entonces las empresas no tendrán incentivos para realizar inversiones eficaces, pues éstas no serán reconocidas en el proceso.

Sin embargo, si el gobierno tuviese credibilidad en su política (situación que no ha sido modelada) entonces estaríamos frente a otro equilibrio de NASH en subjuego perfecto. Este corresponde a (VNR_1, VNR_3), el que es consistente con el espíritu de la LCE. Es decir, la empresa invertirá eficientemente si es que el regulador cumple su compromiso (“depura” las inversiones).

Cuadro 4.2

		Regulador	
		VNR_3	VAD
Empresa	VNR_1	(W, a)	(X, b)
	VNR_2	(Y, c)	(Z, d)

La supremacía de los equilibrios obtenidos dependerá del grado de credibilidad que otorgue la empresa al compromiso del regulador de respetar las reglas del juego. Ahora, para que en este juego la empresa decida jugar invertir eficientemente (VNR_1) es necesario que ésta tenga incentivos a hacerlo, es decir, deberá “creer” que el regulador jugará VNR_3 (depurar). Para que esto suceda deberá cumplirse la siguiente relación:

$$Wq + X(1 - q) \geq Yq + Z(1 - q)$$

es decir,

$$q \geq \frac{Z - X}{(W - Y) + (Z - X)}$$

en donde q es la probabilidad que asigna la firma al compromiso del regulador.

En particular, se trata de que la agencia reguladora muestre independencia y transmita un compromiso creíble para las empresas. Esto se traduce, en términos

del juego, en que la probabilidad (“q”) que la empresa asigna al regulador de que jugará VNR_3 (depurar) deberá ser mayor que la fracción de la ecuación anterior. Dicha fracción depende de las ganancias obtenidas por la empresa en cada una de las situaciones. Los valores de W, X, Y y Z pueden ser modelados como tasas internas de retorno obtenidas a partir del reconocimiento de algún VNR.

Sólo para fines académicos, si consideramos los valores $W = 12\%$ ⁶⁰, $X = 3\%$, $Y = 8\%$ y $Z = 7\%$, entonces resulta que “q” deberá ser mayor o igual que 0.5. Es decir, la empresa invertirá eficientemente sólo si el regulador emite las señales suficientes como para que la empresa “piense” que su compromiso (probabilidad) de “depurar” (seguir con el espíritu de la LCE) sea por lo menos 0.5. Si ahora suponemos un valor extremadamente optimista sólo para W, digamos 16%, entonces el cálculo reflejaría una probabilidad de 0.3 como mínimo para que la empresa invierta eficientemente. Por último, si consideramos un valor extremadamente pesimista ($W = 8\%$) entonces el valor de “q” sería de 1. Estos cálculos indicarían que la probabilidad “q” que le asigna la empresa al compromiso del regulador por cumplir el espíritu de la LCE está directamente relacionado con lo que ésta perciba de la diferencia de utilidades obtenidas (léase W-Y) en los casos cuando se sigue el espíritu de la LCE (W) y el caso en que la inversión ineficaz es depurada por el regulador (Y). Se percibe que la diferencia entre estos valores (W-Y) es inversamente proporcional a la probabilidad (“q”) exigida por la empresa para realizar una inversión eficaz. Es decir, a medida que la diferencia aumenta la probabilidad exigida disminuye.

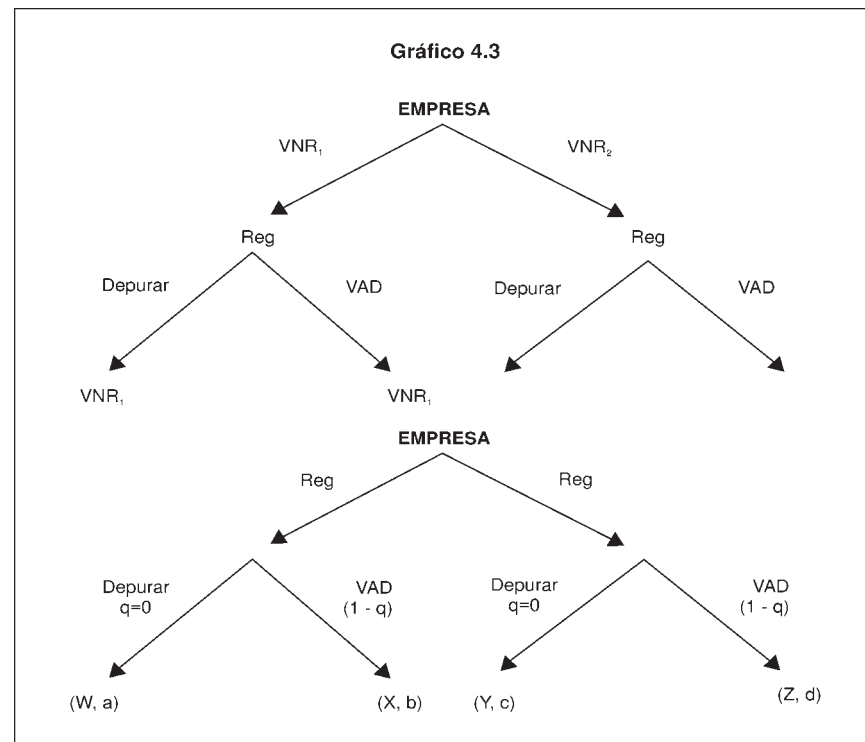
3.2 Juego con información incompleta en dos etapas*

Supongamos ahora que el primer juego ya fue realizado en 1997 y que el equilibrio de Nash del juego ha resultado en que la empresa (queriendo maximizar beneficios) jugó a invertir eficientemente y el regulador (debido a presiones políticas) prefirió desconocer las inversiones y jugar el VAD.

En el 2001, las empresas y el regulador sabrán cómo resultó el juego anterior y, a partir de ese conocimiento, analizarán sus estrategias. Ahora, la empresa tendrá todo el derecho a pensar que “q” será cero. Es decir, el único equilibrio de Nash será (VNR_2 , VAD). Esto es, si la empresa no tiene credibilidad en el Gobierno entonces no tendrá ningún incentivo para invertir eficientemente (ver gráfico 4.3).

⁶⁰ Es decir, una TIR promedio según la LCE.

* Un análisis de teoría de juegos bayesiana endógena «q», lo cual no se modela en este trabajo. Algunas referencias en cuanto al efecto de la falta de compromiso en la política regulatoria sobre la inversión en el sector son Laffont y Tirole (1993, Cap. 9) y Armstrong, Cowan y Vickers (1994, Cap. 3).



Se puede observar que la empresa tiene incentivos para subinvertir, pero nunca jugará a invertir eficientemente dados los resultados supuestos en el primer juego (al ser $q=0$ y $Z>X$, entonces el único equilibrio de NASH es (VNR_2 , VAD). Este resultado muestra en forma simple cómo comportamientos alejados del modelo económico que respalda la LCE podrían crear incentivos negativos (invertir ineficazmente o subinvertir) a las empresas reguladas.

3.3 ¿Qué puede hacer el Gobierno?

Del análisis anterior se desprende que es imprescindible realizar cambios fundamentales en la LCE. Si el Gobierno desea que las empresas concesionarias inviertan eficientemente entonces es necesario transmitir credibilidad a través de correcciones en la LCE. Las correcciones deberán impedir comportamientos discrecionales por ambos frentes.

V. ANÁLISIS DE LA EFICIENCIA RELATIVA DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El objetivo principal de este capítulo es analizar la eficiencia relativa y el cambio tecnológico ahorrador de costos en el sector de distribución de energía eléctrica en el Perú, en el período 1995-1998, para lo cual estimamos una frontera estocástica con máxima verosimilitud (MV).

Cabe mencionar que, para ser de utilidad en el proceso regulatorio, esta herramienta precisa de dos condiciones. Por un lado, se requiere de un conjunto amplio de empresas comparables e información detallada sobre las mismas. Pero esta disponibilidad de datos si bien es necesaria, no puede considerarse una condición suficiente. Se debe además contar con técnicas adecuadas que permitan analizar en detalle la información disponible en referencia a un marco conceptual adecuado.

Dentro de este contexto, nuestro objetivo en el presente capítulo se enmarca en esta dirección, procurando contribuir al desarrollo de instrumentos que permitan una regulación eficaz de las empresas del sector.

1. El concepto de eficiencia

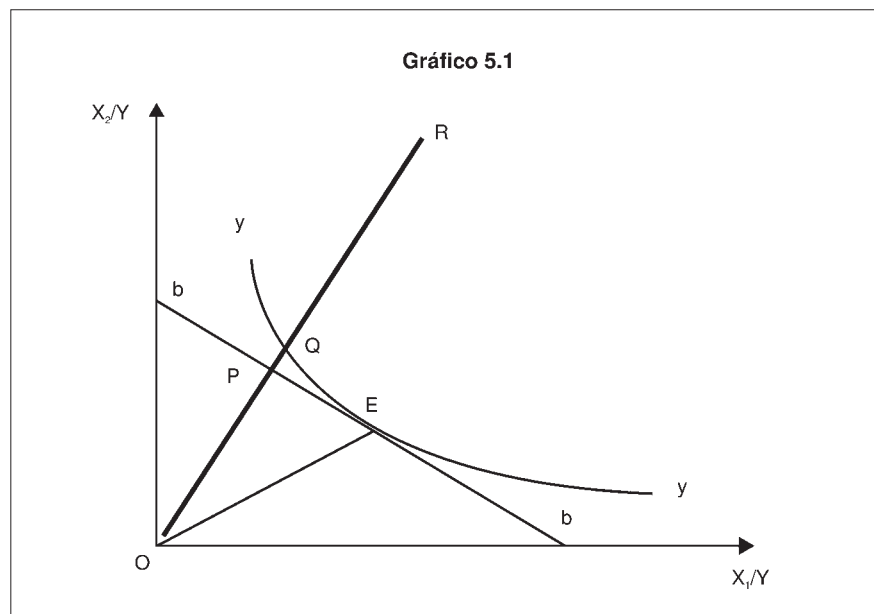
La eficiencia productiva es la habilidad de la empresa para elaborar un producto a un costo mínimo. Para ello, la empresa debe utilizar sus insumos de manera de alcanzar el máximo producto posible (eficiencia técnica) y, además, escoger la combinación de insumos correctamente, dado el precio relativo de los mismos (eficiencia en la asignación). Esto es, la eficiencia productiva requiere de ambas, la eficiencia técnica y la eficiencia en la asignación.

Supóngase una industria que utiliza dos insumos X_1 y X_2 para producir un solo producto Y , siendo la función de producción $Y = f(X_1, X_2)$. Esta función muestra la máxima cantidad de producto que se puede obtener a partir de un determinado conjunto de insumos. Si se supone adicionalmente que $f(X_1, X_2)$ es homogénea de grado 1 (esto es, si todos los insumos se multiplican por un escalar $\lambda > 0$, el producto también resulta multiplicado por ese escalar), la frontera tecnológica puede ser

caracterizada por la isocuanta unitaria (YY en el gráfico 5.1). Los insumos pueden ser medidos simplemente como insumos por unidad de producto, X_i/Y . Suponiendo que la empresa adquiere sus insumos en mercados competitivos, el precio relativo de los factores viene representado por la pendiente de la recta de isocosto bb (la recta de isocosto muestra todas las combinaciones de insumos que generan un mismo nivel de costos, a los precios vigentes), y la empresa minimiza el costo de producir una unidad de producto en el punto E, en el cual la tasa marginal de sustitución técnica es igual a la razón de precios de los insumos. Por definición, ninguna empresa puede encontrarse operando por debajo de YY.

Considérese una empresa produciendo en R. Esta empresa es ineficiente por dos motivos. Opera por encima de la isocuanta unitaria y no utiliza la combinación de insumos adecuada. Nótese que en Q utiliza la misma combinación de insumos que en R, utilizando sólo una fracción OQ/OR de cada insumo (o bien, produce OR/OQ veces más producto con la misma cantidad de insumos). La relación OQ/OR es, por lo tanto, una medida de la eficiencia técnica de la empresa R.

Sin embargo, E, y no Q, es el método óptimo de producción, ya que a pesar de que ambos puntos representan un 100% de eficiencia técnica, los costos de producir en E son una fracción OP/OQ de los costos de producir en Q (el costo de producir en P es el mismo que en E). A la relación OP/OQ se la denomina eficiencia en la asignación.



Resumiendo, la eficiencia productiva es la habilidad de la empresa para lograr un producto a un costo mínimo. Para esto, debe utilizar sus insumos de manera de obtener el máximo producto (eficiencia técnica) y, además, escoger la combinación de factores adecuada dado el precio relativo imperante en el mercado (eficiencia en la asignación):

$$\text{Eficiencia productiva} = \text{Eficiencia asignativa} * \text{Eficiencia técnica}$$

y, en términos del gráfico 5.1:

$$OP/OR = (OP/OQ) * (OQ/OR)$$

La medida de eficiencia productiva, en este caso, es un número que adopta valores entre cero y uno, donde uno denota que la firma es totalmente eficiente.⁶¹

Todas estas medidas han sido definidas bajo el supuesto de que se conoce la función de producción eficiente o frontera de producción. Es necesario, por tanto, considerar la definición de frontera de producción. Existen básicamente dos posibilidades: una función teórica especificada basada en la tecnología del proceso productivo y una función empírica basada en los mejores resultados observados en la práctica. La práctica usual es analizar los desempeños individuales en relación con la mejor práctica actual, más que con una práctica ideal pero inalcanzable⁶².

Existe una razón fundamental para calcular las medidas de eficiencia a partir de la mejor práctica real: el mercado se fragmenta precisamente para obtener ganancias de información a partir de la comparación. Esto es, el regulador acepta perder algunas de las ganancias de eficiencia que se esperan cuando sólo opera una empresa (dado que la industria es un monopolio natural), porque considera que las ganancias de una bien informada regulación serán mayores. Si se conociese la frontera teórica, sería conveniente dejar todo el mercado en manos de una única empresa y regularla de acuerdo a su eficiencia con respecto a la mejor práctica teórica.

2. Los distintos métodos de estimación

En los últimos 30 años, y a partir del trabajo pionero de Farrell (1957), tres enfoques han sido los más utilizados en el afán por medir la eficiencia relativa (con

⁶¹ En la literatura es práctica corriente presentar las medidas de eficiencia como un número entre cero y uno cuando se estima una frontera de producción, y como un número mayor que uno si se trata de una frontera de costos.

⁶² En Chile (sector agua) y España (electricidad) la frontera es calculada sobre la base de conocimientos de ingeniería, en lugar de la mejor práctica actual (Estache y Burns, 1998).

respecto a la empíricamente definida mejor práctica actual) cuando se dispone de datos de corte transversal.⁶³ Estos son el enfoque no paramétrico de programación matemática (también conocido con el nombre de *Data Envelopment Analysis*, DEA) y dos enfoques paramétricos: frontera paramétrica determinística (FPD) y frontera paramétrica estocástica (FPE). Entre otras cosas, estos enfoques difieren en la presencia o no de error aleatorio y en la determinación o no de una forma funcional a priori sobre la tecnología.

En líneas generales, los estudios de fronteras tecnológicas pueden ser clasificados de acuerdo a la forma en que la frontera es especificada y estimada. La especificación se refiere a si la frontera es calculada a partir de una función de producción o de una función de costos. Una función de producción muestra las cantidades producidas como función de los insumos utilizados, mientras que una función de costos muestra el costo total de producción como función del nivel de producto y el precio de los insumos.

Al momento de elegir entre estimar una función de producción o una función de costos resulta importante tener en cuenta las particularidades del sector. Una característica distintiva del sector de servicios públicos regulados es que, en general, las empresas se encuentran obligadas a proveer el servicio a las tarifas prefijadas. Es decir, deben satisfacer la demanda y no pueden escoger el nivel de producto a ofertar. Dado que el producto es exógeno, la empresa regulada maximiza beneficios simplemente minimizando los costos de producir un nivel dado de producto. Bajo estas circunstancias, la especificación del modelo debería realizarse desde una perspectiva de costos⁶⁴.

Una ventaja de utilizar funciones de costos en lugar de funciones de producción, independientemente de si las empresas del sector analizado están o no reguladas, proviene de la flexibilidad de las primeras para adaptarse a situaciones donde la firma produce más de un producto⁶⁵. Asimismo, la estimación de fronteras de producción brinda información sobre ineficiencia técnica, pero no de ineficiencia en la asignación, mientras que la estimación de fronteras de costos brinda información del costo adicional en el que se incurre debido tanto a ineficiencias técnicas como asignativas. Sin embargo, si se desea obtener estimaciones separadas de ambos tipos de ineficiencia es necesario formular supuestos adicionales.

