



## **Reformas Estructurales en el Sector Eléctrico Peruano**

**Documento de Trabajo N° 5**

**Oficina de Estudios Económicos**

**Lima, Setiembre 2005**

***OSINERG***

***Reformas Estructurales en el Sector Eléctrico Peruano***

Documento de Trabajo N° 5 Oficina de Estudios Económicos.

Elaborado por Alfredo Dammert, José Gallardo y Raúl García.

Para comentarios o sugerencias dirigirse a:

*OSINERG*

*Bernardo Monteagudo 222, Magdalena del Mar*

*Lima, Perú*

*Tel. (511) 219-3400, anexo 1057*

*Fax (511) 219-3413*

*<http://www.osinerg.gob.pe/investigacion>*

*Correo electrónico: [adammert@osinerg.gob.pe](mailto:adammert@osinerg.gob.pe), [jgallardo@osinerg.gob.pe](mailto:jgallardo@osinerg.gob.pe),*

*[rgarcia@osinerg.gob.pe](mailto:rgarcia@osinerg.gob.pe)*

## **Reformas Estructurales en el Sector Eléctrico Peruano**

### **Resumen<sup>1</sup>**

El objetivo del presente documento es realizar una evaluación de la reforma del sector eléctrico peruano implementada en la década del noventa identificando los avances e impacto sobre el sector así como los problemas por resolver.

Para ello, en las dos primeras secciones se realiza una breve discusión sobre las características económicas y tecnológicas del proceso de provisión de electricidad y las formas de organizar la industria a las que ha dado lugar a nivel internacional. En particular, en esta sección se analizan con cierto detalle los diferentes diseños de mercado y las principales reformas a nivel internacional.

En una tercera sección se realiza una descripción del proceso de reforma del sector en el caso peruano, enfatizándose el rol de las instituciones creadas, el proceso de promoción de la inversión privada, los mecanismos de regulación en cada actividad y el diseño del mercado eléctrico. Luego, en la cuarta sección, se realiza una evaluación de la reforma en base a los indicadores existentes y los objetivos iniciales de ésta. Por último, se presenta una agenda pendiente respecto a los diferentes problemas del marco regulatorio y de diseño del mercado que se han identificado en la década pasada. En función de esta agenda el OSINERG ha emprendido una serie de estudios donde se diagnostican y proponen medidas que permitan mejoras en diferentes aspectos, las cuales serán discutidas y presentadas en otros documentos de trabajo.

---

<sup>1</sup>. Documento elaborado por Alfredo Dammert, José Gallardo y Raúl García. Los autores agradecen la asistencia de Emerson Barahona, Claudia Fernández-Dávila y Pamela Medina, así como los comentarios de Raúl Pérez – Reyes, Arturo Vásquez, Lennin Quiso y Luis Bendezú. Los errores y omisiones son de absoluta responsabilidad de los autores. Enviar comentarios o sugerencias a [adammert@osinerg.gob.pe](mailto:adammert@osinerg.gob.pe), [jgallardo@osinerg.gob.pe](mailto:jgallardo@osinerg.gob.pe) o [rgarcia@osinerg.gob.pe](mailto:rgarcia@osinerg.gob.pe)

## **Contenido**

I. Antecedentes .....	6
II. Características Tecnológicas y Económicas de la Industria Eléctrica.....	10
II.1 Diseño de Mercado.....	16
Los Planteamientos Iniciales .....	16
Sistematización de las diferentes experiencias .....	20
II.2 Organización del Mercado Mayorista y Esquemas de Regulación en Generación .....	27
III. Experiencias de Reforma a Nivel Internacional.....	41
III.1 El Mercado Eléctrico Chileno .....	42
III.2 La Reforma en Inglaterra y Gales .....	44
III.3 La Reforma en California.....	47
III.4 El Modelo PJM .....	51
III.5 El Caso de Nord Pool.....	54
III.6 El Diseño de Mercado Estándar de la FERC.....	56
III.7 La Reforma de los Noventa en países Latinoamericanos.....	59
IV. El Proceso de Reestructuración del Sector Eléctrico Peruano.....	59
IV.1 Situación de la Industria Eléctrica Peruana en el Período Pre-Reforma .....	60
IV.2 Marco Institucional y Diseño de Mercado .....	66
IV.3 Mecanismos de Fijación de Tarifas.....	74
IV.4 La Participación Privada en el Sector .....	80
IV.5 Estructura Actual de Industria.....	89
V. Evaluación de la Reforma.....	92
V.1 Indicadores de Desempeño.....	92
V.1.1 Incremento de la Oferta.....	92
V.1.2 Mejora en los Indicadores de Productividad y Calidad.....	95
V.1.3 Mejora en los Indicadores de Cobertura y Consumo.....	97
V.1.4 Rentabilidad y Eficiencia Distributiva .....	103
V.1.5 Precios y Eficiencia en la Asignación .....	106
V.1.6 El problema de contratación de las distribuidoras y la inversión en capacidad.....	112
V.2 Agenda Pendiente.....	116
Problemática del Diseño de Mercado Mayorista y el Marco Regulatorio de la Generación.....	117
Nivel de Competencia .....	119
Remuneración y Expansión de la Transmisión.....	121
Problemática de la Distribución y Comercialización Minorista .....	122
Consideraciones Distributivas .....	123
Fiscalización de la Calidad del Servicio .....	124
VI. Bibliografía.....	159

## Índice de Gráficos

Gráfico 1: Organización bajo un Modelo Verticalmente Integrado.....	23
Gráfico 2: Organización bajo un Modelo de Comprador Único.....	24
Gráfico 3: Organización con Competencia Mayorista.....	26
Gráfico 4: Organización con Competencia Minorista.....	27
Gráfico 5: Grados de Descentralización y Desregulación de Mercados Eléctricos.....	34
Gráfico 6: Cronología de las Reformas del Sector Eléctrico.....	41
Gráfico 7: Organización del Mercado Eléctrico Chileno.....	44
Gráfico 8: La Reforma Inglesa del 2001.....	46
Gráfico 9: El Modelo PJM.....	54
Gráfico 10: El Modelo Nord Pool.....	56
Gráfico 11: El Diseño de Mercado Estándar de la FERC.....	58
Gráfico 12: Caracterización de las Reformas a Nivel Latinoamericano.....	59
Gráfico 13: Cronología del Marco Legal Vigente.....	67
Gráfico 14: Transacciones en el Sector Eléctrico.....	72
Gráfico 15: Participación en la Capacidad Instalada por Grupo Económico (MW) - 2004.....	89
Gráfico 16: Evolución de la Potencia Efectiva vs. la Máxima Demanda 1980-2004 SEIN.....	92
Gráfico 17: Evolución de las Pérdidas de Energía en Distribución (1993 – 2004).....	94
Gráfico 18: Número de clientes por trabajador en Empresas Distribuidoras (1996-2004).....	95
Gráfico 19: MW Instalados por trabajador en Empresas de Generación (1996-2004).....	96
Gráfico 20: Número de Clientes y Cobertura del Servicio Eléctrico (1992 – 2004).....	98
Gráfico 21: Evolución del consumo Per cápita (1985 – 2004).....	99
Gráfico 22: Utilidad Neta sobre Ingresos por Actividad.....	104
Gráfico 23: Utilidad neta como porcentaje de los ingresos por empresa (1994-2004).....	104
Gráfico 24: Retorno sobre el capital invertido por Actividad (1994-2004).....	106
Gráfico 25: Precios Medios Regulado según Nivel de tensión (1990-2004).....	107
Gráfico 26: Precio Total Promedio de la Electricidad Residencial – 65 kW.h/mes.....	111
Gráfico 27: Precio Total Promedio de la Electricidad Residencial – 125 kW.h/mes.....	112

Gráfico 28: Evolución de las Tarifas en Barra y los Precios Spot (Mayo 1993 - Julio 2004).....	114
--	-----

## Índice de Cuadros

Cuadro 1: Precios Medios y Costos Medios Operativos.....	63
Cuadro 2: Efectos Económicos en ELECTROLIMA por Atentados Terroristas (1981 – 1991).....	64
Cuadro 3: Situación Financiera y Tarifaria de las Empresas Eléctricas (1991).....	65
Cuadro 4: Funciones de las Diferentes Entidades en el Sector Eléctrico.....	70
Cuadro 5: Cronología del Proceso de Privatización.....	88
Cuadro 6: Participación en la Producción de Energía en el SEIN por Grupo Económico (GWh).....	90
Cuadro 7: Facturación por Grupo en empresas Transmisoras (miles de US\$).....	91
Cuadro 8: Participación por Grupo en las Ventas de Energía de las Distribuidoras (GWh).....	91
Cuadro 9: Consumo Per cápita en países Latinoamericanos (kWh).....	99
Cuadro 10: Consumo de Energía y Grado de Electrificación a Nivel Departamental (2003).....	100
Cuadro 11: Participación de los Combustibles en el Alumbrado a Nivel Departamental (2003).....	101
Cuadro 12: Alcance del FOSE a nivel departamental al 2003.....	103

## Índice de Anexos

Anexo N° 1: El Proceso de Provisión de Electricidad.....	126
Anexo N° 2: Minimización de Costos e Inversión Eficiente en Generación.....	129
Anexo N° 3: Obtención de los Precios Óptimos en Generación.....	146

## Reformas Estructurales en el Sector Eléctrico Peruano

Alfredo Dammert, José Gallardo y Raúl García

### I. Antecedentes

Numerosas economías han implementado reformas estructurales en la industria eléctrica en el transcurso de las últimas dos décadas. Tanto en economías desarrolladas como en economías en vías de desarrollo, estas reformas han consistido principalmente en la identificación y separación vertical de los segmentos de la industria que fuesen potencialmente competitivos (generación y comercialización), la creación de mercados mayoristas, la aplicación de esquemas regulatorios con incentivos en los segmentos monopólicos la implementación de procesos de privatización en casos de industrias operadas por empresas estatales y, en algunos casos, la creación de mercados minoristas (Joskow; 2003a).

No obstante de lo generalizado de las reformas es importante precisar que el origen de las mismas ha sido diverso, especialmente si se compara a las economías latinoamericanas con las economías desarrolladas. En las economías latinoamericanas, las reformas estructurales en los sectores de infraestructura fueron usualmente motivadas por serios desequilibrios macroeconómicos en la década del 80 caracterizados por problemas en las cuentas fiscales y externas, crecientes niveles de precios y también por problemas de endeudamiento. La principal explicación para estos desequilibrios puede ser hallada en el adverso

contexto externo, especialmente después del “*default*” de la deuda mexicana en 1982.<sup>2</sup>

En el nivel sectorial, en las industrias eléctricas de las economías latinoamericanas prevalecía el funcionamiento de las empresas estatales; las cuales, en diversos casos, presentaban bajos niveles de productividad y tenían tarifas en niveles inferiores a los costos, lo que naturalmente creaba crecientes dificultades para ampliar la oferta eléctrica, incrementar la cobertura del servicio y mejorar la calidad del mismo. Además, a lo largo de la década, las empresas estatales en países como el Perú sufrieron progresivamente problemas de financiamiento, sobre-empleo y gestión que se traducían en bajos estándares de calidad comercial y técnica, así como ineficiencias asociadas a importantes pérdidas de energía.<sup>3</sup>

En economías desarrolladas, como la norteamericana o la inglesa, los factores que impulsaron las reformas no tuvieron un impulso macroeconómico. En varias de estas experiencias el origen de las reformas puede ser hallado en la insatisfacción con respecto al desempeño de las industrias, en general, y con el paulatino descrédito de la regulación y de los esquemas de regulación por costos, en particular. Aunque el desempeño de la industria eléctrica en economías desarrolladas había sido sustancialmente superior al desempeño observado en las economías en desarrollo, las industrias reguladas en estas

---

<sup>2</sup>. De acuerdo a Carlos Díaz-Alejandro (1984), la severidad de la crisis externa no podría ser explicada únicamente por la falta de políticas adecuadas en América Latina, aspecto prevaleciente en la región a comienzo de la década del 80, sino que factores como el resquebrajamiento del sistema financiero internacional y el cambio dramático en las condiciones de endeudamiento jugaron un papel preponderante en la crisis y en su posterior persistencia.

<sup>3</sup>. En el caso peruano, en adición a los factores señalados, el sector eléctrico se vio significativamente afectado en el período pre-reforma por la acción de grupos subversivos.

economías fueron crecientemente identificadas como fuentes de ineficiencias<sup>4</sup> o de favoritismos.<sup>5</sup> Por ello, las reformas estructurales en economías desarrolladas han buscado disminuir los precios de los servicios a través de las ganancias en eficiencia y mejorar las posibilidades de elección y opciones del usuario a través de la introducción de mecanismos de competencia, la promoción de innovaciones, la mayor diferenciación de los productos y servicios, la provisión de incentivos en los esquemas de regulación, la mejora en el balance de la distribución de riesgos entre usuarios y empresas, etc. Por ejemplo, en el caso particular del sector eléctrico norteamericano, las reformas estuvieron dirigidas a resolver problemas de eficiencia económica que tenían que ver entre otros aspectos con la mejora de las decisiones de inversión, la disminución de costos de construcción, la disminución de precios de la energía, la mejora en los niveles de confiabilidad de las generadoras, la reconfiguración del parque generador y el cambio de la estructura de precios regulados que creaban incentivos a un consumo ineficiente (Joskow; 1999).

En suma, las reformas estructurales en el sector eléctrico y en general en los sectores que proveen servicios públicos tuvieron diferentes orígenes y diferentes objetivos. Por ende, la evaluación de las reformas debe hacerse teniendo en cuenta los contextos en los que éstas fueron implementadas y los objetivos que tuvieron. Sin embargo, esta tarea es complicada por la confusión que se genera en el hecho que las reformas estructurales, aún cuando tenían diferentes objetivos, usualmente utilizaron un mismo vehículo para

---

<sup>4</sup>. Entre estas puede considerarse los efectos de la sobrecapitalización generada por la diferencia entre el costo del capital y su costo de oportunidad (Averch-Johnson; 1962), o los diversos problemas de agencia que caracterizan los procesos de regulación (Laffont y Tirole; 1986, Dixit; 1996).

<sup>5</sup>. Véase, por ejemplo, las críticas del enfoque positivo de la regulación a partir de Stigler (1971) o los problemas de las empresas públicas señalados por Bishop, Kay y Mayer (1994).

implementar esos objetivos disímiles, a saber, reestructuración vertical, mecanismos de competencia, mecanismos de regulación con incentivos, privatización de empresas estatales, entre otros.

En esta perspectiva, este documento busca explicar las reformas estructurales en el sector eléctrico peruano y hacer una evaluación del desempeño de la industria en el período post-reforma. A diferencia de algunos trabajos donde se enfatizan los aspectos relacionados al proceso de privatización y concesiones como COPRI (2000) y Franco, Muñoz, Sánchez y Zavala (2000) o el documento sobre evolución de las tarifas eléctricas entre 1993 – 2000 de la Comisión de Tarifas de Energía (2000), en este trabajo se busca enfatizar los aspectos de la reforma relacionados con las características del sector eléctrico y las opciones diseño del mercado eléctrico, a fin de incorporar la experiencia peruana como un caso particular dentro de las reformas llevadas a nivel mundial, presentar los resultados obtenidos y esbozar una serie problemáticas y temas pendientes identificados en los últimos años. Debe comentarse adicionalmente que se dejan de lado otros aspectos de la problemática originados fuera de la industria.<sup>6</sup>

---

<sup>6</sup>. Gallardo, Quiso y Peña (2004) ensayan una explicación general sobre la percepción negativa existente sobre las reformas estructurales en los sectores que proveen servicios públicos. De acuerdo a este ensayo, la poca popularidad de las reformas puede ser hallada en por lo menos cuatro factores. Un primer factor son los problemas asociados a la propia reforma (tener objetivos macroeconómicos y de recaudación, burocracia poco calificada en temas regulatorios en el punto de partida de las reformas, la desatención inicial de temas de usuarios, una excesiva ideología que no permitió el uso de instrumentos como los subsidios que atenúen el impacto de cambios en precios, errores regulatorios como un factor de productividad igual a cero en el caso de las telecomunicaciones). Un segundo factor es la desigual distribución en el corto plazo de las ganancias (gobierno central, proveedores de empresas privatizadas, gobierno que privatiza, nueva burocracia, consumidores que no tenían acceso) y pérdidas (gobierno regional, gobiernos que no privatizan, trabajadores de empresas públicas, consumidores que tenían acceso). Un tercer factor es la “correlación” temporal de las reformas en los sectores de infraestructura con otras reformas y eventos (situación macroeconómica, problemas de desempleo, graves casos de corrupción). Finalmente, un cuarto factor es la existencia de “oportunisto” de actores políticos que construyen

El documento está organizado de la siguiente manera: en la segunda sección de este documento se describen brevemente las características económicas y tecnológicas de la industria eléctrica. A partir de ello, en la tercera sección se analiza la situación del sector eléctrico en el período pre-reforma. En la cuarta sección se presenta una revisión de la experiencia de la reforma internacional y las opciones de reforma para el diseño del mercado eléctrico peruano. En la quinta sección se explican los detalles de la reforma peruana contenida en la Ley de Concesiones Eléctrica de 1992. En la sexta sección se realiza una evaluación de la reforma peruana sobre la base de los indicadores existentes y los objetivos que se trazaron. Finalmente, en la séptima sección, se resume la agenda pendiente respecto a los diferentes problemas del marco regulatorio y el diseño del mercado que se han identificado luego de más de una década de reforma.

## **II. Características Tecnológicas y Económicas de la Industria Eléctrica**

Entre los distintos sectores que proveen servicios públicos, es el sector eléctrico el que presenta características económicas más distintivas, lo que determina una mayor necesidad de tenerlos en cuenta para una adecuada comprensión de su organización y funcionamiento. En primer lugar, la electricidad no se puede almacenar en grandes cantidades a costos razonables por lo que la demanda de

---

sus opciones con críticas que no necesariamente son ciertas y desconocen de las dificultades de implementar esquemas de regulación pero que tienen impacto.

electricidad debe ser satisfecha en tiempo real, es decir, en cada momento.<sup>7</sup> Dos implicancias de esta característica son la necesidad de contar con una capacidad instalada que pueda satisfacer la máxima demanda del sistema y la necesidad de contar con capacidad de reserva en caso de que se produjesen eventos inesperados.<sup>8</sup> Estas necesidades se interpretan no sólo en una perspectiva estática (seguridad del sistema), sino también en una perspectiva dinámica (adecuación del sistema).

En segundo lugar, existe variabilidad en la demanda a lo largo del tiempo e incertidumbre de oferta (años secos que afectan a centrales hidráulicas, indisponibilidades fortuitas en centrales térmicas, etc.) las cuales conjuntamente crean la necesidad de una estrecha coordinación en la operación del sistema a fin de garantizar la provisión de electricidad. Estos aspectos determinan la necesidad de los denominados “servicios complementarios” que garanticen la confiabilidad del suministro eléctrico.<sup>9</sup>

En tercer lugar, usualmente no es factible medir el consumo en tiempo real por lo que, consecuente, no es posible cobrar a los usuarios distinguiendo su consumo por bloque horario. Esta imperfección de la demanda puede causar su falta de respuesta ante variaciones en precios, lo cual combinada con la

---

<sup>7</sup>. La electricidad como tal sólo se puede almacenar a costos muy altos y de forma indirecta mediante los embalses de las centrales hidráulicas, lo cual, como se ha detectado en diferentes experiencias, les genera cierto poder de mercado en un entorno desregulado ya que pueden hacer un uso estratégico de la capacidad de almacenamiento a fin de incrementar los precios del sistema eléctrico.

<sup>8</sup>. Por ejemplo, la máxima demanda del Sistema Interconectado Eléctrico Nacional (SEIN) en el año 2003 fue de 2,964.7 MW, .sin embargo, ese año en promedio sólo se demandó el 79.7% de esta cantidad.

<sup>9</sup>. Estos servicios se refieren a la estabilización de la tensión y frecuencia, capacidad de arranque autónomo, coordinación del despacho, entre otros servicios.

imposibilidad de almacenar la energía, crea la necesidad de controlar las fluctuaciones de precio características de mercados con ofertas y demandas inelásticas y fluctuantes (*price spikes*).

En cuarto lugar, una vez inyectada la energía al sistema no es posible distinguir su origen ni su destino, así como tampoco es posible guiar su trayectoria. La energía se desplaza de acuerdo a leyes físicas, siendo sólo posible tener información de las cantidades entregadas y retiradas del sistema. Por ende, es bastante difícil controlar el flujo de energía para algunos consumidores específicos en tiempo real. Esta segunda imperfección de la demanda no permite garantizar la ejecución física de los contratos bilaterales porque no se puede distinguir quién retira energía de quién, lo que hace necesaria la figura de un operador del sistema que resuelva los diversos problemas económicos que estas imperfecciones generan.

En quinto lugar, existen limitaciones lógicas en la capacidad de transporte de energía. Estas restricciones de transmisión y las características del flujo de energía determinan la existencia de externalidades que se derivan de problemas de congestión causados por incrementos súbitos de la demanda, interconexión de determinadas cargas, fallas inesperadas en el sistema de transmisión, entre otros. Adicionalmente, una mayor capacidad puede beneficiar a otros agentes, los cuales no tendrán incentivos a contribuir en el desarrollo de la red si tienen la posibilidad de beneficiarse libremente de la nueva capacidad. Estos problemas son difícilmente solucionables mediante la operación independiente de las empresas, por lo que existe la necesidad de un operador del sistema eléctrico que determine la programación más económica y factible de las centrales, asegurando el balance entre la demanda y oferta en tiempo real. Estas “externalidades” pueden hacer que las inversiones sean ineficientes, ya que una

decisión de inversión privada no considerará todos los efectos sobre los demás agentes.

Como consecuencia de las características del servicio eléctrico es necesario distinguir entre las transacciones financieras y el abastecimiento físico. El garantizar la estabilidad de la red y el abastecimiento en tiempo real requieren usualmente de la operación de centrales con independencia de las obligaciones contractuales que éstas puedan tener. Por ello, existe un margen de acción para la comercialización, la cual puede ser introducida tanto en los mercados mayorista y minorista. Los comercializadores son agentes que dinamizan el mercado y permiten un mejor manejo de riesgos por parte de los consumidores y productores.

En sexto lugar, a diferencia de otras industrias donde usualmente existe una tecnología dominante o eficiente, en el sector eléctrico existen diversas tecnologías que son mutuamente eficientes para abastecer la energía, dependiendo dicha eficiencia del tamaño de la demanda. Algunas de ellas, como la generación hidráulica o nuclear, requieren grandes inversiones pero tienen menores costos operativos, lo cual las hace adecuadas para abastecer grandes cantidades. Otras tecnologías, como la generación en base a combustibles como el diesel, tienen menores costos de inversión pero presentan altos costos variables, por lo que son adecuadas para cantidades menores. Una implicancia de esta característica es que las diferentes tecnologías pueden ser combinadas para lograr un despacho eficiente o de mínimo costo. La combinación eficiente de centrales configura al parque generador que idealmente debe abastecer la demanda usualmente denominado parque adaptado.

En séptimo lugar, el sector eléctrico es caracterizado por la existencia de costos hundidos de gran magnitud no sólo en la construcción de las redes de distribución y transmisión sino también en centrales de generación. En el caso de la transmisión, estos costos están asociados a la existencia de economías de escala en la capacidad de transporte,<sup>10</sup> lo que implica la necesidad de salvaguardar la eficiencia productiva mediante mecanismos que impidan la duplicación innecesaria de redes que se logra usualmente con concesiones exclusivas (argumento de monopolio natural).

Asimismo, existen indivisibilidades en la inversión en transmisión, lo cual tiene como consecuencia que las inversiones eficientes resulten normalmente sobre-dimensionadas para las necesidades de corto plazo y no sean completamente amortizables mediante los criterios del sistema marginalista, donde el valor de la transmisión entre dos puntos está definido en función a las diferencias de precios entre ambos puntos. De otro lado, la actividad de distribución de electricidad también posee características de monopolio natural, en este caso explicadas mayormente por las “economías de densidad”. Es decir, los costos medios decrecen conforme las instalaciones abastecen a un mayor número de usuarios por área geográfica. Estas características motivan diversas necesidades como las referidas a la regulación de los segmentos monopólicos, la planificación y las decisiones de inversión de la transmisión, entre otros.

En octavo lugar, adicionalmente a las externalidades creadas por la operación de los sistemas eléctricos, debe tenerse en cuenta la existencia de pérdidas en el transporte de electricidad. Estas pérdidas son crecientes en la energía

---

<sup>10</sup>. Ver Rudnick (1999) para una estimación de la función de costos de la transmisión donde se muestra que tanto el costo medio como el marginal son decrecientes en la capacidad y que el segundo es aproximadamente la mitad del primero.

transportada y deben ser tomadas en cuenta en la planificación y operación eficiente del sistema eléctrico.

En noveno lugar, existen problemas que requieren de una regulación social referidos a externalidades ambientales como el inadecuado manejo de cuencas hídricas o la emisión de contaminantes derivadas del funcionamiento de centrales térmicas a diesel o carbón. Naturalmente estas externalidades causan diferencias entre el costo social y el costo privado de la energía, teniendo por ello implicancias en la asignación de recursos.

En décimo lugar, la calidad del servicio eléctrico tiene atributos diferenciados que pueden ser ineficientemente provistos en ausencia de regulación (Spence; 1975). Estos atributos se refieren tanto a la calidad técnica del servicio, compuesta por la calidad del producto (referida a la estabilidad de la tensión o frecuencia y a la existencia de perturbaciones) y por la calidad del suministro (referida a interrupciones), como a su calidad comercial (referida a la precisión de la medida y distintos temas de usuarios).<sup>11</sup>

En el diseño del mercado eléctrico se deben tomar en cuenta todas estas características y necesidades, estableciendo las funciones de los diferentes agentes, las transacciones factibles, los mecanismos de operación del sistema y los mecanismos de formación de precios, sean estos de competencia o fijación administrativa. Debido a las características económicas y tecnológicas complejas de la industria eléctrica y las múltiples necesidades, existen diversas maneras de organizar el mercado eléctrico.

---

<sup>11</sup>. Ver en Dammert, Gallardo y Quiso (2005) una discusión de la problemática de la supervisión de la calidad en el sector eléctrico peruano.



En una perspectiva histórica han existido cambios en las tendencias generales. Hasta hace dos décadas, la industria eléctrica fue organizada en torno a un monopolio verticalmente integrado sea este privado o estatal. Este modelo ha sido gradualmente abandonado debido a diversos avances tecnológicos y económicos que han hecho factible la introducción de mecanismos de mercado e incentivos en la organización de la industria sin que los costos de transacción involucrados se incrementen significativamente. No obstante, debe indicarse que dentro de estas tendencias existe una importante diversidad.

Es decir, desde una perspectiva institucional, las reformas han sido factibles en tanto es posible desarrollar eficientemente un mercado eléctrico.

## **II.1 Diseño de Mercado**

### ***Los Planteamientos Iniciales***

Las necesidades de coordinación física y económica hicieron que la industria eléctrica se organizara tradicionalmente de forma centralizada en una empresa verticalmente integrada. Sin embargo, los avances tecnológicos (sistemas de información que facilitan la coordinación) y económicos (reducción de especificidad de centrales respecto a un sólo combustible, identificación del rápido agotamiento de las economías de escala en generación), hicieron que los costos de transacción de organizar la industria de una forma más descentralizada se reduzcan, y se considerase la posibilidad de introducir competencia y dar un mayor espacio al mercado dentro de la organización del sector (Williamson; 1975). Ello sería posible sin incurrir en costos de coordinación que no fueran manejables por los operadores.

En su revisión pionera sobre la desregulación en el sector eléctrico, Joskow y Schmalensee (1983) señalan que la literatura existente priorizaba a dónde se deseaba llegar más que cómo hacerlo. En esta última perspectiva, las distintas alternativas de estructura de organización en el sector eléctrico deben ser entendidas como las fases de un proceso de transición de una industria reformada que busca priorizar mecanismos de competencia.

El proceso gradual para la introducción de mecanismos de competencia resulta también relevante para una correcta administración del riesgo en el sector eléctrico. Cada esquema magnifica o reduce los distintos riesgos sobre los costos o beneficios, por lo que un proceso de reforma limitado es necesario para realizar ganancias en eficiencias, para que las características económicas, tecnológicas e institucionales vayan siendo reveladas y para que el proceso de reforma sea lo suficientemente flexible en el mediano plazo (Joskow y Schmalensee; 1983).

Las alternativas consideradas por Joskow y Schmalensee (1983) enfatizan la competencia en el mercado mayorista y por ende las relaciones contractuales factibles dentro de cada segmento de la industria (reformas horizontales) como entre los distintos segmentos (reformas verticales). Estas alternativas no especificaban los mecanismos de precios ni tampoco las formas contractuales que regían las actividades entre las empresas en la industria (contratos de largo plazo o mercados *spot*, por ejemplo).

Para analizar sus propuestas, Joskow y Schmalensee (1983) describen una *utility* típica como una empresa:

- Privada con inversiones en distribución, transmisión y generación.

- Heterogénea en tamaño, tipo de energía y propiedad.
- Que abastece a 1.25 millones de usuarios, 1.2 millones de ellos de tipo residencial y que consumen el 35% de la energía. La *utility* abastece por lo menos tres ciudades con población mayor a los 150,000 habitantes, en las cuales mantiene una concesión monopólica.
- Con una capacidad de generación de 4,500 MW (500 hidroeléctrica, 4,000 térmica, repartida entre sus plantas generadoras, una nuclear, otra a carbón o diesel, y con una antigüedad de 3 a 20-25 años).
- Sus tarifas son reguladas por una comisión estatal sobre la base de sus costos históricos, los que son completamente asignados (“*fully allocated costs*”), y con variaciones estacionales pero no a lo largo del día.

Las alternativas esbozadas en ese momento fueron:

(a) Desregulación Completa

En este esquema se elimina la regulación a la entrada y la regulación de precios, como ocurrió en las industrias de transporte aéreo y transporte de carga terrestre. Toda intervención estatal se reduce a políticas de competencia (*antitrust*). La liberalización de la industria parte de la estructura de mercado vigente (*utilities*) y deja al mercado resolver todos los aspectos relacionados a la estructura de mercado resultante, la estructura y nivel de las tarifas y la organización interna de las empresas.

(b) Desregulación de las Transacciones Mayoristas

En este escenario, los autores proponen la introducción de competencia en la generación manteniendo el funcionamiento de las *utilities*, es decir, una

estructura verticalmente integrada con tarifas reguladas por la FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*) y reguladores locales. El mayor cambio de este esquema era que las empresas son libres de comprar y vender en el mercado mayorista si éste es lo suficientemente competitivo, además es necesaria la promoción de un servicio de transmisión separado de las *utilities*. Los precios minoristas continúan siendo regulados por costos. Conceptualmente éste fue el esquema denominado PURPA (Ley de Políticas Regulatorias de Empresas de Servicios Públicos), establecida en 1978 en Estados Unidos, que disponía que las empresas de servicio público compraran energía de ciertas “entidades calificadas”, siempre que el costo esperado de generación propia sea mayor que el costo de generación de estas entidades.