⁶³ Observaciones para varias firmas en un mismo momento del tiempo.

⁶⁴ En realidad, si el producto no es completamente exógeno para las firmas se abriría la posibilidad de estimar funciones de producción.

⁶⁵ Esta asimetría entre las funciones de producción y de costos no se da en el caso de las estimaciones realizadas con programación matemática, ya que en este caso ambas funciones pueden adaptarse a una situación con más de un producto.

Desde el punto de vista de la estimación, tanto las fronteras de costos como las de producción pueden ser estimadas con herramientas estadísticas o de programación matemática. Los métodos no estadísticos (DEA) utilizan técnicas de programación lineal. En su forma usual, las firmas eficientes son aquellas para las cuales no hay otra empresa o combinaciones lineales de empresas que produzcan más de cada producto (dados los insumos) o utilicen menos de cada insumo (dados los productos). La principal ventaja del enfoque no paramétrico es que no se impone ninguna forma funcional *a priori* sobre los datos. Una desventaja es que utiliza para la estimación de la frontera sólo un subconjunto de los datos disponibles, mientras que el resto de las observaciones es ignorado. Además, el DEA estima la frontera eficiente sin realizar ningún supuesto acerca de la forma de la distribución del término de error. Las estimaciones, por tanto, no poseen propiedades estadísticas y el testeado de hipótesis resulta imposible. Los modelos paramétricos, por su parte, si bien permiten el contraste de hipótesis, pueden llegar a estar denominando ineficiencia a lo que en realidad es una mala especificación del modelo.

Un aspecto que es importante resaltar es que las medidas de eficiencia derivadas del DEA pueden ser muy sensibles al número de observaciones y al número de variables incluidas en el modelo. A medida que aumenta la relación variables (explicativas más explicadas)/tamaño de la muestra, la habilidad del DEA para discriminar entre las empresas disminuye significativamente, ya que se vuelve más probable que una determinada compañía encuentre algún conjunto de ponderaciones de productos e insumos que la haga aparecer como eficiente (Yunos y Hawdon, 1997). Esto es, muchas empresas pueden ser consideradas ciento por ciento eficientes no porque dominen a otras, sino simplemente porque no hay otras empresas o combinaciones de ellas con las que puedan ser comparadas en tantas dimensiones. Este problema es común en los trabajos empíricos (ver, por ejemplo, Rodríguez Pardina, Rossi y Ruzzier, 1998) y es el motivo por el cual en el presente informe se utilizará un enfoque econométrico.

Una vez decidido qué tipo de frontera se va a estimar, de costos o de producción (en nuestro caso costos), y la técnica de estimación (en nuestro caso econométrica), el siguiente paso es determinar si a dicha frontera se la va a considerar determinística (DEA y FPD) o estocástica (FPE). Si la frontera de la actividad es determinística, todas las empresas comparten la misma frontera, y todas las discrepancias entre el comportamiento de las empresas individuales y la frontera son atribuidas a ineficiencias, ignorándose la posibilidad de que el desempeño de una empresa pueda ser afectada no sólo por ineficiencias en el manejo de los recursos, sino además por factores que se encuentran totalmente fuera de su control (por ejemplo, condiciones climáticas adversas). Una desventaja adicional de los enfoques determinísticos es que son muy sensibles a la presencia de *outliers* (observaciones errantes). Una única observación errónea (quizás debido simplemente a errores de medición) puede tener profundos efectos en las estima

ciones. Más aún, este problema de la observación errante no puede ser solucionado ampliando el tamaño de la muestra.

Las estimaciones de fronteras paramétricas determinísticas utilizan un término de error de una sola cola, lo cual implica que es posible definir de manera exacta el mínimo costo necesario para producir un determinado nivel de producto. En consecuencia, el costo actual es simplemente el costo mínimo más un término de ineficiencia (que debe ser mayor o igual que cero, por definición). Claramente, el supuesto detrás de esto es que todos los eventos externos que puedan llegar a afectar la función de costos son los mismos (y con la misma intensidad) para todas las empresas.

A partir de los trabajos de Aigner, Lovell y Schmidt (1977) y Meeusen y Van de Broeck (1977) surgen las denominadas fronteras estocásticas, motivadas en la idea de que las desviaciones con respecto a la frontera pueden no estar enteramente bajo el control de la firma analizada. Este enfoque utiliza una mezcla de términos de error de una y dos colas. Esto es, dado un nivel de producto, existe un mínimo costo posible, pero este nivel mínimo es aleatorio y no exacto. La idea es que los eventos externos que afectan la función de costos se distribuyen normalmente (pudiendo la empresa enfrentarse a condiciones externas favorables o desfavorables, con una determinada probabilidad), en lugar de ser constantes. Una vez considerada la posibilidad de ruido estadístico lo que resta es considerado ineficiencia. Esta descomposición es, precisamente, la naturaleza del problema de azar moral enfrentado por un regulador mal informado; esto es, el regulador debe establecer qué parte de la diferencia observada entre los costos operativos de cada empresa se debe a ineficiencias y qué parte se debe a factores externos sobre los cuales la firma no tiene control⁶⁶.

Existen dos formas de estimar las fronteras estocásticas: mínimos cuadrados clásicos modificados (FPE-MC) y máxima verosimilitud (FPE-MV). Los estimadores mínimos cuadrados clásicos (MCC) serán, en general, menos eficientes que los estimadores MV ya que estos últimos incorporan la información *a priori* acerca de la asimetría en la distribución del término de error. La ganancia de eficiencia obtenida utilizando MV en lugar de MCC es función del grado de asimetría de la distribución del término de error, lo cual es un problema estrictamente empírico.

En general, los modelos de fronteras estocásticas se encuentran expuestos a tres serios inconvenientes (Schmidt y Sickles, 1984). En primer lugar, las estimaciones del término de ineficiencia, a pesar de no ser sesgadas, no son consistentes (la varianza nunca se hace cero sin importar qué tanto aumente la

⁶⁶ En este contexto, el problema de azar moral se da cuando el contrato entre el principal (el regulador) y el agente (las firmas) le brinda al agente incentivos para realizar menos esfuerzo del que es óptimo.

muestra), lo cual es realmente un problema si se tiene en cuenta que el objetivo del trabajo es la estimación de las ineficiencias de las firmas de la muestra. En segundo término, la estimación del modelo y la separación de la ineficiencia del ruido estadístico requiere supuestos específicos acerca de la distribución de ambos términos. La distribución del término de ineficiencia más utilizada en los trabajos empíricos es la media-normal. Esta distribución impone que la mayor parte de las firmas sean casi completamente eficientes, aunque no hay ninguna razón teórica que impida que la ineficiencia se distribuya de otra forma. Por último, puede ser incorrecto suponer que la ineficiencia es independiente de los regresores: si una firma conoce su nivel de ineficiencia, esto podría afectar sus elecciones de insumos.

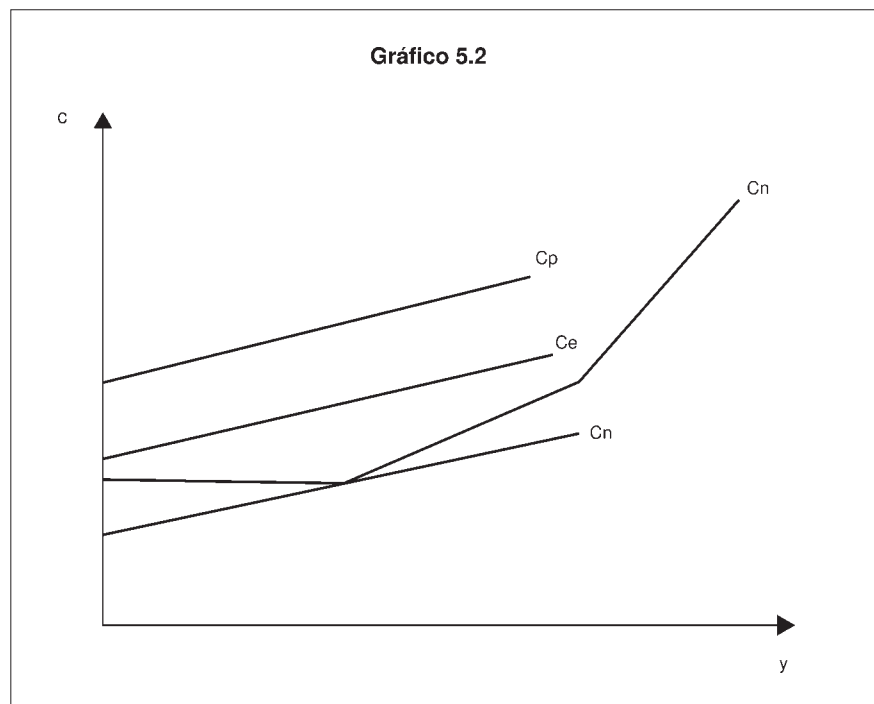
El gráfico 5.2 muestra una comparación entre DEA, FPD y FPE-MC para el caso de un solo producto. La curva C_p representa la estimación tradicional de MCC de la función de costos, la cual pasa a través de las medias muestrales. La curva C_d muestra la frontera determinística, la cual posee la misma pendiente que C_p . La ordenada al origen, por su parte, ha sido modificada de forma tal que la frontera pase a través del mínimo residuo de la regresión MCC. Esto es, la firma con el mínimo residuo va a ser considerada ciento por ciento eficiente y el resto será comparada con esa firma de referencia. Al igual de lo que sucede con la frontera obtenida con el DEA (representada por la curva C_n), todas las desviaciones de la frontera son consideradas ineficaces.

En el caso del DEA, el no poder tener en cuenta el ruido estadístico es el precio que hay que pagar por no tener que suponer una forma funcional, ni para los parámetros tecnológicos ni para las distribuciones del error aleatorio y la ineficiencia. Como se puede apreciar, la FPD no tiene en cuenta el ruido estadístico y, además, es paramétrica. De allí se desprende por qué en la literatura teórica prácticamente no se la utiliza. Por último, C_e representa la frontera estocástica, donde una parte de las desviaciones es atribuida a ruido estadístico y sólo la porción restante es considerada ineficaces.

Los problemas planteados anteriormente para las FPE son potencialmente posibles de solución utilizando datos de panel. La ventaja fundamental de utilizar datos de panel consiste en que permite una mayor flexibilidad en la construcción del modelo pudiéndose testear distintas hipótesis.

Básicamente, la frontera con datos de panel puede ser derivada utilizando dos técnicas de estimación: el modelo de efectos fijos y el modelo de efectos aleatorios. El modelo de efectos fijos estima la eficiencia a partir de una variable cualitativa (o *dummy*) para cada firma. En caso de no existir regresores invariantes en el tiempo, no es necesario suponer que los términos de ineficiencia son independientes de los regresores. Sin embargo, en presencia de atributos inva-

riantes de las firmas que sean omitidos en el modelo, éstos serán captados por los efectos fijos y confundidos con el término de ineficiencia.



En el caso de existir regresores invariantes en el tiempo, una posibilidad consiste en suponer independencia entre las variables explicativas y la ineficiencia, y estimar un modelo de efectos aleatorios. En este caso, el procedimiento consiste en calcular una constante para cada firma promediando (a través del tiempo) los residuos de la estimación de panel. La firma con el residuo promedio más bajo es considerada la más eficiente, y las eficiencias de las demás firmas son calculadas relativas a esta referencia.

Resumiendo, el modelo de efectos fijos no requiere suponer que el término de ineficiencia es independiente de los regresores. El modelo de efectos aleatorios, por su parte, permite incluir en el modelo a regresores invariantes a través del tiempo, aunque al costo de suponer que el término de ineficiencia es independiente de los regresores. En principio, ambos modelos suponen que la ineficiencia es constante a través del tiempo, aunque este supuesto puede ser levantado (o testeado).

En el presente capítulo se estimará una frontera estocástica paramétrica con MV, utilizando datos de panel. El modelo utilizado es de efectos aleatorios ya que es poco realista suponer que no existen factores invariantes que estén afectando la performance de las firmas. Con el objetivo de minimizar dentro de lo posible la cantidad de supuestos se aprovechó la ventaja de disponer de datos de panel para realizar una serie de pruebas de hipótesis⁶⁷: en lugar de suponer una distribución media-normal de la eficiencia se contrastó dicha hipótesis contra la hipótesis alternativa de una distribución mucho más flexible como la normal truncada, que permite una gama muy amplia de comportamientos. Adicionalmente, se contrastaron las hipótesis de invariabilidad de las medidas de eficiencia a través del tiempo y de ausencia de ineficiencia en la muestra analizada.

3. El modelo

La función de costo (Cobb-Douglas)⁶⁸ estocástica con datos de panel puede ser formulada como:

$$C_{it} = \beta_0 + X'_{it}\beta + \varepsilon_{it}$$

donde C_{it} es el logaritmo natural del costo de la firma i ($i=1, 2, \dots, N$) en el momento t ($t=1, 2, \dots, T$), X_{it} es la correspondiente matriz de variables explicativas (productos, precios de insumos y variables ambientales, también en logs), y β es un vector $k \times 1$ de parámetros desconocidos a ser estimados. El término de error es especificado como:

$$\varepsilon_{it} = v_{it} + u_{it}$$

Los v_{it} son ruido estadístico y son supuestos como independientes e idénticamente distribuidos, mientras que los u_{it} son variables aleatorias no negativas que representan la ineficiencia productiva. Los v_{it} representan aquellos factores que no pueden ser controlados por las firmas, como errores de medición, variables omitidas y condiciones meteorológicas. La ineficiencia productiva, en cambio,

⁶⁷ Otra alternativa para minimizar la cantidad de supuestos consiste en estimar directamente una frontera determinística. Este enfoque fue utilizado, por ejemplo, por Ofwat (1998), aunque es conveniente tener en cuenta que en dicha aplicación no se disponían de datos de panel. De hecho, Ofwat plantea la necesidad, a futuro, de utilizar datos de panel.

⁶⁸ Estimaremos una función Cobb-Douglas en lugar de una más flexible (Translog, por ejemplo) debido a que la función elegida tiene menores requerimientos de información. Si se estimara una Translog, la estimación no tendría los suficientes grados de libertad. Esta forma funcional es muy utilizada en la literatura de fronteras (ver, por ejemplo, Neuberger, 1977; o Burns y Weyman-Jones, 1996). Vale la pena resaltar, sin embargo, que la función Cobb-Douglas supone que los rendimientos a escala son independientes del nivel de producto, esto es, son fijos. Por supuesto, en caso de haber un error en la forma funcional, se podría estar llamando ineficiencia a lo que en realidad es una mala especificación de la tecnología.

agrupa aquellos factores que pueden ser controlados por la empresa y ser definidos como la diferencia entre el costo actual y potencial de la empresa.

Si bien son varias las distribuciones que han sido propuestas para el término de ineficiencia, la distribución más utilizada es la media-normal. Esta distribución impone que la mayor parte de las firmas posea baja o nula ineficiencia. Sin embargo, no hay ninguna razón teórica que impida que la ineficiencia se distribuya de otra forma. Dado que no resulta conveniente en las aplicaciones empíricas imponerle *a priori* al modelo una determinada distribución del término de ineficiencia, es preferible utilizar una distribución más flexible que alivie, al menos en parte, este problema. Una distribución propuesta es la normal truncada (ver Stevenson, 1980), que es una generalización de la distribución media-normal. Esta distribución se obtiene truncando en cero una distribución normal con media μ y varianza σ^2 . Dado que si μ es cero la distribución es la media-normal, es factible testear la hipótesis de que la ineficiencia se distribuye como una media-normal simplemente contrastando la hipótesis nula $H_0: \mu=0$. Esto puede ser realizado con un test de diferencia de verosimilitud (*generalized likelihood-ratio test*, LR).

Para representar la evolución temporal del término de ineficiencia utilizaremos una forma flexible propuesta por Battese y Coelli (1992):

$$u_{it} = \exp[-\eta(t-T)]u_i,$$

donde h es un parámetro a ser estimado y los u_i son supuestos i.i.d. surgidos de trincar en cero a una distribución $N(\mu, \sigma^2)$.