(c) Desregulación de Transacciones Mayoristas y Distribución Separada

En este esquema, las empresas distribuidoras son separadas de las empresas generadoras y transmisoras, las cuales sí pueden estar verticalmente integradas. Las empresas distribuidoras compran en el mercado mayorista bajo diversas modalidades (transacciones spot, contratos de largo plazo o ambos) y el organismo regulador fija los términos del acceso y operación del sistema.

(d) Desintegración Vertical

En este esquema, las empresas generadoras y transmisoras son separadas. La transmisión pasa a ser controlada por un operador independiente privado o público. Las transacciones entre compañías distribuidoras y empresas generadoras se realizan libremente, mientras que las transacciones entre distribuidoras y transmisoras seguirán siendo reguladas. La distribución en el

área de concesión sigue siendo monopólica por lo que la tarifa final sigue estando regulada.

### ***Sistematización de las diferentes experiencias***

A lo largo de la década de los ochentas y noventas se iniciaron una serie de procesos de reestructuración del sector a nivel internacional. Estas experiencias han sido objeto de análisis en diferentes publicaciones (ver, por ejemplo, Green y Newbery; 1995). Una clasificación de estas experiencias y de los modelos adoptados, fue hecha por Hunt y Shuttleworth (1996), y retomada después en Hunt (2002).

Hunt (2002) distingue cinco funciones en la cadena de valor del sector eléctrico: la generación, la transmisión, la operación del sistema, la distribución y la comercialización. La primera y la última son definidas como competitivas, mientras que las restantes tienen características monopólicas, con activos que son facilidades esenciales sujetas a regulación y acceso abierto para todos los agentes. La coordinación entre estas funciones, competitivas o monopólicas, dependerá de la eliminación de fuentes de conflicto (costos de transacción) entre las empresas en el segmento competitivo y las empresas en el segmento monopólico, de la creación de nuevas instituciones para el funcionamiento eficiente del esquema (operador del sistema y operador del mercado), así como de las propias condiciones de competencia.

En la actividad de generación, la introducción de competencia es posible, en parte, por la reducción de las barreras a la entrada debido al avance tecnológico, lo que ha permitido contar con centrales térmicas con menores costos de inversión y menos específicas (pudiendo utilizar diferentes combustibles) y, por

otro lado, por la evidencia empírica existente sobre el agotamiento temprano de las economías de escala. En el caso de la comercialización, la naturaleza competitiva es más clara aún debido al tamaño de las inversiones.

Hunt (2002) considera además dos aspectos que pueden complicar la implementación de competencia. En primer lugar, la existencia de un largo período de regulación en la industria eléctrica que llevó a compromisos promovidos por el Estado (contratos de largo plazo con fuentes de energía renovables, generación nuclear, etc.) y que deben ser asumidos al entrar en un esquema competitivo. Estos compromisos dan lugar a los llamados *stranded costs*.<sup>12</sup> En segundo lugar, la introducción de esquemas competitivos requiere que al mismo tiempo se preserve la seguridad del abastecimiento eléctrico y las inversiones necesarias en capacidad de generación y transmisión. Este último aspecto, sin embargo, debe ser provisto por el mercado.

Los esquemas propuestos por Hunt son los siguientes:

#### (a) Monopolio Verticalmente Integrado

En esencia, este es el esquema de las *utilities* señalado anteriormente. En este modelo no existe competencia y la empresa eléctrica tiene la obligación de suministrar electricidad a un precio regulado a todos los consumidores dentro del área a su cargo, a cambio de los privilegios que obtiene del monopolio. El

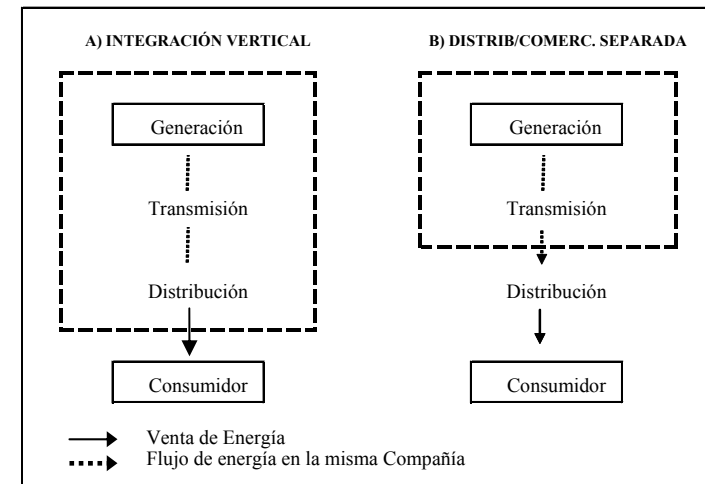
---

<sup>12</sup> Los *Stranded Costs* o costos de transición a la competencia (también denominados “costos varados”) corresponden a la diferencia entre el valor de mercado de una compañía eléctrica en el nuevo régimen de competencia, estimado en base al valor presente de su flujo de caja, y el valor de sus activos de acuerdo al régimen regulatorio vigente. En aplicación de este criterio normalmente el Estado tiene que compensar a las empresas cuyos precios disminuyeron como producto de la introducción de competencia en el mercado.

ente regulador protege a los consumidores del abuso del poder monopólico de la empresa eléctrica y también protege a la empresa eléctrica de cualquier posible competencia, prohibiendo el ingreso al mercado. Este fue el modelo bajo el cual los sistemas eléctricos han operado desde su creación y se consideraba adecuado dadas las necesidades de coordinación y economías existentes en el proceso de suministro de la electricidad.

La eficiencia en este esquema dependerá del proceso de planeamiento e inversión de la empresa eléctrica - negociado con el ente regulador para obtener la aprobación respectiva - así como de sus decisiones operativas. El costo de la regulación del servicio (para aprobar las tarifas) se convierte en un mecanismo para transferir el riesgo resultante de los errores de la empresa eléctrica o del regulador a los consumidores, los mismos que pueden fluctuar entre malas decisiones de inversión y mal planeamiento hasta eventos no previstos. La empresa eléctrica y sus inversionistas no asumen prácticamente ningún riesgo; salvo el riesgo que sus inversiones no sean reconocidas, el cual es mínimo en un esquema basado en costo del servicio, el cual tiene a su vez el problema de no otorgar incentivos reales a cambio de la operación eficiente.

**Gráfico 1: Organización bajo un Modelo Verticalmente Integrado**



Fuente: Hunt (2002).

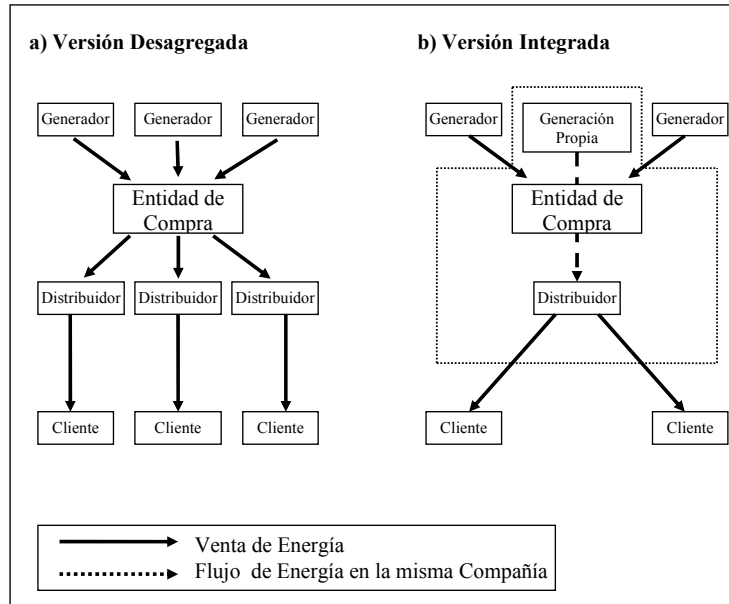
(b) Modelo de un Único Comprador (*Single Buyer*)

En este esquema, se mantiene a las *utilities* pero se permite la entrada de nuevas empresas generadoras o productores independientes (*Independent Power Producers, IPP's*). Debido a que no existen compradores en un número suficiente estas empresas usualmente firman contratos de largo plazo con las *utilities* lo que protege sus inversiones trasladando el riesgo tecnológico, crediticio y de mercado a los usuarios del servicio eléctrico (el precio establecido en el contrato entra como un componente de la tarifa final). El contrato, sin embargo, debe ser autorizado por el regulador.

Para el mejor funcionamiento de este esquema puede ser necesario empezar a introducir nuevos agentes en el mercado, como los operadores del sistema

que permitan separar la transmisión de la generación. Este esquema supone una forma limitada de competencia a nivel mayorista.

**Gráfico 2: Organización bajo un Modelo de Comprador Único**



Fuente: Hunt (2002).

### (c) Competencia Mayorista

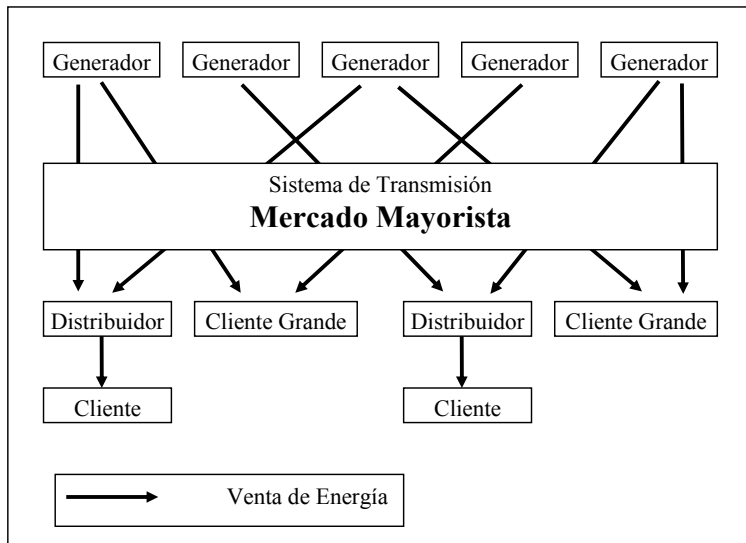
En este esquema, las compañías de distribución son separadas de la actividad de generación buscando que un número suficiente de compradores y vendedores garanticen las condiciones de competencia en la industria. Por el lado de la compra de energía se permite la operación no sólo de empresas distribuidoras, sino también de comercializadores, *brokers* y grandes clientes. Estos últimos permiten la existencia explícita de un *bypass* financiero, lo cual

disciplina a las empresas distribuidoras, aunque éstas siguen manteniendo el monopolio sobre los clientes pequeños.

Un tema central en este esquema tiene que ver con la posibilidad de que las empresas distribuidoras ofrezcan un servicio por *default* a los clientes grandes. Esta alternativa puede implicar subsidios cruzados desde los clientes pequeños hacia los clientes grandes, porque estos tendrán el incentivo de ser clientes regulados cuando esta tarifa sea menor que del mercado libre y ser clientes libres cuando la tarifa regulada sea mayor. La salida de los clientes grandes dejaría a las distribuidoras con contratos pactados a precios mayores que deberán ser pagados por los clientes más pequeños. Las alternativas son no ofrecer el servicio o regularlo de tal manera que no haya una salida rápida (servicio *default* a precio *spot*, contratos de un año, dar a los clientes grandes la posibilidad de elegir por una sola vez su opción).

Otro tema importante es el tipo de transacciones permitidas entre empresas distribuidoras y generadoras. Las empresas distribuidoras deben contratar parte de su energía para controlar el poder de mercado en las transacciones *spot*; pero esto plantea un problema adicional, las empresas distribuidoras deben contratar al mínimo precio posible, lo cual no necesariamente está alineado con sus incentivos debido a la necesidad de realizar esfuerzos pudiendo trasladar los precios a los consumidores o porque posee algún nivel de integración vertical con las empresas generadoras.

**Gráfico 3: Organización con Competencia Mayorista**



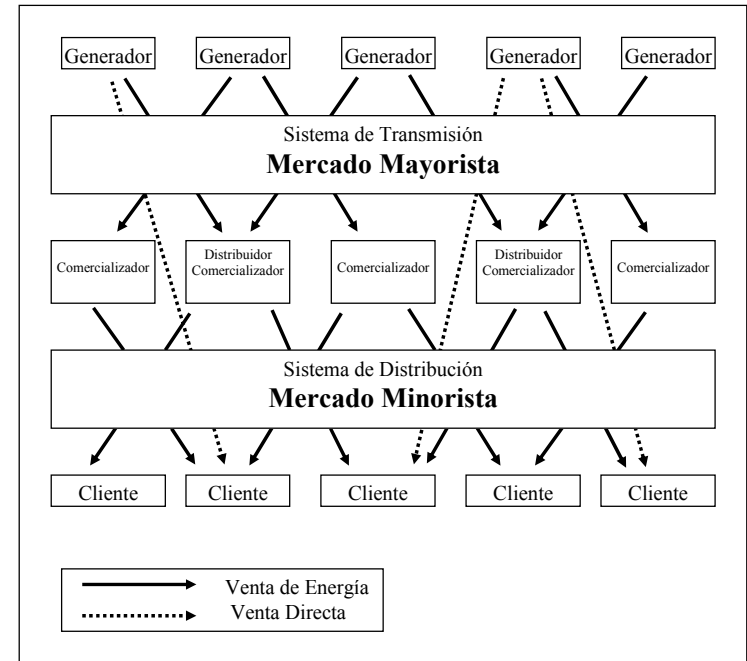
Fuente: Hunt (2002).

(d) Competencia Minorista

En esta etapa, todos los consumidores pueden escoger a sus abastecedores. Los generadores venden directamente a los clientes pequeños a través de comercializadores que agregan las demandas. Este modelo se ha adoptado en el Reino Unido, Nueva Zelanda, Australia, Noruega, Suecia, España, Alberta y algunos estados de los Estados Unidos de Norteamérica. En este modelo se requieren la mejora e inclusión de nuevos servicios como los tipos de acuerdos, las mediciones y formas de pago. A su vez, para que este modelo dé resultados adecuados es necesario educar a millones de consumidores por lo que su implementación suele ser gradual. Este modelo enfrenta algunos problemas de resistencia al cambio por parte de consumidores habituados a ser provistos por empresas monopólicas y a la necesidad que los comercializadores diferencien

sus productos creando valor agregado con un bien relativamente homogéneo como la electricidad.

**Gráfico 4: Organización con Competencia Minorista**



Fuente: Hunt (2002).

**II.2 Organización del Mercado Mayorista y Esquemas de Regulación en Generación**

De acuerdo con Joskow (1999), la evolución de las formas de organización del sector eléctrico en el mundo puede entenderse como el uso de arreglos institucionales potencialmente eficientes para lidiar con la integración vertical y

los problemas de externalidades intrínsecas de la operación de redes eléctricas de corriente alterna. La operación con un monopolio estatal regulado, verticalmente integrado, habría representado una forma de organización eficiente de la actividad eléctrica. Sin embargo, el costo – beneficio de esta alternativa habría pasado a ser negativo luego de detectarse los problemas de la regulación de monopolios, los avances tecnológicos e identificarse los beneficios de la competencia. En base a este diagnóstico es que se iniciaron las reformas estructurales y regulatorias para promover la competencia en la actividad de generación que se han presentado en la sección anterior.

En particular, la imposibilidad de almacenar económicamente la electricidad, la existencia de múltiples tecnologías de generación con costos de inversión y operación diferentes, la operación en una red interconectada donde existen problemas de externalidades de red (congestión e inversiones ineficientes) y, la existencia de costos hundidos y activos específicos, han llevado a diferentes arreglos institucionales que tratan de organizar eficientemente el proceso de provisión de electricidad, optándose por diferentes soluciones, ya sean muy centralizadas o mecanismos de mercado.

En el corto plazo, estos arreglos organizacionales incluyen la operación del sistema, los tipos de contratos, el despacho de las centrales generadoras y la interconexión entre diferentes áreas. En el largo plazo, los arreglos se orientan hacia las necesidades de inversión en transmisión y los acuerdos sobre el uso y remuneración de servicios complementarios (*ancillary services*) necesarios para la confiabilidad del sistema.<sup>13</sup> En particular, muchos de estos servicios tienen el

---

<sup>13</sup> Los servicios complementarios son aquellos servicios necesarios para que las transacciones de electricidad se realicen cumpliendo con niveles de calidad y seguridad aceptables. Estos servicios

carácter de “bien público” por lo que su provisión privada puede no ser eficiente económicamente. Por ello, la demanda de estos servicios suele centralizarse en el operador del sistema, el cual requiere estos servicios de los generadores más adecuados para brindarlos dentro de un mercado de servicios complementarios. Los costos de estos servicios suelen prorratearse entre todos los generadores del sistema (Stoft; 2002).

Por su parte, en la organización del mercado mayorista los nuevos esquemas basados en una estructura desintegrada distinguen dos tipos de funciones (Rothwell y Gómez; 2003):

Las **funciones de operación del mercado**, que incluyen las transacciones de electricidad, el ordenamiento de las ofertas y las liquidaciones en diferentes horizontes de tiempo (mensual, semanal, diario, a parte de las transacciones que puedan darse).

Las **funciones de operación del sistema**, las cuales están relacionadas a la operación del sistema. Éstas incluyen el despacho en tiempo real para lograr el balance entre la oferta y la demanda, incluyendo consideraciones de seguridad; el manejo de los servicios complementarios para mantener la confiabilidad del sistema y el manejo de los problemas de congestión en la transmisión.

---

son necesarios debido a que la generación de energía tiene que adaptarse en todo momento a la variabilidad de la demanda tanto en cantidad y rapidez, el sistema debe adecuarse a cambios en estos parámetros a riesgo de colapsar. Dependiendo del diseño de mercado se definen diferentes tipos de servicios complementarios, tales como: balances y regulación de la frecuencia (que dan origen a la necesidad de reserva rotante y reserva fría), estabilidad de tensión o voltaje (venta de energía reactiva), la posibilidad de arranque autónomo (*black start*), seguridad comercial, entre otros.

Dado que estas funciones pueden ser separadas, en varias experiencias de reestructuración del sector se ha optado por crear un Operador del Mercado (*Market Operator, MO*) y un Operador del Sistema (*System Operator, SO*), este último puede ser un monopolio regulado (un transmisor) o un operador independiente que no se apropie de las rentas por congestión.

Dentro de la organización del mercado también es importante el nivel de centralización de las transacciones, existiendo dos opciones, que en su momento dieron origen a una serie de discusiones sobre sus ventajas y desventajas.

La primera consiste en la creación de un **Pool Obligatorio (*Mandatory Pool*) o Poolco**. En éste, todos los generadores venden energía por intermedio del Pool a través de un sistema de subastas horarias de energía llevadas a cabo por el operador del mercado. En estas subastas cada operador ofrece diferentes precios para diferentes cantidades. El operador del mercado realiza el *match* entre la demanda estimada y la oferta ordenando las subastas por los precios más bajos. El precio ofertado por el último generador con una subasta válida se convierte en el precio del sistema, al cual todos los compradores y vendedores realizan sus transacciones y se conoce como el precio que limpia el mercado. El operador del sistema puede modificar el despacho a fin de evitar posibles problemas de congestión.

Una segunda aproximación, todavía poco extendida en la práctica, consiste en el **uso de contratos físicos bilaterales**. En este caso no existe homogeneidad en las transacciones, teniendo los agentes una mayor flexibilidad para adecuarlas a sus preferencias, y no existe un precio único que limpie el mercado debido a que no es obligatorio que toda la energía se tenga que ofrecer en el pool, ya que

la energía contratada tiene la posibilidad de ingresar directamente al sistema siempre y cuando el operador del sistema garantice su factibilidad técnica. Los problemas que enfrenta este modelo están referidos principalmente a que cada comprador debe negociar precios comparando ofertas y usando servicios de información, lo cual suele ser más costoso. Un esquema de este tipo ha sido el introducido recientemente en Reino Unido denominado NETA (*New Electricity Trading Arrangement*). A su vez, este mecanismo puede dar lugar a desbalances que deben ser enfrentados en tiempo real, lo que vuelve a introducir la necesidad de operadores del mercado y del sistema. La tendencia reciente a nivel mundial en el diseño del mercado mayorista consiste en permitir la existencia simultánea de un pool y contratos físicos bilaterales, coordinados a través de un sistema ISO-PX (Rothwell y Gómez; 2003).

El operador del mercado (*Power Exchange, PX*) suele ser una entidad sin fines de lucro, encargada de atender las diferentes demandas a precios de mercado y está abierta a todos los compradores y todos los ofertantes del sistema. Su principal función es administrar los Mercados de Día Previo y de Hora Previa (*Day Ahead Markets*), creados para promover el compromiso de las unidades de generación y permitir un mejor manejo de los riesgos de precios. En general, en este esquema se establece un Sistema de Dos Mercados conocido como “*Two Settlement System*” (ver Stoft; 2002, Parte 3). Este esquema consiste en establecer un Mercado Anticipado (de día previo) y un mercado en tiempo real. El mercado del día previo es un mercado de futuros, mientras que el mercado en tiempo real es un mercado de transacciones físicas.

En general, este esquema de dos mercados es beneficioso por diversas razones. En primer lugar, permite corregir la ineficiencia de transacciones en el mercado de tiempo real a través de contratos por diferencias que permiten controlar el



riesgo precio, en particular el derivado de las restricciones de transmisión. En segundo lugar, permite resolver el problema del “compromiso de unidades” causado por la no convexidad de costos y en tercer lugar, permite que costos fijos (tales como los costos de arranque) sean tratados como tales, pues en el mercado del día previo los generadores declaran sus costos de arranque, interrupción del despacho programado y costos incrementales de energía que reflejan sólo costos de combustibles y componente calórico, tomándose en cuenta sólo este último componente en el Mercado en Tiempo Real.

En algunos casos, este esquema involucra la valorización de los derechos financieros de transmisión (*Financial Transmission Rights, FTR's*), diseñados a partir de los precios marginales proyectados para el sistema obtenidos como resultado del proceso de subastas en los Mercados de Día Previo. Estos derechos de transmisión intentan asignar derechos de propiedad ante determinadas contingencias, aunque para su valorización se requiere de una entidad centralizada que los calcule debido a que el sistema descentralizado difícilmente llegará a un equilibrio a un costo razonable sin comprometer la confiabilidad del sistema eléctrico.

Por su parte, el operador del sistema (*Independent System Operator, ISO*) tiene como funciones el manejo del sistema en tiempo real, coordinar que todos los generadores cumplan con sus programas de despacho del día previo u hora previa y determinar los ajustes relevantes por congestión en el despacho en tiempo real. A su vez, debe comprar y proveer servicios auxiliares cuando estos son requeridos.

Tomando en cuenta las características de la electricidad y los diferentes tipos de arreglos comerciales y de operación, Hunt (2002) distingue tres tipos de arreglos usados en el diseño del mercado mayorista:

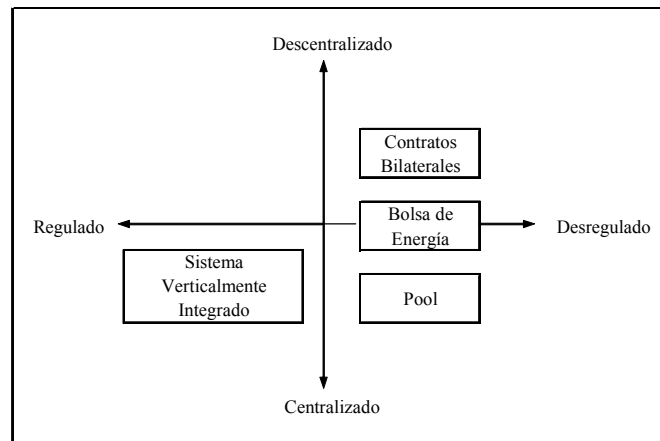
El Modelo “*Wheeling*”, propio de una empresa verticalmente integrada que posee una red de transmisión a la que tienen acceso otros agentes, pero que son despachados después de sus propios recursos y demanda. Esta entidad se encarga de manejar los desbalances, manejar la congestión y brindar servicios auxiliares con sus propios recursos. Este modelo no es tan común en la actualidad y corresponde básicamente a la experiencia de Estados Unidos con el esquema de PURPA.

Un segundo esquema viene a ser el que Hunt llama modelo “**Integrado**”. Este es usado en algunas regiones de Estados Unidos y en la mayor parte de los mercados liberalizados. En este caso el operador del sistema toma en cuenta los contratos a futuro de los generadores, pero también realiza subastas en base a las cuales realiza el despacho generando un precio *spot* único, corregido sólo por pérdidas y congestión, en base al cual se arreglan los desbalances, se maneja la congestión y se brindan servicios auxiliares. Este esquema correspondería al modelo “Poolco” en la clasificación anterior.

Un tercer esquema es el modelo “**Descentralizado**”. En este caso se considera que la electricidad no es tan diferente respecto a otros bienes, por lo que el operador del sistema toma en cuenta los contratos para el despacho fuera de las ventas que se realicen en el mercado *spot*. El operador del sistema administra los desbalances y los problemas de congestión a través de diferentes mecanismos en el mercado *spot*. Este sería el modelo basado en contratos bilaterales y esquemas ISO-PX.

Las principales diferencias entre los distintos modelos de organización de mercados mayoristas se pueden resumir de acuerdo al grado de centralización y de regulación de las transacciones, teniéndose en un extremo la anterior forma de organización de la industria, basada en un monopolio verticalmente integrado (caso francés), y en el otro un sistema basado en contratos bilaterales (similar a NETA). Un caso intermedio vendría a ser los *pools* basados en costos (modelos chileno y peruano).

**Gráfico 5: Grados de Descentralización y Desregulación de Mercados Eléctricos**



Fuente: Atienza (2001)

### **Mecanismos de Formación de Precios**

De acuerdo con Newbery (1999), el diseño de los diferentes mercados y los mecanismos utilizados para el proceso de formación de precios buscan enfrentar el problema de cómo despachar a las plantas tomando en cuenta las restricciones de transmisión, a fin de minimizar los costos de generación y

transmisión, y asegurar una remuneración que cubra los costos fijos y genere incentivos a la inversión en la capacidad que sea requerida. Newbery distingue tres tipos de soluciones a este tipo de problemas:

1. Variantes del sistema argentino, donde se podrían considerar los casos de Chile y Perú como modelos más conservadores. En estos se utiliza el antiguo sistema de establecer el orden de mérito del despacho en base a información de costos de producción de energía, incluyendo pagos adicionales de capacidad o estimaciones de la disponibilidad de las plantas en períodos punta. En estos casos, los precios de determinados períodos se incrementan considerando la probabilidad de pérdida de carga (*Loss of Load Probability, LOLP*) y el valor de la energía no suministrada (*Value of Loss Load, VOLL*) de cada período, siendo nulos en los períodos de menor demanda y alto conforme se acerca la máxima demanda. En esquemas como el de Perú y Chile el pago de capacidad es el correspondiente al costo fijo de las unidades que abastecen la punta.<sup>14</sup>
2. El sistema inglés implementado en la reforma de 1989 consistente en un pool obligatorio con subastas de precios y un sistema adicional de cálculos de costos de capacidad.
3. Modelos basados en mercados de *commodities* sin un pool obligatorio y sin pagos por capacidad, donde el pool está encargado básicamente de

<sup>14</sup>. El análisis de cómo los pagos por capacidad usados como complemento de los precios de energía basados en costos marginales logran que un parque generador eficiente recupere todos sus costos económicos se puede ver en De la Cruz y García (2002) o Gallardo, García y Pérez-Reyes (2004).

mantener el balance del sistema y las transacciones se basan en contratos bilaterales físicos.

En estos tres diseños, aunque en mayor medida en el caso de los modelos centralizados, un aspecto esencial es el proceso mediante el cual se calculan los precios óptimos del sistema. Los precios eficientes utilizados a nivel internacional y que consideran todas las externalidades de red que se generan en la operación de los sistemas eléctricos así como la minimización de las pérdidas de energía son conocidos como los “*Locational Marginal Prices*”. Estos precios deben ser calculados de forma centralizada por un operador del mercado eléctrico y son válidos tanto para sistemas basados en costos auditados como en precios ofertados<sup>15</sup>.

### ***Manejo de Riesgos***

La existencia de volatilidad en los precios del mercado *spot* debida a una serie de razones como el comportamiento de la hidrología, los cambios en los precios de los combustibles, la existencia de congestión o eventos no previstos, genera la necesidad de mecanismos que reduzcan los riesgos e incertidumbre de operar en el mercado. En particular, se pueden generar diferencias entre las cantidades asumidas en los compromisos contractuales y las cantidades efectivamente consumidas.

El tipo de mecanismo más utilizado para enfrentar esta volatilidad son los “contratos por diferencias” (*contracts for differences*). Estos contratos garantizan la venta de cierta cantidad de energía a un precio determinado entre

---

<sup>15</sup>. La referencia básica en este punto es Schweppe, Caramanis, Tabors y Bohm (1988).

un comprador y un vendedor. En estos contratos, los generadores cubren el riesgo de las distribuidoras o comercializadores vendiendo a un precio menor cuando el precio *spot* (costo del sistema) es alto y las distribuidoras o comercializadores cubren a los generadores comprando a un precio mayor incluso cuando podrían haber comprado energía al sistema a un costo más bajo. Por ello, este instrumento implica un aseguramiento mutuo entre las partes y no incluye el pago de una prima, debido a que su único objetivo es eliminar la volatilidad del precio *spot* mediante la firma de un contrato a un precio fijo, que correspondería al promedio esperado del *spot*.

Típicamente, un generador con un contrato por diferencias tendrá los siguientes beneficios:

$$\pi_{id}(p) = QC_{id} * PC_{id} + (Q_{id}(p) - QC_{id}) * p - CM * Q_{id}(p)$$

De esta expresión es claro que si la cantidad contratada ( $QC_{id}$ ) por las empresas coincide con la cantidad despachada ( $Q(p)$ ), que puede obtenerse en base a un sistema de subastas o basado en costos como el caso peruano, los beneficios de la empresa no dependerían de la evolución del precio *spot* ( $p$ ), sino sólo de las cantidades y precios contratados  $PC_{id}$ , por lo que los generadores y distribuidores estarían eliminando el riesgo de la volatilidad del precio *spot* (para más detalles ver Gómez y Rothwell; 2003, y Stoft; 2002).

Si se considera que los precios *spot* del sistema pueden ser diferentes entre los puntos de inyección y retiro, se puede ver que los generadores asumen un riesgo adicional derivados de potenciales problemas de congestión en la operación en tiempo real del sistema.

Es decir, si un generador tiene una cantidad de energía contratada ( $Q_C$ ) al precio  $P_C$ , su cliente retira energía en la barra B y el generador inyecta energía en la barra A, los ingresos netos del generador por energía estarían dados por:

$$P_C \times Q_C + P_A \times Q_G - (P_B \times Q_C)$$

Donde  $P_A$  y  $P_B$  vienen a ser los precios *spot* o costos marginales instantáneos en cada una de las barras y  $Q_G$  es la energía generada por la empresa. Se puede reordenar la expresión anterior de la siguiente manera:

$$P_C \times Q_C + P_A \times (Q_G - Q_C) - (P_B - P_A) \times Q_C$$

Como se puede ver, si el generador despachase exactamente la energía contratada, sólo asumiría como riesgo precio el valor del diferencial de precios entre las barras de retiro y de inyección por la energía contratada. Este diferencial suele ser pequeño y está asociado normalmente a la existencia de congestión y valorización de las pérdidas de energía. Sin embargo, este riesgo puede ser cubierto, y de hecho es así en mercados más desarrollados, a través de instrumentos como los Derechos Financieros de Transmisión (*Financial Transmission Rights*).

Estos contratos son más relevantes en los modelos *Poolco*, a diferencia de los modelos basados en contratos bilaterales físicos, ya que la energía efectivamente despachada no está bajo el control del generador sino que depende del resultado de las subastas o los costos de las centrales existentes en cada momento particular. En estos casos, la energía inyectada por el generador suele ser diferente a los compromisos contractuales que ha adquirido en los

contratos financieros, asumiendo los riesgos de comprar caro en el sistema, pues los clientes de las generadoras seguirán retirando energía en el pool.

Este modelo, en el cual no están permitidos los contratos físicos bilaterales, corresponde a las experiencias de reforma de países como Argentina, Chile, Perú y Colombia.<sup>16</sup>

### ***Poder de Mercado***

En los modelos de bolsa de energía y en el de contratos bilaterales un tema de especial importancia es el análisis de los potenciales problemas de abuso de poder de mercado en el mercado *spot*, ya que la lógica de estos modelos implican que parte o el total de los costos fijos de las unidades sean recuperados a través de los incrementos súbitos de los precios (*spikes*), sobretodo en un esquema donde no existen pagos de potencia. En estos mercados, luego de un proceso de entrada de centrales eficientes y salida de ineficientes, la inversión en capacidad implicará una curva de oferta con un tramo final de costos altamente crecientes, o prácticamente vertical. La intersección de esta oferta con la demanda generará “rentas de escasez” para las centrales, incluyendo la marginal en el caso de una curva con un último tramo

---

<sup>16</sup> En la sección IV.2 se realiza una breve reseña de algunas experiencias relevantes. En particular, el modelo chileno, trasladado al caso peruano, es un modelo *Poolco* bastante conservador pues el despacho no se basa en subastas de precios, sino que éste se realiza administrativamente a través de una entidad que realiza el despacho económico usando costos variables auditados. Las experiencias colombiana y argentina corresponden a modelos que introducen una mayor flexibilidad en la declaración de precios, permiten un mayor traspaso de los precios *spot* a los clientes finales y tienen un mercado no regulado mucho más amplio incluyendo la existencia de comercializadores independientes. En el caso argentino este modelo habría funcionado bastante bien incrementándose la competencia, particularmente a través del ingreso masivo de centrales a gas natural, reduciéndose los precios y mejorándose la calidad del servicio. Para un análisis del modelo argentino hasta 1999 ver Bour (1999).

vertical. Estas rentas están destinadas a amortizar los costos fijos de las centrales. En la operación diaria del sistema este equilibrio implicará incrementos súbitos de los precios que son a veces difíciles de distinguir del aprovechamiento del poder de mercado en determinadas horas por parte de los generadores. Un mecanismo usual de mitigación de poder de mercado consiste en el establecimiento de precios topes, aunque ello puede comprometer la recuperación de los costos fijos mediante las rentas por escasez.

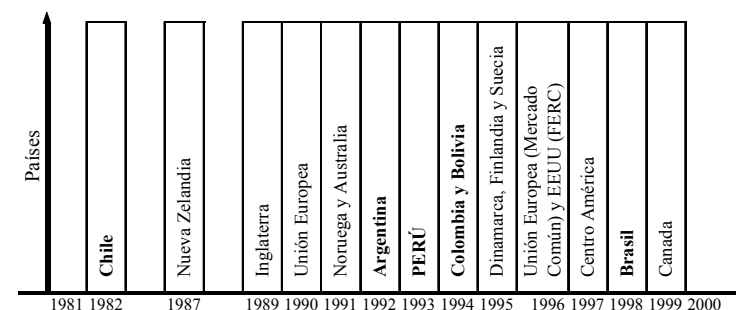
Wolak (2003) menciona cinco mecanismos que se pueden utilizar para incrementar la elasticidad de la demanda residual en los mercados eléctricos competitivos: i) la división de las empresas generadoras en un número más grande de competidores, ii) el fomento del mercado de contratos, el cual reduce los incentivos para comportamientos anticompetitivos en el mercado *spot* (estar plenamente contratado incluso generaría incentivos a declarar precios cercanos al costo marginal), iii) la participación activa de los clientes finales en el mercado mayorista, iv) el incremento de la capacidad de transmisión teniendo en cuenta la reducción del poder de mercado local derivado de la existencia de congestión, y v) el monitoreo del regulador para que todos los participantes del mercado tengan incentivos a cumplir con sus obligaciones contractuales, analizando incluso la existencia de penalidades por compras al *spot*. Otra medida adicional consiste en reducir las barreras a la entrada y fomentar la entrada de las tecnologías eficientes, que pueden verse atraídas de registrarse precios muy altos en el mercado.

Un tema importante en los mercados liberalizados es el potencial ejercicio del poder de mercado en los diferentes mercados diseñados. Como se verá en la sección IV.2 éste ha sido un problema recurrente en diferentes experiencias internacionales.

### III. Experiencias de Reforma a Nivel Internacional

En un contexto de crisis similar a la enfrentada por el Perú, debido al agotamiento del esquema de la empresa pública y políticas sectoriales inadecuadas, una serie de países iniciaron procesos de reforma basados principalmente en la separación de actividades y la introducción de competencia en el mercado mayorista. Un primer proceso de reforma fue el modelo chileno (1982), aunque su esquema era más conservador que los diseños de mercado implementados en países como Nueva Zelanda, 1987 y Reino Unido, 1989.

**Gráfico 6: Cronología de las Reformas del Sector Eléctrico**



Fuente: CTE. Situación de las Tarifas Eléctricas 1993 – 2000

Como se mencionó, los diferentes modelos de mercado difieren en el grado de descentralización y desregulación de las transacciones. En este sentido, se puede identificar un primer grupo de modelos, donde todavía se utilizan de forma bastante importante los criterios marginalistas utilizados en el esquema

de planificación de una empresa verticalmente integrada. En este primer grupo se ubicarían las experiencias de Chile, Perú y Argentina.

En Estados Unidos existen varios diseños de mercado como el caso de California, PJM (Pennsylvania, Nueva Jersey y Maryland), ERCOT (Texas), entre otros; mientras que experiencias importantes a nivel internacional las constituyen los casos de Inglaterra (con un modelo *Poolco* inicial y NETA), Nord Pool en los países nórdicos y el caso australiano como uno de los esquemas más descentralizados y originales, aunque difícilmente transplantable a otras experiencias.

Los instrumentos utilizados en los diferentes mecanismos van desde las reglas de formación de precios, la importancia de los pagos por capacidad, la creación de un mercado de día previo y un mercado en tiempo real, la importancia relativa de los contratos bilaterales, el uso de instrumentos financieros para el manejo de riesgos y congestión, los mecanismos de provisión de servicios complementarios y la existencia o el uso de mecanismos de control de poder de mercado como la imposición de topes a las ofertas de precios.

### III.1 El Mercado Eléctrico Chileno

La reforma del sector eléctrico chileno se remonta a 1982<sup>17</sup>. La organización del mercado se inició con la separación de las actividades y el diseño de un mercado mayorista basado en un pool obligatorio, que realiza el despacho del sistema a mínimo costo y optimiza en el uso del agua en el tiempo. La operación económica y técnica del sistema se realiza centralizadamente por el

---

<sup>17</sup>. En Charún et. al. (1996) se presenta una serie de artículos detallados sobre el funcionamiento de las diferentes actividades y mercados en el sector eléctrico chileno.

CDEC (Centro de Despacho Económico de Carga), conformado por los generadores y transmisores. El despacho y precios en el mercado *spot* se fijan usando los costos variables de las centrales independientemente de los contratos financieros, por lo que el mercado *spot* sólo se utiliza para valorizar las transferencias entre generadores (diferencias entre despacho y compromisos contractuales).

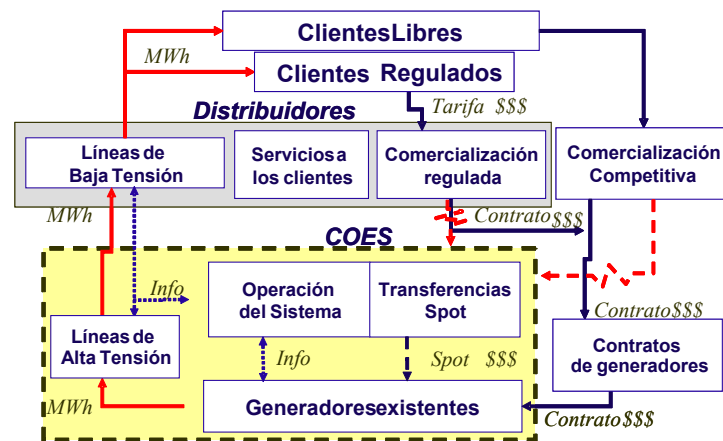
Aunque la generación es considerada una actividad competitiva, permitiéndose la libre entrada, se establecen precios máximos para las ventas, de los generadores a los distribuidores, destinados al mercado regulado y sólo se permite la competencia en el mercado de contratos entre generadores y distribuidores para el caso de los grandes clientes (cuya demanda supera los 2 MW). Los precios para el mercado regulado se determinan de la misma forma como el operador del sistema calcula los costos marginales, pero para un período de cuatro años, siendo su principal finalidad suavizar los precios a los usuarios finales.

En el caso de la transmisión, el modelo chileno reconoció sus características de monopolio natural, fijándose tarifas que cubren los costos medios eficientes, aunque se estableció, a diferencia de otros países, que éstas sean cubiertas directamente por los generadores.

Por último, no existen comercializadores independientes, teniendo las distribuidoras el monopolio de la red y comercialización sobre los usuarios de servicio público. Las distribuidoras no pueden comprar directamente en el mercado *spot*, lo cual por un lado les permite no asumir los riesgos comerciales asociados a la hidrología, incremento de precios de los combustibles y otros,

pero por otro lado puede restar eficiencia al sistema al restringir innecesariamente el tipo de transacciones en el mercado.

**Gráfico 7: Organización del Mercado Eléctrico Chileno**



Fuente: Ruff (2003)

### III.2 La Reforma en Inglaterra y Gales

La Reforma en el Mercado Eléctrico de Inglaterra y Gales se inició en 1990. Entre las medidas tomadas destacó la decisión de privatizar la industria tanto en distribución, formándose doce empresas regionales, como la generación, aunque la nuclear permaneció bajo administración estatal, creándose dos nuevas empresas privadas de generación en base a combustibles fósiles. Asimismo, se creó un operador independiente de la red de transmisión (NGC).

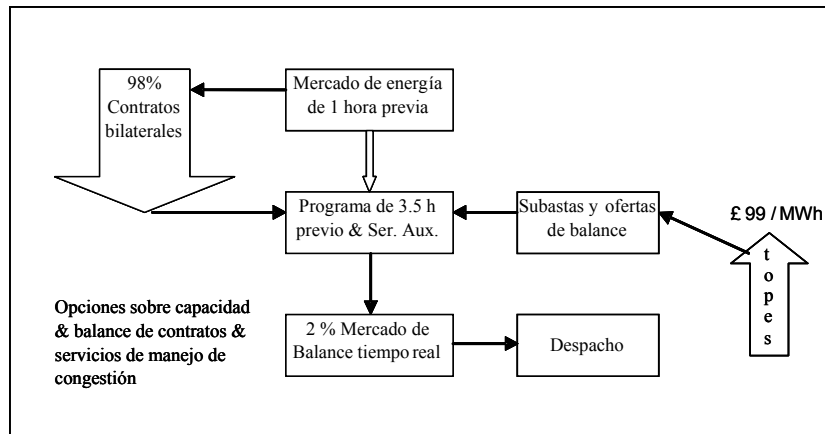
En la generación se optó por crear un mercado de contratos de energía y se mantuvo el orden de despacho basado en las centrales más baratas, usando el mismo modelo de optimización, pero con subastas y no con costos marginales. Es decir, se adoptó un modelo Poolco como forma de organizar el despacho y la coordinación del sistema, donde los generadores podían ofertar energía a diferentes precios (ver Armstrong et. al.; 1994).

Un efecto de la reforma fue el incremento de la producción a gas natural y la sustitución de un combustible más ineficiente y contaminante como el carbón. Sin embargo, después de algún tiempo se detectó como principal problema que dos empresas (*National Power* y *PowerGen*) fijaban el 90% del precio, a pesar incluso de la entrada masiva de centrales a gas a ciclo combinado facilitada por la firma de contratos a largo plazo. Ello derivó en incrementos en los precios del Pool, a pesar de la disminución de los costos y ganancias de eficiencia de la empresa (ver Newbery; 1999), y por lo tanto parte importante de las ganancias de eficiencia no se trasladaron a los usuarios por problemas de poder de mercado (Newbery y Pollit; 1997). Ante esta situación se diagnosticó que en el proceso de privatización y reestructuración se pudo reducir estos problemas si se hubiera dividido las empresas de generación en varias unidades a fin de reducir el poder de mercado.

Otro problema se dio en el proceso de fijación de los precios (Millán, Jaime; 1999). Este proceso era complejo y poco transparente, lo que ha llevado a que éstos no den las señales adecuadas para el desarrollo de los mercados de derivados y reduzcan la rigidez en el mercado de contratos. En el largo plazo, la complejidad en la administración de los cargos por potencia no daba una buena señal para el incremento de la oferta de capacidad.

Esta visión sobre la necesidad de incrementar la competencia y, flexibilizar y hacer más eficiente las transacciones, llevó a una reforma drástica en el año 2001, creándose el NETA (*New Electricity Trading Arrangements*). En este sistema se reemplazó la obligatoriedad del pool por el autodespacho basado en contratos físicos administrados por el transmisor y donde se castiga fuertemente el estar en desbalance (Newbery; 2002). Asimismo, se establece que el pago será en función a lo ofertado por las empresas (“*pay as bid*”) y no un precio uniforme basado en la oferta del último despachado.

**Gráfico 8: La Reforma Inglesa del 2001**



Fuente: Zhou (2003) “Comparison of Market Design” Public Utility Commission of Texas.

Entre las reformas más recientes destacan la de España y California en 1998. Los resultados en este caso han sido relativamente diferentes. En España se diseñó un mercado mayorista bastante competitivo, estableciéndose un esquema ISO–PX y reconociéndose los “*stranded costs*” o costos de transición hacia la competencia asociados a la modificación del régimen regulatorio. En California existieron una serie de problemas que dieron lugar a una crisis en el

año 2001; a continuación se hace una breve reseña de este caso dado su interés para el análisis de los procesos de reforma.

### III.3 La Reforma en California

La reforma en el estado de California puede considerarse la experiencia más avanzada de la introducción de competencia directa en la actividad de generación eléctrica. Luego de un proceso de negociación e intenso debate, en setiembre de 1996, se aprobó la norma que dio inicio al proceso de reestructuración (*Assembly Bill 1890*). El mercado inició sus operaciones en abril de 1998.

La reforma distinguió las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización minorista. Se estableció un Modelo de Competencia Minorista a través de la creación de un mercado mayorista competitivo y la introducción de comercializadores.

El mercado mayorista estaba basado en un esquema de subastas, donde existía un Operador Independiente del Sistema u Operador de la Red (ISO) y un Operador del Mercado Mayorista o *Power Exchange* (PX). El ISO se encargaba de la operación técnica del sistema y el PX tenía la función de obtener los precios del sistema en base a un sistema de subastas en el que competían los generadores.

Las *utilities* proveían un servicio por *default* a un precio minorista fijo. Este precio se mantendría por cuatro años a fin de garantizar la recuperación de los *stranded costs*. A su vez, las *utilities* deberían comprar energía en el ISO/PX en el mercado spot, restringiéndose la compra de energía vía contratos de largo



plazo. El mercado mayorista estaba regulado por la FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*), mientras que los precios a clientes finales estaban regulados por la CPUP (*California Public Utilities Commission*). Una decisión importante fue establecer un precio fijo a los consumidores finales, el cual en teoría iba a decrecer con la reforma, a fin de garantizar la recuperación de los costos de transición a la competencia (*stranded costs*).

Sin embargo, en el contexto de un verano especialmente caluroso, los precios del mercado mayorista se empezaron a incrementar a partir de mayo del año 2000 superando niveles históricos y alcanzando cerca de los US\$ por 500 MWh. En un contexto donde el precio final estaba fijo, ello tuvo como consecuencia que las empresas distribuidoras empezaran a enfrentar continuas pérdidas financieras entrando incluso en riesgo de crédito.

La crisis del sistema eléctrico de California se habría desencadenado por una serie de razones coyunturales y estructurales. Entre las causas inmediatas están: i) el incremento en los precios del gas natural, el cual representa cerca del 30% de la producción de electricidad de California, el cual llegó a estar cerca de US\$ 60 por MMBTU, ii) mayores niveles de demanda resultantes del sostenido crecimiento económico de la década del 90 y un verano especialmente caluroso en el año 2000, iii) la disminución de las importaciones desde otros Estados debido a una mayor demanda en todo el Oeste de Estados Unidos y la menor disponibilidad de agua en las centrales hidráulicas del Nor-Oeste, y iv) el importante incremento en los precios de los créditos de emisiones (NOx).

Sin embargo, los problemas se vieron agravados por errores en el diseño de mercado y en el marco regulatorio, entre los cuales destacan: i) la fijación o congelamiento de los precios finales. Ello hizo que no existiera una respuesta

de la demanda a los altos precios mayoristas y que las distribuidoras asuman todo el riesgo precio, ii) la ausencia de contratos de largo plazo por parte de las distribuidoras, lo que las expuso a la volatilidad de los precios *spot*, iii) la incertidumbre generada entre los inversionistas por las “nuevas reglas de juego” (Joskow; 2001), y iv) la poca predictibilidad de ingresos asociada a la ausencia de pagos por capacidad, que garanticen ingresos mínimos para las inversiones.

Los problemas enfrentados en California han mostrado que la reforma implementada tuvo errores en el diseño del mercado que llevaron a una crisis del sistema. En opinión de Joskow (2001), el origen de estos problemas puede ser hallado en que: “la nueva estructura de la industria que emergió de las discusiones regulatorias, legislativas y de diseño de mercado, dio origen al mercado más complicado jamás creado y con muchos rasgos que no existían en otros mercados. En un esfuerzo para conciliar a varios grupos de interés el diseño de mercado incorporó partes y piezas del diseño de diferentes modelos alternativos” (traducción propia). Esta situación habría llevado a una serie de medidas desvinculadas y poco consistentes entre las regulaciones federales y estatales que no contribuyeron a un resultado exitoso.

A continuación se desarrollan con algún mayor detalle los principales problemas que habrían causado la crisis de acuerdo con Weare (2003).

Como parte de la reforma, los precios mayoristas fueron desregulados y se formarían en un mercado competitivo basado en subastas de energía a precios *spot*. Este esquema estaba sujeto a la supervisión de la *Federal Regulatory Energy Commission* (FERC) y se diseñó bajo el Acta Federal de Energía. Sin embargo, la Comisión de Servicios Públicos de California (CPUC)

conjuntamente con el gobierno del Estado estableció que los precios finales se mantendrían fijos hasta el año 2002 y la renuencia respecto a la firma de contratos de largo plazo por parte de las distribuidoras, hizo que estas asuman la volatilidad de los precios en el mercado spot. Ello llevó a que cuando estalló la crisis en mayo del 2000 no se tuviera una respuesta de la demanda, ya que los consumidores no observaban una señal de la escasez, y que las empresas distribuidoras, al no poder trasladar los mayores precios, enfrentaran el riesgo de quiebra ya que llegaron a cobrar a los usuarios finales precios menores al costo de compra de energía en el mercado *spot*.

Entre otros factores que explican que la crisis no se haya solucionado por mecanismos de mercado, como el incremento de la oferta, se menciona la persistencia de algunas barreras importantes a la entrada de nuevas inversiones cuya reducción no acompañó al proceso de desregulación. Entre las barreras mencionadas destacan las exigencias medio ambientales que se imponen a los nuevos proyectos y los castigos a la emisión de partículas contaminantes que impidieron a las centrales operar a máxima capacidad. Otros investigadores mencionan que la inversión en capacidad también se detuvo por la incertidumbre generada entre los inversionistas sobre el funcionamiento de las “nuevas reglas de juego” (Joskow; 2001), además de la poca predictibilidad de ingresos por parte de los inversionistas debido a la ausencia de pagos por capacidad que garanticen ingresos mínimos para las inversiones. Sin embargo, este diagnóstico no es compartido por todos los investigadores.

Adicionalmente, la ausencia de una coordinación interestatal y, los problemas de capacidad de transporte de gas natural (el combustible más usado en la generación en los años recientes) y en la capacidad de transmisión de

electricidad, limitaron la posibilidad de reducir los precios y eliminar el riesgo de cortes de energía mediante una importación eficaz de estados vecinos.

Por último, un elemento adicional a tomar en cuenta habría sido el uso de poder de mercado en el período de crisis. Así, diferentes estudios han mostrado que en el mercado eléctrico mayorista de California, el abuso del poder de mercado fue un factor significativo durante el incremento de precios observado en los veranos de 1998 y 1999, pese a la ligera disminución de precios en 1999 (Borenstein, Bushnell y Wolak; 2000, Joskow y Kahn; 2001). A ello habría contribuido también los problemas de coordinación en el ISO-PX (protocolos de operación comercial y física) y la poca facilidad para realizar contratos a plazos que podrían haber reducido el ejercicio del poder de mercado en la bolsa de energía. Análisis adicionales han mostrado que también se habrían enfrentado problemas de poder de mercado en la industria de gas natural.

#### **III.4 El Modelo PJM**

El modelo de mercado implantado en Pennsylvania, New Jersey y Maryland (conocido como PJM) es de especial importancia en el análisis del diseño de mercados eléctricos ya que constituye el mayor y más sofisticado mercado de electricidad con despacho centralizado de Norteamérica y el tercero más grande del mundo. El modelo PJM entró en funcionamiento en abril de 1998, convirtiéndose en el primer sistema independiente de Estados Unidos en adoptar un esquema de mercado competitivo.

El modelo implementado es básicamente un modelo “*Poolco*” donde se ha permitido el acceso al mercado mayorista a otros agentes como los comercializadores. El centro de control de PJM, programa, pronostica y

coordina la operación de las unidades generadoras, transacciones bilaterales y el mercado *spot* de modo de balancear la carga. El modelo está organizado en torno a un regulador de mercado y un operador técnico y económico del sistema (PJM-ISO), que recibe ofertas de todos los generadores y genera Precios Marginales Locales cada 5 minutos para más de 2,000 nodos del sistema.

El modelo PJM incorpora el mecanismo de formación de precios basado en el esquema marginalista, ya que las diferencias de los precios entre nodos generan no sólo ingresos para la transmisión sino que dan las señales tanto para los generadores y los consumidores para instalarse en zonas descongestionadas o cercanas al centro de carga. Para protegerse de la volatilidad de los precios de los LMP se crea un complejo sistema de Derechos Financieros de Transmisión (FTR's).

A su vez, en el PJM no hay ninguna restricción a los contratos bilaterales, aunque estos sólo tienen el carácter de financieros, ya que al igual que al ser un modelo "Poolco", el despacho se realiza bajo decisiones económicas, por lo que los contratos bilaterales no implican que el ISO tenga que despachar a ningún generador en particular. Adicionalmente, a diferencia del modelo de California en el PJM se estableció un mecanismo que remunera la capacidad de generación mediante un mercado de capacidad (ICAP), lo que permite a los generadores recuperar los costos fijos de una forma menos incierta dada la variabilidad de los precios de la energía y permite por lo tanto facilitar la inversión en capacidad.

Las entidades responsables de comprar la energía y revenderla a los usuarios finales (*LSEs o Load Serving Entities*) están obligadas a poseer o adquirir la

energía suficiente para cubrir la demanda pico más un margen de reserva de aproximadamente 18%. Esta capacidad la pueden adquirir a través de contratos bilaterales, o participando en el mercado de crédito de capacidad operado por PJM. Las LSE que no sean capaces de proveer capacidad deben pagar una multa, llamada "*Capacity Deficiency Rate*" (CDR) al operador, de entre de US\$ 50 a US\$ 150 MW-día. Lo recaudado con dichas multas luego se deriva a los generadores que tienen excedentes de ICAP. Este sistema incentiva a mantener cierta capacidad contratada.

En el modelo PJM, los consumidores pagan el precio de la energía que contrataron con el comercializador, el valor de transmisión, distribución y un cargo adicional que corresponde a los "costos de transición a la competencia" destinado a reconocer los costos hundidos que las empresas tenían antes de entrar en funcionamiento el modelo.

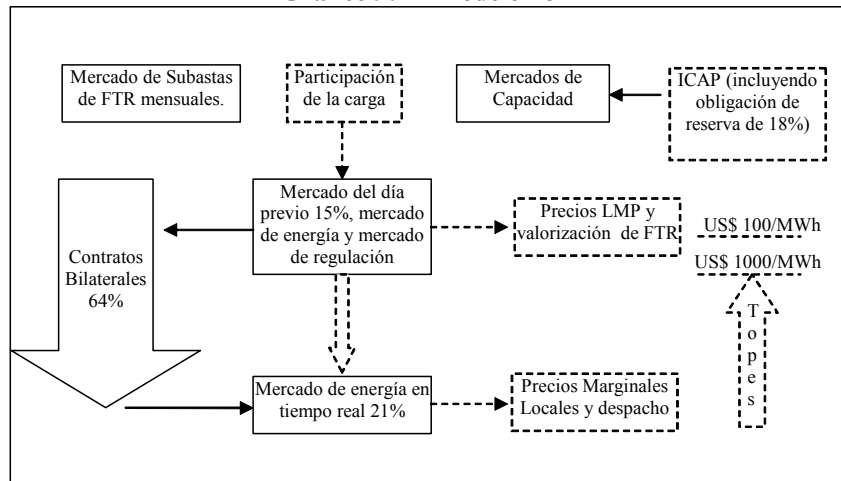
Posteriormente, en el PJM también se implementó un "Mercado de Día Previo" (*Day-Ahead Market*) con la finalidad de programar con mayor anticipación el despacho, facilitando la función del operador del sistema en el "Mercado en Tiempo Real" (*Real Time Market*). En estos mercados los generadores pueden realizar sus ofertas con US\$ 1,000 por MWh. Adicionalmente, con el fin de darle más liquidez al sistema y evitar problemas en la aplicación del éste se dividió el mercado en dos paquetes de FTR's, el PJM West y el PJM East. El precio en cada uno de estos sectores es el promedio no ponderado de un conjunto predeterminado de nodos en el sistema.

Sin embargo, el modelo PJM, basado en una estructura de Precios Marginales Locales y FTR's ha tenido ciertas deficiencias, entre las que se encuentran el no haber generado señales para la expansión de la transmisión, un problema de

acceso desigual a los FTR's y una débil estructura de mercados futuros. Se espera que la primera deficiencia se mejore con el tiempo, ya que el sistema LMP entrega las señales de precios necesarias para incentivar la expansión de las líneas, pero en la práctica ese efecto ha sido nulo.

En cuanto al nivel de competencia, el *Market Monitoring Unit* (2001) consideró que durante el año 2001, el mercado de energía era razonablemente competitivo, pero el mercado de capacidad sufría de un significativo poder de mercado. Por último, se encontró que pese a ciertos problemas de liquidez, el mercado de derechos de transmisión era relativamente competitivo.

**Gráfico 9: El Modelo PJM**



Fuente: Zhou (2003) "Comparison of Market Design".

### III.5 El Caso de Nord Pool

En Noruega se inició un proceso de reforma que se extendió en 1996 a Suecia y el resto de los países escandinavos a través de la creación del Nord Pool.

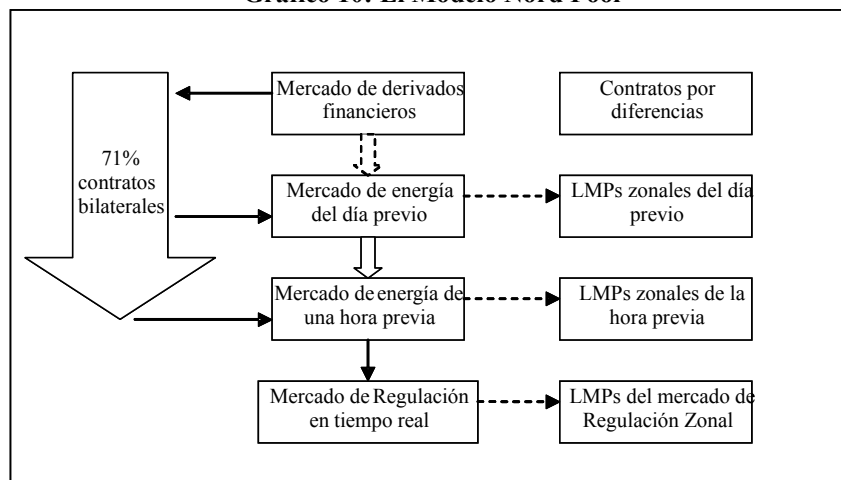
Nordel (la cooperativa de los operadores del sistema de transporte) es una entidad originada para crear y establecer las condiciones de desarrollo de un mercado eficiente de electricidad en los países nórdicos (Dinamarca, Finlandia, Islandia, Noruega y Suecia). Nord Pool cubre a aproximadamente 24 millones de habitantes. La capacidad instalada está compuesta de la siguiente forma: hidroeléctrica (54.9%), térmica (20.4%), nuclear (23.5%) y energía renovable (1.2%).

Este esquema no implica ofertas obligatorias en un *pool* despachado centralmente sino el intercambio de contratos bilaterales entre consumidores y productores, con el *pool* sirviendo fundamentalmente como un mercado mayorista para suministros marginales de energía. En este caso, los generadores y los consumidores deciden voluntariamente si quieren o no vender o comprar electricidad a través de este mercado. El Nord Pool se compone en realidad de dos mercados operando simultáneamente con el mercado de contratos bilaterales. Adicionalmente existe un mercado de futuros en el que se negocian contratos de futuros financieros semanales con vencimientos que van desde una semana hasta tres años. En el Mercado de Potencia Diaria (MPD) o mercado *spot*, se transan cantidades fijas de energía a precios fijados un día antes para cada una de las 24 horas del día. Para reconciliar las diferencias entre demanda programada y real y mantener la estabilidad del sistema existe además un mercado de balance o Mercado Regulador de Potencia.