En esta especificación, dado que la función exponencial $\exp[-\eta(t-T)]$ adopta un valor igual a uno cuando $t=T$, la variable aleatoria u_i puede ser considerada como el término de ineficiencia productiva para la i -ésima firma en el último período del panel. Para períodos previos, los efectos de ineficiencia son iguales al producto del término de ineficiencia productiva en el último período del panel y el valor de la función exponencial, cuyo valor depende del parámetro η y del número de períodos anteriores al último período del panel. Si h es positivo entonces el modelo muestra efectos de ineficiencia decrecientes, mientras que si h es negativo los efectos son crecientes (Coelli, Prasada Rao y Battese, 1998). Una desventaja de esta especificación es que el ordenamiento de las empresas de acuerdo a su ineficiencia es el mismo en todos los períodos.⁶⁹ La principal ventaja, al menos para nuestros propósitos, es que los cambios en la ineficiencia a lo largo del tiempo pueden ser distinguidos del cambio tecnológico. Este último es obtenido incluyendo una tendencia en el vector de regresores.

⁶⁹ Una especificación más general del tipo propuesta Cornwell, Schmidt and Sickles (1990) permite una mayor flexibilidad aunque es más demandante en términos de información.

El nivel de eficiencia productiva de la firma i en el período t se obtiene como:

$$EF_{it} = \exp(-u_{it}).$$

Battese y Coelli (1992) muestran que el mejor predictor de $\exp(-u_{it})$ se obtiene utilizando la esperanza condicional de $\exp(-u_{it})$ dado ε_{it} , $E[\exp(-u_{it})/\varepsilon_{it}]$.

Vale la pena resaltar que hemos utilizado la representación propuesta por Battese y Corra (1977), quienes reemplazan σ_v^2 y σ_u^2 por $\sigma^2 = \sigma_v^2 + \sigma_u^2$ y $\gamma = \sigma_u^2 / (\sigma_v^2 + \sigma_u^2)$. El parámetro γ debe encontrarse entre cero y uno, donde uno indica que las desviaciones desde la frontera son debidas exclusivamente a ruido estadístico, mientras que un γ igual a cero indica que todas las desviaciones se deben a ineficiencia. Esta especificación permite testear la hipótesis nula de que no existen ineficiencias en el modelo, $H_0: \gamma=0$, contra la alternativa $H_1: \gamma>0$.

Una ventaja del modelo planteado de esta forma es su gran flexibilidad, que permite testear distintas especificaciones de forma tal de escoger aquella que mejor se adapte a la información disponible. En este trabajo testaremos la hipótesis de que la ineficiencia se distribuye como una media normal ($H_0: \mu=0$) *vis a vis* la distribución más flexible normal truncada en cero, y también contrastaremos la hipótesis de que la ineficiencia es constante a lo largo del tiempo ($H_0: \eta=0$). Sumado a ello también testaremos la hipótesis nula de que no existe cambio tecnológico ahorrador de costos en el período analizado.⁷⁰

4. Resultados empíricos

4.1 El modelo

El modelo presentado en la sección anterior será utilizado para estimar una frontera de costos, con la cual testaremos distintas hipótesis acerca del comportamiento de la ineficiencia y el cambio tecnológico ahorrador de costos en una muestra de 16 empresas de distribución de energía eléctrica del Perú en el período 1995-1998.

La primera decisión que se debe realizar está relacionada con las variables a incluir en el modelo. En su trabajo pionero, Neuberger (1977) sugiere cuatro productos posibles en la actividad de distribución de energía eléctrica: número de clientes

⁷⁰ Lo llamamos cambio tecnológico ahorrador de costos para distinguirlo del cambio tecnológico puro. Sólo en el caso en que existan rendimientos constantes a escala la tasa de disminución de los costos coincidirá con la tasa de cambio tecnológico. Si existen economías de escala, el ahorro de insumos (implicada en el cambio tecnológico) se corresponderá con un ahorro de costos menor (en porcentaje). Lo inverso sucede si existen "deseconomías" de escala.

servidos, total de kilovatios por hora vendidos, kilómetros de líneas de distribución y kilómetros cuadrados de área de distribución. Burns y Weyman-Jones (1996) agregan algunas variables adicionales: la máxima demanda, que determina la capacidad total del sistema, la dispersión de los usuarios a través de la región de distribución, que determina la configuración del sistema, la capacidad de transformación, que afecta a las pérdidas de la red y la estructura de la demanda, que determina las diferentes capacidades a las que deben operar las líneas a diferentes horas.

El problema conceptual a resolver es cuál de estas variables es el producto, o bien si varias de ellas lo son. Neuberg descarta la posibilidad de tratar a las empresas del sector como multiproductoras, ya que a las variables anteriormente descritas no es posible fijarles un precio y venderlas separadamente (por ejemplo, una vez que se adopta al número de clientes como producto, siendo su precio el ingreso anual promedio de la firma por cliente, los Kw/h ya no pueden ser vendidos separadamente). Dado que las variables restantes no pueden ser consideradas productos (ni insumos por los cuales se paga un precio), es posible que sean introducidas en el modelo como características específicas de las empresas que permiten realizar comparaciones entre ellas.

En el anexo 5 se presenta un resumen de trabajos econométricos de estimación de fronteras de eficiencia aplicados al sector de distribución de energía eléctrica, haciendo especial hincapié en la especificación de los modelos utilizados. De acuerdo con lo que se puede observar en dicho anexo y siguiendo los lineamientos usuales en la literatura, la función inicial de costos a ser estimada es:

$$\ln \text{costos} = \beta_0 + \beta_1 \text{salario} + \beta_2 \ln \text{clientes} + \beta_3 \ln \text{ventas} + \beta_4 \ln \text{densidad} + \beta_5 \text{estruct} + \beta_6 \text{tiempo},$$

donde Ln denota logaritmo natural. La variable explicada es el costo de distribución neto de los gastos en energía (costo, en miles de nuevos soles), y los regresores son los siguientes: salarios (salario, en nuevos soles), número de clientes (clientes), ventas finales (ventas, en Mw/h), densidad de la población en el área de concesión (densidad, en habitantes por kilómetro cuadrado) y proporción de ventas a clientes residenciales (una *proxy* de la estructura del mercado, estruct). Se incluyó en el modelo una tendencia lineal con el fin de analizar el cambio tecnológico ahorrador de costos.

No se incluyó el precio del capital ya que su inclusión traería aparejada tanto problemas teóricos como prácticos (no se disponía del dato). La práctica de no incluir el precio del capital y estimar una función de costos *ad hoc* es práctica usual en la literatura (ver, por ejemplo, Pollit, 1995; o Huettner y Landon, 1977).

El cuadro 5.1 presenta un resumen de las estadísticas básicas de la muestra de 18 empresas utilizadas. La base de datos es presentada en el anexo 6.

Cuadro 5.1
Estadísticas descriptivas
(1995-1998)

Variable	Tamaño de la muestra	Media	Desviación estándar
Costo de distribución	58	24,664	35,728
Salarios	60	44,026	21,617
Número de clientes	60	187,741	218,437
Ventas	60	391,604	661,245
Densidad	60	72	105
Estructura del mercado	60	0.59	0.15

4.2 Las estimaciones

Comenzamos nuestras estimaciones con un modelo flexible y testeamos las diferentes especificaciones. Para ello utilizamos en todos los casos el test LR, que requiere la estimación del modelo bajo ambas hipótesis, la nula y la alternativa. El estadístico es calculado como

$$LR = -2[L_R - L_U],$$

donde L_R es el *log-likelihood* del modelo restringido (esto es, la especificación media-normal) y L_U es el *log-likelihood* del modelo no restringido. El estadístico LR posee una distribución chi-cuadrado con grados de libertad iguales al número de restricciones involucradas (en este caso una).

En una primera etapa testeamos la hipótesis nula que afirma que no existen efectos de ineficiencia en el modelo. Al comparar los valores del *log-likelihood* del modelo estimado con MV y del modelo mínimos cuadrados clásicos (MCC) encontramos que hay diferencias significativas entre ellos.⁷¹ Dado que el estadístico LR es mayor que el valor crítico (un grado de libertad), se puede rechazar la hipótesis nula que afirma que no existe ineficiencia en la muestra analizada.⁷²

⁷¹ Un problema con el test LR surge del hecho de que $g=0$ se encuentra en el borde del espacio del parámetro g . En estos casos, si la hipótesis nula es correcta, el test LR se distribuye asintóticamente como un mix de distribuciones chi-cuadrado. La regla práctica para un nivel de significatividad de α es: "Rechazar la H_0 cuando el estadístico LR excede el valor de tabla de una distribución chi-cuadrado 2α ".

⁷² Asimismo, la estimación MV de g es 0.81 con un desvío estándar igual a 0.068, valores que refuerzan la conclusión anterior.

El siguiente paso consiste en testear la hipótesis nula de que la ineficiencia se distribuye como una media normal, contra la alternativa normal truncada. El valor estimado de m es 0.92 y el *log-likelihood* del modelo no restringido es significativamente distinto del *log-likelihood* del modelo restringido ($m=0$). Por tanto, podemos rechazar la hipótesis nula, y el modelo final se estimará con m .

Finalmente, testeamos la hipótesis nula de ineficiencia constante. El *log-likelihood* del modelo no restringido no es significativamente distinto del correspondiente al modelo restringido. Por ello, el modelo final se estimó asumiendo que la ineficiencia se mantenía constante en el tiempo ($h=0$).

Las estimaciones MV del modelo son presentadas en el cuadro 5.2. Como se puede observar en dicha tabla, las variables salario, ventas, densidad y estruct, además de la constante, resultaron significativas a los niveles usuales de confianza, mientras que no fue posible rechazar la hipótesis de no-significancia de las variables clientes y tiempo.

Cuadro 5.2
Estimaciones del modelo

Variable	Estimación estocástica con MV	Modelo determinístico de efectos aleatorios
Constante	-6.595 (-7.07)	-6.036 (-5.656)
Ln salario	0.214 (1.786)	0.231 (1.928)
Ln clientes	0.112 (0.842)	0.190 (1.076)
Ln ventas	0.843 (5.960)	0.812 (4.244)
Ln densidad	0.085 (1.836)	0.034 (0.470)
estruct	1.219 (1.993)	1.110 (1.652)
tiempo	0.052 (1.318)	0.044 (0.987)
μ	0.924 (4.196)	

Nota: Entre paréntesis se presentan los respectivos estadísticos t . La variable dependiente es Ln costos

Como era de esperar, el signo de la variable salario resultó positivo, indicando que los aumentos de salarios están ligados a incrementos de costos. Análogamente, el signo positivo asociado a ventas muestra la relación directa entre aumentos de producción y costos. Con respecto a estruct, el signo positivo es el esperado ya que es más costoso, *ceteris paribus*, abastecer demanda residencial (recordemos que estruct es la proporción de ventas a clientes residenciales). Sorpresivo, en cambio, resultó el signo de la variable densidad, ya que a priori se esperarían menores costos en áreas más densamente pobladas. Sin embargo, vale la pena resaltar que si bien la variable es estadísticamente significativa, el valor de la elasticidad (0.085) parece ser económicamente insignificante.

La eficiencia productiva de las empresas analizadas es presentada en el cuadro 5.3. En esta aplicación la medida de eficiencia es un número mayor o igual a uno, donde uno denota que la firma es totalmente eficiente. Un valor igual a 1.20, por ejemplo, estaría indicando que la compañía incurre en un 20% más de costos de los que se espera dado su conjunto de variables explicativas.

El cambio tecnológico ahorrador (en este caso desahorrador) de costos debe ser analizado a partir del coeficiente asociado a la variable tiempo. La tasa total se obtiene como la derivada del logaritmo natural de la función de costos con respecto al tiempo, dC/dt , que en este caso en particular es igual a β_6 ,

$$\delta \text{ Ln costos} / \delta \text{ tiempo} = 0.052^{73}$$

Sin embargo, vale la pena resaltar que el coeficiente asociado al tiempo no es significativo a los niveles usuales de confianza.⁷⁴ Esto es, no se puede rechazar la hipótesis de que no ha habido desplazamientos de la frontera en el período analizado.

Dado que nuestros resultados no permiten rechazar la hipótesis invariabilidad de la ineficiencia a lo largo del tiempo, surge la posibilidad de realizar una estimación complementaria de la anterior: un modelo de efectos aleatorios (determinístico, en oposición al presentado anteriormente, que es estocástico) tratando a la ineficiencia como constante. Los resultados de este modelo alternativo servirán luego para cotejar la consistencia de las conclusiones. La consistencia se refiere básicamente a si las estimaciones entre enfoques son o no consistentes en sus niveles de eficiencia, rankings e identificación de las mejores y peores empresas.⁷⁵

Con el fin de facilitar las comparaciones entre los dos enfoques, las estimaciones del modelo alternativo son presentadas en el cuadro 5.2 y las medidas de eficiencia y el ranking en el cuadro 5.3. Como se puede observar en el cuadro 5.2, tanto los valores de los coeficientes como su significancia son similares a los observados en la estimación estocástica, lo cual habla de la robustez de los resultados en cuanto a la estimación de los parámetros tecnológicos de la frontera de producción. En

⁷³ Vale la pena aclarar que el cambio analizado es supuesto neutral. El cambio tecnológico ahorrador de costo no neutral debe ser analizado a partir de una función de costos bien especificada, esto es, que posea como regresores a todos los insumos y que sea homogénea de grado 1 en precios de insumos.

⁷⁴ En los casos en los que se rechaza la hipótesis de eficiencia constante, el cambio técnico puede ser analizado desde el enfoque estocástico paramétrico de los índices de Malmquist. Estos índices permiten la descomposición de las variaciones de productividad en movimientos de la frontera y efectos de *catching-up*. Los índices de Malmquist multiplicando el cambio tecnológico ahorrador de costos y el índice de cambio en la eficiencia, donde el índice de cambio en la eficiencia de la firma i entre los momentos t y s es: índice de cambio en la eficiencia = EF_{it}/EF_{is} .

⁷⁵ Para una descripción más detallada y completa de las condiciones de consistencia ver Bauer et al. (1998).

Cuadro 5.3
Eficiencia (ranking)

Empresa	Modelo estocástico	Modelo determinístico
Coelvisa	5.484 (16)	7.419 (16)
Ede Cañete	3.014 (9)	2.866 (11)
Edelnor (consolidado)	1.870 (4)	1.719 (3)
Electro Centro	2.963 (8)	2.654 (8)
Electro Nor Oeste	3.139 (10)	2.765 (9)
Electro Norte	3.201 (11)	2.863 (10)
Electro Norte Medio	4.009 (14)	3.435 (14)
Electro Oriente	1.912 (5)	1.611 (2)
Electro Sur	3.642 (12)	3.124 (12)
Electro Sur Este	3.937 (13)	3.219 (13)
Electro Sur Medio	4.335 (15)	3.662 (15)
Electro Ucayali	1.122 (1)	1.000 (1)
Emsemsa	1.815 (3)	1.964 (5)
Luz del Sur	2.106 (6)	2.008 (6)
Seal	2.881 (7)	2.408 (7)
Sersa	1.681 (2)	1.919 (4)
Promedio	2.944	2.790
Desviación	1.161	1.434

particular, vale la pena resaltar que la variable tiempo tampoco resulta significativa en esta nueva estimación, corroborando el resultado anterior en cuanto a la ausencia de cambio tecnológico ahorrador de costos en el período analizado.

En cuanto al análisis de consistencia, se desprende del cuadro 5.3 que los dos enfoques son relativamente consistentes, especialmente en lo que se refiere a identificar a las mejores y peores empresas (nótese que ambos enfoques identifican a las mismas empresas como las cinco mejores y cinco peores del ranking). En cuanto al ordenamiento, el coeficiente de correlación de rangos de Spearman arroja un valor de 0.965, lo cual denota una importante similitud entre los rankings. Con respecto a los promedios de las medidas de eficiencia, si bien éstos no son significativamente distintos, los valores son muy extremos como para ser utilizados directamente con fines regulatorios (no parece muy plausible pensar en empresas que son sólo 20% eficientes).

Resumiendo, en lo que respecta a su utilización práctica, la autoridad regulatoria puede estar confiada en cuanto a la consistencia de los rankings e identificación de las mejores y peores empresas⁷⁶.

⁷⁶ Como ya se mencionó, estos rankings han sido elaborados a partir de medidas de eficiencia relativa. Existen, además, medidas alternativas de eficiencia que, aunque teóricamente inferiores a las fronteras

5. Conclusiones

El objetivo principal de este capítulo es analizar la eficiencia relativa y la evolución del cambio tecnológico en el sector de distribución de energía eléctrica en Perú, en el período 1995-1998. Para ello construimos una frontera de costos estocástica y la estimamos con máxima verosimilitud.

Entre los resultados obtenidos cabe resaltar que no existe evidencia de *catching-up* en el sector. Esto es, no hemos podido rechazar la hipótesis de eficiencia constante. El modelo flexible que estimamos originalmente nos permitió rechazar la hipótesis de que la ineficiencia posee una distribución media-normal. Con respecto al cambio tecnológico, la evidencia sugiere que el sector no ha logrado ahorros de costos en el período analizado.

De cara al futuro, este tipo de trabajo pone de relieve la importancia de contar con bases de datos homogéneas a fin de poder efectuar las comparaciones.

de eficiencia, son utilizados como complementos a estos estudios. En el anexo 7 se presentan dos rankings para la muestra de empresas distribuidoras en 1998, basados en dos de estos indicadores alternativos (la relación de clientes por empleado, y el porcentaje de pérdidas reales de energía). Asimismo, en el anexo 8 se muestran los resultados para una muestra de 53 empresas de América Latina en 1994.

VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las discusiones y diferentes análisis vertidos a lo largo del presente documento evidencian que, si bien es cierto que se ha logrado un grado de desarrollo aceptable en el sector eléctrico del Perú, aún existe una serie de problemas en cuanto a la regulación del sector. Las reformas implementadas a partir de la promulgación de la LCE de 1992 han sido determinantes para llegar a la situación actual. Así, la separación de las actividades de generación, transmisión y distribución permitió por un lado, la especialización de las empresas eléctricas en cada una de dichas actividades, y, por otro, estableció un régimen de libertad de precios para que los suministros puedan efectuarse con eficiencia en condiciones de competencia y un sistema de precios regulados para aquellos suministros que así lo requieran.

A partir de esta reforma y junto con el programa de privatización en generación y distribución, se comenzaron a observar notables mejoras en algunas variables de desempeño. Así, el coeficiente de electrificación en el país pasó de 60% en 1993 a 70% en 1998; las pérdidas reales de energía disminuyeron de 21.8% en 1993 a 11.8% en 1999. En el caso de la distribución eléctrica, el número de clientes ha llegado a más de 3 millones con un nivel de ventas de más de 9 Gw/h, ambos datos para 1998.

Si bien el proceso de privatización aún no culmina, los resultados medidos en indicadores de calidad y precio por el servicio son alentadores. El precio medio de la electricidad ha caído en términos reales en 9% desde 1994 hasta 1999. Además, estos precios son uno de los más bajos de América Latina (ver cuadro 1.10). La calidad del servicio ha mejorado y ello se aprecia en la disminución de las pérdidas reales de energía ya mencionadas. En cuanto a la eficiencia de las empresas locales comparadas con sus similares de América Latina podemos decir que la respuesta todavía no es clara.

Sin embargo, creemos que los resultados pueden mejorar en lo que concierne al sector de distribución eléctrica. Estamos hablando, básicamente, del marco institucional, del esquema regulatorio y de la eficiencia de las empresas.

1. Sobre el marco institucional

Si bien es posible definir esquemas regulatorios teóricamente adecuados, es común que éstos fallen en la práctica debido, principalmente, a un marco institucional pobremente definido. Y es que el papel de las instituciones constituye un factor determinante en la efectividad del esquema regulatorio implementado. Indudablemente, no se puede negar que las leyes proporcionan un marco normativo y legal, pero además es necesario considerar los procesos informales y los factores que los determinan. Es decir, es imprescindible considerar el aspecto institucional de una manera integral.

Paredes y Sánchez⁷⁷ señalan que, dentro de los ámbitos de la institucionalidad, el marco legal y el diseño de la regulación son cruciales para la efectividad de los esquemas regulatorios. Mientras que el primero determina la medida en que las leyes se hacen cumplir y el grado de certidumbre generado por las mismas, el segundo incluye instrumentos de regulación y políticas alternativas a las regulatorias.

En lo que se refiere al marco jurídico, se requiere de un cuerpo legal simple que pueda ser comprendido con claridad, que no se encuentre sujeto a presiones por su modificación y que sea, por tanto, consistente con principios generalmente aceptados. Luego, el cumplimiento de la ley está determinado por la simplicidad de las normas, así como por otros factores, no tan importantes, como la ley escrita, las costumbres y la jurisprudencia.

Del análisis realizado se podría deducir, a nuestro parecer, que existen problemas en el marco institucional. Si este fuera el caso, ningún método de regulación alternativo ni ningún mecanismo de resolución de conflictos que se proponga resultará beneficioso, por lo que, antes de centrarnos en los problemas referentes a la fijación de tarifas habría que centrarnos en superar las deficiencias institucionales.

La CTE es el organismo autónomo encargado de la regulación en el sector eléctrico en el Perú según la LCE. Una de las principales funciones de su consejo directivo es “resolver como última instancia administrativa todos los asuntos que en materia de fijación tarifaria presenten las partes interesadas”. Es decir, la CTE tiene poder absoluto para resolver cualquier controversia generada con la empresa y esta última sólo puede recurrir a los tribunales de justicia. Creemos que esto es una falencia de la LCE y, por tanto, del marco institucional del sector.

⁷⁷ Paredes, Ricardo y José Miguel Sánchez, *Teoría y práctica de la economía de la regulación*. Universidad de Chile, 1998.

A lo largo del documento, se han analizado varios mecanismos de resolución de conflictos. Para el caso del cálculo del VAD se propuso que se insistiera en la comparación de dos estudios, uno por parte de una consultora propuesta por la CTE y la otra propuesta por la empresa concesionaria, con el fin de evitar los problemas que habían sucedido en la fijación de tarifas de 1997. Si ambos estudios se diferencian en menos del 5%, entonces habría que recurrir a una comisión de arbitraje para que se pronuncie en un tiempo prudencial sobre el valor final del VAD. Este mecanismo de resolución de conflictos debiera ser basado en la teoría del “arbitraje de oferta final” donde la comisión se pronuncia por uno de los VAD.

De la misma forma, la presentación del VNR por parte de las empresas concesionarias ha estado sujeta a muchos problemas. Creemos que si se satisfacen los requerimientos básicos en el cálculo del VAD, las empresas tendrán los suficientes incentivos para invertir eficientemente. En este caso, el VNR presentado por las firmas no diferirá mucho del VAD y, por consiguiente, recibirán una TIR entre 12% y 16% según lo estipula la LCE.

Creemos, entonces, que la “solución” al problema presentado en la fijación de tarifas de 1997 viene por el lado de la formación de una Comisión de Peritos⁷⁸ que resuelva y fije adecuadamente el valor del VAD para cada sector de distribución típico. Esto, por supuesto, requiere modificaciones a la LCE.

En este sentido, la Ley N° 27332 (Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos) publicada en julio del 2000, establece que los organismos reguladores contarán con un Tribunal de Solución de Controversias como última instancia administrativa, cuyas resoluciones serán de cumplimiento obligatorio y constituirán precedente en materia administrativa. El tribunal estaría conformado por cinco miembros, designados por medio de resolución suprema:

- Dos miembros propuestos por la Presidencia del Consejo de Ministros, uno de los cuales presidirá el tribunal.
- Un miembro propuesto por el Ministerio de Economía y Finanzas.
- Un miembro propuesto por el sector al que pertenece la actividad económica regulada (en este caso, energía).
- Un miembro propuesto por el Instituto de Defensa de la Competencia y de la Propiedad Intelectual.

Los miembros del tribunal no podrán ser, simultáneamente, miembros del consejo directivo de la entidad reguladora.

⁷⁸ Como en los casos de Chile, Guatemala y Colombia.

Sin embargo, creemos que este mecanismo de solución de controversias no es el adecuado debido a que podría terminar en el Poder Judicial si una de las partes apela dicha decisión. Así, creemos que el esquema de solución de controversias podría ser a través de una comisión arbitral, donde el carácter resolutivo de dicha comisión es definitivo.

2. Sobre el esquema regulatorio

En lo concerniente al esquema regulatorio propio del sector de distribución eléctrica, ha sido necesario definir el método de regulación efectivamente implementado por la CTE. En este sentido, en el presente trabajo, se ha realizado una caracterización teórica del modelo normativo de la CTE, así como una del modelo implementado en la práctica.

Uno de los principales problemas que enfrenta el esquema teórico de regulación implementado en el sector eléctrico, basado en una empresa modelo eficiente, es que es necesario determinar los parámetros tecnológicos y técnicos de la empresa modelo, y, dada la dificultad de definirlos, en la práctica se pueden terminar utilizando los parámetros de la empresa real. Así, la empresa modelo se termina pareciendo demasiado a la real. Otra posibilidad, que replica lo sucedido en 1997 en el Perú, es que la empresa modelo eficiente, se base en parámetros técnicos totalmente diferentes a los de la empresa real debido a problemas en el marco institucional.

Frente a esto, tal como mencionan Paredes y Sánchez, el regulador podría emplear marcos de referencia contra los cuales comparar la información provista por las empresas reguladas. Una alternativa, luego, podría ser la de implementar un esquema de competencia subrogada, que consiste en obtener información de los parámetros relevantes observando a otras empresas con tecnologías similares e inferir a partir de ellas los costos que serán considerados en la regulación tarifaria.

Sin embargo, aunque teóricamente parece atractivo, este esquema presenta ciertas limitaciones. En primer lugar, para que la comparación entre empresas sea válida es necesario que no exista colusión entre ellas. Además, la práctica evidencia que las empresas tienden a diferenciarse en muchos más aspectos que en los que tienden a parecerse, tal como ha sido demostrado en la determinación de tarifas para el caso inglés.

El principal problema del procedimiento usado en la regulación tarifaria del sector de distribución eléctrica en el Perú se encuentra en la presencia de asimetrías de información. Las tarifas propuestas por ambas partes tenderán a alejarse y no a converger ya que, por un lado, la empresa regulada es consciente de que si su propuesta de VNR es baja no tendrá la TIR que desea y, por el otro

lado, el regulador siempre preferirá reconocer un VNR bajo que se reflejará en una tarifa baja⁷⁹.

Frente a este problema, y para que el esquema regulatorio funcione adecuadamente, se proponen cambios en el marco institucional: así, dado que no existe un acuerdo entre las partes, podría proponerse la presencia de una comisión arbitral que se pronuncie por una de las posiciones y no por una intermedia. De este modo se generarían incentivos para que las propuestas de ambas partes tiendan a converger, pues existe el “riesgo” de que el árbitro elija la propuesta de la otra parte.

3. Sobre la eficiencia de las empresas distribuidoras

La principal razón teórica para medir la eficiencia relativa de las empresas distribuidoras radica en el hecho de que la CTE sólo utiliza indicadores de productividad parcial para vigilar su eficiencia. Como ya se mencionó, los indicadores de productividad parcial, que revelan información al regulador son incompletos. Esto último sucede debido a que estos indicadores no toman en consideración variables de control como la estructura del mercado, la calidad del producto, los kilómetros de redes o el área de concesión que son importantes para una evaluación global de la eficiencia de las empresas.

Los estudios de frontera miden la eficiencia relativa de las empresas a través de la comparación con la mejor práctica observada. Existen diversos métodos para medir esta eficiencia como se explicó en el capítulo 5. Sin embargo, todos ellos tienen como objetivo primordial establecer un ranking que permita identificar a las mismas empresas como las “mejores” o “peores” prácticas observadas. Para esto es necesario que los resultados obtenidos mediante esta técnica sean consistentes con los resultados que se esperan de acuerdo a las condiciones en las que opera la industria y con los indicadores de productividad parcial.

Un mecanismo alternativo al anterior consiste en una utilización más estricta de los indicadores de eficiencia. Si una empresa, por ejemplo, posee un índice de eficiencia menor a 1 (por ejemplo 0.80), ello quiere decir que la empresa podría producir la misma cantidad de producto con un 80% de sus costos actuales. Si ello es así, el precio (máximo) necesario para que la empresa pueda cubrir sus costos podría ser calculado no a partir de su costo actual, sino a partir del costo actual multiplicado por el índice de eficiencia. Siguiendo este procedimiento, las empresas totalmente eficientes tendrían precios máximos que les permitirían obtener el costo de oportunidad del capital estipulado en el contrato, aunque aquellas firmas con índices de eficiencia menores a la unidad deberían operar con tasas de ganancias más bajas.

⁷⁹ La caracterización de estos comportamientos ha sido desarrollada en la sección 4.3.

Esto último podría ser implementado en la forma de regulación detrás de la LCE en el Perú. Sobre la base de un estudio de fronteras y la elaboración de rankings de eficiencia relativa sería posible establecer un tope a las tarifas máximas fijadas por el regulador según la metodología explicada en el párrafo anterior. Una alternativa es utilizar estos estudios de frontera para vigilar con mayor cuidado a las empresas identificadas como las “peores”.

En resumen, se proponen cambios en el marco institucional para que el esquema regulatorio funcione adecuadamente. Los cambios vienen por el lado de la introducción de mecanismos de resolución de conflictos en la LCE. Esto tiene que darse para evitar comportamientos oportunistas por parte del regulador e incentivos perversos a subinvertir por parte de las empresas reguladas. Por el lado de la eficiencia relativa de las empresas se propone la introducción de “castigos” a las “peores” empresas o, por lo menos, una supervigilancia de su desempeño.

- Aigner, D., Lovell, C. y Schmidt, P.
1977 “Formulation and estimation of stochastic frontier production function models”, *Journal of Econometrics*, Vol. 6.
- Armstrong, M., S. Cowan y J. Vickers
1994 *Regulatory Reform: Economic Analysis and British Experience*. MIT Press.
- Averch, H. y L. Johnson
1962 “Behavior of the Firm under Regulatory Constraint”, *American Economic Review*, vol. 52, N°5.
- Baron, D y R. B. Myerson
1982 “Regulating a Monopolist with Unknown Costs” *Econometrica*, 50:911-30.
- Baumol, W., J. Panzar y R. Willing
1982 *Contestable Markets and the Theory of Industry Structure*, Nueva York, Harcourt Brace Jovanovich.
- Battese, G. y Coelli, T.
1992 “Frontier Production Functions, Technical Efficiency and Panel Data: With Application to Paddy Farmers in India”, *Journal of Productivity Analysis*, N° 3, 153-169.
- Battese, G. y Corra, G.
1977 “Estimation of a Production Frontier Model: With Application to the Pastoral Zone of Eastern Australia”, *Australian Journal of Agricultural Economics*, N° 21, 39-56.
- Bitrán, Eduardo y Eduardo Saavedra
1993 “Algunas reflexiones en torno al rol regulador y empresarial del Estado”. En: Óscar Muñoz (ed.) *Después de las privatizaciones, hacia el Estado regulador*. Santiago de Chile, CIEPLAN.
- Bitrán, Eduardo y Ricardo Paredes
1995 *The Chilean Regulatory Experience*. Mimeo.
- Blanlot, Vivianne
1993 “La regulación del sector eléctrico: la experiencia chilena”. En: Óscar Muñoz (ed.) *Después de las privatizaciones, hacia el Estado regulador*. Santiago de Chile, CIEPLAN.

- Bonifaz, José Luis
1998 "Concesiones de carreteras: recomendaciones para el caso peruano". Ilades/Georgetown University. *Revista de Análisis Económico*. Vol. 13, Nº 1.
- Bonifaz, J. L. y Parodi, C.
1998 *Análisis económico de la metodología para determinar el valor nuevo de reemplazo en la fijación de la tarifa de distribución de energía eléctrica*. Mimeo. Centro de Investigación de la Universidad del Pacífico.
- Breyer, S.
1982 *Regulation and its Reform*. Cambridge, Harvard University Press.
- Burns, P. y Weyman-Jones, T.
1996 "Cost functions and cost efficiency in electricity distribution: a stochastic frontier approach". *Bulletin of Economic Research*, 48:1.
- Campodónico, H.
1999 *Las reformas estructurales del sector eléctrico peruano y las características de la inversión 1992-2000*. Serie Reformas Económicas, Nº 25. CEPAL.
- Coase, Ronald
1937 "The Nature of the Firm". *Economica*. Noviembre.
- Coelli, T., Prasada Rao, D. y Battese, G.
1998 "An Introduction to Efficiency and Productivity Analysis". *Kluwer Academic Publishers*.
- Comisión de Tarifas Eléctricas
1998 *Situación tarifaria en el sector eléctrico peruano*. Lima.
- Comisión Nacional para la Privatización (Copri)
2000 *Evaluación del proceso de privatización del sector eléctrico*. Febrero.
- Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE)
1998 *Anuario estadístico*.
- CTE
Resoluciones diversas. <http://www.cte.org.pe>
- Cornwell, C., Schmidt, P. and Sickles, C.
1990 "Production Frontiers with Cross-Sectional and Time". Series Variation in Efficiency Levels, *Journal of Econometrics*, Nº 46 (1/2), Octubre/Noviembre, 185-200.
- Dornbusch, R.
1991 "Credibility and Stabilization". *Quarterly Journal of Economics*, 106:837-850.
- ESAN
1998 *Informe final del estudio: la regulación de las empresas distribuidoras de electricidad en el Perú*. Lima.
- Estache, A. y Burns, P.
1998 "Information, accounting, and the regulation of concessioned infrastructure monopolies". *Working Paper*, The Economic Development Institute of the World Bank.
- Farber, H.
1980 "An Analysis of Final-Offer Arbitration". *Journal of Conflict Resolution*. Nº 35.
- Farrell, M.
1957 "The measurement of productive efficiency". *Journal of the Royal Statistical Society, Series A, Part III, Vol. 120*.
- Fernández-Baca, J.
1998 "La experiencia regulatoria en Perú II: los casos de la electricidad y el agua potable". *Apuntes*, Nº 43. Segundo Semestre p. 89 – 105.
- Gibbons, R.
1992 *Un primer curso de teoría de juegos*. Antoni Bosch editor.
- Grade
1998 *Informe sobre la regulación del sector de distribución eléctrica*. Lima. Mimeo.
- Grossman, S. y O. Hart
1983 "An analysis of the principal-agent problem". *Econometría*, Nº 51: 7-45.
- Guasch, J. Luis y Pablo Spiller
1996 *Managing the Regulatory Process: Concepts, Issues and the Latin America and Caribbean Story Book*. World Bank.
- Huettner, D. y Landon, J.
1977 "Electric utilities: scale economies and diseconomies". *Southern Economic Journal*, Nº 44.
- Joskow, Paul y Richard Schramlensee
1981 *Markets for Power: An Analysis of Electric Utility Regulation*, Cambridge: MIT Press.