A decir de Millán (1999), las razones de los diseñadores del Nord Pool para optar por un sistema de contratos de largo plazo, en lugar del Pool, obedecerían a las condiciones iniciales del sistema. La mayor parte de la generación en Noruega, y en menor grado en los otros países nórdicos, es de origen hidráulico con centrales con capacidad de embalse, lo cual implica que la energía puede

ser almacenada y los contratos de largo-plazo tienen más sentido. Otro aspecto de interés del Nord Pool es el uso de precios zonales como instrumento para resolver problemas de congestión en las redes. Esta experiencia es interesante en la medida de que se trata de un sistema pequeño y predominantemente hidráulico, en alguna medida similar al peruano, pero que sin embargo posee un entorno institucional muy diferente.

**Gráfico 10: El Modelo Nord Pool**



Fuente: Zhou (2003) "Comparison of Market Design".

### III.6 El Diseño de Mercado Estándar de la FERC

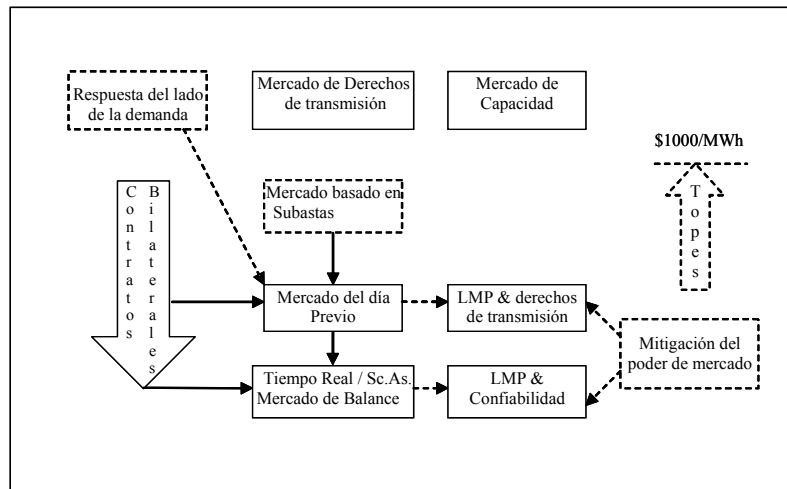
En la actualidad, luego de la crisis de California y los cambios que se han tenido que hacer en importantes experiencias como la de Reino Unido, los especialistas del sector dentro de Estados Unidos han venido trabajando la propuesta de un Diseño de Mercado Estándar (*Standard Market Design*), el cual ha sido presentando en una serie de documentos de la FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*). Este diseño de mercado se basa en algunos criterios básicos que son parte del consenso actual en el tema cuyos objetivos

básicos consisten en promover la operación diaria eficiente del mercado, entregar señales adecuadas para los inversionistas y la demanda y ser implementable a un costo razonable para la sociedad. Esta propuesta ha sido estudiada por diferentes entidades tales como el Departamento de Energía de Estados Unidos habiéndose realizado una serie de análisis sobre sus potenciales impactos en los diferentes mercados regionales. A continuación resumimos los principales aspectos de la propuesta de la FERC de acuerdo a un documento elaborado por el Departamento de Energía de Estados Unidos (2003):

- La creación de un Operador de la Red Independiente de cualquier participante del mercado que se encargue del despacho y las restricciones de transmisión.
- Un mercado basado principalmente en la firma de contratos de largo plazo como forma predominante de hacer negocios.
- Un mercado *spot* de corto plazo voluntario con precios transparentes. En particular, se requeriría un mercado de un día antes ("*day ahead market*") para coordinar el compromiso de las centrales. A su vez, el manejo de desbalances requeriría la operación de un mercado *spot* en tiempo real basado en subastas competitivas.
- Un planeamiento regional de la transmisión, que incluya guías para la instalación de centrales y líneas de transmisión económicamente eficientes así como programas para generación distribuida, respuesta de la demanda y mejoras en el manejo en tiempo real de la red.
- Señales de Precios Locales. Los mercados *spot* deben usar "Precios Marginales Locales" (*Local Marginal Price o LMP's*), que valoren las restricciones de transmisión. Estos darán las señales para las inversiones de una capacidad de generación rentable y donde es necesaria una mayor capacidad de transmisión.

- Derechos de Transmisión Comercializables. Estos derechos deben acompañar a los LMP's ya que les permiten manejar los riesgos de incrementos súbitos en los precios, principalmente a los compradores del mercado mayorista. Los mecanismos más usados son los Derechos Financieros de Transmisión (*Financial Transmission Right o FTR's*).
- Necesidad de medidas destinadas a mitigar el poder de mercado. Ello debido a que generalmente en las bolsas de energía pueden darse comportamientos abusivos en determinadas horas, los cuales son difíciles de distinguir en un contexto de una alta volatilidad de precios. En muchas experiencias se han usado precios topes.
- Una medida adicional destinada a evitar problemas de capacidad y cortes son los requisitos de adecuación de recursos, en particular a través de la exigencia de niveles de reserva mínimos (cerca de 12%).

**Gráfico 11: El Diseño de Mercado Estándar de la FERC**

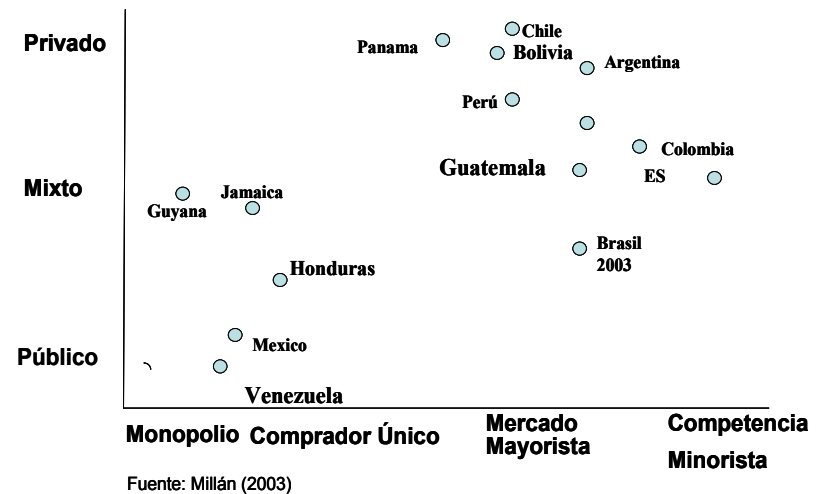


Fuente: Zhou (2003) "Comparison of Market Design" Public Utility Commission of Texas.

### III.7 La Reforma de los Noventa en países Latinoamericanos

Como se pudo ver en el Gráfico 6, la reforma en los países latinoamericanos se inició en la década de los noventa, salvo la experiencia temprana de Chile. Los procesos de reforma estuvieron marcados básicamente por el rediseño de los mercados eléctricos, la introducción de competencia en determinados segmentos y la promoción de la participación privada. Sin embargo, el grado de desregulación y avances logrados han variado ampliamente, dependiendo de características institucionales y tamaño de mercado, teniéndose experiencias como la Colombiana en un extremo, con una bolsa de energía y la introducción de competencia a nivel minorista hasta casos como el de Guyana donde existe un monopolio de propiedad mixta (ver Gráfico 12).

**Gráfico 12. Caracterización de las Reformas a Nivel Latinoamericano**



Fuente: Millán (2003)

### IV. El Proceso de Reestructuración del Sector Eléctrico Peruano

#### **IV.1 Situación de la Industria Eléctrica Peruana en el Período Pre-Reforma**

De acuerdo a Quintanilla (2001), desde sus inicios, el sistema eléctrico peruano fue desarrollándose por iniciativa privada.<sup>18</sup> Un hecho importante se dio en 1955 cuando se promulgó la Ley N° 12378 donde se regularon los mecanismos de participación privada, estableciéndose el esquema de concesiones con compromisos de incrementar la capacidad de generación en 10% al año. Con este propósito se crearon la Comisión Nacional de Tarifas y otros mecanismos que buscaban garantizar la rentabilidad de las inversiones introduciéndose paralelamente el concepto de bienes de dominio público.

A comienzos de los setenta, se da un giro drástico. En 1972, el gobierno de facto de las Fuerzas Armadas, mediante la Ley N° 19521, estatizó la industria y creó la Empresa de Electricidad del Perú (ELECTROPERU), la cual se encargaría de la gestión empresarial. De esta manera ELECTROPERU llegó a ser propietario de los diferentes activos de generación, transmisión y distribución, encargándose de la provisión del servicio y la planificación de las inversiones. En este período de gobierno militar, y hasta comienzos de la década del 80, hubo una gran inversión en proyectos hidroeléctricos y térmicos. Este dinamismo se fue perdiendo en los años ochenta debido principalmente a la crisis de la deuda, iniciada en 1982, que impidió contar con nuevo financiamiento y que más bien se convirtió en una carga importante para los países latinoamericanos.

---

<sup>18</sup> . En 1886 se dio el primer alumbrado público en Lima creándose la Peruvian Electric Construction and Supply Company.

En aquella época, el Ministerio de Energía y Minas establecía los mecanismos de fijación de tarifas. Sin embargo, no existía un sistema tarifario basado en costos económicos sino sólo contables, y se introducían ciertos criterios de equidad de una forma que no permitía un adecuado manejo de los recursos y que dio lugar posteriormente a una serie de problemas como los surgidos a partir del D.L. N° 163, de 1981, donde se estableció un impuesto al consumo de electricidad (25%) y al consumo de agua (5%) destinado a recaudar fondos para el desarrollo de obras en zonas que carecen del servicio eléctrico y agua.

Hubo algunos intentos de reforma como la Ley N° 23406, de 1982, donde si bien se estableció que el servicio público de electricidad estaría a cargo del Estado, se descentralizó en cierta medida la provisión de los servicios, incluyendo además de ELECTROPERÚ a las empresas regionales de servicio público de electricidad y las empresas de interés local como prestadores del servicio. Paralelamente, esta norma también definió la estructura del sector, la cual estaría conformada por la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas, ELECTROPERÚ, las empresas regionales y locales, y la Comisión de Tarifas Eléctricas, creada en esa misma ley. Por último, la norma también incluía todo un título al Planeamiento y las Obras, encargándose a ELECTROPERÚ la elaboración de un Plan Maestro, el cual debería ser presentando anualmente al Congreso de la República y ejecutado en coordinación con el Ministerio de Energía y Minas.

Sin embargo, el sistema tarifario no estaba estructurado, aunque se creó el Fondo de Compensación en Generación como un mecanismo de balance de costos por diferencias en fuentes de energía, escala de producción y mercados entre áreas geográficas. El uso inadecuado de estos mecanismos, unido al creciente control político, contribuyó en parte a las distorsiones de precios

experimentadas posteriormente. Adicionalmente, un mecanismo de este tipo no permitía fijar tarifas de acuerdo a costos y dar las señales a los consumidores sobre el costo de proveer el servicio en cada localidad, ya que las tarifas se basaban en precios promedio para el conjunto de empresas de servicio público.

Los problemas de financiamiento y fijación política de precios se vieron agravados en la segunda mitad de los ochenta, llegando a coexistir una diversidad de tarifas de acuerdo a la actividad de las empresas (industrial, comercial, residencial, alumbrado público, uso general y agropecuario). Esta discriminación de precios no tenía mayores fundamentos económicos y obedecía en mayor grado a criterios políticos y presión de determinados grupos económicos. Adicionalmente, la sostenibilidad financiera de las empresas también se veía deteriorada por un esquema desordenado de subsidios entre empresas, siendo ELECTROLIMA la empresa más perjudicada debido a que recaudaba cerca del 80% de los recursos del sector y tenía que financiar a las empresas regionales.

Así, a inicios de los noventa, la actividad eléctrica en el Perú mostraba un importante deterioro como consecuencia de la escasa inversión en infraestructura debido a los problemas fiscales, a que las tarifas no cubrían los costos de producción, las limitadas inversiones en mantenimiento y la destrucción sistemática de infraestructura por parte del terrorismo. Ello llevó a que el coeficiente de electrificación alcanzara en 1990 sólo el 45%, uno de los más bajos de América Latina, a que la oferta de energía sólo cubriera el 74% de la demanda y a que las pérdidas de distribución superaran el 20% (Comisión de Tarifas de Energía, 2000).

El uso de criterios políticos para la fijación de las tarifas y su retraso frente a una inflación creciente hizo que éstas cubran cada vez un porcentaje menor de sus costos operativos, excluyendo los costos asociados a la recuperación del capital, llegando a cubrir sólo un 33% de sus costos operativos medios en 1989 (ver Cuadro 1).

**Cuadro 1: Precios Medios y Costos Medios Operativos**  
(ctvs US\$/KWh)

Año	Precio Medio	Costo Medio Operativo	Relación
1985	3.64	3.33	109.3%
1986	3.37	5.11	65.9%
1987	2.28	2.63	86.7%
1988	1.5	2.27	66.1%
1989	1.9	4.83	39.3%
1990	4.57	6.19	73.8%
1991	4.65	5.08	91.5%

Fuente: COPRI (2000).

Esta situación produjo significativas pérdidas en las empresas del sector, todas ellas de propiedad estatal, y agravó el proceso de descapitalización. Así, de acuerdo a estadísticas del Banco Central de Reserva, empresas como Electroperú perdieron entre 1985 y 1989 cerca de US\$ 420 millones acumulados debido a estas razones.<sup>19</sup> Una parte importante de estas pérdidas se debió también al efecto negativo de las actividades terroristas. Así, las estadísticas de Electrolima indican que sólo en esta empresa se invirtieron cerca de US\$ 74 millones entre 1980 y 1991 en la rehabilitación de instalaciones por este concepto (ver Cuadro 2).

<sup>19</sup> Esta información y la de empleo está basada en los datos presentados por Alvarez Rodrich (1991).



**Cuadro 2: Efectos Económicos en ELECTROLIMA por Atentados Terroristas (1981 – 1991)**

Número de Torres Dañadas	292
Costo Reparación de Torres	5,226
Costo de Generación Térmica	24,112
Costos de Seguridad, Apoyo y Fuerzas Armadas	12,513
Sub Total	41,851
Costo de Energía No Suministrada	32,118
<b>Total</b>	<b>73,969</b>

Fuente: Macroconsult S.A. Reporte Económico Mensual, Junio 1992.

Adicionalmente, el número de empleados era excesivo y creciente. Así, en 1986, el número de empleados en las seis principales empresas del sector eléctrico, incluyendo ELECTROLIMA que representaba cerca de la mitad, era de 7,954, mientras que para 1988 ya se había incrementado a 10,447 y en 1990 llegaba a un estimado 15,000 empleados en total. Este número de empleados era excesivo si se considera que actualmente el número de empleados en planilla es cercano a los 6,000, estimándose otro tanto por servicios de terceros con la diferencia que el sector ha crecido cerca del doble en indicadores como consumo de energía respecto a inicios de los noventa.

La experiencia internacional sugiere que las empresas estatales y, particularmente, las que están sujetas a regulación de precios emplean demasiados trabajadores. También se observa que los salarios en estas empresas cayeron después de la desregulación frente al incremento de la competencia, especialmente por parte de las empresas sin sindicatos (Joskow y Rose; 1989). Por otro lado, la misma evidencia señala que se paga significativamente menos a los administradores experimentados de las firmas reguladas y de las empresas públicas, que a los administradores de empresas no reguladas de tamaño similar.

En 1991, la situación de las empresas eléctricas mejoró ligeramente luego de un reajuste de las tarifas, las cuales recuperaron valor en términos reales, aunque sólo alcanzaban a cubrir el 59% de los costos de suministro, lo cual, conjuntamente con los compromisos financieros existentes, llevó a que las empresas del sector muestren pérdidas financieras por US\$ 98.6 millones en ese año (ver Cuadro 3).

**Cuadro 3: Situación Financiera y Tarifaria de las Empresas Eléctricas (1991)**

Empresa	Costo Marginal (ctvs US\$ por KWh)	Tarifa (ctvs US\$ por KWh)	Cobertura de Costos	Utilidad Operativa (US\$ millones)	Utilidad Ejercicio (US\$ millones)
Electrolima	10.4	5.7	55%	5.6	-34.9
Electronorte Medio	7.8	5	64%	-3.1	-9.1
Electrocentro	9.4	5.2	55%	-4.9	-0.1
Electrosur Oeste	8.9	5	56%	-8	-7
Electrosur Medio	9.4	5	53%	1.2	-1.3
Electrosur	8.8	5.2	59%	0.6	0.2
Electro Norte	12.2	5.3	43%	-3.6	-1.9
Electronor Oeste	14.9	10	67%	-8.6	-10.3
Electrosur Este	8.1	4.9	60%	0.7	-30.4
Electro Oriente	15.1	10.4	69%	-2.1	-3.8
<b>Total (promedio)</b>	<b>10.5</b>	<b>6.17</b>	<b>59%</b>	<b>-22.2</b>	<b>-98.6</b>

Fuente: Macroconsult S.A. Reporte Económico Mensual, Junio 1992.

Esta situación crítica llevó a que, como parte de un amplio proceso de reformas estructurales en diferentes sectores, se iniciara un proceso de reforma del sector eléctrico, el cual se tradujo en un nuevo marco regulatorio establecido mediante la Ley de Concesiones Eléctricas de 1992. Para entender los objetivos, cambios introducidos y resultados obtenidos en este proceso, desarrollados en la sección V, es necesario poner el contexto del proceso de reforma examinando las

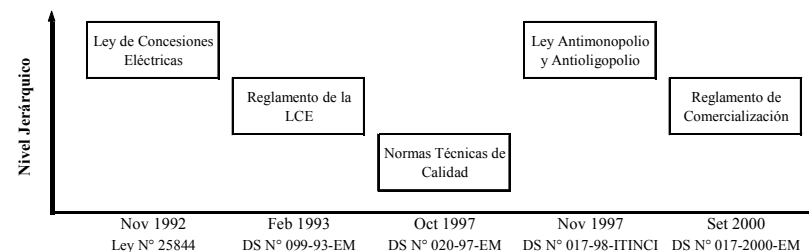
características de la electricidad, las alternativas de organización de la industria y las principales experiencias internacionales.

#### IV.2 Marco Institucional y Diseño de Mercado

La reforma del sector se inició con la promulgación de Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844) en noviembre de 1992. En esta norma modificaba la forma cómo estaba organizada la industria y se establecía un nuevo marco regulatorio cuyo objetivo general era crear un sistema tarifario que fomentara la eficiencia económica. El sistema debería generar los incentivos para que las empresas invirtieran en un entorno estable y con un sistema tarifario adecuado. Ello permitiría incrementar la capacidad de generación y lograr un incremento de la cobertura del servicio eléctrico. A su vez, los usuarios deberían tener las opciones suficientes para elegir entre un mínimo de alternativas e incluso negociar directamente con los suministradores (clientes libres). Paralelamente, la reforma inició un proceso de promoción de la inversión privada a fin de aprovechar la experiencia de operadores internacionales y atraer inversiones al sector.

El esquema partió de la separación de las actividades de generación, transmisión y distribución creando sistemas tarifarios más adecuados a las características de cada actividad. En el caso de las tarifas a clientes finales se eliminaron las distinciones por tipo de uso.

**Gráfico 13: Cronología del Marco Legal Vigente**



Respecto al marco institucional, se dejaron las funciones de otorgamiento de concesiones, planificación referencial y aprobación de normas a cargo del Ministerio del Sector, mientras que la aplicación del esquema tarifario quedó a cargo de la Comisión de Tarifas Eléctricas, actualmente Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART) del OSINERG.

En diciembre de 1996, se creó el Organismo Supervisor de la Inversión Privada en Energía - OSINERG (Ley N° 26734), como ente autónomo encargado de la fiscalización y supervisión de la normativa en materia de i) calidad, ii) conservación del medio ambiente, iii) eficiencia y iv) normas de los subsectores electricidad e hidrocarburos, así como fiscalizar el cumplimiento de las obligaciones contraídas en los contratos de concesión, y como un organismo adscrito al Ministerio de Energía y Minas. En términos efectivos el OSINERG inició sus labores en octubre de 1997.

En noviembre de 1997, se promulgó la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos – NTCSE (D.S. N° 020-97-EM), donde se fijaron los estándares y compensaciones a cumplirse en los aspectos de calidad del suministro, calidad del producto y alumbrado público, así como un cronograma de aplicación por etapas.

En este mismo mes se promulgó la Ley Antimonopolio y Oligopolio en el Sector Eléctrico (Ley N° 26876) donde se definían los criterios bajo los cuales se tratarían las fusiones verticales y horizontales en el sector<sup>20</sup>. A su vez, en el año 2000 se promulgó el reglamento de comercialización cuyo objetivo era llenar algunos vacíos y promover la competencia en el mercado de clientes no regulados.

En julio del 2000, se promulgó la Ley Marco de los Organismos Reguladores de los Servicios Públicos (Ley N° 27332), donde se adscribió a los Organismos Reguladores a la Presidencia del Consejo de Ministros (PCM), se definieron las funciones de los organismos y se fusionó al OSINERG con la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE).

Asimismo, en setiembre del 2000, se introdujeron algunas modificaciones al marco regulatorio del mercado libre a fin de mejorar las condiciones de competencia en este mercado a través del “Reglamento de Comercialización de Electricidad en un Régimen de Libertad de Precios” (D.S. N° 017-2000-EM), en el cual se establecen las modalidades de contratación a utilizarse y la necesidad de facturar de acuerdo a los cargos diferenciados por actividad. Estas medidas han permitido una mayor transparencia y mayores posibilidades de negociación para los clientes libres. A su vez, también se dieron modificaciones en lo referente a la reglamentación del acceso a las instalaciones de transmisión

---

<sup>20</sup>. En particular, en esta norma se estableció que las fusiones horizontales de empresas que superen el 15% de los ingresos en una actividad y las fusiones verticales donde alguna de las empresas supere el 5% de los ingresos, deberían ser aprobadas por Indecopi luego de un análisis de sus consecuencias sobre las condiciones de competencia en el mercado eléctrico. En el documento de Trabajo N° 2 de la Oficina de Estudios Económicos, “Fusiones Horizontales en la Actividad de Generación en el Sector Eléctrico Peruano” (elaborado por José Gallardo y Santiago Dávila), se discuten los alcances y justificaciones de las fusiones en el sector eléctrico.

y distribución fijándose estos cargos, que en un principio estaban sujetos a negociación entre los generadores y distribuidores en el caso de las ventas al mercado libre.

Por último, es necesario mencionar que en noviembre del 2001, mediante la Ley N° 27510, se puso en vigencia el Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE). Este esquema de subsidios entre consumidores beneficia a los usuarios con consumos mensuales menores a 100 KWh (nivel algo menor al consumo promedio del consumo mensual de los clientes residenciales en baja tensión) mediante descuentos fijos y proporcionales. El monto de estos descuentos es financiado mediante un incremento de las tarifas de los consumidores regulados con consumos mensuales mayores a los 100 KWh.

La finalidad del FOSE fue subsidiar el consumo de energía de los usuarios con menores recursos, para lo cual se estableció un sistema de subsidio a partir de un determinado nivel de consumo (100 KWh mensuales). Este subsidio utiliza un descuento fijo para los usuarios entre 30 y 100 KWh y un subsidio porcentual para los usuarios que consuman menos de 30 KWh. Los usuarios beneficiados con este mecanismo superaron los 2.4 millones de los 3.6 millones de usuarios a nivel nacional.

Por último, en julio del 2004, el FOSE ha sido ampliado mediante la Ley N° 28305, alcanzando a subsidiar hasta en 50% en el SEIN y 62.5% en los sistemas aislados a los usuarios de consumos menores de 30 KWh e incluye un grado de focalización por localización geográfica (rural-urbano).<sup>21</sup>

---

<sup>21</sup>. En la actualidad el FOSE (Ley N° 28305) establece los siguientes subsidios:

#### Cuadro 4: Funciones de las Diferentes Entidades en el Sector Eléctrico

MEM – DGE Política sectorial y normas. Otorgamiento de concesiones. Plan indicativo de expansión: generación – transmisión. Aprobación de procedimientos para la operación del sistema eléctrico.
OSINERG Vela por el cumplimiento de la LCE. Fiscalización: obligaciones de los concesionarios establecidas en la ley y reglamento. Prestación del servicio público de electricidad. Cumplimiento de las funciones de los Comités de Operación Económica del Sistema (COES). Supervisión de calidad y el suministro de energía. Determinación semestral de los porcentajes de participación de mercado de las empresas.
OSINERG - GART Fijación de tarifas de generación, transmisión y distribución de electricidad. Fijación de las condiciones de ajuste de las tarifas a cliente final Fijación de las tarifas de transporte y distribución de gas natural por ductos
INDECOPI Promoción de la competencia: Velar por el cumplimiento de la Ley Antimonopolio y Oligopolio.

Fuente : LCE, Reglamento y sus modificaciones.

#### Diseño del Mercado Mayorista

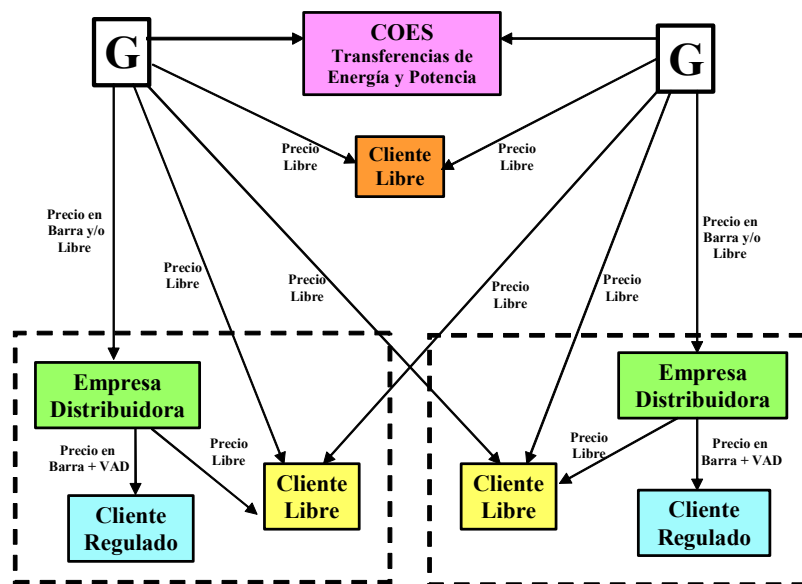
En particular, en la actividad de generación se estableció la libre entrada para cualquier inversionista y se diseñó un sistema tarifario basado en principios marginalistas (los criterios del modelo “*Peak Load Pricing*” y de planificación de inversiones aplicados al sector eléctrico en un entorno más desregulado). De esta forma los precios de generación se fijan en base al abastecimiento de la demanda a mínimo costo, dados los costos variables auditados de las centrales

Usuarios	Sector*	Reducción Tarifaria para consumos menores o iguales a 30 kW.h/mes	Reducción Tarifaria para consumos mayores a 30 kW.h/mes hasta 100kW.h/mes
Sistema Interconectado	Urbano	25% del cargo de energía	7.5 kW.h/mes por cargo de energía
	Urbano-rural y Rural	50% del cargo de energía	15 kW.h/mes por cargo de energía
Sistemas Aislados	Urbano	50% del cargo de energía	15 kW.h/mes por cargo de energía
	Urbano-rural y Rural	62.5% del cargo de energía	18.75 kW.h/mes por cargo de energía

generadoras y el costo de inversión de una central de punta eficiente. Estos precios se calculan en base a proyecciones de la demanda y la oferta, y junto con los cargos por transmisión principal constituyen los “precios en barra” que son usados como tarifas máximas en las transacciones entre generadores y distribuidoras para el servicio público. Es decir, la competencia en la generación en el caso peruano se da a través de mecanismos indirectos tales como la libre entrada a la actividad y la competencia por la firma de contratos, ya sea con distribuidoras o con clientes no regulados (aquellos que superan 1 MW donde los generadores compiten con las distribuidoras).

El abastecimiento del mercado mayorista se realiza de forma centralizada mediante un ente conformado por las empresas generadoras y transmisoras (COES) encargado de minimizar el costo de abastecimiento. Si bien todas las transacciones pasan por esta entidad y no existen “contratos bilaterales físicos”, sí se permite la firma de “contratos financieros” entre generadores y distribuidoras o clientes no regulados. Sin embargo, el despacho es independiente de estos contratos, por lo que los generadores que no cubran la demanda de sus clientes deben comprar energía en este mercado *spot* al “costo marginal instantáneo”.

**Gráfico 14: Transacciones en el Sector Eléctrico**



Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

### **Funciones del COES**

El COES está encargado de la operación económica y técnica del sistema. De acuerdo al artículo 41° de la LCE, las funciones básicas del Comité de Operación Económica del Sistema (COES) incluyen: i) la planificación de la operación del sistema interconectado, incluyendo el control del cumplimiento de los programas de operación y la coordinación del mantenimiento mayor de las instalaciones; ii) el cálculo de los costos marginales de corto plazo del

sistema eléctrico; iii) el cálculo de la potencia y energía firme<sup>22</sup> de cada una de las unidades generadoras, iv) garantizar a todos los integrantes la venta de su potencia contratada, hasta el límite de su potencia firme y efectuar las liquidaciones de potencia y energía por las diferencias que puedan generarse entre el despacho óptimo de las centrales y sus compromisos contractuales.

Como se mencionó, un aspecto importante del esquema peruano, común a muchos modelos *Poolco*, es la independencia entre los compromisos de los contratos financieros y el despacho a mínimo costo del sistema. Esto genera la necesidad de efectuar transferencias por potencia y energía activa y reactiva, las cuales son realizadas dentro del COES como operador del sistema.

En el caso de los ingresos por energía, los generadores reciben en primer lugar un monto por las cantidades que consumen sus clientes valorizada al precio de los contratos, y en segundo lugar, ingresos por la energía despachada, al poner toda su energía a disposición del COES, valorizada al costo marginal instantáneo de la barra de entrega, netos de la energía retirada por sus clientes, valorizada al costo marginal de las barras de entrega. Ello configura un típico “contrato por diferencias” como el explicado en la sección IV.1.3, sólo que en estos casos los precios *spot* corresponden a los costos marginales del sistema en cada barra del sistema.

Por su parte, en el caso de los ingresos por potencia sucede algo similar, aunque el mecanismo de reparto es ligeramente diferente. Cada generador recibe ingresos correspondientes a sus compromisos contractuales, es decir, el precio

<sup>22</sup> La potencia firme es aquella que puede ofrecer un generador en condiciones extremas. En los procedimientos del COES se definen estos criterios tanto para el caso de las centrales hidráulicas como térmicas.

de potencia del contrato (PPc), que puede ser diferente al regulado en el caso de los clientes libres, por la máxima demanda comprometida (MDi), pero a su vez pone su capacidad a disposición del COES. Ello origina una transacción similar al caso de la energía pero donde, en el intermedio, los generadores forman una “bolsa por potencia” en base a los cargos por potencia recaudados en los contratos. Esta bolsa sirve para generar una remuneración por potencia dentro del sistema la cual es repartida en base al ordenamiento de la potencia firme de las centrales por costos variables, lo cual se puede considerar como una aproximación a la contribución al abastecimiento de la máxima demanda. De esta forma los ingresos netos por potencia de un generador vendrían dados por la siguiente expresión:

$$(PPc*MDi) + (Potencia Firme Remunerable)*(PP) - (PP*MDi)$$

Por último, el COES también es el encargado de realizar los pagos por peaje a las empresas transmisoras, ya que estos pagos son recaudados por los generadores, de los distribuidores y clientes libres, a través de las “tarifas en barra”. Las liquidaciones, al igual que los casos de las transferencias de energía y potencia, también se realizan mensualmente.

### IV.3 Mecanismos de Fijación de Tarifas

#### Generación

La fijación de tarifas al nivel de generación se basa en la minimización de los costos de abastecimiento de operación y de inversión en base a los menores costos marginales de energía y potencia. El procedimiento es más bien administrativo pues el regulador utiliza los costos auditados de las empresas

para fijar las tarifas máximas, a diferencia de otras experiencias donde estas surgen de la interacción de la oferta y demanda en una bolsa de energía. Las tarifas se fijaban en mayo y noviembre de cada año, aunque recientemente se ha establecido que sea fijado sólo una vez al año en el mes de mayo.

Las tarifas reconocen separadamente dos tipo de cargos, el de potencia y el de energía.

*El Precio Básico de Energía* corresponde al promedio ponderado de los costos variables auditados mínimos de abastecimiento de la demanda proyectada para los próximos 24 meses, anteriormente el horizonte de proyección era de 48 meses. La demanda se proyecta en base a un modelo econométrico que utiliza como variables independientes el PBI, la población y las tarifas, además de incorporar por fuera algunas grandes cargas.<sup>23</sup> Además, es necesario considerar la oferta esperada de generación y transmisión en el futuro denominada “plan de obras”, así como los diferentes escenarios hidrológicos posibles.<sup>24</sup>

*El Precio Básico de Potencia* corresponde a la anualidad de la inversión de la central que abastezca la demanda punta (central a gas de 110 MW) usando una

<sup>23</sup>. Ver Bendezu y Gallardo (2004) para una presentación detalladas de las metodologías utilizadas.

<sup>24</sup>. El precio en barra de energía se calcula como un costo promedio de abastecimiento ponderando los costos con las demandas de energía mensuales proyectadas. Este valor se actualiza utilizando una tasa de descuento de 12% real anual establecida en la LCE. La tarifa en barra se obtiene de encontrar el precio que iguale el valor presente de los ingresos y los costos en un horizonte de 24 meses:

$$\sum_{j=1}^{24} \frac{PB \cdot q_j}{(1+r)^j} = \sum_{j=1}^{24} \frac{Cmg_j \cdot q_j}{(1+r)^j} \Rightarrow PB = \frac{\sum_{j=1}^{24} \frac{Cmg_j \cdot q_j}{(1+r)^j}}{\sum_{j=1}^{24} \frac{q_j}{(1+r)^j}}$$

tasa de descuento de 12% con un período de vida útil de 30 años. El precio de potencia se expresa en US\$ por MW–mes.

Estos criterios de remuneración se basan en resultados del uso de criterios marginalistas en el sistema eléctrico. Bajo ciertas condiciones se puede mostrar que si las empresas invierten de forma eficiente en cada tipo de tecnología los ingresos que obtendrán cubrirán sus costos totales incluyendo el costo de oportunidad del capital.<sup>25</sup>

El Precio de Potencia se cobra sobre el consumo pico, mientras que los precios de energía vienen a ser un promedio de los costos marginales del sistema eléctrico. El cobrar de esta forma genera las señales adecuadas a los consumidores sobre los costos que están causando al sistema eléctrico y de esta forma maximiza el bienestar de la sociedad.<sup>26</sup>

En electricidad es común distinguir entre los precios de energía y precios de potencia; sin embargo, con la finalidad de obtener un sólo indicador representativo del costo de generación se construye el “precio monómico”. El precio monómico es básicamente la suma del precio promedio de energía y el precio de potencia expresado en unidades de energía (US\$ por MWh), considerando que ésta no se consume al nivel pico durante todo el mes. Para determinar el precio monómico se utiliza la siguiente fórmula:

---

<sup>25</sup>. Ver Anexo N° 2 donde se demuestra este importante resultado en el contexto de un planificador que busca abastecer la electricidad teniendo diferentes tecnologías a su alcance.

<sup>26</sup>. Ver Anexo N° 3 donde se demuestra este resultado en diferentes tipos de modelos.

$$\text{Precio Monómico} = \text{Precio de Energía} + \frac{\text{Precio de Potencia}}{720 * \text{Factor de Carga}}$$

Donde:

- **Precio de energía:** Es el precio promedio ponderado de la energía durante los periodos en horas punta (Factor de ponderación de Punta, FPP) y fuera de punta. En el Perú, se considera periodo de punta el comprendido entre las 18:00 y 23:00 horas.

- **Precio de Potencia:** Es el precio marginal de potencia (PPM) expresado en US\$ por KW-mes.

- **Factor de Carga:** Este se refiere al factor de carga del sistema (FC), el cual se obtiene de dividir la energía consumida durante el año entre la máxima demanda por el número de horas del mes.<sup>27</sup>

### **Transmisión**

En el caso de la transmisión se reconocen los costos medios eficientes (monopolio natural), los cuales son pagados en base a las remuneraciones que generan el uso de costos marginales y un cargo complementario que cubra los costos restantes. El regulador tiene la potestad de no considerar inversiones ineficientes.

En mayo de cada año se calculan los costos anuales que corresponden a la anualidad de la inversión descontada al 12% (aVNR) más los costos de

---

<sup>27</sup>. Actualmente, el precio monómico en la barra base (Santa Rosa) es de 29.57 US\$ por MWh, obtenido con los siguientes datos: i) factor de ponderación de punta 19.90 %, ii) el precio de potencia mensual es de US\$ 5.04 por MW-mes, iii) el precio de la energía en punta es US\$ 38.41 por MWh., iv) el precio de la energía en horas fuera de punta es US\$ 27.49 por MWh, y v) el FC es de 79%.

operación y mantenimiento (CoyM). Los costos se cubren mediante el ingreso tarifario (IT) y el peaje (Pj).

$$CTA = aVNR + CoyM = IT + Pj$$

El ingreso tarifario viene a ser el valor de las diferencias de precios entre las barras de retiro e ingreso de energía al sistema, las cuales surgen por la existencia de una capacidad de transmisión limitada y por la forma como se valorizan las pérdidas de energía en cada barra de retiro del sistema. Este valor debe ser transferido por los generadores a las empresas transmisoras a fin de remunerar a las instalaciones de transmisión. La diferencia entre el costo total anual y el ingreso tarifario es cubierta mediante un peaje o cargo complementario el cual es calculado con diferentes criterios (ver detalles en De la Cruz y García; 2003).

En el caso de las líneas principales, definidas como aquellas de uso común y donde el flujo de energía es bidireccional, el peaje es cobrado a través de un cargo mensual por potencia que transfieren los generadores a las distribuidoras y clientes libres en los contratos. En el caso de las líneas secundarias, definidas como aquellas de uso exclusivo y donde el flujo de energía es unidireccional, el cargo complementario se paga usando diferentes criterios que buscan identificar a los usuarios. Si la línea es usada por algunos generadores para llegar al sistema, éstos pagan el costo anual de la misma en proporción al “uso” de la línea. Este “uso” se estima en base a una serie de algoritmos de casación física. Si la línea es usada por una distribuidora para abastecer a los clientes de su área de concesión, su costo se cobra a los usuarios como un cargo

equivalente en energía. Por último, en el caso de líneas donde existen ambos usos, se utiliza el criterio de reparto en base a los beneficios.<sup>28</sup>

El tratamiento de los contratos BOOT (*Build, Own, Operate and Transfer*) tiene algunas diferencias respecto a las inversiones realizadas en el marco de la LCE, siendo la principal que el monto del VNR no se revisa periódicamente. En el caso de la concesión de las empresas Etecen y Etesur a ISA, que constituyó la empresa Red Eléctrica del Perú (REP), se optó por una modalidad diferente donde el postor ofrecía pagar el mayor monto por tener el derecho a recibir un monto fijo de ingresos al año denominado “Remuneración Anual Garantizada” (RAG).<sup>29</sup>

### ***Distribución***

En la distribución de electricidad, el modelo tarifario impuesto se basa en el reconocimiento de costos medios eficientes usando el concepto de competencia por comparación, calculándose cada cuatro años el VNR y los costos de explotación, que conforman el Valor Agregado de Distribución (VAD). En el cálculo del VAD se toma como base una “Empresa Modelo Eficiente”, aplicándose criterios de competencia por comparación (“*yardstick competition*”).

$$VAD = aVNR + \text{Costos de Explotación}$$

---

<sup>28</sup>. Para una descripción en detalle de estos mecanismos ver De la Cruz y García (2003) y para un análisis de los problemas de este esquema ver PEPSA (2003).

<sup>29</sup>. Una explicación sobre como operan este mecanismo y sus diferencias con las otras líneas se puede encontrar en García y De la Cruz (2003).



Básicamente, el procedimiento consiste en construir una “Empresa Modelo Eficiente” para diferentes “Sistemas de Distribución Típicos”, obtenidos en base a la clasificación de los sistemas de acuerdo a diferentes indicadores de densidad de carga, en base a los cuales se calculen los costos eficientes para los diferentes concesionarios. El VNR reconocido corresponde a los costos de renovar las obras y bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes (art. N° 76 de la LCE).

Por último, la LCE establece que luego de calcular un VAD unitario por sector típico (dividiendo el VAD entre la máxima demanda), se procederá a verificar que las tarifas calculadas por sectores típicos generen una TIR (tasa interna de retorno) en el rango de 8% a 16%. Si ello no se cumple se ajustan tarifas hasta el límite inferior o superior.

#### **IV.4 La Participación Privada en el Sector**

Parte de la reforma consistió en promover la participación privada en el sector en el convencimiento de que el Estado no contaba con los recursos necesarios para afrontar las inversiones requeridas y que los agentes privados responderían adecuadamente a los incentivos del nuevo marco regulatorio. En este punto, debe mencionarse que de acuerdo a diferentes estudios mencionados por Gilbert y Kahn (1996) y Newbery (2000), la evidencia sobre las diferencias en eficiencia detectadas entre empresas estatales y públicas no es contundente, sino que más importante que el grado de eficiencia relativa asociado a la propiedad es la presión competitiva que experimenten los diferentes operadores así como de la calidad del marco regulatorio e institucional en el que se desenvuelve.

Así, Newbery (2000) muestra como, en el caso inglés, los indicadores de productividad y niveles de precios no se redujeron sustancialmente luego del proceso de privatización, sino después de determinadas mejoras al marco regulatorio y el fin del duopolio existente en la generación de electricidad realizado mediante una separación forzada de activos.

Sin embargo, en una industria con importantes costos hundidos, que originaba potenciales problemas de oportunismo por parte del Estado y donde existen riesgos de politización derivados del consumo masivo del servicio, era necesario crear mecanismos de “compra de credibilidad” que reduzcan estos riesgos (Levy y Spiller; 1994, 1996)<sup>30</sup>. La necesidad de estos mecanismos era mayor si se tiene en cuenta los antecedentes de expropiaciones y conductas oportunistas por parte del Estado en décadas pasadas.

Así, el marco institucional se inició en 1991 con la promulgación de la Ley de Promoción de la Inversión Privada en las Empresas del Estado (Decreto Ley N° 674), en donde se establecía la forma y los mecanismos de transferencia vía concesiones o venta de activos. Estas medidas se complementaron con la Ley Marco para el Crecimiento de la Inversión Privada (Decreto Ley N° 757) que garantiza el desarrollo de la inversión bajo los principios de libre competencia, libre iniciativa e igualdad de derechos para inversionistas privados y extranjeros. En el caso de estos últimos, se expidió además el Decreto Ley N° 662 que faculta la firma de Convenios de Estabilidad Jurídica con rango de ley para garantizar una serie de derechos en materia tributaria, laboral, de libre disponibilidad de divisas y de exportación, así como estabilidad del derecho a

---

<sup>30</sup>. En Gallardo y Pérez – Reyes (2004) se realiza una discusión más amplia del diseño institucional, en particular de la autonomía del organismo regulador, como una herramienta para ganar credibilidad y atraer inversiones.

la no-discriminación. Dichos convenios estarán vigentes aun si se promulgasen nuevas normas, por lo que constituyen leyes entre las partes y tienen un plazo de vigencia de 10 años contados a partir de su celebración.

También se suscribieron acuerdos internacionales de protección a la inversión extranjera y de resolución de conflictos vía arbitraje internacional, tales como el MIGA (*Multilateral Investment Guaranty Agency*),<sup>31</sup> el OPIC (*Overseas Private Investment Corporation*) y el ICSID (*International Center for Settlement of Investment Disputes*). Además, se han suscrito Convenios Bilaterales de Promoción a la Inversión con varios países. Todos ellos son similares y constan de cláusulas estándares sobre no-discriminación, libre transferencia de divisas al exterior, compensación en caso de expropiación, solución de conflictos por arbitraje, principio de subrogación en los contratos de seguros por riesgo no comercial, entre otras.

Las modalidades de participación privada en el sector consistieron básicamente en la venta de activos donde los nuevos accionistas tuvieran una participación mayoritaria y, por lo tanto, el control de las empresas. Estos operadores

---

<sup>31</sup> El MIGA cubre los siguientes tipos de riesgos:

- a) Riesgos de tasa de cambio, que cubre la imposibilidad de que los accionistas cambien a moneda extranjera sus beneficios, intereses o bonos obtenidos en moneda nacional.
- b) Riesgos de expropiación, que incluyen la nacionalización, confiscación, congelación de activos y toda clase de medidas que pudiera tomar el Gobierno del país receptor de inversiones.
- c) Riesgos resultantes del no cumplimiento de los contratos por parte del Gobierno receptor, cuando el inversor no logra conseguir una solución legal, o cuando la resolución legal se encuentra obstruida o aplazada, o cuando se hace imposible la ejecución de un dictamen favorable al inversor.
- d) Riesgos resultantes de guerra, disturbios civiles, revoluciones, insurrecciones, golpe de Estado, terrorismo.

asumieron una serie de compromisos de inversión en el caso de los generadores y obligaciones de acceso universal en el caso de los distribuidores. Por otra parte, en el caso de la transmisión de electricidad se usó la modalidad de ampliar la capacidad de transmisión a través de contratos BOOT (*Build, Operate, Own and Transfer*) y sólo en el año 2002 se privatizaron las empresas transmisoras otorgándose en concesión por 30 años a cambio de ingresos anuales garantizados.

El proceso se inició dividiendo las unidades de ELECTROPERÚ por centrales de generación y empresas distribuidoras en determinadas áreas de concesión, para proceder a privatizarlas. Lo mismo se hizo con las unidades de ELECTROLIMA.

El Comité Especial de Privatización de ELECTROPERÚ creó las siguientes unidades de negocio:

- Empresa de Generación Eléctrica Cahua S.A. (EGE Cahua)
- Empresa de Generación Termoeléctrica Ventanilla S.A. (ETEVENSA)
- Empresa de Generación Eléctrica Nor Perú S.A. (EGENOR)
- Empresa Eléctrica de Piura S.A. (EEPSA)
- Empresa de Generación Eléctrica Campo Armiño S.A. (EGE Campo Armiño)
- Empresa de Generación Eléctrica Mantaro S.A. (EGE Mantaro)
- Empresa de Generación Eléctrica Cañón del Pato S.A. (EGE Cañón del Pato)
- Empresa de Generación Eléctrica de Tumbes S.A. (ENERTUMBES)

EGE Cahua, constituida con la C.H. Cahua (Lima), se privatizó en abril de 1995, mediante la venta del 60% de sus acciones a favor de SIPESA (empresa peruana), bajo el Programa de Promoción Empresarial, a ser pagado en plazos de hasta 8 años y sin compromiso de inversión. SIPESA constituyó Electro Cahua S.A., inversionista que transfirió su participación al consorcio sueco Nordic Skansa, quien a su vez adquirió otros 30% de las acciones de EGE Cahua que eran de propiedad del Estado y asumió la obligación que Electro Cahua S.A. tenía con el Estado, la que fue cancelada en setiembre del 2000.

ETEVENSA, conformada con la central termoeléctrica de Ventanilla (Lima), fue privatizada en diciembre de 1995, mediante la venta del 60% de sus acciones a favor de Generalima S.A. (grupo ENDESA de España), al contado y con compromiso de inversión de incrementar la capacidad de generación en 280 MW, el que se cumplió. Actualmente, el Estado mantiene una participación accionaria de 40%.

En junio de 1996, se vendió el 60% de las acciones de EGENOR a favor de Inversiones Dominion S.A. (USA), al contado y con compromiso de inversión de incrementar la capacidad de generación en 100 MW y reubicar las instalaciones de la Central Térmica de Chimbote. EGENOR, además de diversas centrales térmicas en el norte del país se constituyó a base de las CC.HH. Cañón del Pato (Ancash) y Carhuaquero (Cajamarca). Luego, el grupo DUKE (USA) adquirió otros 30% de las acciones de EGENOR que eran de propiedad del Estado y después adquirió la participación de Inversiones Dominion S.A.

Para la privatización de EEPSA, PETROPERU transfirió a dicha empresa las centrales termoeléctricas ubicadas en Piura. La venta del 60% de sus acciones

se concretó en octubre de 1996 a favor de Eléctrica Cabo Blanco S.A. (grupo ENDESA), al contado y con compromiso de inversión de incrementar la capacidad de generación en 80 MW, el que se cumplió. El Estado mantiene una participación accionaria minoritaria.

Por su parte, Electrolima se dividió en las empresas EDELNOR, EDELSUR (hoy Luz del Sur), EDEGEL, EDE Cañete y EDE Chancay.

EDELNOR y EDELSUR fueron privatizadas en julio de 1994, mediante la venta del 60% de sus acciones a Inversiones Distrilima S.A. (grupo ENDESA) y Ontario Quinta AW (consorcio chileno canadiense), respectivamente. A su vez, EDE Cañete y EDE Chancay, fueron adquiridas por Luz del Sur y por Inversiones Distrilima S.A.

En octubre de 1995, el 60% de las acciones de EDEGEL fueron adquiridas por Generandes Co (grupo ENDESA), al contado y con el compromiso de inversión de incrementar la capacidad de generación en 100 MW, el que se cumplió. Posteriormente, el Estado transfirió al sector privado la totalidad del saldo remanente de sus acciones en la indicada empresa.

Un tercer CEPRI (CEPRI EE.RR.EE.) concretó la privatización de Electro Sur Medio S.A. y el grupo de empresas integradas por Electro Noroeste S.A., Electro Norte S.A., Electro Norte Medio S.A. y Electro Centro S.A., en las que ELECTROPERU mantenía participación accionaria conjuntamente con otras entidades del Estado.

En el caso de Electro Sur Medio S.A., en marzo de 1997 el Estado vendió la totalidad de su participación accionaria (98%) a HICA Inversiones S.A.

(Consortio peruano - argentino), el 50% a ser pagado en efectivo durante un plazo total de ocho años y el otro 50% a ser cancelado con la ejecución de obras de electrificación rural en un plazo ampliado de seis años, con las acciones correspondientes a esta última parte se constituyó un fideicomiso administrado por COFIDE, las que se liberan conforme HICA Inversiones S.A. cumple su compromiso. A la fecha, se tiene que el precio total de las acciones ha sido cancelado en 40%, aunque la empresa ha experimentado algunos problemas en los últimos años.

En diciembre de 1998, el Estado vendió el 30% de las acciones de las empresas Electro Noroeste S.A., Electro Norte S.A., Electro Norte Medio S.A. y Electro Centro S.A., a favor del grupo peruano JORBSA, a ser pagado en plazos de hasta doce años y sin compromiso de inversión, con la opción adquirir otros 30% de las acciones en un plazo de dos años. Para facilitar la gestión privada de estas empresas, con las acciones ofrecidas en primera opción a JORBSA, se constituyó un fideicomiso en COFIDE. Pasados los dos años, JORBSA no hizo uso de su opción de compra y mediante un convenio de transacción extrajudicial con FONAFE, las acciones vendidas fueron devueltas al Estado. En la actualidad, las acciones de las cuatro empresas se encuentran en proceso de privatización a cargo del CEPRI, en Activos, Proyectos y Empresas del Estado, sin una fecha fija de convocatoria para el proceso. El problema de esta privatización habría estado relacionado a un pago muy alto por el paquete de 30%, lo cual se evidenciaba en una comparación del monto pagado por cliente con otros casos, incluyendo las empresas distribuidoras de Lima.

En el caso de la transmisión, el Estado Peruano convocó en enero de 1998 a un Concurso Público Internacional para el diseño, construcción y explotación de la línea de transmisión Mantaro-Socabaya, que uniría el SICN con el SISUR, bajo

el esquema de concesión “BOOT”. La concesión fue adjudicada al Consorcio Transmataro S.A., cuyo operador estratégico es Hydro Québec de Canadá. Un año después el Estado convocó a Concurso Público Internacional para el reforzamiento de los sistemas eléctricos de transmisión del sur, también bajo el esquema BOOT. El proyecto fue adjudicado al consorcio Red Eléctrica de España S.A. La línea de transmisión Mantaro-Socabaya inició su operación comercial en octubre del 2000. A su vez, la primera etapa del reforzamiento del Sistema Sur se terminó a fines de octubre del 2000 y la segunda en febrero del 2001.

Por último, en setiembre del 2002 se firmó el contrato que entregó en concesión por 30 años las instalaciones de Etecen y Etesur a la Sociedad Concesionaria Red de Energía del Perú, cuyo principal accionista es la empresa estatal de Colombia Interconexión Eléctrica S.A. (ISA). La modalidad que adoptó esta concesión consistió en fijar una Remuneración Anual Garantizada (RAG) de US\$ 58,638 millones a la empresa que se comprometía a brindar el servicio cumpliendo los requisitos de calidad y seguridad del servicio, realizar el mantenimiento, reparación y modernización de la infraestructura eléctrica, y a construir determinadas líneas necesarias para la expansión del sistema, específicamente la Interconexión con el Ecuador. ISA ofreció un monto de US\$ 261 millones por el derecho de concesión respecto a un precio base de US\$ 250 millones, constituyendo la empresa Red Eléctrica del Perú (REP).

**Cuadro 5: Cronología del Proceso de Privatización**

Compañía	Actividad	% de Ventas	Precios (US\$ MM)	Fecha	Comprador	Propietario Actual
Edelnor	Distribución	60.00%	176.5	Jul.1994	Endesa y Enersis	Endesa
Luz del Sur	Distribución	60.00%	212.5	Jul.1994	Chilquinta y Ontario Hydro	PSEG y Sempra
Cahua	Generación	60.00%	41.8	Abr.1995	Sipesa	Skanska y NRG Energy
Edegel	Generación	60.00%	524.5	Oct.1995	Endesa	Endesa
Ede-Chancay	Distribución	60.00%	10.4	Dic.1995	Endesa y Enersis	Endesa
Etevensa	Distribución	60.00%	120.1	Dic.1995	Endesa	Endesa
Egenor	Generación	60.00%	228.2	Jun.1996	Duke	Duke
Ede-Cañete	Distribución	100.00%	8.6	Jun.1996	Chilquinta y Ontario Hydro	PSEG y Sempra
EE Piura	Generación	60.00%	59.7	Oct.1996	Endesa	Endesa
Electro Sur Medio	Distribución	98.20%	51.3	Nov.1997	IATE	IATE
Mantaro-Socabaya	Transmisión	BOOT	179.2	Feb.1998	Hydro Quebec	Hydro Quebec
Reforzamiento Sur	Transmisión	BOOT	74.5	Ene.1999	Red Eléctrica de España	Red Eléctrica de España
Cahua	Generación	30.00%	9.5	Mar.2000	Skanska y Vatenfall	Skanska y NRG Energy
Oroya-D. Antamina y Aguaytía-Pucallpa	Transmisión	BOOT	65.4	Feb.2001	ISA	ISA
Electroandes	Generación	100.00%	227.5	Jul.2001	PSEG	PSEG
Etecen y Etesur	Transmisión	Concesión	272.5	Jun.2002	ISA	Estado

Fuente: COPRI

Elaboración: OEE - OSINERG

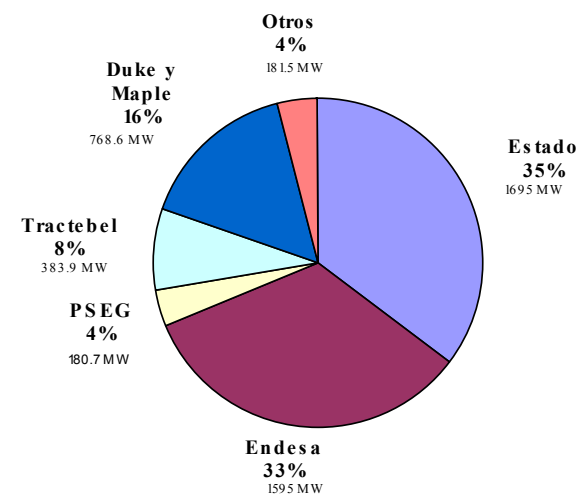
88

## IV.5 Estructura Actual de Industria

### Generación

En la actualidad, el Estado todavía sigue teniendo una participación importante en la actividad, manteniendo como grupo la mayor capacidad instalada (35%), seguido de los grupos Endesa y Duke Energy. En particular, el primer grupo ha realizado inversiones adicionales en capacidad hidráulica en los años recientes.

**Gráfico 15: Participación en la Capacidad Instalada por Grupo Económico (MW) - 2004**



Fuente: GART - Osinerg

La participación del Estado en la producción de energía es incluso mayor debido a la importante capacidad hidráulica que mantiene en el sistema a través

de la central hidroeléctrica El Mantaro, la cual opera con un factor de planta promedio superior al 90%.

**Cuadro 6: Participación en la Producción de Energía en el SEIN por Grupo Económico (GWh)**

Empresa	Control	2003				2004			
		Hidráulica	Térmica	Total	Participación	Hidráulica	Térmica	Total	Participación
Electroperú	Estado	7,090	85	7,175	34.7%	6,572	143	6,714	30.7%
San Gabán		733	5	737	3.6%	789	2	792	3.6%
Egema		719	0	719	3.5%	720	0	721	3.3%
Egasa		854	56	910	4.4%	864	172	1,036	4.7%
Egesur		117	61	178	0.9%	96	107	203	0.9%
Edegel	Endesa	4,586	17	4,603	22.2%	4,164	252	4,415	20.2%
Etevensa		0	6	6	0.0%	0	965	965	4.4%
Eepsa		0	395	395	1.9%	0	554	554	2.5%
Electroandes	PSEG	1,154	0	1,154	5.6%	1,043	0	1,043	4.8%
Enersur	Tractebel	0	1,399	1,399	6.8%	0	1,652	1,652	7.5%
Egenor	Duke	2,001	29	2,030	9.8%	2,039	141	2,180	10.0%
Aguaytia	Duke y Maple	0	835	835	4.0%	0	1,130	1,130	5.2%
Shougesa	Shougang	0	52	52	0.3%	0	66	66	0.3%
Cahua	Nordic Skansa	478	18	496	2.4%	406	26	432	2.0%
<b>Total</b>		<b>17,732</b>	<b>2,957</b>	<b>20,689</b>		<b>16,693</b>	<b>5,210</b>	<b>21,903</b>	

Fuente: GART-OSINERG y Proinversión

## Transmisión

Con la entrega en concesión de las transmisoras Etecen y Etesur a la empresa ISA, el Estado ha dejado de tener participación en esta actividad. En los años recientes los nuevos actores han ingresado a través de la modalidad de contratos BOOT (*Build, Operate, Own, and Transfer*).

**Cuadro 7: Facturación por Grupo en empresas Transmisoras (miles de soles)**

Empresa	Control	2003	Participación	2004	Participación
Etecen	Estado (actualmente ISA)	59,694	52.0%	59,583	51.4%
Etesur	Estado (actualmente ISA)				
Isa Peru	Estado (actualmente ISA)	9,748	8.5%	9,717	8.4%
Eteselva	Maple - Duke	7,510	6.5%	7,629	6.6%
Redesur	Red Eléctrica de España	10,943	9.5%	10,981	9.5%
Transmantaro	Hydro Quebec	26,802	23.4%	28,003	24.2%
<b>Total</b>		<b>114,696</b>		<b>115,914</b>	

Fuente: GART-Osinerg, empresas

## Distribución

En contraste con la generación y transmisión, en la distribución, si bien las distribuidoras de Lima están bajo el control de agentes privados (y representan cerca del 51% de las ventas totales), a nivel departamental prácticamente todas las empresas se mantienen bajo control estatal.

**Cuadro 8: Participación por Grupo en las Ventas de Energía de las Distribuidoras (GWh)**

Empresa	Propietario	Area de Concesión	Ventas 2003	Participación	Ventas 2004	Participación	
Hidrandina	Estado	Cajamarca, La Libertad y Ancash	755	6.9%	787	6.8%	
SEAL		Arequipa	458	4.2%	490	4.2%	
Electrocentro		Huánuco, Pasco, Junín, Huancavelica y Ayacucho	387	3.5%	427	3.7%	
Electronoroeste		Tumbes y Piura	438	4.0%	489	4.2%	
Electro Sur Este		Apurimac y Cusco	213	1.9%	238	2.0%	
Electronorte		Lambayeque	297	2.7%	314	2.7%	
Electrosur		Moquegua y Tacna	160	1.5%	179	1.5%	
Electropuno		Puno	118	1.1%	129	1.1%	
Edelnor		Endesa	Norte de Lima	3,686	33.6%	4,055	34.8%
Luz del Sur		PSEG y Semptra	Sur de Lima	3,978	36.2%	3,999	34.3%
Ede Cañete	Sur de Lima		57	0.5%	62	0.5%	
Electro Sur Medio	IATE	Ica y Huancavelica	376	3.4%	411	3.5%	
Otros			54	0.5%	65	0.6%	
<b>Total SEIN</b>			<b>10,977</b>		<b>11,645</b>		
Electro Ucayali	Estado	Pucallpa	106	32.6%	114	32.5%	
Electro Oriente		Iquitos	210	64.7%	227	64.8%	
Otros	Varios		9	2.6%	9	2.7%	
<b>Total Aislados</b>			<b>324</b>		<b>351</b>		

Fuente: GART-Osinerg

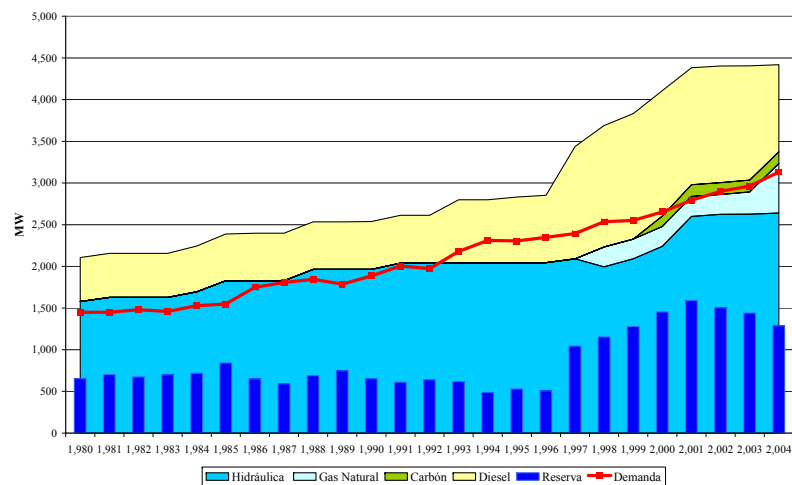
## V. Evaluación de la Reforma

### V.1 Indicadores de Desempeño

#### V.1.1 Incremento de la Oferta

La potencia efectiva creció a un ritmo mayor al de la demanda superando los riesgos de desabastecimiento. Ello fue posible gracias al libre acceso a la actividad y los compromisos de inversión en la privatización. Sin embargo, en la actualidad el margen de reserva es relativamente elevado (supera el 40% en el caso del SEIN). En los últimos años se aprecia un ligero incremento de la capacidad a gas natural asociado a la conversión de las centrales de Etevensa.