- Klein, B., R. Crawford y A. Alchain
1978 "Vertical Integration, Appropriate Rents and the Competitive Contracting Process". *Journal of Law and Economics*, N° 21.
- Labán, R. y H. C. Wolf
1992 "La inversión con reformas no creíbles". *El Trimestre Económico*, Vol. LIX(1), 233:3-22.
- Laffont, Jean y Jaques Tirole
1993 *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*. MIT Press.
- Macroconsult
1997 Análisis de rentabilidad de Edelnor y Luz del Sur.
- Morandé, Felipe y Ricardo Rainieri, eds.
1997 *(DE)regulation and competition: the electric industry in Chile*. Ilades/Georgetown University. Santiago de Chile.
- Newberry, David
1996 *A Template for Power Reform*. En: *Public Policy for the Private Sector*, Washington, The World Bank
- Nicholson, Walter
1993 *Microeconomic Theory, Basic Principles and Extensions*. Fifth Edition, The Dryden Press.
- Meeusen, W. y van de Broeck, J.
1977 "Efficiency estimation from Cobb-Douglas production functions with composed error". *International Economic Review*, N° 2, Junio.
- Neuberg, L.
1977 "Two issues in the municipal ownership of electric power distribution systems". *Bell Journal of Economics*, N° 8.
- Ofwat
1998 *Assessing the scope for future improvements in water company efficiency*. A technical paper.
- Paredes, Ricardo; Sánchez, José Miguel y Arturo Fernández
1995 "Privatización y Regulación en América Latina". *Revista de Análisis Económico*, vol. 10, N°2, Ilades-Georgetown University, Santiago de Chile.
- Paredes, Ricardo y José Miguel Sánchez
1998 *Teoría y práctica de la economía de la regulación*. Universidad de Chile.
- Pollit, M.
1995 *Ownership and performance in electric utilities: the international evidence on privatization and efficiency*. Oxford University Press.
- Rodríguez Pardina, M., Rossi, M. y Ruzzier, C.
1999 *Fronteras de eficiencia en el sector de distribución de energía eléctrica: la experiencia sudamericana*. CEER Working Paper, N°5, mayo.
- Schleifer, A.
1985 "A theory of yardstick competition". *Rand Journal of Economics*, Vol. 16, N° 3, Autumm.
- Schmidt, P. y Sickles, R.
1984 "Production frontiers and panel data". *Journal of Business & Economic Statistics*, Octubre.
- Stevenson, R.
1980 "Likelihood Functions for Generalised Stochastic Frontier Estimation". *Journal of Econometrics*, Vol. 13.
- Tenembaum, Bernard
1996 "The Real World of Power Sector Regulation". En: *Public Policy for the Private Sector*, Washington, The World Bank.
- Torres, Clemencia
1995 "Regulatory schemes and investment behavior in transmission of electricity: the case of Argentina". *Revista de Análisis Económico*, vol. 10, N° 2, Ilades-Georgetown University, Santiago de Chile.
- Van Wijnbergen, S.
1985 "Trade Reform, Aggregate Investment and Capital Flight: On Credibility and the Value Information". *Economics Letters*, Vol. 19, 4:369-372.
- Varian, H. R.
1984 *Microeconomic Analysis*. Antoni Bosch editor.
- Viscusi, W.K. John M. Vernon y Joseph E. Harrington Jr.
1992 *Economics of Regulation and Antitrust*. Lexington, Massachusetts: D.C. Heath and Company.

- Yunos, J. y Hawdon, D.
1997 "The efficiency of the national electricity board in Malaysia: an intercountry comparison using DEA". *Energy Economics*, N° 19.
- Weyman-Jones, T.
1996 "Problems of yardstick regulation in electricity distribution". En *The Regulatory challenge*. M. Bishop, J. Kay y C. Mayer editores, Oxford University Press.
- Williamson, O.
1975 *Markets and Hierarchies: Analysis and Antitrust Implications*. Nueva York: Free Press.
- Williamson, O.
1979 "Transaction-Cost Economics: The Governance of Contractual Relations". *Journal of Law and Economics*, N° 22.

ANEXO 1

Características del sector eléctrico (comparación por países)

	Argentina	Chile	Colombia	Reino Unido	Noruega
Marco legal	Ley General y normas dictadas por la Secretaría de Energía	Ley Eléctrica	Ley Eléctrica de julio de 1994	Acta de Electricidad de 1989	Acta de Electricidad de 1991
Instituciones	<ul style="list-style-type: none"> - Secretaría de Energía del Ministerio de Economía y de Obras y Servicios Públicos (política sectorial y normas). - Poder Ejecutivo y los gobiernos regionales (otorgamiento de las concesiones). - Ente Regulador de la Electricidad (Enre): 	<ul style="list-style-type: none"> - Ministerio de Economía (otorgamiento de concesiones necesarias para operar en el sector). - Comisión Nacional de Energía (CNE): responsable de las normas y de las políticas sectoriales, además de la fijación de los 	<ul style="list-style-type: none"> - Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG): encargada de diseñar, reglamentar e implementar el marco institucional y regulatorio). - Consejo Nacional de Operación (CON): encargado de ejecutar el reglamento de 	<ul style="list-style-type: none"> - Office of Electricity Regulation (Offer): ente regulador, independiente del Gobierno. - National Grid Company (NGC): empresa dueña del Sistema de Transmisión en Inglaterra y Gales, encargada de la operación del sistema, y responsable de 	<ul style="list-style-type: none"> -Norwegian Water Resources and Energy Administration (NVE): ente regulador, cuyo rol principal es asegurar que las tarifas de transmisión reflejen el costo de operación y mantenimiento eficientes de las redes y sus inversiones, lo

	Argentina	Chile	Colombia	Reino Unido	Noruega
	encargado de dictar los reglamentos, prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas o discriminatorias entre los participantes del sector, establecer las bases para el cálculo de las tarifas y controlar su aplicación.	precios de nudo y de los precios a los consumidores regulados. -Superintendencia de Electricidad y Combustibles: encargada de fiscalizar y vigilar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias. - División Técnica de Electricidad: encargada de analizar y proponer a la Superintendencia las resoluciones que corresponda en todas las materias técnicas de electricidad, así como participar en la elaboración de	operación y acordar los aspectos técnicos para garantizar la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN). - Centro Nacional de Despacho (CND): encargado de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del SIN. - Centros Regionales de Despacho (CRD): centros de supervisión y	calzar la generación de electricidad con la demanda diariamente.	cual implica verificar que la electricidad se produzca y transmita al menor costo.

	Argentina	Chile	Colombia	Reino Unido	Noruega
		normas y documentos de carácter nacional.	control de la operación de las redes, subestaciones y centrales de generación de una misma región).		
Estructura	- Se da un trato diferenciado a los sectores de generación, transmisión y distribución. Se reconoce al sector de generación como competitivo, mientras que los sectores de transmisión y distribución son considerados monopolios naturales. - Se establecen condiciones bajo	- Se separan los sectores de generación, transmisión y distribución. El sector de generación es considerado competitivo, mientras que los sectores de transmisión y distribución son considerados monopolios naturales. - Se establecen las condiciones	-La reorganización del sector eléctrico llevó al diseño del Mercado Mayorista de Electricidad, el cual comprende el conjunto de sistemas de intercambio de información entre generadores y comercializadores de grandes bloques de energía eléctrica en el SIN, para realizar contratos de	- La industria eléctrica consiste en cuatro actividades principales: generación, transmisión, distribución y provisión. - Se requiere de una licencia de generación para entrar en este mercado, pero puede decirse que es un mercado de libre competencia vía oferta de	- Las actividades de producción y venta se distinguen de las de transmisión y distribución. La producción y la venta se consideran actividades competitivas, mientras que la transmisión y la distribución, dada su naturaleza de monopolios naturales, son actividades

	Argentina	Chile	Colombia	Reino Unido	Noruega
	<p>las cuales el propietario de instalaciones de transmisión y distribución está obligado a otorgar libre acceso a sus instalaciones a terceros, mediante el pago de peajes.</p> <p>- Para mantener la competencia se fijan limitaciones a la propiedad, las cuales se refieren al acceso a la propiedad simultánea en más de un sector (limitaciones a la integración vertical) y al porcentaje de participación máximo en la propiedad de un</p>	<p>bajo las cuales el propietario de instalaciones de transmisión y distribución está obligado a otorgar libre acceso a sus instalaciones a terceros, mediante el pago de peajes.</p> <p>- No se presenta ninguna restricción de propiedad que limite la integración vertical u horizontal, dejando abierta la posibilidad de que se constituyan grandes <i>holdings</i> que controlen el sector eléctrico.</p>	<p>energía a largo plazo sobre cantidades y precios definidos.</p> <p>- Los usuarios se encuentran separados en dos categorías: regulados y no regulados. Para el caso de los primeros las tarifas son establecidas por la CREG, mientras que para los segundos los precios de venta son acordados entre las partes. Para que un usuario pueda optar por la categoría de no regulado debe tener un consumo mínimo individual</p>	<p>precios.</p> <p>- La actividad de transmisión es llevada a cabo por la NGC, quien ofrece acceso abierto a la transmisión para todos los generadores y proveedores sin discriminación.</p> <p>- Los proveedores se encargan de comprar electricidad al por mayor, para luego venderla a los clientes. Por lo general, cada empresa distribuidora posee una licencia para proveer electricidad.</p> <p>- Inicialmente sólo</p>	<p>reguladas.</p> <p>- La transmisión se da a través de tres niveles diferentes: red principal, redes regionales y redes de distribución. La empresa pública Statnett (SF) es dueña de la mayor parte de la red principal, por lo que es responsable de las tarifas, así como de la operación y desarrollo del sistema principal. Las 40 empresas que son dueñas del resto de la red principal tienen un contrato de alquiler con SF. La transmisión a nivel</p>

	Argentina	Chile	Colombia	Reino Unido	Noruega
	<p>determinado segmento (limitaciones a la integración horizontal). Así, la transmisión no puede ser controlada por generadores o distribuidores.</p>		<p>al mes (0.5 Mw).</p> <p>- En cuanto a las actividades que desarrollan los agentes para la prestación del servicio de electricidad, éstas pueden ser de generación, transmisión, distribución y comercialización.</p>	<p>los grandes consumidores industriales y comerciales podían elegir a su proveedor, pero desde setiembre de 1998 la pequeña industria y los consumidores domésticos ya pueden elegir a su proveedor libremente.</p>	<p>regional está a cargo de cerca de 60 empresas, que suelen estar integradas verticalmente (producen y venden energía, y están envueltas en la distribución a nivel local). Localmente la energía es distribuida por unas 200 empresas, la mayoría de propiedad de los municipios locales.</p>
Regulación	<p>- Se encuentran regulados el precio <i>spot</i> de la energía eléctrica, el precio estabilizado de</p>	<p>- Se encuentran regulados el precio <i>spot</i> de la energía eléctrica, el precio cobrado por las empresas</p>	<p>- El funcionamiento del Mercado Mayorista de Electricidad (MME) se basa en la existencia de</p>	<p>- La electricidad es transada a través del mecanismo del mercado mayorista conocido como</p>	<p>- Durante el período 1992-1996 el método de regulación aplicado por la NVE estuvo</p>

	Argentina	Chile	Colombia	Reino Unido	Noruega
	compra de empresas distribuidoras sin contrato y el cargo de transmisión de las empresas existentes.	generadoras a las distribuidoras, el precio máximo cobrado a los consumidores regulados. También se encuentra regulada la metodología empleada para calcular el cargo máximo por el uso de las instalaciones de distribución y transmisión.	una bolsa de energía (Pool), en la que se realizan intercambios comerciales definidos en el contexto de un mercado <i>spot</i> con resolución horaria. Existe un operador central del SIN, que es el Centro Nacional de Despacho (CND). - Están obligados a participar en el MME todos los generadores que estén conectados al SIN y que tengan una capacidad mayor o igual a 20 Mw, mientras que los que tengan una capacidad menor a	Pool. - Diariamente los generadores envían al Pool sus ofertas para el día siguiente de cuánta electricidad generarán y a qué precio por cada período de media hora. La NGC es la responsable de la programación y del despacho de la generación diaria: pronostica la demanda para el día siguiente, programa la cobertura de dicha demanda de acuerdo a las ofertas de precios de los generadores y, utilizando un sistema	basado en el "Costo del Servicio", permitiéndosele a las empresas eléctricas recuperar todos sus costos (costos de operación y mantenimiento, depreciación del capital invertido, el retorno sobre el capital total empleado, costos del capital de trabajo y pérdidas de la red). El máximo retorno sobre el capital empleado se determinaba aplicando un ratio de retorno regulado, fijado por la NVE, el cual

	Argentina	Chile	Colombia	Reino Unido	Noruega
			20 Mw pero mayor a 10 Mw, pueden optar por participar o no del MME. Todos los comercializadores que atienden usuarios finales conectados al SIN están obligados a realizar las compras de energía que requieran en el MME. - Las transacciones realizadas entre generadores y comercializadores dentro del MME se efectúan ya sea mediante la suscripción de contratos bilaterales de	computarizado, hace el despacho lo más económico posible. - Como el despacho real de las plantas podría no coincidir con el pronosticado, el precio de la unidad generada más cara requerida para alcanzar la demanda pronosticada fija el precio por energía conocido como el <i>System Marginal Price</i> (SMP). Los generadores venden potencia al Pool al precio de compra (Pool Purchase Price, PPP), el que incluye el SMP y el	se establecía usando como base la tasa de interés de los bonos del Gobierno a corto plazo más una prima por riesgo. - Como el sistema implementado llevaba a aumentar las ineficiencias en el desarrollo de las actividades de transmisión y distribución, en 1997 la NVE introdujo un modelo de regulación basado en incentivos. Bajo el nuevo esquema ya no se le garantiza a las empresas cubrir todos sus costos, ya que a cada

	Argentina	Chile	Colombia	Reino Unido	Noruega
			<p>compra garantizada de energía, o por medio de transacciones directas en la bolsa de energía, en la que los precios se determinan libremente por la oferta y la demanda.</p> <p>- Dada la volatilidad de los precios en la Bolsa de Energía se implementó el Cargo por Capacidad, el cual refleja una proporción del valor presente del costo esperado de racionamiento, valorándose como</p>	<p>pago por capacidad; mientras que los proveedores compran al Pool al precio de venta (Pool Selling Price, PSP), que incluye el precio de compra más gastos.</p> <p>- Los pagos que realizan los proveedores incluyen el pago al Pool por la electricidad comprada, al REC local por el alquiler del sistema de distribución local, a la NGC por el alquiler del Sistema de Transmisión, al ESIS por los</p>	<p>empresa se le asigna un ingreso total máximo permitido. La NVE establece cuántos ingresos puede recibir cada empresa, los cuales deben cubrir el total de costos; es decir, los costos de operación y mantenimiento, la depreciación, el retorno sobre el capital invertido (el cual se fijó en 8.3%, en base a la tasa de interés de los bonos del Gobierno a mediano plazo y una prima por riesgo de 2%), y pérdidas de la red.</p>