**Gráfico 16: Evolución de la Potencia Efectiva vs. la Máxima Demanda  
1980-2004 SEIN**



Fuente: GART-Osinerg.

Los niveles de capacidad de reserva actuales son todavía relativamente altos para el grado de incertidumbre de la oferta (composición del parque generador) y volatilidad de la demanda, tal como se observó en el año 2004. Sin embargo, esta reserva es de altos costos variables debido a que está conformada mayormente por centrales a Diesel N° 2 y Residual. Sin embargo, el continuo incremento de la demanda parece indicar la necesidad de nuevas inversiones en los próximos años.

La inversión en capacidad en la década de los noventa estaría asociada en una parte importante al proceso de privatización a mediados de los noventa (por lo menos 600 MW correspondieron a compromisos de inversión), y en parte al mecanismo que se utilizó en cierto período para repartir los pagos de potencia entre los generadores.<sup>32</sup>

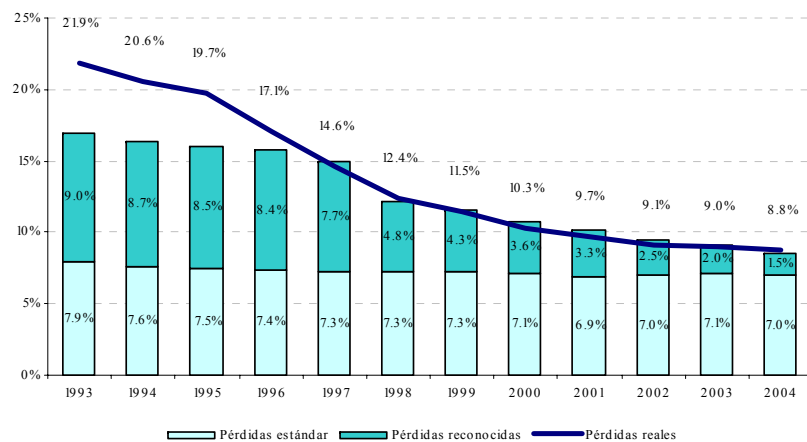
Este mecanismo priorizó inicialmente a los generadores térmicos fomentando indirectamente la instalación de este tipo de centrales. A su vez, existe cierto consenso a nivel internacional sobre qué mecanismos de remuneración de la generación, basados en un esquema marginalista de recuperación de costos que incluyen cargos por capacidad y donde no existe un mayor respuesta de la demanda, tenderán a crear mayor capacidad instalada que esquemas de bolsa y donde el valor de la capacidad está asociado más bien a la confiabilidad del suministro en determinados períodos.

Por su parte, las pérdidas de distribución han disminuido significativamente debido en parte a la fijación de niveles máximos reconocidos en las tarifas

<sup>32</sup> Para mayores detalles véase el Documento de Trabajo N° 4 “Problemática de la Inversión en el Sector Eléctrico” Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

(suma de las pérdidas estándares y las reconocidas). Si las empresas tienen niveles mayores pierden dinero y si logran superar los estándares obtienen una ganancia. Ello les genera incentivos de alto poder para ser más eficientes y lleva a una convergencia de las pérdidas de energía, las cuales se redujeron de cerca del 22% al inicio de la reforma a menos del 10% en la actualidad.<sup>33</sup>

**Gráfico 17: Evolución de las Pérdidas de Energía en Distribución (1993 – 2004)**



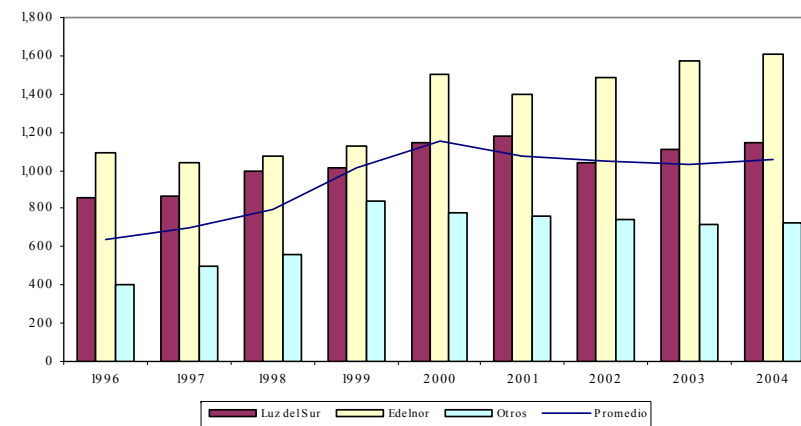
Fuente: Anuarios de la CTE y OSINERG – GART.

<sup>33</sup> . Un análisis más detallado de la evolución de estos indicadores se encuentra en el documento de trabajo N° 18 de la OEE - OSINERG “La Problemática de las Empresas de Distribución” elaborado por José Gallardo, Lennin Quiso, Luis Bendezu.

## V.1.2 Mejora en los Indicadores de Productividad y Calidad

El incremento de la cobertura y el aprovechamiento de las economías de escala han permitido que las empresas mejoren indicadores de productividad, como el número de clientes atendidos por trabajador.

**Gráfico 18: Número de clientes por trabajador en Empresas Distribuidoras (1996-2004)**

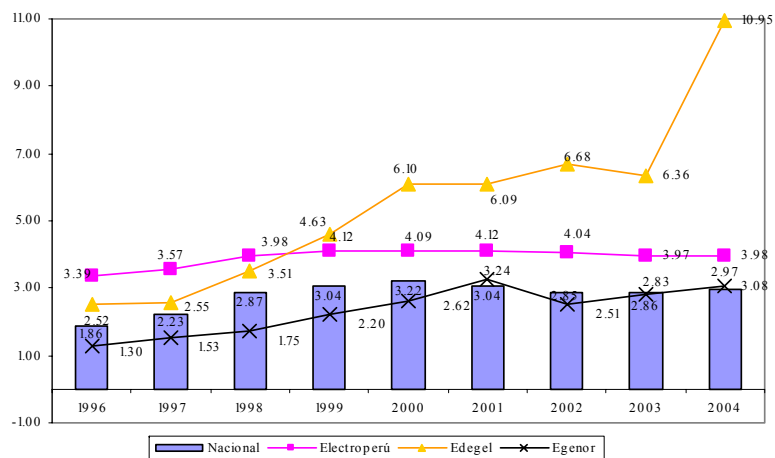


Fuente: Anuarios de la CTE y OSINERG - GART

En el caso de las empresas generadoras también se aprecia un incremento de la productividad medida por las unidades producidas (MWh) entre número de trabajadores. Debido a la abundancia de agua en los últimos años, este indicador ha sido particularmente elevado en las empresas con importante participación hidráulica como Electroperú y Edegel.



**Gráfico 19: MW Instalados por trabajador en Empresas de Generación (1996-2004)**



Fuente: Anuarios de la CTE y OSINERG – GART.

La realización de inversiones en las diferentes actividades, la entrada de operadores privados, el nuevo marco regulatorio y el establecimiento de normas de calidad en 1997, se han traducido en una mejora en los indicadores de calidad. Aunque existen algunos problemas para obtener estadísticas de calidad antes de 1997, existen algunos indicadores parciales que muestran las mejoras en diferentes aspectos. Así, en el caso de Edelnor, la COPRI (2000) indicaba que entre 1994 y 1999, el tiempo promedio de atención a los usuarios se había reducido de 27 a 1 hora. Otros indicadores como el tiempo de reparación de fallas e instalación de medidores se habían reducido de 7 y 48 días en 1994 a 1 día en 1999.

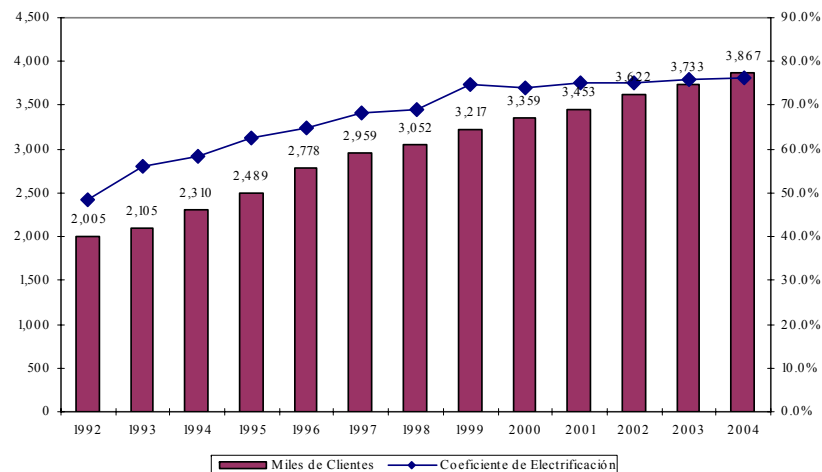
### V.1.3 Mejora en los Indicadores de Cobertura y Consumo

La cobertura en el sector se ha incrementado pasando de 48% a cerca del 76.3% entre 1992 y el año 2004. Ello fue posible gracias a las inversiones de las empresas distribuidoras, así como al mejor control de consumidores que anteriormente accedían pero no estaban registrados. De acuerdo a la Dirección Ejecutiva de Proyectos del MINEM, en el año 2002, el coeficiente de electrificación en departamentos como Lima alcanzó un 99%, mientras que en casos extremos como Puno, Loreto y Huánuco éste sólo habría alcanzado un nivel de 49%, 48% y 36.9% respectivamente.

Sin embargo, pese a los avances en la cobertura rural, según la Dirección Ejecutiva de Proyectos del MINEM, la mayoría de personas que no tienen energía eléctrica viven en la sierra y en menor proporción en la selva, en lugares aislados con poco acceso a otros servicios públicos. Ello pese a que entre 1993 y el 2003 se invirtieron cerca de US\$ 604 millones en 608 obras de electrificación a nivel nacional. Estas obras habrían permitido el acceso al servicio de 4.8 millones de habitantes.

Esta desigualdad en el acceso del sector rural a la electricidad no se observa de manera tan marcada en otros servicios públicos. El servicio de electricidad es uno de los que presenta la mayor desviación, ya que de la totalidad de hogares que ganaron acceso a este servicio entre 1994 y 1997, sólo el 28% de ellos viven en zonas rurales, mientras que el 72% están en zonas urbanas.

**Gráfico 20: Número de Clientes y Cobertura del Servicio Eléctrico (1992 – 2004)**

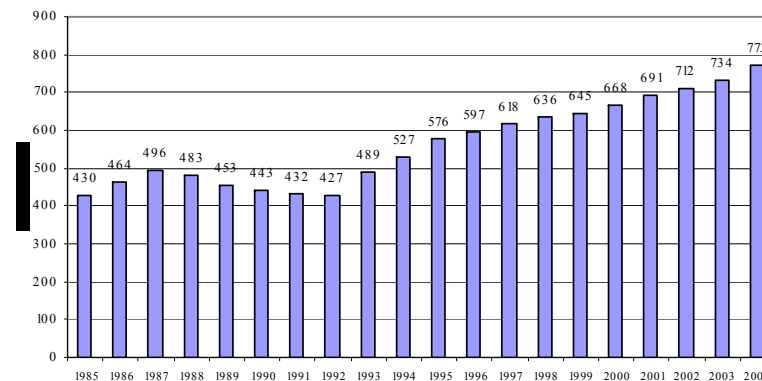


Fuente: GART, MINEM. Elaboración. OEE – OSINERG.

A su vez, si bien el consumo per cápita del país ha mostrado un incremento paralelo al de los otros indicadores, alcanzando al 2004 los 772 KWh por habitante, nivel 80% superior al del año 1992 (ver Gráfico 21).

Este nivel está por debajo del de otros países latinoamericanos como Chile y Venezuela, cuyos consumos per cápita son cerca de tres veces el peruano (ver Cuadro 9).

**Gráfico 21: Evolución del consumo Per cápita (1985 – 2004)**



Fuente: Anuarios Estadísticos del MEM

**Cuadro 9: Consumo Per cápita en países Latinoamericanos (kWh)**

País	2001	2002	2003
Bolivia	407	413	412
Ecuador	667	667	627
Perú	691	723	744
Colombia	817	813	819
México	1,574	1,573	1,553
Brazil	1,724	1,769	1,860
Uruguay	1,918	1,820	1,752
Argentina	2,033	1,942	2,084
Chile	2,599	2,617	2,656
Venezuela	2,605	2,485	2,445

Fuente: OLADE

Por último, a nivel departamental se aprecia también una importante dispersión tanto en el consumo per cápita como en el grado de electrificación. Los datos indican que no existe mayor relación entre ambos indicadores pese a lo que podría pensarse en un primer momento (ver Cuadro 10). Si se excluye a

Moquegua, Ica, Pasco y Junín, debido a que su información está distorsionada por la existencia de grandes empresas mineras, el departamento con mayor consumo per cápita sería Lima, el cual a su vez tiene un coeficiente de electrificación de 99.2%. Por su parte, Amazonas es el departamento con menor consumo per cápita (50.5 KWh año), mientras que Cajamarca es el departamento con el menor coeficiente de electrificación, alcanzando sólo un 35.3%.

**Cuadro 10: Consumo de Energía y Grado de Electrificación a Nivel Departamental (2004)**

Departamento	Consumo de Energía Per Cápita (KWh/hab)	Grado de Electrificación (%)
Amazonas	50.5	55.0
Ancash	627.9	63.3
Apurímac	71.5	66.1
Arequipa	870.2	95.3
Ayacucho	116.4	68.7
Cajamarca	254.6	35.3
Cusco	497.6	68.1
Huancavelica	258.8	66.9
Huánuco	125.4	38.0
Ica	1,741.3	88.2
Junín	1,397.8	84.4
La Libertad	506.5	74.3
Lambayeque	311.9	86.4
Lima	1,137.5	99.2
Loreto	699.8	48.5
Madre de Dios	162.0	62.4
Moquegua	9,721.7	86.8
Pasco	1,714.8	66.6
Piura	367.2	61.6
Puno	180.3	60.2
San Martín	121.5	50.2
Tacna	408.5	97.6
Tumbes	385.6	85.9
Ucayali	262.0	62.4

Fuente: MINEM

Sin embargo, las cifras de consumo per cápita y coeficiente de electrificación son muy agregadas por lo que es necesario examinar algunos indicadores adicionales para analizar su consistencia.

De acuerdo con los resultados arrojados por la Encuesta Residencial de Consumo y Uso de la Energía efectuada por el OSINERG, en el primer trimestre del 2003 en promedio 14% y 10% de la población todavía utilizaba kerosene y velas para alumbrado, siendo las cifras de Iquitos y Cajamarca especialmente preocupantes, puesto que más del 40% de la población utiliza kerosene. Estos indicadores explican en parte el bajo consumo per cápita de electricidad que muestra el Perú respecto a otros países.

**Cuadro 11: Participación de los Combustibles en el Alumbrado a Nivel Departamental (2003)**

Departamento	Electricidad	Kerosene	Vela	Otro /1
Amazonas	55.6	25.2	18.8	0.4
Ancash	79.2	9.4	10.9	0.5
Apurímac	65.0	25.8	7.7	1.4
Arequipa	84.8	1.3	13.4	0.5
Ayacucho	47.5	11.1	40.7	0.7
Cajamarca	42.6	43.0	13.2	1.2
Callao	97.2	2.1	0.0	0.7
Cusco	83.3	10.2	5.3	1.2
Huancavelica	48.5	14.0	37.1	0.4
Huanuco	59.5	14.9	24.5	1.2
Ica	80.3	7.0	10.0	2.8
Junin	85.6	5.0	7.8	1.6
La Libertad	74.7	12.0	11.0	2.3
Lambayeque	78.0	12.2	2.9	6.9
Lima	96.7	0.5	2.3	0.5
Loreto	52.4	45.1	2.3	0.3
Madre de Dios	75.7	11.1	11.0	2.2
Moquegua	79.9	3.5	12.7	3.9
Pasco	84.6	5.6	9.8	0.0
Piura	70.7	22.7	3.2	3.4
Puno	62.9	10.4	25.6	1.1
San Martín	62.0	35.2	1.2	1.6
Tacna	92.4	2.3	5.3	0.0
Tumbes	90.0	5.7	3.1	1.2
Ucayali	58.9	36.2	1.7	3.2
<b>Total</b>	<b>74.9</b>	<b>14.0</b>	<b>10.0</b>	<b>1.1</b>

1/ Incluye petróleo, gas o ninguno.

Fuente: Encuesta Residencial de Consumo y Uso de la Energía 2003

Por último, en la evaluación de la reforma deben tomarse en consideración también criterios de equidad, inicialmente poco contemplados en el esquema regulatorio, pero que fueron introducidos con el FOSE. La evaluación del impacto en el bienestar del FOSE se realizará en un documento de trabajo específico, pero es importante tener algunos indicadores de éste basado en tramos de consumo crecientes y en un esquema de financiamiento cruzado. Al primer trimestre del 2003, el FOSE beneficiaba a cerca del 40% de los usuarios a nivel nacional, apreciándose claramente que en algunos departamentos la gran mayoría de la población se beneficia de este mecanismo (destacando los casos de Huancavelica con el 89% y Pasco con el 78%) debido a sus bajos niveles de consumo. Lo contrario sucede en Lima donde sólo un 26% de la población era beneficiaria del FOSE (ver Cuadro 12).

En el año 2003, el monto promedio mensual de recargo a los usuarios fue de US\$ 1,300 millones, lo cual implicó un recargo entre el 2.5 y 3% a los usuarios de consumos mayores a los 100 KWh. Este recargo no parece haber distorsionado demasiado el consumo tanto de los usuarios que subsidian y tampoco se habría dado esta situación en el caso de los usuarios subsidiados, debido a los incentivos a permanecer en los rangos de subsidio. Sin embargo, como se mencionó anteriormente es necesario realizar una evaluación rigurosa del FOSE en sus años de aplicación.

**Cuadro 12: Alcance del FOSE a nivel departamental al 2003**

Departamento	Menos de 30 KWh	Entre de 30 y 100 KWh	Beneficiarios del FOSE	Más de 100 KWh
Amazonas	53.4	11.5	64.9	35.2
Ancash	27.1	36.2	63.3	36.7
Apurimac	61.2	28.4	89.6	10.3
Arequipa	25.2	32.7	57.9	42.1
Ayacucho	34.7	33.3	68.0	32.0
Cajamarca	32.2	36.0	68.2	31.8
Callao	4.7	29.5	34.2	65.9
Cusco	42.2	29.7	71.9	28.1
Huancavelica	70.5	18.5	89.0	11.0
Huanuco	22.7	34.8	57.5	42.4
Ica	11.9	37.1	49.0	51.0
Junin	30.9	36.9	67.8	32.3
La Libertad	27.9	39.1	67.0	33.0
Lambayeque	26.9	45.1	72.0	27.9
Lima	5.7	20.3	26.0	74.0
Loreto	24.5	33.2	57.7	42.3
Madre de Dios	28.3	38.1	66.4	33.6
Moquegua	21.3	34.3	55.6	44.4
Pasco	24.7	53.9	78.6	21.4
Piura	42.5	34.6	77.1	23.0
Puno	31.9	26.5	58.4	41.5
San Martin	41.7	36.9	78.6	21.4
Tacna	22.0	25.9	47.9	52.0
Tumbes	24.7	45.9	70.6	29.4
Ucayali	21.9	24.2	46.1	53.9
<b>Total</b>	<b>18.5</b>	<b>21.7</b>	<b>40.2</b>	<b>59.8</b>

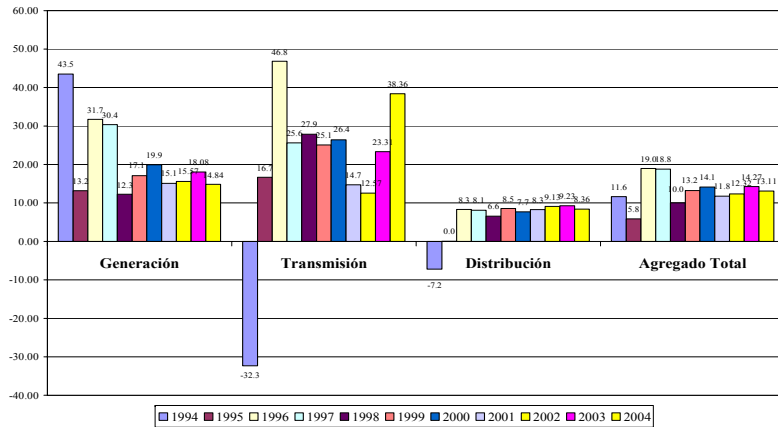
Fuente: Encuesta Residencial de Consumo y Uso de la Energía 2003.

#### V.1.4 Rentabilidad y Eficiencia Distributiva

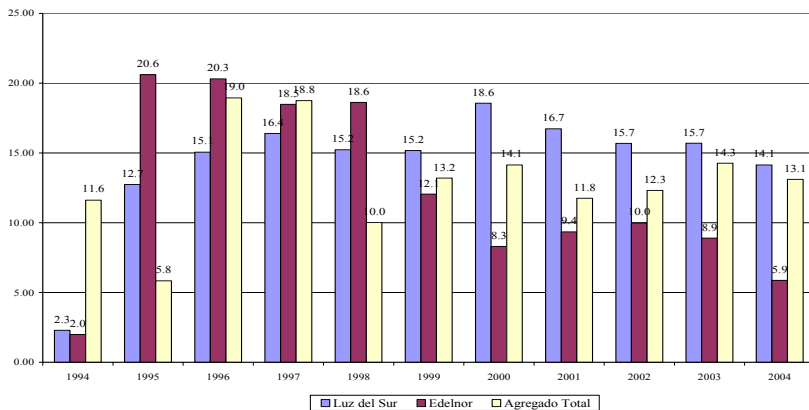
Las utilidades netas sobre ingresos en el sector eléctrico se ubicaron alrededor de 12.3% en el año 2002, aunque en años previos este indicador varió entre 5.8% y 19.0%. Los resultados varían entre segmentos de la industria pero también al interior de estos, siendo la distribución la que presenta los menores

indicadores, aunque se observa que las distribuidoras de Lima, particularmente Luz del Sur, han obtenido resultados muy por encima del promedio.

**Gráfico 22: Utilidad Neta sobre Ingresos por Actividad (1994-2004)**



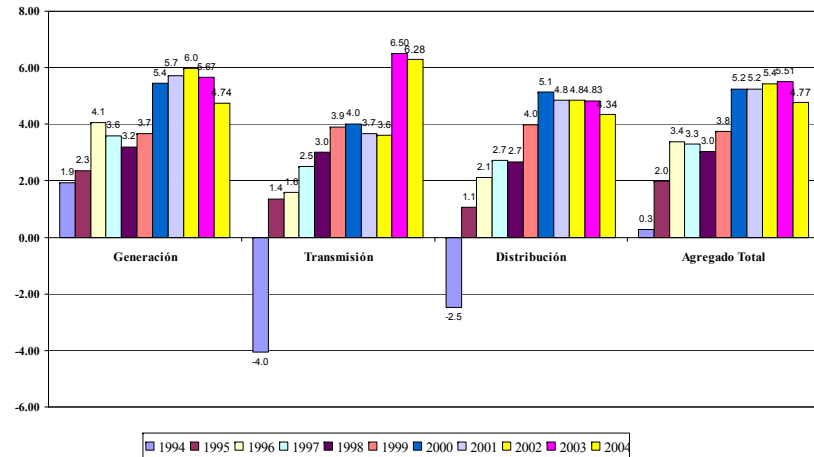
**Gráfico 23: Utilidad neta como porcentaje de los ingresos por empresa (1994-2004)**



Si bien existen varias medidas de rentabilidad como el ROA y el ROE, se ha optado por usar el indicador denominado ROIC (*Return on Investment Capital*), el cual se define como la utilidad operativa neta de impuestos. Este indicador es una medida precisa de los resultados de creación o destrucción de valor en cada período de operación de la empresa y es directamente comparable con el costo de oportunidad del capital, el cual se puede aproximar mediante el WACC (*Weighted Average Cost of Capital*).

Los resultados muestran que este indicador a nivel general se ha ubicado alrededor de 5% no apreciándose diferencias importantes entre las actividades, aunque las generadoras han obtenido resultados ligeramente mejores, lo cual es consistente con el mayor riesgo asumido. Si se considera un costo de capital de 12%, como el que se usa en los esquemas tarifarios, los resultados indicarían resultados pobres en las empresas del sector. Sin embargo, estos deben analizarse con mayor detalle puesto que estos ratios se construyen sobre información contable que no necesariamente refleja los costos económicos de las empresas, siendo necesario un análisis de contabilidad regulatoria. Diferentes estudios han mostrado (Carey et al, 1994) como luego de este ejercicio ratios de rentabilidad incluso negativos llegan a ubicarse en niveles adecuados.

**Gráfico 24: Retorno sobre el capital invertido por Actividad (1994-2004)**



### V.1.5 Precios y Eficiencia en la Asignación

No existen todavía indicadores precisos para la economía peruana que den una idea sobre las divergencias entre precios y costos, tales como índices de Lerner. El Gráfico 25 muestra la evolución de los precios, apreciándose un incremento de los precios con el inicio de la reforma hasta el año 1997 debido en parte a la necesidad de ajustar las tarifas a costos. La reducción de precios a partir de este año se explicaría por las ganancias de eficiencia asociadas al incremento de la demanda y la entrada de centrales más eficientes al sistema, incluyendo la consideración del gas de Camisea en la proyección de la oferta usada para el cálculo de las tarifas de generación.

**Gráfico 25: Precios Medios Regulado según Nivel de tensión (1990-2004)**



Fuente: Anuarios CTE y OSINERG – GART.

La evolución de los precios indica que luego de un período de reajuste inicial de las tarifas debido a la necesidad de llevar estas a costos, en los últimos años se ha presentado una disminución de las tarifas eléctricas asociada a las ganancias de eficiencia que empiezan a trasladarse a los usuarios.

Actualmente, las tarifas para los usuarios de baja tensión se ubican cerca de los ctvs. US\$ 9.5 por kW.h. Ese nivel es relativamente alto en relación a otros países latinoamericanos (ver Gráficos 26 y 27). Sin embargo, estas comparaciones deben tomarse de forma referencial, ya que en los países existen una serie de factores que repercuten en el nivel de tarifas tales como los diferentes esquemas de subsidios que pueden distorsionar tanto las tarifas entre los diferentes tipos de consumidores (residenciales, comerciales e industriales)

como el nivel de tarifas promedio donde existen proveedores públicos y factores como la evolución del tipo de cambio.

Respecto a las diferencias atribuibles a los costos económicos de proveer el servicio, deben considerarse una serie de factores tales como el costo del capital, asociado al riesgo país (riesgo de expropiación y marco institucional), que es usado en algunos casos de forma explícita en la fijación de tarifas como en el Perú y Chile, donde existe una diferencia ya que en el primer caso se usa una tasa de 12% y en el segundo una tasa de 10%. Asimismo, cabe recalcar que en algunos países se utilizan tasas de descuentos diferentes por actividad. De este modo, en el caso de Bolivia, Colombia y Ecuador se utiliza tasas de descuento distintas y en el caso de Argentina, Brasil y Ecuador se utiliza una misma tasa de descuento para todas las actividades.

Otros factores están referidos a variables más específicas al servicio eléctrico como son el tipo de proveedor (público, privado), el diseño del mercado eléctrico y las ganancias de eficiencia y competencia que éste permite, las características del marco regulatorio en los distintos segmentos de la industria eléctrica, la aplicación de cada mecanismo regulatorio, la configuración de la industria eléctrica (acceso a tecnologías como el gas natural), las características geográficas del país (densidad, dispersión del consumo), niveles de consumo per cápita, entre otros.

Aunque un análisis detallado del nivel de tarifas del Perú respecto a otros países de la región está fuera de los alcances de este documento, se pueden identificar algunos de los principales factores por los cuales el Perú todavía tiene tarifas relativamente altas. En primer lugar, el costo del capital usado en los cálculos tarifarios (12%), es mayor al usado en países con marcos regulatorios muy

similares al Perú como Chile (10%), lo cual refleja la necesidad de otorgar una mayor rentabilidad a los inversionistas del sector debido al mayor riesgo relativo del país. Sin embargo, esta tasa de descuento debería revisarse teniendo en cuenta los niveles de riesgo actuales de la economía peruana.

En el caso del Perú, los costos de generación y transmisión son relativamente elevados, mientras que los de distribución se acercan al promedio de la región. Por ello, un segundo factor de importancia que incrementaría las tarifas es un relativamente alto costo de generación, asociado a que todavía no se cuenta de forma masiva con un combustible más barato como el gas natural. Para usuarios residenciales con consumos de 125 kW.h/mes, el costo de generación en el Perú es uno de los más elevados de la región (ctv. US\$ 4.3 por kW.h) y representa el 44.3% de la tarifa final, sólo siendo superado por Chile (ctv. US\$ 4.7 por kW.h).

Asimismo, otro factor que incrementa las tarifas son los costos de transporte que son relativamente altos en el Perú debido a las características geográficas del país y los bajos niveles de consumo per cápita que no permiten aprovechar plenamente las economías asociadas a una mayor utilización de las instalaciones. Los mayores costos de transmisión los presentan Ecuador y Colombia (ctv. US\$ 0.8 por kW.h) los cuales representan el 9.5% y 12.3% de su tarifa final respectivamente, seguidos del Perú (ctv. US\$ 0.6 por kW.h) en el cual el costo de transmisión representa 6.2% de la tarifa final. En este caso, se aprecian las diferencias con el menor costo de transmisión de Chile (ctv. US\$ 0.1 por kW.h, 1.2% de su tarifa final), aunque ello también sería reflejo del sistema tarifario puesto que los costos de transmisión son asumidos por los generadores y por lo tanto se reflejarán en estos costos.

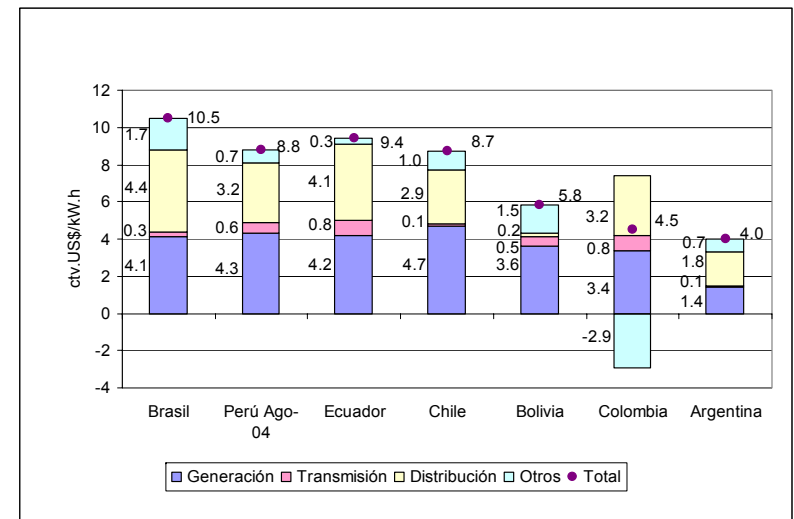
Con respecto a la distribución, el mayor costo lo presentaría Brasil (ctv. US\$ 5 por kW.h, 47.2% de la tarifa final), seguido por Perú, Ecuador y Colombia (ctv. US\$ 3.2 por kW.h), representando en el caso peruano el 33% de la tarifa final, y siendo Bolivia el país con menores costos de distribución (ctv. US\$ 0.4 por kW.h).

Así, la tarifa final para consumos de 125 kW.h, considerado como el promedio de los precios residenciales, en el Perú es de US\$ 9.7 por kW.h, esto es 30% superior al promedio de tarifas de la región, sólo siendo superada por Brasil que presenta una tarifa de US\$ 10.6 por kW.h (42% superior al promedio de la región). En el caso de Argentina, la tarifa final es la más baja de los países estudiados (US\$ 3.5 por kW.h), pero es complicado tomarla como referente debido a la fuerte devaluación que tuvo su economía y a que ha existido un proceso de congelamiento de tarifas, la segunda tarifa más baja la presenta Bolivia, siendo de US\$ 5.4 por kW.h.

Como se mencionó esta comparación es referencial debido a que los distintos países utilizan metodologías diferentes en el procedimiento del cálculo de las tarifas. Asimismo cabe mencionar que uno de los componentes de la tarifa total, el rubro “otros”, difiere entre países. Este rubro incluye impuestos y cargos que se aplican a las tarifas, como impuestos no recuperables, subsidios, aportes, garantías, etc. En el caso peruano incluye cargos como la Garantía de Red Principal de Camisea (GRP), la cual posibilitaría una reducción de los costos de generación, que todavía no habría generado todo su impacto, y el cargo adicional que tienen que pagar los consumidores que superan los 100 KWh mensuales a fin de cubrir el subsidio a los usuarios de menor consumo de acuerdo a lo establecido en el FOSE.

Este tipo de cargos explican en parte porque el precio promedio peruano para consumos de 125 kW.h/mes se ubica por encima del promedio sudamericano, representado ctv. US\$ 1.6 por kW.h, cerca del 16.5% de la tarifa final. En promedio en la región este monto es de ctv. US\$ 0.5 por kW.h. En el caso de Colombia este rubro representa las alícuotas a organismos como la CREG y los beneficios o contribuciones a los subsidios. En el caso de los consumidores de 120 KW/h mes, tiene un efecto neto de disminuir en 13.8% sus tarifas ya que los recargos son asumidos por los consumidores más grandes.

**Gráfico 26: Precio Total Promedio de la Electricidad Residencial – 65 kW.h/mes**

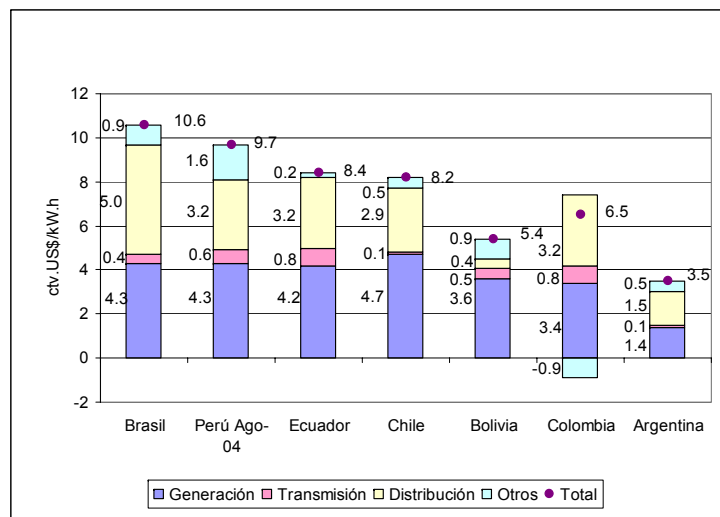


Fuente: COSANAC (2004) “Análisis Comparativo de las Tarifas de Electricidad”.



**Gráfico 27: Precio Total Promedio de la Electricidad Residencial – 125**

**kW.h/mes**



Fuente: COSANAC (2004) “Análisis Comparativo de las Tarifas de Electricidad”.

### V.1.6 El problema de contratación de las distribuidoras y la inversión en capacidad

En más de una década de reforma se han identificado algunos problemas relacionados al diseño del mercado eléctrico peruano. Un problema de especial relevancia en los últimos años han sido las dificultades crecientes que tienen algunas distribuidoras para firmar contratos con los generadores, las cuales se agravan en años secos. Desde el año 2003 algunas empresas distribuidoras han experimentado problemas para renovar contratos de suministro de energía con las empresas generadoras. En particular, tres empresas de distribución estatales se encontraron retirando energía del SEIN sin el respaldo de un contrato por

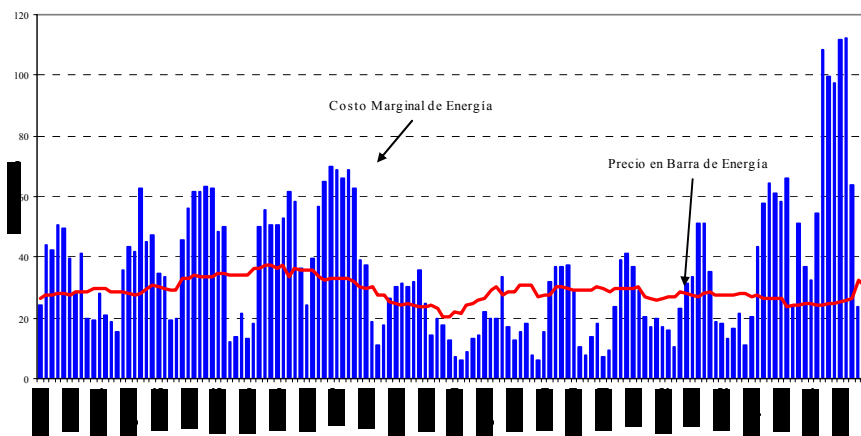
105.8 MW, aproximadamente el 5% de la máxima demanda de las distribuidoras. Esta situación se ha venido prolongando por más de medio año y no fue solucionada por las licitaciones convocadas por las empresas, habiéndose visto más bien agravada por el incremento de los precios *spot* a niveles que han superado niveles históricos (costo marginal promedio de US\$ 108 por MWh en el mes de mayo y cercano a los US\$ 100 por MWh en junio y julio). Cabe resaltar, que esta tendencia se ha estabilizado en los últimos meses.

De acuerdo a la información disponible, en los siguientes meses se vencerían otros contratos e incluso en el caso de algunos clientes libres, los generadores estarían considerando la posibilidad de rescindir contratos prefiriendo pagar las penalidades acordadas en lugar de asumir las pérdidas asociadas a sus compras de energía en el COES (valor de las diferencias entre los precios de sus contratos y los precios en el mercado de transacciones *spot*).

Esta situación plantea problemas inmediatos referidos al incumplimiento de la LCE y la asignación de responsabilidades en el mercado mayorista por los retiros de energía que actualmente vienen realizando las distribuidoras sin contrato. Estos problemas se derivan del riesgo de que las empresas distribuidoras incumplan con el artículo 34° de la LCE referida a la garantía de 24 meses de energía y la potencia contratada, y se crea una situación de indefinición respecto a las obligaciones comerciales por los retiros de las distribuidoras del sistema. Ello debido a que la LCE establece que la única forma de realizar compras de energía destinadas al mercado regulado es mediante contratos a tarifas en barra reguladas, por lo que no existen otras

alternativas como la compra en el mercado *spot* o transferencia de los mayores costos a los usuarios finales.<sup>34</sup>

**Gráfico 28: Evolución de las Tarifas en Barra y los Precios Spot (Mayo 1993 - Julio 2004)**



Fuente: COES, OSINERG – GART

Sin embargo, el problema de contratación de las empresas distribuidoras, si bien muestra un problema de coyuntura asociado a un año seco y posibles problemas de política comercial de las empresas distribuidoras que no les

<sup>34</sup> . Ante esta situación, el 20 de julio se dictó el Decreto de Urgencia N° 007-2004, mediante el cual se establece que en el periodo julio - diciembre del 2004, las empresas generadoras del Estado (FONAFE) asumirán en forma proporcional a su potencia firme los retiros que las distribuidoras estén realizando sin contrato para consumidores de servicio público, mientras que los retiros efectuados hasta esta fecha serían asumidos por todos los generadores del SEIN. Esta sería una solución al problema legal y financiero existente en el corto plazo, pero no supone una real solución al problema que puede seguir presentándose en el 2005, optándose una vez más por socializar una mayor parte de la pérdida en las empresas públicas.

permitieron cubrirse de los riesgos, ha mostrado algunas carencias del marco regulatorio.

En primer lugar, la escasez de recursos hídricos ha evidenciado una excesiva falta de respuesta en el precio regulado a shocks, sean estos de demanda (derivada o final) u oferta (hidrología, precios de combustibles). Si bien es cierto que en industrias donde existen series que revisten la propiedad de reversión a la media es conveniente, principalmente desde el punto de vista de los consumidores, que las perturbaciones no incidan completamente en el precio final, también es cierto que, principalmente desde el lado de la oferta, un excesivo “aislamiento” del precio final conduce a ineficiencias y excesivas ganancias o pérdidas de corto plazo que pueden comprometer la liquidez y resultados de las empresas, tal como sucedió en la crisis experimentada en 1999 en Chile o la crisis más profunda que afectó al mercado de California.

A su vez, no obstante la relevancia de los aspectos señalados, existe la creciente preocupación de que estas dificultades puedan estar reflejando un problema más importante, referido a la falta de inversión de las empresas en el segmento de generación. Este problema es bastante relevante considerando la dinámica observada en la demanda de energía, la cual ha crecido en aproximadamente 13% en los últimos dos años (porcentaje consistente con un incremento de la capacidad en el orden de los 300 MW que no se ha dado). En este punto deben analizarse los principales aspectos referidos a la dinámica de la inversión eléctrica, teniendo en cuenta factores tales como el mecanismo de fijación de precios y de despacho, la relativamente alta capacidad de reserva existente antes de la sequía y los factores que pueden determinar el ciclo de inversiones teniendo en cuenta que ésta no sólo responde a la existencia de precios que permiten cubrir costos sino que está asociada a la resolución de incertidumbres

que pueden estar retrasando la entrada de nuevos agentes en el sector o la inversión de los agentes existentes.

Esta es una razón adicional para revisar los procedimientos de fijación de tarifas y tratar de reducir la potencial incertidumbre que puede generar la aplicación del actual marco regulatorio a fin de evaluar si las señales de precios que actualmente genera el regulador, los contratos y el mercado *spot* son las correctas para incentivar la entrada de nuevos generadores, como los que usarán el gas natural de Camisea.

## **V.2 Agenda Pendiente**

En términos generales, los indicadores de inversión, cobertura, calidad y eficiencia indican que la reforma del sector eléctrico alcanzó en menor o mayor medida los principales objetivos que se buscaban, dada la situación inicial del sector. Estos resultados se explican en parte por la creación de un marco regulatorio donde se establecían los criterios y procedimientos detallados de fijación de tarifas, y por un esquema general de promoción de la inversión privada que permitió reducir el grado de incertidumbre que enfrentaban los agentes. Sin embargo, luego de más de una década de reforma se han identificado una serie de problemas en el marco regulatorio y diseño del mercado eléctrico peruano, y existen algunos retos pendientes como la necesidad de incrementar la competencia, permitir un mejor manejo de riesgos e introducir más flexibilidad en las transacciones, fomentar la inversión en transmisión, promover más las consideraciones distributivas y hacer más eficiente el proceso de fiscalización y supervisión de la calidad del servicio.

Es por ello que en la actualidad existe el convencimiento de la necesidad de realizar una evaluación sistemática y consistente de una serie de aspectos del marco regulatorio a fin de hacer sostenibles los logros alcanzados y alcanzar los nuevos objetivos. Es por esta razón que a partir del año 2003 el OSINERG ha emprendido una serie de estudios y consultorías en las cuales se viene revisando el marco regulatorio en sus diferentes aspectos. Dado que existe una estrecha vinculación entre los esquemas regulatorios de cada actividad y el diseño del mercado eléctrico, los diagnósticos y propuestas específicas deben ser integrados en una propuesta integral del OSINERG al MINEM. A continuación se presenta una breve reseña de los principales problemas identificados en una etapa inicial y algunos puntos de discusión.

### ***Problemática del Diseño de Mercado Mayorista y el Marco Regulatorio de la Generación***

De acuerdo al diagnóstico efectuado por Spiller, Oren y otros (2004), encargado por el OSINERG, el diseño del mercado eléctrico mayorista peruano, basado en el mercado chileno, representa un modelo de mercado con una alta intervención del regulador en el proceso de formación de precios, los cuales son fijados de forma administrada manteniendo un punto de vista que enfatiza la recuperación de costos. Este esquema no estaría en consonancia con el creciente consenso sobre las características e instrumentos que debería tener un mercado eléctrico competitivo, en el cual los mecanismos de mercado para la provisión de los diferentes servicios, despacho y formación de precios basados en la escasez y preferencias de los agentes, tienen un rol mucho más activo.

Los pagos por capacidad y las reglas rígidas en la determinación de los costos marginales de cada generador constituyen ejemplos de este enfoque. Debido a que el objetivo del diseño de mercado es la recuperación de los costos y una proporcional participación de las ganancias entre los generadores, el sistema está altamente limitado y depende de decisiones administrativas centrales en lugar de mecanismos de incentivos que son observados generalmente en los mercados competitivos y libres. Como resultado de esta inflexibilidad, el sistema se caracteriza por contar con ineficiencias que son manifestadas a través de la sobre expansión anterior del sistema y la discrepancia entre los precios *spot* determinados por el COES, los precios regulados nodales fijados por el OSINERG, y los precios de los contratos libres celebrados entre los grandes clientes y los generadores, y la dificultad de las distribuidoras para celebrar contratos a tarifa regulada.

En vista de este diagnóstico, el estudio de Spiller, Oren y otros (2004) propone una serie de medidas tendientes a incrementar el nivel de competencia, ganar eficiencia en el despacho, otorgar una mayor flexibilidad a los agentes para realizar transacciones en el mercado mayorista y mejorar las señales de escasez que reciben tanto los inversionistas como los consumidores a través del sistema de precios. El análisis detallado de estas medidas forma parte del Documento de Trabajo “Revisión del Marco Regulatorio de la Actividad de Generación: La Agenda Pendiente” de la Oficina de Estudios Económicos.

Las medidas a analizarse incluyen el rediseño del mercado mayorista a través de la creación de un “mercado de día previo” y un “mercado en tiempo real”, la introducción de comercializadores independientes, la apertura a todos los agentes al mercado mayorista y la introducción de un operador independiente, la posibilidad de flexibilizar la declaración de costos con topes máximos en un

esquema de bolsa, la modificación del esquema actual de pago de potencia hacia un mercado de capacidad y la reducción de la rigidez de los precios en barra para dar mejores señales de precios a los consumidores. Estas medidas permitirían mejorar las señales de inversión y la posterior introducción de instrumentos financieros que permitan un mejor manejo de riesgos y que eviten problemas como las dificultades de las distribuidoras para conseguir contratos con generadores. Por último, en este análisis también debe considerarse la posibilidad de usar mecanismos más descentralizados que otorguen un papel más importante a los arreglos basados en los contratos bilaterales financieros y físicos.

Debe comentarse que todas estas medidas deben analizarse en base a un balance entre las fortalezas y debilidades así como beneficios potenciales y costos o riesgos de cada mecanismo. En particular, dadas las dimensiones y concentración del mercado peruano, deben analizarse los potenciales problemas de poder de mercado, el diseño de las instituciones encargadas de administrar el proceso y la sostenibilidad política de medidas como permitir una mayor transferencia de la volatilidad de precios a los clientes finales.

### ***Nivel de Competencia***

En los diferentes modelos de organización analizados en el documento se puede apreciar la tendencia común a la desintegración, tanto vertical como horizontal, la desregulación de precios y la privatización de las empresas. Sin embargo, las experiencias internacionales muestran la importancia decisiva para un proceso de reforma de la introducción de mecanismos y políticas de competencia. Sólo de esta forma se puede garantizar el logro de una mayor eficiencia productiva (que no necesariamente es trasladada a los consumidores) y por lo tanto de una

mayor eficiencia asignativa. El uso de mecanismos de competencia adecuados supera instrumentos alternativos como una fuerte intervención estatal en la regulación de empresas privatizadas o la provisión directa del servicio mediante una empresa pública. El rol de las políticas de competencia (control de fusiones, precios topes, y análisis de prácticas anticompetitivas) es vital para evitar problemas de abuso de la posición de dominio que se traduzcan en la no transferencia de las eficiencias a los usuarios a través de la reducción de las tarifas o en el incremento desmesurado de los precios en situaciones de crisis, tal como se detectó en experiencias de la primera reforma británica y en el caso de California.

En el Perú, se han dado algunos avances en el fomento de la competencia en el mercado libre a través de medidas como la regulación del acceso a las instalaciones de las empresas distribuidoras y la mayor transparencia sobre los precios a través de medidas como la obligación de separar los cargos por actividad a partir del 2000<sup>35</sup>. Sin embargo, resta evaluar con mayor detalle y con las herramientas técnicas necesarias el impacto de las fusiones horizontales y verticales en las diferentes actividades, y la forma cómo podrían condicionar el desarrollo futuro del sector y en particular un proceso de mayor desregulación en el mercado mayorista. Por último, el análisis del diseño del mercado y marco regulatorio vigentes servirá para identificar los mecanismos a través de los cuales se puede incrementar la competencia en los diferentes mercados.

---

<sup>35</sup>. Para un análisis más detallado de este tema ver el Documento de Trabajo N° 8 “Precios en el Mercado de Clientes Libres” elaborado por José Gallardo, Lennin Quiso y Luis Bendezú.

En esta revisión también debe verse la forma de seguir mejorando las condiciones de competencia en el mercado libre a través de la reglamentación del acceso a instalaciones esenciales y fomentando un mejor manejo de riesgos a través de la promoción del uso de instrumentos financieros.

### ***Remuneración y Expansión de la Transmisión***

Si bien la expansión adecuada de la capacidad de transmisión de electricidad es un problema que los países han enfrentado de diferente manera, en el Perú, el marco regulatorio no habría fomentado en la medida deseada estas inversiones, por lo cual ha sido necesario hacer esto mediante contratos BOOT (*Build, Operate, Own and Transfer*) donde las garantías de ingresos existentes y la iniciativa estatal han permitido reducir la incertidumbre a los inversionistas.

Por ello, algunos estudios como la consultoría encargada a PEPSA (2003) recomiendan algunas medidas destinadas a mejorar el actual marco regulatorio de la transmisión a fin de promover la inversión y mejorar las señales para la operación eficiente del sistema eléctrico. En particular, se recomiendan algunas medidas como: i) explicitar en el cálculo de los precios en barra la influencia de la congestión adicionalmente a la valorización de las pérdidas de energía, a fin de evaluar la posterior creación de derechos financieros de transmisión, ii) evaluar la creación de un planificador independiente que identifique las necesidades de expansión del sistema y realice un análisis costo - beneficio, iii) evaluar mecanismos que reduzcan la incertidumbre sobre la recuperación de inversiones hundidas derivada de la aplicación del modelo tarifario (sistema económicamente adaptado), iv) la necesidad de mecanismos más simples de asignación de cargos (peajes) entre los usuarios, incluyendo la evaluación de la pertinencia de la distinción entre líneas primarias y secundarias, cuya

reclasificación, dependiente de la operación del sistema, puede generar cambios en los montos pagados por los diferentes agentes y, por último v) la necesidad de mejorar el tratamiento de los servicios complementarios requeridos para la operación del sistema, los cuales no son remunerados de forma explícita a través de mecanismos de mercado cuya implementación redundaría en una mayor eficiencia.

### ***Problemática de la Distribución y Comercialización Minorista***

En la distribución también existen problemas que deben superarse y que se derivan en parte del diseño institucional existente en el sector. Uno de estos problemas está relacionado a los vínculos existentes entre la fijación de tarifas y la provisión de la calidad.

Por su parte, en cuanto al marco regulatorio es necesario revisar la aplicación de las nociones de empresa modelo y sistema económicamente adaptado. En particular, en lo concerniente a los criterios e indicadores usados para la definición de los “sectores típicos” con la finalidad de adecuar mejor los mecanismos de fijación de tarifas a la problemática más específica de cada concesionario.

Existen tres temas adicionales relacionados con las empresas de distribución que ameritan un análisis. El primero es el referido a la problemática de las empresas públicas, que enfrentarían una serie de restricciones e incentivos diferentes. Los otros dos temas están relacionados a la necesidad de incrementar el bienestar de los usuarios existentes y los niveles de acceso de los usuarios potenciales. En este sentido, es necesario medir el alcance del FOSE (Fondo Social de Compensación Eléctrica) en base al uso de información

detallada sobre el consumo de los usuarios y su impacto en el bienestar y por otro lado llevar a cabo un análisis detallado de la problemática de la electrificación rural en coordinación con otras entidades.

Un punto adicional está referido al análisis de la viabilidad de implementar otros mecanismos regulatorios, diferentes al uso de modelos de “competencia por comparación”, y ver sus potenciales ventajas, en particular con respecto a otros mecanismos de incentivos como el uso de Precios Topes (*Price Caps*).

Por último, existen aspectos relacionados a la forma cómo se fijan las tarifas a clientes finales, en particular si las opciones tarifarias generan las señales correctas para los consumidores, y sobre la forma de transferir las ganancias en eficiencia y competencia en el mercado mayorista a los consumidores.

### ***Consideraciones Distributivas***

La creación y posterior ampliación del FOSE ha supuesto un importante avance en este aspecto, olvidado inicialmente en el proceso de reformas. El FOSE posee algunas ventajas respecto a otros esquemas de subsidios usados con anterioridad como la reducción indiscriminada de tarifas para todos los usuarios, ya que establece la focalización del subsidio por nivel de consumo y tiene relativamente bajos costos administrativos. Sin embargo, debe analizarse con mayor detalle el grado de focalización y los efectos de inclusión de usuarios de altos recursos (por ejemplo, jóvenes profesionales solteros) y exclusión de usuarios con bajos recursos (por ejemplo, casas hacinadas) y compararlo con otros esquemas quizá más costosos y difíciles de administrar, como los subsidios directos o por características socio - económicas.

Por otro lado, un tema importante que también debe analizarse debe ser la evaluación del impacto social no sólo desde un esquema de subsidios al consumo, sino de subsidios o esquemas de financiamiento al acceso al servicio. Ello teniendo en cuenta que un cuarto de la población peruana no tiene servicio eléctrico y que todavía al avance en la electrificación rural no ha logrado alcanzar a una buena parte de la población, contrariamente a los logros alcanzados en otros sectores como las telecomunicaciones. En este sentido, se deben revisar los avances normativos recientes en el tema y evaluar la creación de un Fondo de Acceso Rural que cuente con financiamiento de organismos multilaterales y que destine los recursos en base a un análisis económico de impacto social del uso de recursos.

### ***Fiscalización de la Calidad del Servicio***

El proceso de reforma del sector eléctrico se dio sin normas que regulen de forma explícita la calidad del servicio, las cuales sólo se establecieron con posterioridad a la creación del OSINERG en el año 1997. Sin embargo, la aplicación de las normas de calidad ha enfrentado una serie de dificultades que se han ido superando en el tiempo. En particular, la supervisión de la calidad del servicio eléctrico peruano ha sufrido importantes modificaciones en los últimos años. Los cambios han sido de diferente índole involucrando desde aspectos conceptuales que han buscado que implementar un esquema basado en resultados y fortalecer las facultades sancionadoras de las distintas áreas del organismo regulador, hasta la aplicación de principios económicos y estadísticos en los procesos de supervisión.<sup>36</sup>

---

<sup>36</sup> Ver Dammert, Quiso y Gallardo (2004) para un análisis de las modificaciones en el proceso de supervisión donde se enfatizan los aspectos metodológicos y de aplicación para las actividades de

Estos avances realizados recientemente permitirán reducir los incentivos a violar las normas de calidad con una adecuada escala de multas como contar con estadísticas más confiables sobre la evolución de la calidad del servicio en el sector eléctrico. Sin embargo, todavía existen aspectos del proceso de fiscalización que también deben mejorarse como la supervisión de la operación del sistema eléctrico a nivel de generación y transmisión. Adicionalmente, existe la necesidad de realizar un estudio de valorización del daño ambiental por parte de los diferentes usuarios que permita evaluar la pertinencia de los niveles de compensaciones establecidos en la Norma Técnica e incluso en cálculos tarifarios como el costo de racionamiento utilizado en la fijación de las tarifas en barra.

---

alumbrado público, precisión de medida de energía, seguridad de instalaciones de media tensión y atención comercial.

## Anexo N° 1: El Proceso de Provisión de Electricidad

En la provisión de electricidad se distinguen dos conceptos básicos. El primero se refiere a la Potencia activa, la cual es definida como la capacidad de trabajo por unidad de tiempo (fuerza por velocidad). En electricidad la potencia activa se mide en Watts (ó vatios, W). Sus múltiplos son kW (mil vatios), MW (un millón de vatios), GW (mil millones de vatios). El segundo concepto se refiere a la Energía, definida como el producto de la potencia por el tiempo ( $E=P \times t$ ). En electricidad, se mide en vatios hora (Wh) o sus múltiplos: kWh, MWh, GWh, TWh.

Asociados a estos conceptos, la provisión de electricidad posee una serie de cualidades tales como: la Tensión, la Corriente y Potencia. La **Tensión voltaje, o Nivel de Potencial**, es análogo a la presión con que pasa el agua por un tubo, se mide en voltios (V) y kilo voltios (kV) y su símbolo es V. La **Corriente o Amperaje**, definida como la cantidad de electrones que pasa por una sección del conductor por unidad de tiempo (velocidad), análogo al caudal en el caso del agua, se mide en amperios (A) y su símbolo es I y la **Potencia Reactiva** es una variable eléctrica que resulta del comportamiento electromagnético de las instalaciones eléctricas. No es utilizable directamente; sin embargo, es necesaria para la operación del sistema, se produce mayormente en el caso de motores de inducción o asíncronos, transformadores, condensadores y otros. Se mide en VAR, kVAR, MVAR y su símbolo es Q.

El proceso de abastecimiento se puede describir brevemente como sigue: los diferentes tipos de centrales de generación<sup>37</sup> inyectan energía eléctrica al sistema de transmisión de Alta Tensión y/o Muy Alta Tensión<sup>38</sup>. La energía es transportada en el sistema de transmisión en Muy Alta Tensión (MAT), derivada luego a los subsistemas de transmisión en Alta tensión (AT) y después mediante transformadores se disminuye el nivel de tensión de la energía eléctrica para enviarse a la redes de distribución en Media Tensión (MT). Por último, la energía se transforma de Media Tensión (MT) a Baja tensión (BT) y se lleva a los usuarios en la red de distribución secundaria.<sup>39</sup>

---

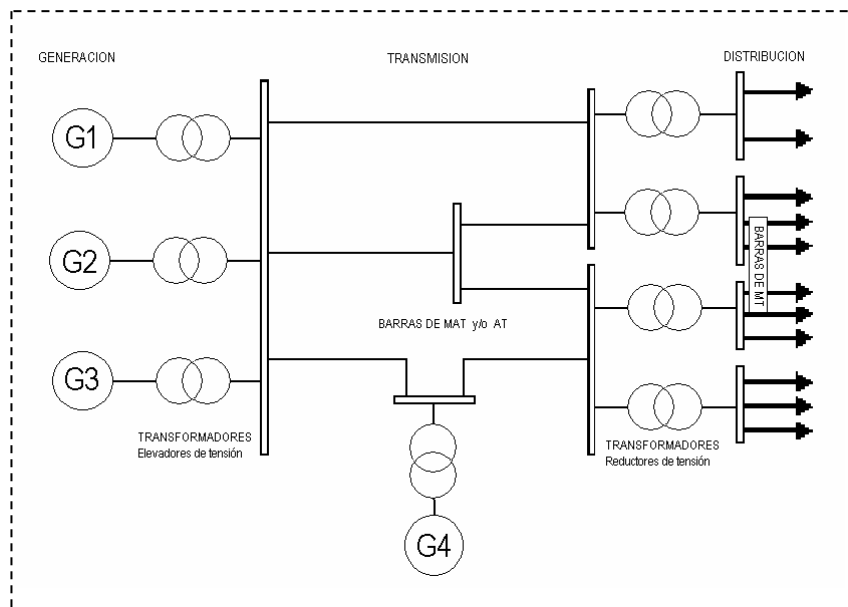
<sup>37</sup>. Estas centrales pueden ser térmicas e hidráulicas, cada una con diferentes ventajas y desventajas técnicas y económicas. En particular, existe una relación inversa entre los costos de inversión y operación de estas tecnologías. Un resultado importante es que lo eficiente es aprovechar estas diferencias en el abastecimiento eficiente de la demanda, siendo óptimo una combinación de tecnologías que usar solamente una de ellas.

<sup>38</sup>. Generalmente la tensión a la salida de las centrales de generación es de unos cuantos miles de voltios (Media Tensión) por lo que antes de ser inyectada a las líneas de transmisión los transformadores han incrementado el nivel de tensión de la energía hasta varios cientos de miles de voltios, esto se realiza porque a tensiones altas se tienen menores pérdidas de energía en el sistema de transmisión.