	Argentina	Chile	Colombia	Reino Unido	Noruega
			<p>el costo por Kw instalado de la tecnología más eficiente en términos de costos de capital. Así, garantiza un flujo de ingresos mínimo a los generadores que contribuyen con potencia firme al sistema.</p> <p>- Ya que la capacidad instalada hidráulica es mucho mayor que la térmica, lo que ocasiona que el sistema eléctrico sea muy sensible a la presencia de fenómenos climáticos de extrema sequía, en</p>	<p>cargos de establecimiento y el impuesto a los combustibles fósiles. Por su parte, el desembolso del consumidor incluye pago al proveedor por el abastecimiento, la transmisión y distribución, los cargos de establecimiento y el impuesto a los combustibles, y un pago al operador de los medidores por mantener y realizar las lecturas.</p> <p>- Existe control de precios en los sectores transmisión,</p>	<p>Así, cada empresa podrá obtener un mayor retorno sobre el capital en la medida en que reduzca sus costos. Para evitar que las empresas tengan ganancias excesivas, la NVE establece anualmente una restricción absoluta al retorno sobre el capital. Y, dado que se trata de empresas de servicio público, a las que se le exige un estándar y calidad mínimos, también fija una tasa de retorno mínima.</p> <p>- El máximo</p>

	Argentina	Chile	Colombia	Reino Unido	Noruega
			<p>1997 la CREG decidió formular un Estatuto de Racionamiento. El estatuto establece que el racionamiento puede ser declarado cuando la señal de precios en la Bolsa supere al costo de racionamiento, cuando la CND concluya que es necesario implementar un programa de racionamiento preventivo, o cuando se considere que los efectos de un racionamiento de emergencia se prolongarán.</p>	<p>distribución y provisión, dado que hay poca posibilidad de competencia en la provisión de estos servicios. El tipo de control aplicado es el RPI – X (Retail Price Index menos un factor X). - Además de la presencia del ente regulador, la legislación contempla la existencia de otras instancias de protección al consumidor. Existen 14 Comités de Consumidores de Electricidad (uno por cada REC),</p>	<p>ingreso total permitido es sujeto a revisión cada cinco años, pero durante este período es actualizado anualmente, tomando en cuenta la inflación esperada, los requerimientos de productividad, y los cambios esperados en la entrega de energía. -Aproximadamente 20 empleados de la NVE se dedican a controlar la aplicación del sistema de regulación, ocupándose cada</p>

	Argentina	Chile	Colombia	Reino Unido	Noruega
			<p>- En cuanto a los ingresos que perciben los transmisores regionales y los distribuidores locales, éstos se originan en el cobro a los agentes que acceden a la red, tanto por cargos por conexión como por cargos por uso de la red. Los cargos por conexión deben remunerar, a costo de reposición, la infraestructura eléctrica necesaria para llevar el suministro desde la salida del STN hasta el punto de entrega del</p>	<p>que representan los intereses de todos los consumidores eléctricos, operando de manera independiente del OFFER y de las empresas eléctricas. Estos comités formaron el Consejo Nacional de Comités de Consumidores, para que se constituya en un foro nacional que sirva como voz de los consumidores.</p>	<p>uno, en promedio, de 10 empresas (alrededor de 200 empresas están reguladas). Los mecanismos de control únicamente se centran en los aspectos principales, ya que resulta prácticamente imposible realizar un control detallado, el cual implicaría contar con una gran cantidad de recursos y de tiempo. Las empresas reguladas deben enviar a la NVE reportes detallados de su contabilidad, debidamente</p>

			<p>Chile</p>	<p>Colombia</p> <p>usuario, incluidos los costos de conexión del sistema del transportador al STN, pero sin considerar los costos de conexión del usuario al sistema. Los cargos por uso de los STR o de los SDL, por su parte, se establecen de forma que los usuarios finales de las redes paguen un cargo único por su uso al comercializador que los atiende, independientemente del número de propietarios de las redes.</p>	<p>Reino Unido</p>	<p>Noruega</p> <p>firmados por sus auditores. La NVE se encarga de verificar que los datos reportados cumplan con las especificaciones y normas establecidas, y si descubre alguna discrepancia, emite una resolución a la cual las empresas tienen el derecho de apelar.</p>

ANEXO 2

Ley de Concesiones Eléctricas

Decreto Ley N° 25844 (19 de noviembre de 1992)

Precios máximos de distribución

ARTÍCULO 63º: Las tarifas a usuarios finales de servicio público de electricidad, comprenden las tarifas en barra y el valor agregado de distribución.

ARTÍCULO 64º: El valor agregado de distribución se basará en una empresa modelo eficiente y considerará los siguientes componentes:

- 1) Costos asociados al usuario, independientes de su demanda de potencia y energía;
- 2) Pérdidas estándares de distribución en potencia y energía; y,
- 3) Costos estándares de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada.

ARTÍCULO 65º: El costo de inversión será la anualidad del valor nuevo de reemplazo del sistema económicamente adaptado, considerando su vida útil y la tasa de actualización establecida en el artículo 79º de la presente ley.

ARTÍCULO 66º: El valor agregado de distribución se calculará para cada concesionario considerando determinados sectores de distribución típicos, que serán establecidos por el Ministerio de Energía y Minas, a propuesta de la Comisión de Tarifas Eléctricas, de acuerdo al procedimiento que fije el reglamento.

ARTÍCULO 67º: Los componentes señalados en el artículo 64º se calcularán para cada sector de distribución típico, mediante estudios de costos encargados por los concesionarios de distribución a empresas consultoras precalificadas por la Comisión de Tarifas Eléctricas, la que elaborará los términos de referencia correspondientes y supervisará el avance de los estudios. Los estudios de costos considerarán criterios de eficiencia de las inversiones y de la gestión de un concesionario operando en el país.

ARTÍCULO 68º: La Comisión de Tarifas Eléctricas, recibidos los estudios comunicará a los concesionarios sus observaciones si las hubiere; debiendo éstos

absolverlas en un plazo máximo de 10 días. Absueltas las observaciones o vencido el término sin que ello se produjera, la Comisión de Tarifas Eléctricas establecerá los valores agregados de distribución para cada concesión, utilizando factores de ponderación de acuerdo a las características de cada sistema.

ARTÍCULO 69º: Con los valores agregados de distribución, obtenidos según los artículos precedentes, y las tarifas en barra que correspondan, la Comisión de Tarifas Eléctricas estructurará un conjunto de precios básicos para cada concesión.

ARTÍCULO 70º: La Comisión de Tarifas Eléctricas calculará la tasa interna de retorno para conjuntos de concesionarios considerando un período de análisis de 25 años y evaluando:

- a) Los ingresos que habrían percibido si se hubiesen aplicado los precios básicos a la totalidad de los suministros, en el ejercicio inmediato anterior;
- b) Los costos de operación y mantenimiento exclusivamente del sistema de distribución, para el ejercicio inmediato anterior, incluyendo las pérdidas; y
- c) El valor nuevo de reemplazo de las instalaciones de cada empresa, con un valor residual igual a cero.

ARTÍCULO 71º: Si la tasas, antes calculadas, no difieren en más de cuatro puntos porcentuales de la tasa de actualización señalada en el artículo 79º de la presente ley, los valores agregados de distribución, que les dan origen, serán definitivos. En caso contrario, estos valores deberán ser ajustados proporcionalmente, de modo de alcanzar el límite más próximo superior o inferior.

ARTÍCULO 72º: Considerando los valores agregados de distribución definitivos de cada concesionario, la Comisión de Tarifas Eléctricas fijará y publicará las tarifas definitivas de distribución correspondientes y sus fórmulas de reajuste mensual.

ARTÍCULO 73º: Las tarifas y sus fórmulas de reajuste tendrán una vigencia de cuatro años y sólo podrán recalcularse si sus reajustes duplican el valor inicial de las tarifas durante el período de su vigencia.

Disposiciones diversas sobre tarifas

ARTÍCULO 74º: Las partes interesadas podrán interponer recursos de reconsideración contra las resoluciones de la Comisión de Tarifas Eléctricas, dentro de los 10 días calendario siguientes a la fecha de su publicación. El recurso de reconsideración deberá ser resuelto dentro de un plazo de 10 días calendario, a partir de su interposición, con lo que quedará agotada la vía administrativa.

ARTÍCULO 75º: Una vez vencido el período de vigencia de las tarifas y mientras no sean fijadas las del período siguiente, por causas atribuibles a la Comisión de Tarifas Eléctricas, éstas podrán ser reajustadas mensualmente por los concesionarios, de acuerdo a las fórmulas de reajuste vigentes, previa publicación en el diario oficial *El Peruano*.

ARTÍCULO 76º: 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 79º 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.

ARTÍCULO 77º: Cada cuatro años, la Comisión de Tarifas Eléctricas procederá a actualizar el valor nuevo de reemplazo de las instalaciones de transmisión y distribución, con la información presentada por los concesionarios. En el caso de obras nuevas o retiros, la Comisión de Tarifas Eléctricas incorporará o deducirá su respectivo valor nuevo de reemplazo.

ARTÍCULO 78º: El valor nuevo de reemplazo, los ingresos y los costos orientados exclusivamente para el cálculo de las tarifas no serán considerados por ningún motivo para efectos tributarios de las empresas.

ARTÍCULO 79º: La tasa de actualización a utilizar en la presente ley será de 12% real anual. Esta tasa sólo podrá ser modificada por el Ministerio de Energía y Minas, previo estudio que encargue la Comisión de Tarifas Eléctricas a consultores especializados, en el que se determine que la tasa fijada es diferente a la tasa libre de riesgo más el premio por riesgo en el país. En cualquier caso, la nueva tasa de actualización fijada por el Ministerio de Energía y Minas, no podrá diferir en más de dos puntos porcentuales de la tasa vigente.

ARTÍCULO 80º: En sistemas aislados, los concesionarios de distribución que dispongan de generación propia para atender parcial o totalmente su demanda están obligados a llevar por separado una contabilidad de costos para las actividades de generación y de distribución.

ARTÍCULO 81º: Será obligación de la Comisión de Tarifas Eléctricas preparar periódicamente información que permita conocer al sector, los procedimientos utilizados en la determinación de tarifas, los valores históricos y esperados. En particular, serán de conocimiento público tanto los informes relativos al cálculo de las tarifas en barra y de los valores agregados de distribución, así como indicadores referentes a los precios que existan en el mercado no regulado.

ANEXO 3

Resolución de la Comisión de Tarifas Eléctricas - Nº 014-97 P/CTE

Visto el Informe SED/CTE Nº 049-97 elaborado por la Secretaría Ejecutiva de la Comisión de Tarifas Eléctricas;

De conformidad con lo establecido en el Decreto Ley Nº 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo Nº 009-93-EM y sus modificatorias; y

CONSIDERANDO:

Que, conforme a lo señalado en la Ley de Concesiones Eléctricas y su reglamento, corresponde a la Comisión de Tarifas Eléctricas fijar el valor nuevo de reemplazo de las instalaciones de distribución;

Que, el valor nuevo de reemplazo obtenido ha sido calculado para cada uno de los sectores típicos de distribución de cada una de las empresas eléctricas, aprobado según la Resolución Directoral Nº 101-97 EM/DGE;

Que, es necesario aprobar el valor nuevo de reemplazo para el efecto del cálculo de la tasa interna de retorno a que se refiere el artículo 70º de la Ley de Concesiones Eléctricas; y

Estando a lo acordado por su consejo directivo en su sesión 022-97 de fecha 23 de setiembre de 1997;

RESUELVE:

Artículo Primero: Fijese el valor nuevo de reemplazo (VNR) de las empresas de distribución eléctrica correspondiente al servicio público de electricidad expresados al 31 de diciembre de 1996, sobre la base del valor nuevo de reemplazo total del sistema de distribución, en la forma siguiente:

Empresa	Sector típico	VNR Total Miles de S/.	VNR Servicio público Miles de S/.
Coelvisa	3	2,707	2,707
Ede Cañete	2	14,336	13,589
	3	3,874	3,874
Edelnor	1	861,803	832,518
	2	41,435	40,800
	3	1,674	1,674
	4	1,230	1,230
Electro Centro	2	117,432	117,432
	3	49,088	49,088
	4	6,661	6,661
Electro Nor Oeste	2	108,740	108,344
	3	2,779	2,779
Electro Norte	2	67,150	67,150
	3	2,834	2,834
Electro Norte Medio	2	200,941	197,277
	3	8,767	8,767
Electro Oriente	2	59,420	59,115
	3	1,032	1,032
Electro Sur	2	52,797	52,797
	3	5,707	5,707
	4	13	13
Electro Sur Este	2	134,929	130,589
	3	25,828	25,828
	4	32,443	32,443
Electro Sur Medio	2	72,830	71,507
	3	1,703	1,703
	4	1,100	1,100
Electro Ucayali	2	18,870	18,870
Emesensa	2	5,125	5,125
Luz del Sur	1	942,748	927,467
Seal	2	119,900	119,063
	3	4,849	4,849
	4	2,665	2,665
Sersa	2	2,285	2,285

Artículo Segundo: La presente resolución entrará en vigencia a partir del día siguiente de su publicación.

Artículo Tercero: Derógase o déjese en suspenso las disposiciones que se opongan al cumplimiento de la presente resolución.

ANEXO 4

Métodos de regulación

1. Regulación por tasa de retorno

Procedimientos de determinación de costos

La tarea del regulador en esta metodología consiste, principalmente, en estimar los distintos componentes de los costos totales de brindar el servicio. Luego, el regulador debe asignar estos costos a las diferentes categorías de usuarios y, finalmente, utilizando estimaciones de demanda, determinar las tarifas para cada una de dichas categorías.

La estimación de los costos comprende tanto a los gastos corrientes como a los gastos de capital. Esto implica que el regulador debe estimar los gastos de operación y mantenimiento (mano de obra y materiales), las inversiones, las depreciaciones y los impuestos. Debe, además, revisar cada uno de los costos incurridos por la empresa y pronunciarse respecto a su uso y utilidad, al monto, la razonabilidad y oportunidad, y otros aspectos, con el fin de aprobarlos para que sean considerados en la revisión tarifaria.

Costos de operación y mantenimiento (O y M)

El regulador se enfrenta el problema de determinar el grado y nivel de eficiencia con el que se realizan los costos de operación y mantenimiento, y compararlos con los de empresas similares. Al hacer esto, debe tener en cuenta si el servicio es proveído con un cierto nivel de calidad especificado y/o si existe obligación de servicio universal, es decir, si existen obligaciones que implicarían mayores gastos.

Costo de capital (r) y riesgo

Una alternativa para determinar el costo del capital (r) es utilizar el WACC (*weighted average cost of capital*), que incluye tanto el costo del capital propio como el costo de la deuda, ponderados por sus respectivas participaciones en el total.

Si bien resulta relativamente sencillo determinar el costo de la deuda, puesto que se corresponde con la tasa de interés que enfrenta la empresa en el mercado de capitales, no ocurre lo mismo con el costo del capital propio utilizado. Aunque

existen metodologías¹ para poder hacerlo, como el CAPM, resulta arduo y difícil encontrar un valor para el costo de oportunidad del inversionista dentro de un contexto de riesgo e incertidumbre.

En cuanto al riesgo al que se enfrenta la empresa, éste puede ser descompuesto en: tasa libre de riesgo, riesgo de mercado, riesgo país, riesgo sectorial y riesgo regulatorio.

Capital utilizado (K)

Al valorar el capital utilizado, el regulador se enfrenta a dos problemas claramente separados. Primero, debe establecer qué activos físicos o intangibles deben ser incluidos dentro de la base de capital, para luego determinar cómo se valorarán dichos activos.

Actualmente, no existen recetas ni técnicas sobre las que se haya logrado un consenso generalizado para enfrentar estos problemas, por lo que la determinación del capital utilizado constituye uno de los aspectos más controvertidos del proceso de determinación de costos.

En la práctica, sin embargo, existen cuatro métodos para evaluar el valor de la inversión realizada por la empresa regulada².

- **Costos históricos:** Este primer método utiliza los costos históricos para evaluar la inversión, lo cual implica sumar todos los gastos realizados por la empresa regulada. Luego, este método es claro y no admite discusión, dado que las cifras que consignan los recibos son indiscutibles. El objetivo de esta metodología está dirigido a la atracción de capital, para lo cual fija una tasa de retorno que debe otorgar retornos adecuados a la inversión. Este es el método más usado en Estados Unidos, siendo aplicado en los casos de las compañías de servicios públicos Hope Natural Gas Company³ y Bluefield Water Works and Improvement Co⁴, cuando la Corte Suprema estableció que la “tasa de retorno debiera ser razonablemente alta para asegurar la confianza en los inversionistas y para poder cumplir con sus compromisos crediticios y empresariales”.
- **Valuación contable:** Otro método es el valor de los libros de capital de los activos. Sin embargo, la desventaja de la aplicación de esta metodología es que sufre las distorsiones causadas por la inflación.

¹ Ver algunas de ellas en Chisari, Rodríguez y Rossi (1999).

² En la Sección 3.3 del capítulo 3 se hace un análisis más detallado sobre estas metodologías.

³ Federal Power Commission vs. Hope Natural Gas Company (320 U.S. 391, 1944).

⁴ Bluefield Water Works & Improvement Co. Vs. Public Service Commission of West Virginia (262 U.S. 679, 1923).

- **Costo de reemplazo:** Esta metodología soluciona el inconveniente de las distorsiones causadas por la inflación al valorar el capital, pero no evita el problema de los costos hundidos, ni tampoco los problemas ocasionados por cambios tecnológicos que sustituyen bienes de capital y además abaratan las inversiones.
- **Costo de mercado:** Este último método plantea utilizar el valor de las acciones de la empresa como indicador del flujo de retornos esperados de la empresa. La desventaja de esta metodología es que aparece el problema de circularidad, ya que para estimar dicho flujo esperado hay que conocer la tarifa, lo cual exige calcular primero los costos.

Depreciación del capital (δ)

La depreciación representa un gasto imputado en tanto no constituye una erogación efectiva de la empresa. Busca reflejar la pérdida de valor económico que sufren los bienes por su uso, y constituye el derecho del inversionista a obtener no sólo la rentabilidad sobre el capital invertido, sino además a recuperar el mismo, es decir, a mantener el valor económico de la inversión.

En cuanto a su cálculo, en algunas oportunidades se puede utilizar la depreciación acelerada con fines impositivos y deseables en situaciones de alto riesgo.

Determinación de la tarifa

La ecuación regulatoria de los beneficios de las empresas se define, formalmente, como:

$$\Pi = R - OyM - rK - \delta - T$$

Por tanto, para que se cumpla la restricción regulatoria (objetivo de sostenibilidad):

$$\frac{R - OyM - rK - \delta - T}{K} \leq r$$

Luego, arreglando la ecuación y descontando a la tasa del costo del capital, se obtiene:

$$\sum_{t=1}^{\infty} \frac{(R - (OyM + I + T))}{(1 + r)^t} K$$

El efecto Averch-Johnson

Averch y Johnson (1962) analizaron el esquema de regulación por tasa de retorno (RTR) y demostraron que éste genera incentivos perversos en la empresa regulada. En su estudio, indican que la empresa regulada podría encontrar que sea privadamente óptimo utilizar mucho capital en relación a otros insumos, lo cual provocaría que el producto de la empresa sea generado a costos ineficientemente altos.

El modelo

Suponemos que la empresa resuelve:

$$\begin{aligned} \text{Max } \Pi &= P(Q)Q - rK - wL \\ \text{s.a.} \\ \frac{PQ - wL}{K} &\leq s \end{aligned}$$

donde Q es la cantidad producida dados K y L, esto es: $Q = Q(K, L)$

En este esquema es fácil mostrar que a la empresa se le permite obtener beneficios de manera de satisfacer la siguiente restricción:

$$\Pi \leq (s - r) K$$

El comportamiento de la empresa regulada

Intuitivamente, la empresa regulada podría tener incentivos a sobreinvertir en capital, dado que mientras mayor sea el K, mayores serán los beneficios permitidos.

Usando herramientas simples de cálculo, Averch y Johnson encontraron que:

$$\frac{PMg_K}{PMg_L} = \frac{r - \alpha}{w}$$

Con

$$\alpha = \frac{\lambda (s - r)}{1 - \lambda}$$

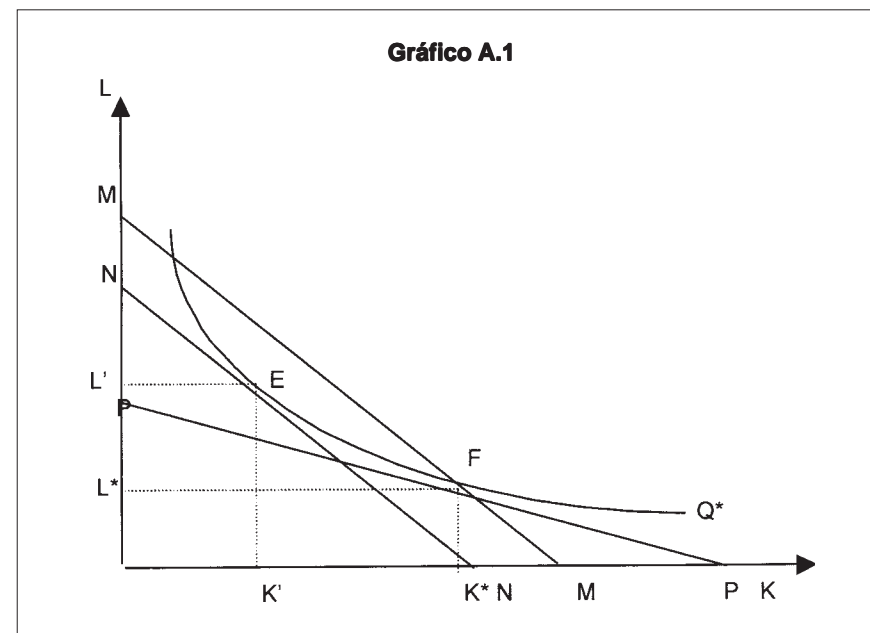
y donde λ es igual al multiplicador lagrangeano en el problema de optimización y se tiene $0 < \lambda < 1$.

Luego, es fácil ver que si $s > r$ (condición necesaria para que el mecanismo funcione), entonces necesariamente se estarán utilizando *inputs* en forma ineficiente, ya que la combinación de *inputs* que minimiza los costos debe satisfacer:

$$\frac{PMg_K}{PMg_L} = \frac{r}{w}$$

Más aún, la empresa se comportará como si el costo del capital fuera $r - \alpha$, que es menor al costo del capital de mercado r , lo cual la llevará a sobreinvertir en capital.

Gráficamente, el modelo se plantea de la siguiente manera:



donde:

Q^* : nivel de producto que elige la empresa regulada

E : combinación de insumos que minimiza los costos dado Q^* ; para alcanzarla se requiere que la razón de productividades marginales iguale el cociente de precios (K', L')

F : combinación de insumos que elige el monopolista dada la regulación por tasa de retorno (K^*, L^*)

Un ejemplo

Consideremos una situación inicial en la que $Q = 1$, $L' = 10$, $L^* = 5$, $K' = 5$ y $K^* = 10$.

Sin regulación alguna, la empresa se ubicaría en el punto E, combinando trabajo L' y capital K' , factores que son elegidos de acuerdo a sus precios relativos, para producir una unidad de producto. El costo total en E se obtiene de multiplicar las cantidades utilizadas de trabajo y capital por sus respectivos precios. Para el trabajo, el precio está dado por el salario más los impuestos y las contribuciones sociales; mientras que para el capital, el precio implícito está dado por la tasa normal de remuneración financiera más la depreciación.

Si asumimos que los precios son \$10 para el trabajo y \$20 para el capital, el costo total será:

$$(10 * 10) + (20 * 5) = \$ 200$$

Una vez aplicada la regulación, la empresa trabaja con 5 empleados y 10 unidades de capital, lo cual implica un costo real mayor. Así:

$$(10 * 5) + (20 * 10) = \$ 250$$

Cuando la unidad de producto se vende a \$200 en el mercado, la tasa de ganancia en el segundo caso es más baja que en el primero:

$$\text{Tasa de ganancia (sin regulación)} = (200 - 100)/5 = \$ 20$$

$$\text{Tasa de ganancia (con regulación)} = (200 - 250)/10 = \$ 15$$

Luego, en realidad, para la empresa, la regulación de la tasa de ganancia equivale a una reducción del costo de capital relativo al costo del trabajo.

A partir de este ejemplo se puede sostener que es indiscutible que el incentivo a reinvertir en capital planteado por Averch y Johnson existe. Sin embargo, este efecto es muy difícil de probar en la práctica; distintos resultados econométricos han mostrado evidencia a favor y en contra de la existencia empírica de este efecto.

2. Regulación por precios tope

El *Price Cap* apunta a replicar el comportamiento del mercado en competencia perfecta, ya que a través del factor X se pretende forzar a las empresas a converger hacia el precio de competencia perfecta.

El modelo

Formalmente, el incremento de las tarifas empleando la metodología del precio tope se determina mediante la siguiente expresión:

$$P_t = (1 + (RPI_{t-1} - X)) P_{t-1}$$

donde:

P_t : es el precio del servicio para el próximo año

RPI_{t-1} : es el Índice General de Precios de este año

X : es el factor de incremento de la eficiencia o progreso tecnológico

P_{t-1} : es el precio del servicio este año

Índice general de precios (IGP)

El IGP es utilizado para ajustar la tarifa y, de este modo, proteger a la empresa al mantener el valor de la tarifa en términos reales. El índice elegido debe tener la importante característica de estar fuera del control de la empresa, además de ser de conocimiento público. Luego, dado que cumplen con estas condiciones, podrían ser empleados el índice de precios al consumidor, el índice de precios al mayorista, el índice de insumos del sector o el índice de precios externo (RPI de Estados Unidos).

Factor de eficiencia (X)

Este factor puede definirse como la parte del incremento de los costos del período anterior que no se otorga a la empresa y que se traslada gradualmente a los usuarios como ganancias de eficiencia vía reducciones en la tarifa en términos reales. Dada esta restricción, se requiere que la empresa realice aumentos de eficiencia tales que, por lo menos, pueda mantener constante su tasa de ganancia. Pero, en la medida en que todas las ganancias por encima del tope son apropiadas por la empresa, este mecanismo no disminuye los incentivos a la minimización de costos.

El cálculo del factor X en la fijación tarifaria inicial debe reflejar los costos de la empresa. Es decir, se debe cumplir con la condición de autosostenibilidad en el punto inicial, y luego la empresa queda sometida a los incentivos de reducir costos por el factor X , así como a ajustar sus próximas tarifas por un índice general de precios.

No debe olvidarse que, si bien el incentivo a la eficiencia productiva depende principalmente de la posibilidad marginal de aumentar la rentabilidad vía minimización de costos, el nivel de rentabilidad inicial también constituye un factor primor-

dial, por lo que tarifas iniciales demasiado altas podrían resultar en escasos incentivos para mejorar la eficiencia.

¿Cómo funciona el modelo?

En términos generales, el *Price Cap* funciona de la siguiente manera: si, por ejemplo, el RPI se ha incrementado 10% el período pasado, y si el factor X fue fijado en 5% para el período actual, entonces la empresa estaría restringida a incrementar la tarifa en no más del 5%. Si en cualquier período anterior la empresa tomó menos que el máximo permitido (5% en este caso), esto podría traer como consecuencia una elevación de los precios hasta en los próximos dos períodos. En resumen, el efecto de la aplicación de este esquema es que la tarifa debe caer, en términos reales, al menos X% cada período.

Calidad del servicio

Si bien es cierto que la introducción de un precio máximo induce a la reducción de costos, no establece nada respecto de la calidad del servicio. Por lo tanto, además de fijar el factor X, el regulador usualmente establece estándares mínimos de operaciones y calidad como obligaciones del servicio.

En algunos casos, este ajuste de calidad es incorporado a la fórmula, pero en otros se opta por elaborar un índice de calidad fuera de la fórmula. En este último caso, se aplican penalidades o se otorgan premios según umbrales mínimos de calidad.

Por ejemplo, en el caso de la concesión de ferrocarriles en la ciudad de Buenos Aires, se estableció que si la empresa regulada mejoraba la calidad del servicio (medido por un índice global compuesto por el número de autos despachados, el número de trenes despachados, las frecuencias, puntualidad, etcétera) en forma consistente durante un período dado de tiempo, se le otorgaría un premio o, si disminuía la calidad, se le imputaría un castigo.

Formalmente:

$$P_t = P_{t-1} * (1 + RPI - X \pm Q \pm K)$$

Donde los nuevos elementos son Q (ajuste por calidad) y K (ajuste por inversiones no previstas).

ANEXO 5

Trabajos econométricos de estimación de fronteras de eficiencia aplicados al sector de distribución de energía eléctrica

1. Neuberg (1977)

Neuberg describe cuatro actividades relacionadas pero distinguibles en la actividad de distribución de energía eléctrica. En primer lugar, la distribución propiamente dicha, que incluye el mantenimiento de equipos, instalaciones a los usuarios y despacho de carga. En segundo término, las lecturas de medidores y facturación. La tercera actividad es la venta, incluidas subactividades como la publicidad; y, por último, la actividad administrativa.

Al especificar las variables de las que dependen los costos de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, Neuberg sugiere cuatro variables explicativas: número de clientes servidos, total de Kw/h vendidos, kilómetros de líneas de distribución y kilómetros cuadrados de área de distribución.

El problema conceptual a resolver es cuál de estas variables es el producto, o bien si varias de ellas lo son. Neuberg descarta la posibilidad de tratar a las empresas del sector como multiproductoras, ya que a las variables anteriormente descritas no es posible fijarles un precio y venderlas separadamente (por ejemplo, una vez que se adopta al número de clientes como producto, siendo su precio el ingreso anual promedio de la firma por cliente, los Kw/h ya no pueden ser separadamente vendidos). Dado que las variables restantes no pueden ser consideradas productos (ni insumos por los cuales se paga un precio), pueden ser introducidas en el modelo como características específicas de las empresas que permiten realizar comparaciones entre ellas.

En definitiva, Neuberg estima una función de costos Cobb-Douglas como la siguiente:

$$C = f(Y, Z, P_l, P_k, D),$$

donde C es el costo total de distribución, Y es el producto (número de clientes servidos), Z es un vector de variables ambientales (Mw/h vendidas a clientes

finales, millas de líneas de distribución aéreas, millas cuadradas de distribución), PI es el precio del trabajo, Pk es el precio del capital y D es una variable *dummy* con el objetivo de distinguir entre firmas públicas y privadas.

Neuberg analiza una muestra de corte transversal para empresas distribuidoras en Estados Unidos en 1972. Define a una empresa distribuidora eléctrica como aquella que posee costos de distribución y mantenimiento distintos de cero y, además, tiene al menos un cliente residencial.

Los principales resultados del trabajo son los siguientes:

- Ninguno de los modelos muestra evidencia a favor de la hipótesis de que las empresas públicas son más ineficientes que las privadas.
- Hay evidencia de rendimientos crecientes a escala, aunque no en todo el dominio de producción existente.
- Todas las variables son estadísticamente significativas a los niveles usuales de confianza.

2. Burns y Weyman-Jones (1996)

Burns y Weyman-Jones agregan algunas variables explicativas adicionales, en comparación con el trabajo de Neuberg (1977): la máxima demanda, que determina la capacidad total del sistema, la dispersión de los usuarios a través de la región de distribución, que determina la configuración del sistema, la capacidad de transformación, que afecta a las pérdidas de la red y la estructura de la demanda, que determina las diferentes capacidades a las que deben operar las líneas a diferentes horas.

En definitiva, Burns y Weyman-Jones estiman dos funciones de producción, una suponiendo una tecnología Cobb-Douglas (como Neuberg) y otra suponiendo una tecnología más flexible como la translogarítmica, que es similar a la Cobb-Douglas salvo que se incluyen los términos de segundo orden.

El modelo final estimado con mínimos cuadrados clásicos es el siguiente:

$$C = f(Y, Z, PI, Pk, D),$$

donde C son los costos operativos, Y son los clientes, PI y Pk son los precios del trabajo y el capital respectivamente, y Z es un vector de variables ambientales (kilómetros de redes de distribución, densidad de población, máxima demanda, Kw/h vendidos y capacidad de transformación). La variable estructura de demanda fue excluida del modelo final por ser no significativa.

Los autores estiman el mismo modelo, pero con mínimos cuadrados generalizados (tratando a la muestra como un panel y suponiendo efectos aleatorios), encontrando que las variables Kw/h vendidos, capacidad de transformación, kilómetros de redes de distribución y densidad de la población se volvían no significativas.

Los principales resultados del trabajo son los siguientes:

- Tratando la muestra como un panel disminuye considerablemente la cantidad de variables explicativas (determinantes de costos, en este caso) que son estadísticamente significativas.
- Existen rendimientos crecientes a escala.
- Los rankings de eficiencia prácticamente no varían según el tipo de modelo estimado.
- Existe un pequeño pero estadísticamente significativo efecto de mejora de eficiencia a partir de la privatización.

3. Pollit

Pollit estima la siguiente función de costos (se utiliza la notación del autor):

$$DAC = \alpha + \beta_1 \log SALESC + \beta_2 (\log SALESC)^2 + \beta_3 MAXRAT + \beta_4 (MAXRAT)^2 + \beta_5 CUST + \beta_6 RESID + \beta_7 OGKMC + \beta_8 UGKMC + \beta_9 TRANSC + \beta_{10} WC + \beta_{11} AREA + \beta_{12} ODUM + \beta_{13} CDUM$$

donde DAC es el costo de distribución, SALESC son las ventas por cliente, MAXRAT es la relación entre la demanda máxima y la promedio, CUST es el número de clientes, RESID es la proporción de las ventas residenciales y las ventas totales, OGKMC son los kilómetros de redes aéreas por cliente, UGKMC son los kilómetros de redes subterráneas por cliente, TRANSC es la capacidad de transformación por cliente, ÁREA es el área de servicio en kilómetros cuadrados, WC es el costo salarial por empleado, ODUM es una variable *dummy* relacionada con la propiedad (pública o privada) y CDUM es una variable *dummy* que adopta el valor 1 si la empresa es de UK y 0 en los demás casos.

Pollit trabaja con una base de datos de 145 empresas de distribución de energía eléctrica en 1990, de las cuales 136 son de Estados Unidos y 9 de Gran Bretaña (en total, 119 de las empresas son privadas y 26 son estatales).

Los principales resultados del trabajo son los siguientes:

- El R² de la estimación de mínimos cuadrados clásicos fue relativamente alto (0.62). El test de la F revela que la ecuación estimada es significativa al 0.1%.

- Las variables ventas, ventas cuadrados, número de clientes, los kilómetros de redes aéreas y los costos laborales, resultaron significativos para explicar los costos medios de operación y mantenimiento de las empresas distribuidoras.
- El signo de la *dummy* propiedad muestra menores costos en las empresas públicas, aunque hay que resaltar que la variable no resultó significativa a los niveles usuales de confianza.
- La *dummy* CDUM no resultó significativa, mostrando que no existen diferencias de costos entre las empresas de Estados Unidos y Gran Bretaña.

4. Huettner y Landon (1977)

Huettner y Landon, por su parte, estiman la siguiente función de costos:

$$DAC = aa + bb_1 \log TCAP + bb_2 (\log TCAP)^2 + bb_3 UTCAP + bb_4 (UTCAP)^2 + bb_5 NTRANS + bb_6 RESIDC + bb_7 COMMC + bb_8 INDC + bb_9 WC + GDUMs + HDUMs$$

donde TCAP es la capacidad total por KW/h, UTCAP es demanda promedio en relación con la capacidad máxima, NTRANS es el número de líneas de transformación por cliente, RESIDC son las ventas residenciales por cliente, COMMC son las ventas comerciales por cliente, INDC son las ventas industriales por cliente, WC es el costo salarial (\$/hora) de la firma, GDUMs son variables *dummy* geográficas y HDUMs son *holding company dummy variables*.

Huettner y Landon trabajan con una muestra de 74 empresas.

Los principales resultados del trabajo son los siguientes:

- El R² de la estimación de mínimos cuadrados clásicos fue relativamente alto (0.60).

5. Scarsi (1999)

Scarsi analiza la eficiencia relativa de las empresas de distribución de energía eléctrica en Italia en el período 1994-1996.

Scarsi estima una función de costos, con dos productos, tres insumos y un conjunto de variables ambientales. La variable explicada es el costo total de distribución. Los precios de insumos considerados son los correspondientes a materiales, capital y trabajo. Dos productos son incluidos como variables explicativas: Gw/h vendidas y número de clientes. Las variables ambientales utilizadas son: densidad de consumidores en el área servida, estructura del mercado (definida como el porcentaje de energía vendida a consumidores industriales), %

de servicios terciarizados, % de líneas aéreas de baja tensión, % de subestaciones primarias, y un conjunto de variables *dummy* características del terreno del área servida, que adopta el valor 1 si la zona posee más del 50% de terreno montañoso superior a los 770 metros de altura; áreas costeras, que adopta el valor 1 si la zona incluye áreas costeras; peculiaridades geográficas, que adopta el valor 1 si la zona de distribución se encuentra localizada en el sur de Italia; área metropolitana, que adopta el valor 1 si la zona servida es metropolitana; frontera política, que persigue el objetivo de capturar posibles externalidades asociadas a la interconexión con otros países; distrito industrial; una *dummy* que adopta el valor 1 si la zona de distribución se encuentra vecina un distribuidor municipal; y plantas de generación, que adopta el valor 1 si la zona incluye plantas de generación.

Las principales conclusiones del trabajo son las siguientes:

- Una mayor densidad está asociada a menores costos;
- Un mayor porcentaje de consumidores industriales también contribuye a disminuir los costos, al igual que una mayor terciarización de los servicios;
- Las líneas aéreas de baja tensión son más costosas de mantener que las subterráneas;
- Las subestaciones primarias aumentan los costos;
- No se encontraron diferencias significativas de eficiencia en las empresas del sur de Italia;
- No se encontraron diferencias significativas de eficiencia entre empresas públicas y privadas;
- No se encontraron efectos significativos relacionados con el área metropolitana ni con las características del terreno;
- La presencia de distribuidores municipales en la frontera de la zona tiende a incrementar los costos de distribución;
- Las *dummy* zonas costeras, frontera política y distrito industrial resultaron no significativas a los niveles usuales de confianza.

6. Thompson (1997)

Thompson estima una función de costos translogarítmica para el período 1977-1992, en Estados Unidos. Thompson trabaja con 83 firmas en 1977 y 1982, y 85 firmas en 1987 y 1992 (sólo trabaja con datos de esos cuatro años).

La variable explicada en la función de costos translogarítmica es el costo total de suministro de energía. Como variables explicativas se incluyeron los precios de los insumos capital, trabajo y energía; los productos (ventas en alta y baja tensión); y variables ambientales (área de servicio y número de clientes).

Las principales conclusiones del trabajo son las siguientes:

- Los resultados del estudio sugieren que los intentos por estimar los costos de las distintas etapas de la producción en las empresas de servicios públicos eléctricos integrados verticalmente pueden producir resultados sesgados.

7. Kumbhakar y Hjalmarsson (1998)

Kumbhakar y Hjalmarsson analizan la eficiencia productiva del sector de distribución de energía eléctrica en Suecia en el período 1970-1990. Para ello utilizan un enfoque de productos hedónicos.

Las principales conclusiones del trabajo son las siguientes:

- Las empresas privadas son relativamente más eficientes.
- Existe evidencia de rendimientos crecientes a escala.
- Existe evidencia de progreso técnico en el período 1970-1990.

ANEXO 6

Empresa	Año	Costo (mlles nuevos soles)	Salario (nuevos soles)	Cilientes	Ventas (Mw/h)	Densidad (Hab/km ²)	Estructura (tasa)
Ede Cañete	1995	786	13182	17028	21302	37	0.57
Edelnor *	1995	61449	69439	673710	1595001	232	0.63
Electro Centro	1995	14403	40124	184518	209470	26	0.60
Electro Nor Oeste	1995	18128	32676	144137	184839	41	0.72
Electro Norte	1995	15700	44037	121824	158697	53	0.66
Electro Norte Medio	1995	33109	31646	238464	290080	53	0.63
Electro Oriente	1995	2477	34569	66054	94325	4	0.85
Electro Sur	1995	6195	31584	55062	90810	12	0.62
Electro Sur Este	1995	12621	34749	162469	199161	15	0.62
Electro Sur Medio	1995	13477	25649	80696	123793	22	0.61
Electro Ucayali	1995	569	13070	25929	27541	8	0.61
Luz del Sur	1995	72087	63131	556257	1783071	381	0.60
Seal	1995	15035	31220	154048	226731	13	0.65
Sersa	1995	76	5333	2892	2288	114	0.64
Ede Cañete	1996	2430	73960	19750	20691	37	0.62
Edelnor *	1996	93017	88505	789191	1656214	235	0.63
Electro Centro	1996	14101	37110	213012	197027	27	0.59
Electro Nor Oeste	1996	10784	38415	147101	173688	41	0.66
Electro Norte	1996	12302	47046	130815	157189	54	0.65
Electro Norte Medio	1996	31096	36096	269929	319388	54	0.60
Electro Oriente	1996	5750	75032	68625	94320	4	0.84
Electro Sur	1996	8588	36987	63990	89181	12	0.64
Electro Sur Este	1996	17072	39593	181272	207548	15	0.58
Electro Sur Medio	1996	12801	39009	86814	120445	22	0.63
Electro Ucayali	1996	792	94440	21700	30135	8	0.70
Luz del Sur	1996	150015	75775	602860	1906810	389	0.57
Seal	1996	16618	47648	175123	233975	13	0.66
Sersa	1996	110	3667	3210	2405	118	0.63
Coelvisa	1997	465	20818	88	10907	16	0.00
Ede Cañete	1997	2243	45211	21318	21935	38	0.66
Edelnor *	1997	103337	79832	815200	1785582	238	0.62
Electro Centro	1997	11883	42443	231105	207857	27	0.58
Electro Nor Oeste	1997	14705	38604	159016	176148	42	0.65
Electro Norte	1997	13562	41646	141215	155545	55	0.66
Electro Norte Medio	1997	32231	41814	290472	345849	55	0.61
Electro Oriente	1997	9855	51518	90304	109617	4	0.84
Electro Sur	1997	9378	42374	70609	90665	13	0.65
Electro Sur Este	1997	20131	38032	202860	208541	15	0.59
Electro Sur Medio	1997	11907	31297	89680	120088	3	0.64
Electro Ucayali	1997	948	51459	20831	28654	8	0.69
Emsemsa	1997	239	12692	4472	3984	65	0.80
Luz del Sur	1997	114733	74117	628264	2027898	398	0.58
Seal	1997	15959	39890	189327	235804	13	0.64
Sersa	1997	110	10600	3340	2390	122	0.66
Coelvisa	1998		22846	132	16278	16	0.00

Empresa	Año	Costo (miles nuevos soles)	Salario (nuevos soles)	Clientes	Ventas (Mw/h)	Densidad (Hab/km ²)	Estructura (tasa)
Ede Cañete	1998	2802	43158	22202	35437	39	0.42
Edelnor *	1998	128800	85069	832206	2473528	242	0.49
Electro Centro	1998	22757	45269	249531	279143	27	0.49
Electro Nor Oeste	1998	20973	57069	161685	277992	43	0.41
Electro Norte	1998	14842	33080	141497	208378	56	0.48
Electro Norte Medio	1998	41046	56582	286190	479582	55	0.45
Electro Oriente	1998		60292	91296	149497	4	0.65
Electro Sur	1998	9253	59355	76199	143550	13	0.42
Electro Sur Este	1998	30096	45110	225542	246883	16	0.51
Electro Sur Medio	1998	12217	30757	94896	245243	22	0.31
Electro Ucayali	1998	1152	76100	24230	68265	9	0.38
Emsemsa	1998	246	16000	4379	4254	64	0.82
Luz del Sur	1998	125832	78758	643907	2789050	407	0.47
Seal	1998	17099	55731	192650	328747	14	0.47
Sersa	1998	123	10333	3331	2807	125	0.73

* Incluye zonal Lima Metropolitana y zonal Chancay

ANEXO 7

Cuadro A.1
Medidas de eficiencia alternativas
(Rankings)

	Clientes por empleado	% Pérdidas
Albaco	139 (17)	32.9% (19)
Coelvisa	10 (18)	28.9% (17)
Ede Cañete	1,169 (2)	23.8% (15)
Edelnor (zonal Lima)	1,073 (3)	31.4% (18)
Edelnor (zonal Chancay)	1,568 (1)	22.3% (13)
Electro Centro	621 (10)	23.1% (14)
Electro Nor Oeste	655 (9)	21.3% (12)
Electro Norte	402 (14)	20.4% (11)
Electro Norte Medio	808 (7)	19.3% (10)
Electro Oriente	534 (12)	14.6% (8)
Electro Pangoa	185 (16)	15.2% (9)
Electro Sur	712 (8)	25.3% (16)
Electro Sur Este	829 (6)	11.1% (7)
Electro Sur Medio	427 (13)	10.9% (6)
Electro Ucayali	808 (7)	10.3% (5)
Emsemsa	337 (15)	10.0% (4)
Luz del Sur	1,000 (4)	8.5% (3)
Seal	978 (5)	8.0% (2)
Sersa	555 (11)	5.0% (1)

ANEXO 8

Eficiencia relativa y ranking en las empresas de distribución de América del Sur

Los datos brutos empleados en este anexo se han obtenido del informe de la Secretaría General de la Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER), "Datos Estadísticos. Empresas Eléctricas. Año 1994", publicado por el CIER en 1996. La base de datos incluye información sobre gran cantidad de variables para una muestra de 91 empresas de energía eléctrica en Sudamérica, correspondientes al ejercicio 1994. Los 10 países considerados en la muestra son: Argentina (5 empresas), Bolivia (8), Brasil (20), Chile (8), Colombia (13), Ecuador (11), Paraguay (1), Perú (13), Uruguay (1) y Venezuela (11).

A los efectos de la estimación, y de acuerdo a lo discutido anteriormente, se han seleccionado ocho variables de la base de datos de CIER, las que se detallan a continuación: ventas finales⁵ (VENTAS, en Mw/h), proporción de clientes residenciales (una *proxy* de la estructura del mercado, ESTRUC), circuitos de distribución (RED, en km), transformadores de distribución (TRANSF, en kVA), área de servicio (AREA, en km²), número de clientes (CLIENT) y número de empleados en la función de distribución (TRAB).

Ante la falta de algunos datos para varias empresas, y el hecho de que algunas empresas no tenían actividades de distribución, la muestra con la que finalmente se realizaron las estimaciones se redujo a 53 empresas, con el siguiente detalle: Argentina (2 empresas), Bolivia (5), Brasil (14), Chile (4), Colombia (7), Ecuador (8), Paraguay (1), Perú (4), Uruguay (0) y Venezuela (8).

El cuadro A.2. presenta un resumen de la muestra de 53 empresas finalmente utilizadas, en base a las variables escogidas:

¹ La variable ventas fue calculada como ventas totales menos ventas a otras empresas eléctricas. La variable clientes se tomó como clientes totales menos otras empresas eléctricas. Se buscó así aislar la actividad de distribución en el caso de las empresas integradas.

Cuadro A.2
Estadísticas descriptivas

Variable	Tamaño de la muestra	Media estándar	Desviación
Ventas finales (Mw/h)	53	4183764	8704092
Clientes residenciales/Totales (tasa)	53	0.87	0.08
Circuitos de distribución (km)	53	303628	1131251
Transformadores de distribución (kVA)	53	1040077	2175250
Factor de carga (%)	44	60	13
Área de servicio (km ²)	53	60797	186926
Número de clientes	53	624474	1061640
Número de empleados de distribución	53	911	1717

En el modelo inicial se incluyó al número de clientes como producto⁶ y, como variables explicativas, al número de empleados, ventas totales, estructura del mercado, kilómetros de red, capacidad de transformación, área de servicio, factor de carga y PBI per cápita.

En las etapas subsiguientes (por carecer de significatividad) se descartaron las variables área, kilómetros de red y PBI per cápita. De esta forma, se obtuvo el modelo final:

Modelo final

Producto:

1. Número de clientes

Insumos y variables ambientales:

1. Número de empleados
2. Ventas totales (Mw/h)
3. Estructura del mercado (%)
4. Capacidad de transformación (kVA)

Las empresas peruanas (en la base original) son: Edecañete, Edegelsa, Edelnor, Egemsa, Electro Centro, Electro Oriente, Electro Sur, Electro Sur Este, Electro Sur Medio, Etecen, Hidrandina, Luz del Sur y Seal.

Las empresas peruanas que finalmente quedaron son: Edecañete, Electro Sur, Luz del Sur y Seal.

⁶ En este caso se estimó una función de producción ya que al haber empresas estatales en la muestra la hipótesis de maximización de beneficios que se encuentra detrás de la utilización de una frontera de costos puede no ser correcta.

Cuadro A.3
Rankings y eficiencia

Empresa	Eficiencia determinística	Eficiencia estocástica	Ranking (total: 53 empresas)
Edecañete	0.39	0.60	38
Electro Sur	0.41	0.63	36
Luz del Sur	0.48	0.72	30
Seal	0.51	0.78	27