<sup>39</sup>. En el caso peruano, se considera los siguientes niveles: Muy Alta Tensión: más de 100 KV, Alta Tensión: entre 30 KV y 100 KV, Media Tensión: entre 400 V y 30 KV, y Baja Tensión: menor a 400 V.



## Diagrama del Proceso de Provisión de Electricidad

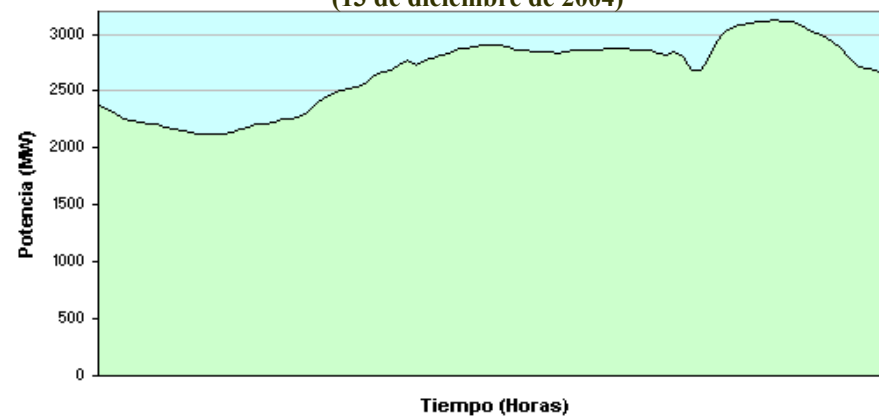


## Anexo N° 2: Minimización de Costos e Inversión Eficiente en Generación

### La Oferta y la Demanda

Tenemos una curva de demanda de energía que mantiene una alta volatilidad a lo largo del día y un patrón estacional tanto a nivel diario, semanal como mensual. Esta curva se conoce como curva de carga del sistema.

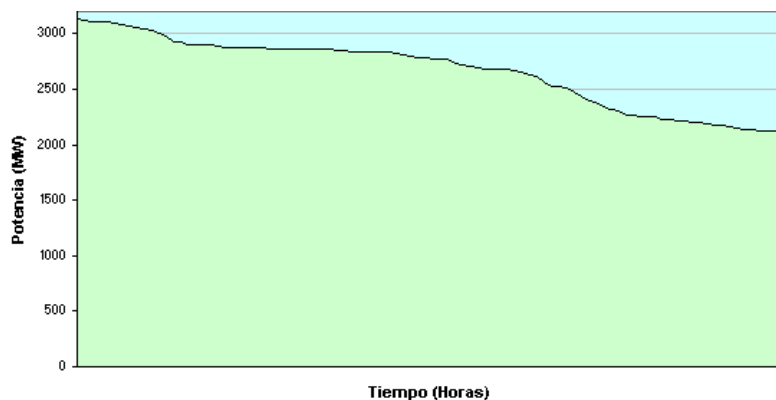
**Gráfico B1**  
**Diagrama de Carga del día de Máxima Demanda**  
**(13 de diciembre de 2004)**



Fuente: Estadística de Operaciones COES – 2004.

Esta demanda se puede ordenar desde el mayor nivel registrado en el año hasta el menor nivel (Diagrama de Duración). Este ordenamiento permitirá elegir las tecnologías que abastezcan la demanda al mínimo costo.

**Gráfico B2**  
**Diagrama de duración anual 2004**



Fuente: Estadística de Operaciones COES – 2004.

En el abastecimiento de esta demanda debe tenerse en cuenta adicionalmente que la electricidad no puede ser almacenada por lo que la oferta debe estar en capacidad de responder de forma instantánea a la demanda.

Las tecnologías disponibles para abastecer la demanda son diversas y su disponibilidad depende de una serie de factores como el acceso a recursos naturales o combustibles. En general, estas tecnologías tienen diferentes costos de inversión ( $\beta_i$ ) y de operación ( $b_i$ ) manteniendo una relación inversa entre ambos. Es decir, aquella que posee mayores costos de inversión suele tener los menores costos de operación, como sucede con las centrales hidráulicas. Es decir, los costos de las tecnologías mantienen una relación del tipo:

$$\beta_1 > \beta_2 > \dots > \beta_{N-1} > \beta_N$$

$$b_1 < b_2 < \dots < b_{N-1} < b_N$$

Si el período de planificación fuera un año, el costo variable ( $b_i$ ) corresponde usualmente al costo de producción de un kWh, mientras que el costo de inversión ( $\beta_i$ ) corresponde al pago anual que debería recibir la central considerando el período de vida útil de la misma y descontada al costo de oportunidad del capital. En el Cuadro B1 se muestran los costos de operación y anualidades estándares para las principales tecnologías usando una tasa de descuento de 12% y períodos de vida útil de 25 años para las centrales térmicas y de 50 años para las hidráulicas. Como se puede observar existen algunos casos donde la relación inversa entre costos de operación e inversión entre tecnologías no se cumple, las tecnologías que no se encuentren en esta relación son dominadas por las más eficientes.

**Cuadro B1**

Tecnología	Inversión (US\$/kW)	Anualidad de Inversión (US\$ miles por MW)	Costo Variable (US\$ por MWh)
Diesel N°2	350	55	64
Gas Natural Ciclo Simple	400	63	22
Gas Natural Ciclo Combinado	550	90	14
Residual N°6	750	117	54
Mezcla1 R6,D2	750	117	48
Residual N°500	750	117	57
Vapor	1000	173	1
Vapor+Res N°500	1000	173	39
Carbón	1000	173	15
Hidráulica	1200	189	0

Fuente: GART y estándares internacionales.

### La Minimización del Costo de Abastecimiento

El primer problema que se puede plantear es minimizar el costo de abastecimiento total (inversión y operación) dada una demanda con estas características y la oferta de potencia compuesta por las opciones tecnológicas a su alcance.

En esta sección se mostrará el procedimiento a seguirse para minimizar el costo de abastecimiento en un modelo sin restricciones de capacidad y cómo la fijación de tarifas en base a principios marginalistas garantiza el equilibrio financiero de las empresas.

El objetivo consiste en encontrar el tiempo que debe operar cada tecnología y los niveles de capacidad a instalar. En este problema, el planificador podrá configurar el parque generador óptimo sin restricciones de capacidad, es decir, instalará la potencia requerida con cada tipo de tecnología. En términos formales se debe solucionar el siguiente problema de optimización:

$$\text{Min } \left\{ \sum_{i=1}^{i=T} b_i \times E_i + \sum_{i=1}^{i=T} \beta_i \times Y_i \right\}$$

$$\{Y_i, t_i\}$$

s.a:

$$\sum_1^T Y_i = \text{Dmax}$$

Donde:

$E_i$ : Es la cantidad de energía despachada al sistema por la unidad  $i$ .

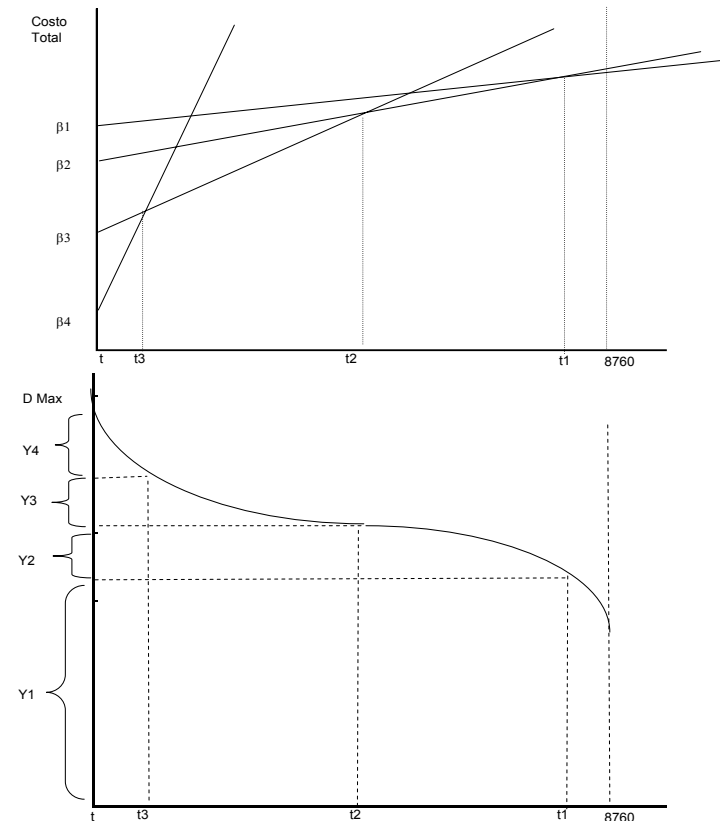
$Y_i$ : Es la potencia que suministra al sistema la unidad  $i$ .

Dmax: Es la demanda de potencia del sistema.

El planteamiento de este problema busca relacionar el costo de abastecimiento teniendo en cuenta las diferentes tecnologías con la curva de duración del sistema para un período de tiempo dado, generalmente se considera un año (ver

Gráfico B3). El objetivo central es obtener las capacidades óptimas a instalar por cada tipo de tecnología, teniendo en cuenta los costos de operación e inversión de las diferentes tecnologías y observar cómo cada una puede ser eficiente para determinados niveles de demanda.

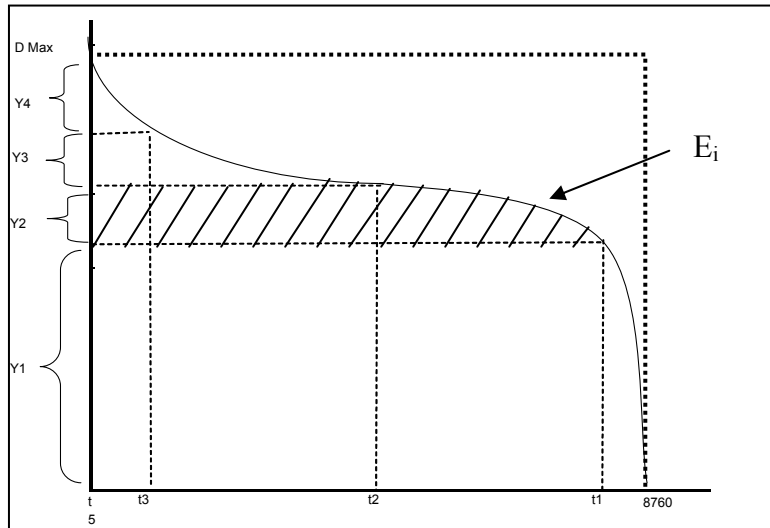
**Gráfico B3**



Si se divide el diagrama de duración por períodos de tiempo asignados a cada tecnología se puede derivar la expresión matemática de la cantidad de energía despachada por la unidad  $i$  ( $E_i$ ).

$$E_i = Y_i \times t_i + \int_{t_i}^{t_{i-1}} D(s)ds - (t_{i-1} - t_i) \times \left( \sum_{j=1}^{i-1} Y_j \right)$$

**Gráfico B4: Energía Producida por cada Tecnología**



Reemplazando la expresión en la función objetivo se plantea el problema de Lagrange asociado:

$$\text{Min } L = \left\{ \sum_{i=1}^{i=T} b_i \times \left[ Y_i \times t_i + \int_{t_i}^{t_{i-1}} D(s)ds - (t_{i-1} - t_i) \times \left( \sum_{j=1}^{i-1} Y_j \right) \right] + \sum_{i=1}^{i=T} \beta_i \times Y_i + \lambda (D_{\text{max}} - \sum_{i=1}^{i=T} Y_i) \right\}$$

$\{Y_i, t_i\}$

Desarrollando la expresión anterior tenemos:

$$\begin{aligned} L = & Y_1 \cdot t_1 \cdot b_1 + \left( \int_{t_1}^{t_0} D(s)ds \right) \cdot b_1 \\ & + \left( Y_2 \cdot t_2 + \int_{t_2}^{t_1} D(s)ds - (t_1 - t_2) \cdot Y_1 \right) \cdot b_2 \\ & + \left( Y_3 \cdot t_3 + \int_{t_3}^{t_2} D(s)ds - (t_2 - t_3) \cdot (Y_1 + Y_2) \right) \cdot b_3 + \dots \\ & \dots + \left( Y_{T-2} \cdot t_{T-2} + \int_{t_{T-2}}^{t_{T-3}} D(s)ds - (t_{T-3} - t_{T-2}) \cdot (Y_1 + Y_2 + \dots + Y_{T-3}) \right) \cdot b_{T-2} \\ & + \left( Y_{T-1} \cdot t_{T-1} + \int_{t_{T-1}}^{t_{T-2}} D(s)ds - (t_{T-2} - t_{T-1}) \cdot (Y_1 + Y_2 + \dots + Y_{T-2}) \right) \cdot b_{T-1} \\ & + \left( Y_T \cdot t_T + \int_{t_T}^{t_{T-1}} D(s)ds - (t_{T-1} - t_T) \cdot (Y_1 + Y_2 + \dots + Y_{T-1}) \right) \cdot b_T \end{aligned}$$

$$+ (\beta_1 \cdot Y_1 + \beta_2 \cdot Y_2 + \dots + \beta_{T-2} \cdot Y_{T-2} + \beta_{T-1} \cdot Y_{T-1} + \beta_T \cdot Y_T) + \lambda \cdot (D^{\text{MAX}} - Y_1 - \dots - Y_T)$$

Derivando  $L$  respecto a  $Y$  e igualando a cero se obtiene:

$$\frac{\partial L}{\partial Y_T} = t_T \cdot b_T + \beta_T - \lambda = 0$$

$$\frac{\partial L}{\partial Y_{T-1}} = t_{T-1} \cdot b_{T-1} - (t_{T-1} - t_T) \cdot b_T + \beta_{T-1} - \lambda = 0$$

$$= t_{T-1} \cdot b_{T-1} - (t_{T-1} - t_T) \cdot b_T + \beta_{T-1} = \lambda = t_T \cdot b_T + \beta_T$$

$$= t_{T-1} (b_{T-1} - b_T) = \beta_T - \beta_{T-1}$$

$$t_{T-1} (b_T - b_{T-1}) = \beta_{T-1} - \beta_T$$

Despejando  $t_{T-1}$ :

$$\boxed{t_{T-1} = \frac{\beta_T - \beta_{T-1}}{b_{T-1} - b_T} = \frac{\beta_{T-1} - \beta_T}{b_T - b_{T-1}}}$$

$$\frac{\partial L}{\partial Y_{T-2}} = t_{T-2} \cdot b_{T-2} - (t_{T-2} - t_{T-1}) \cdot b_{T-1} - (t_{T-1} - t_T) \cdot b_T + \beta_{T-2} - \lambda = 0$$

$$t_{T-2} \cdot b_{T-2} - (t_{T-2} - t_{T-1}) \cdot b_{T-1} - (t_{T-1} - t_T) \cdot b_T + \beta_{T-2} - \lambda = 0$$

$$t_{T-2} \cdot b_{T-2} - (t_{T-2} - t_{T-1}) \cdot b_{T-1} + \beta_{T-2} = \lambda + (t_{T-1} - t_T) \cdot b_T$$

$$t_{T-2} \cdot b_{T-2} - (t_{T-2} - t_{T-1}) \cdot b_{T-1} + \beta_{T-2} = \beta_T + t_T \cdot b_T + (t_{T-1} - t_T) \cdot b_T$$

$$t_{T-2} (b_{T-2} - b_{T-1}) = \beta_{T-1} - \beta_{T-2}$$

Despejando  $t_{T-2}$ :

$$\boxed{t_{T-2} = \left( \frac{\beta_{T-2} - \beta_{T-1}}{b_{T-1} - b_{T-2}} \right)}$$

Derivando L respecto a  $t$  e igualando a cero:

$$\frac{\partial L}{\partial t_1} = Y_1 \cdot b_1 + \left( \frac{\partial}{\partial t_1} \int_{t_2}^{t_1} D(s) ds - Y_1 \right) b_2 + \left( \frac{\partial}{\partial t_1} \int_{t_1}^{t_0} D(s) ds \right) b_1 = 0$$

$$Y_1 \cdot b_1 + (D(t_1) - Y_1) \cdot b_2 - D(t_1) \cdot b_1 = 0$$

$$Y_1 \cdot b_1 - D(t_1) \cdot b_1 = (Y_1 - D(t_1)) \cdot b_2$$

$$(b_2 - b_1)(D(t_1) \cdot b_1 - Y_1) = 0$$

Despejando  $Y_1$ :

$$\boxed{D(t_1) = Y_1}$$

$$\frac{\partial L}{\partial t_2} = \left( Y_2 + \frac{\partial}{\partial t_2} \int_{t_2}^{t_1} D(s) ds + Y_1 \right) b_2 + \left( \frac{\partial}{\partial t_2} \int_{t_3}^{t_2} D(s) ds - (Y_1 - Y_2) \right) b_3$$

$$(Y_2 - D(t_2) + Y_1) \cdot b_2 + (D(t_2) - (Y_1 + Y_2)) \cdot b_3 = 0$$

$$(b_3 - b_2) \cdot (Y_1 + Y_2) = (b_3 - b_2) \cdot D(t_2)$$

Despejando  $Y_2$ :

$$\boxed{Y_1 + Y_2 = D(t_2)} \Rightarrow \boxed{Y_2 = D(t_2) - Y_1}$$

En resumen los  $t_i^*$  o puntos de corte óptimos son:

$$t_1 = t_1 \cdot (t_T)$$

$$t_1 = \left( \frac{\beta_1 - \beta_2}{b_2 - b_1} \right)$$

$$t_2 = \left( \frac{\beta_2 - \beta_3}{b_3 - b_2} \right)$$

$$t_{T-1} = \left( \frac{\beta_{T-1} - \beta_T}{b_T - b_{T-1}} \right)$$

Mientras que los  $Y_s^*$  óptimos vendrían dados por:

$$Y_1 = D(t_1)$$

$$Y_2 = D(t_2) - Y_1$$

$$Y_3 = D(t_3) - (Y_1 + Y_2)$$

$$Y_T = D(t_T) - (Y_1 + Y_2 + \dots + Y_{T-1})$$

Es importante destacar que el momento de corte ( $t_i^*$ ) hasta el cual es conveniente usar la tecnología “i” debe cumplir la siguiente condición:

$$(b_i - b_{i+1})t_i^* = \beta_{i+1} - \beta_i$$

Esta expresión indica que es conveniente seguir produciendo con la tecnología i hasta el momento en el cual el ahorro generado por los menores costos operativos se compense con el menor costo de instalación de la siguiente tecnología.

El procedimiento consiste en encontrar los momentos de corte óptimos ( $t_i^*$ ) y obtener luego las potencias a instalar de cada tecnología usando la forma funcional de la curva de duración. El conjunto de potencias óptimas a instalarse con cada tecnología configuran el “sistema de generación económicamente adaptado”.

## Uso de Principios Marginalistas y equilibrio financiero

Los principios marginalistas establecen que los precios de potencia ( $P_{Y_i}$ ) y energía ( $p_i$ ) sean fijados en función de los costos de inversión y producción de la última central que abasteció el sistema. Es decir:

$$\begin{aligned} p_i &= b_i & i=1,2,3\dots T \\ p_{Y_i} &= \beta_T & \forall i \end{aligned}$$

Un resultado importante de la aplicación de estos principios es que permiten cubrir los costos de cualquier empresa siempre y cuando ésta se adecue a los criterios del sistema económicamente adaptado.

Considérese el caso de i-ésima tecnología. Los ingresos estarán dados por la siguiente expresión:

$$\text{Ingresos} = p_{Y_i} \cdot Y_i + E_i^{t_{T-1}-t_i} \times p_T + E_i^{t_{T-2}-t_i} \times p_{T-1} + \dots + E_i^{t_i-t_{i+1}} \times p_{i+1} + E_i^{t_i-t_{i-1}} \times p_i$$

Es decir, la central i obtendrá ingresos derivados de la potencia instalada por el precio de potencia más ingresos por la energía generada valorizada al precio vigente en cada bloque horario.

Del procedimiento seguido para obtener el parque económicamente adaptado sabemos que:

$$E_i^{t_i-t_{i+1}} = (t_i - t_{i+1}) \times Y_i$$

$$E_i^{t_{i+1}-t_i} = \int_{t_i}^{t_{i-1}} D(T) \partial T - (t_{i-1} - t_i) \sum_j^{i-1} Y_j$$

$$\Pi_i = \underbrace{Y_i \left[ (t_{T-1} - t_T)(b_T - b_i) + \dots + (t_i - t_{i+1})(b_{i+1} - b_i) \right]}_{\text{Ganancia Neta por Energía}} - \underbrace{Y_i (\beta_T - \tilde{\beta}_i)}_{\text{Pérdida Neta por Potencia}}$$

Reemplazando estas expresiones de la energía en cada período y usando los precios que se impondrían de acuerdo a los criterios marginalistas tenemos:

$$\begin{aligned} \text{Ingresos} = & \beta_N \cdot Y_i + \left[ b_N (t_{N-1} - t_N) + \dots + (t_i - t_{i+1}) b_{i+1} \right] Y_i \\ & + \left( \int_{t_i}^{t_{i-1}} D(s) ds - (t_{i-1} - t_i) \sum_j^{i-1} Y_j \right) \times b_i \end{aligned}$$

Por su parte los gastos de la empresa “i” están dados por la siguiente expresión:

$$\text{Gastos} = \tilde{\beta} Y_i + \left( Y_i t_i + \int_{t_i}^{t_{i-1}} D(s) ds - (t_{i-1} - t_i) \sum_j^{i-1} Y_j \right) \times b_i$$

Donde  $\tilde{\beta}_i$  es el costo de inversión real.

Luego se puede obtener la expresión de los beneficios:

$$\begin{aligned} \text{Beneficios} = & Y_i (\beta_T - \tilde{\beta}_i) + \left( \int_{t_i}^{t_{i-1}} D(s) ds - (t_{i-1} - t_i) \sum_j^{i-1} Y_j \right) (b_i - b_i) \\ & + Y_i \left[ (t_{N-1} - t_N)(b_N - b_i) + \dots + (t_i - t_{i+1})(b_{i+1} - b_i) \right] \end{aligned}$$

Simplificando:

Igualando a cero los beneficios extraordinarios tenemos:

$$Y_i (\beta_T - \tilde{\beta}_i) = Y_i \left[ (t_{T-1} - t_T)(b_T - b_i) + \dots + (t_i - t_{i+1})(b_{i+1} - b_i) \right]$$

Dada la relación existente entre los costos de inversión y operación la igualdad entre estas dos expresiones indica que cuando los beneficios extraordinarios sean nulos, la pérdida neta asociada al reconocimiento de un costo de potencia menor al de la central se compensa con las ganancias netas derivadas de la valorización de la energía de acuerdo a los costos marginales de las última central que entró a abastecer cada bloque horario.

Si los momentos de corte corresponden a los óptimos para minimizar el costo de abastecimiento, es decir  $t_i^* = \frac{\beta_i - \beta_{i+1}}{b_{i+1} - b_i}$ , reemplazando esta condición en la expresión anterior y eliminando  $Y_i$  a ambos lados obtenemos:

$$\begin{aligned} (\beta_T - \tilde{\beta}_i) = & \left( \frac{\beta_{T-1} - \beta_T}{b_T - b_{T-1}} \right) (b_T - b_i) + \left( \frac{\beta_{T-2} - \beta_{T-1}}{b_{T-1} - b_{T-2}} - \frac{\beta_{T-1} - \beta_T}{b_T - b_{T-1}} \right) (b_T - b_i) + \dots \\ & \dots + \left( \frac{\beta_i - \beta_{i+1}}{b_{i+1} - b_i} - \frac{\beta_{i+1} - \beta_{i+2}}{b_{i+2} - b_{i+1}} \right) (b_{i+1} - b_i) \end{aligned}$$

$$= \left( \frac{\beta_{T-1} - \beta_T}{b_T - b_{T-1}} \right) (b_T - b_{T-1}) + \left( \frac{\beta_{T-2} - \beta_{T-1}}{b_{T-1} - b_{T-2}} \right) (b_{T-1} - b_{T-2}) + \dots$$

$$\dots + \left( \frac{\beta_{i+1} - \beta_{i+2}}{b_{i+2} - b_{i+1}} \right) (b_{i+2} - b_{i+1}) + \left( \frac{\beta_i - \beta_{i+1}}{b_{i+1} - b_i} \right) (b_{i+1} - b_i)$$

Simplificando:

$$= \beta_{T-1} - \beta_T + \beta_{T-2} - \beta_{T-1} + \beta_{T-1} - \beta_{T-2} + \dots + \beta_{i+1} - \beta_{i+2} + \beta_i - \beta_{i+1}$$

$$-(\beta_T - \tilde{\beta}_i) = -\beta_T + \beta_i$$

Reordenando obtenemos la siguiente igualdad:

$$\beta_T - \tilde{\beta}_i = \beta_T - \beta_i$$

Es decir, cuando el costo de inversión de la central “i” utilizado en la obtención de los puntos de corte corresponda al incurrido en la realidad por la empresa ( $\tilde{\beta}_i = \beta_i$ ) y si la potencia instalada por la central es la económicamente adaptada, cualquier tecnología recuperará todos sus costos en un contexto donde los precios se fijen de acuerdo al modelo marginalista.

¿Porqué las empresas hacen beneficios iguales a cero cuando el parque está adaptado?. Para ilustrar este punto, supongamos que hay únicamente dos tecnologías, la hidráulica (con costos de inversión igual a US\$ 189,000 anuales por MW y costo variable cero) y la de carbón (con costo de inversión de US\$ 173,000 anuales por MW y costo variable de US\$ 15 por MWh). De acuerdo a

la condición del planificador el tiempo de operación para una central a carbón es de 1,067 horas, es decir, igual a:  $(189,000 - 173,000) / (15-0)$ .

Supongamos por un momento que el tiempo de operación de una central a carbón es  $t > 1067$ , y la capacidad hidráulica instalada corresponde a  $D(8760 - t)$ , entonces el beneficio de los hidráulicos, aplicando el esquema marginalista, es igual a la diferencia entre sus ingresos y sus costos:

$$\text{Ingresos: } 15*t + 0*(8760-t) + 173,000$$

$$\text{Costos: } 0*t + 0*(8760-t) + 189,000$$

Los beneficios son positivos si ocurre que:  $(15-0)*t - (173,000 - 189,000) > 0$ . Como hemos supuesto que  $t > 1067$ , los hidráulicos efectivamente hacen un beneficio extraordinario igual a  $(15-0)*(t-1067)$ . Debido a estos beneficios extraordinarios, la industria invertirá en centrales hidráulicas hasta que el incentivo de hacerlo desaparezca, es decir, hasta que  $t = 1067$ . Pero este valor, es precisamente el tiempo óptimo (parque económicamente adaptado).

**Nota:**

Esta igualdad a nivel de la industria puede resumirse en la siguiente ecuación:

$$CMg \text{ Potencia} * DMax + CMg \text{ Energía} * Energía = Anualidades \text{ de. Inversión} + \text{Costos de Operación y Mantenimiento.}$$

Aplicando estos criterios a un sistema con datos similares al caso peruano, considerando sólo tres tecnologías, y una curva de duración lineal, se puede



obtener como ejercicio la inversión óptima por tipo de tecnología y como en este caso se obtiene la igualdad de ingresos y costos:

#### Supuestos

Tecnología	Costo Capital (US\$ MM por MW)	Anualidad (US\$ por MW)	Costos Operativos (US\$ por MWh)	Momento de corte entre tecnologías (horas)	Parque Económicamente Adaptado (MW)
Hidráulica (1)	1,000	158,000	0	4,533	2047
Gas Natural CC (2)	550	90,000	15	816	618
Diesel (3)	320	50,000	64	0	136

Curva de Duración = Max Demanda - 0.16\*t  
Máxima demanda: 2800 MW  
Factor de Carga: 74%

#### Equilibrio Financiero

Tecnología	Ingresos por Energía (US\$)	Ingresos por Potencia (US\$)	Ingresos Totales (US\$)	Costos Totales (US\$)	Costos Operativos (US\$)	Costos de Inversión (US\$)
Hidráulica (1)	221,023,562	102,325,723	323,349,285	323,349,285	0	323,349,285
Gas Natural CC (2)	49,499,959	30,890,194	80,390,153	80,390,153	24,787,804	55,602,348
Diesel (3)	3,544,338	6,784,083	10,328,421	10,328,421	3,544,338	6,784,083
Total	274,067,858	140,000,000	414,067,858	414,067,858	28,332,142	385,735,716

#### Comentarios:

Los resultados mostrados anteriormente forman parte de un esquema de planificación eficiente de las inversiones siendo el objetivo principal el de satisfacer la demanda al menor costo posible y a la vez obtener un mecanismo que permita recuperar estos costos vía los precios a imponerse a la potencia y energía.

En los modelos centralizados se ha trabajado la posibilidad de que exista capacidad adicional en el sistema debido a la posibilidad de incrementos súbitos en la demanda o disminuciones de la oferta (ambas variables con cierto nivel de aleatoriedad). Así, si se introduce esta relación, se tiene el resultado que la planificación óptima de la generación implicará que el costo incremental de la inversión en generación iguale al valor de la pérdida de carga (*Value of Loss of Load* o VOLL). Es decir, el racionamiento tendrá sentido cuando  $VOLL*(horas\ racionadas) > Costo\ fijo\ marginal + costo\ variable$

marginal\*(horas racionadas). Existen algunas dificultades para estimar el VOLL en un esquema de planificación centralizada donde los precios son regulados, por lo que se adoptan diferentes metodologías que tratan de estimar el valor promedio que otorgan los consumidores a cortes aleatorios de electricidad.

### Anexo N° 3: Obtención de los Precios Óptimos en Generación

La fijación de tarifas en la actividad de generación se basa en los principios marginalistas aplicados a una industria donde se tiene una demanda de un bien con alta volatilidad y que no se puede almacenar. En estos casos la teoría económica ha desarrollado el modelo del “*Peak Load Pricing*” (Boiteux; 1960) como mecanismo eficiente para elegir minimizar el costo de abastecimiento y fijar precios óptimos.

El “*Peak Load Pricing*” se ha aplicado a industrias como las telecomunicaciones y servicios como el alojamiento, sin embargo ha alcanzado su mayor desarrollo en el sector eléctrico. El resultado básico de este modelo es que las tarifas se deben fijar de tal forma que los precios en los momentos en que la demanda es baja (fuera de punta) deben ser iguales al costo operativa de la última central que entró al despacho y en precio en punta debe igual al costo operativo de la central marginal más los cargos por capacidad asociados a los costos de inversión de esta central.

#### A. El Caso General: Oferta y demanda estocástica y costos de racionamiento

En esta oportunidad se presentará en primer lugar un modelo general de fijación de precios para el sector eléctrico que considera demanda y oferta estocásticas, así como costos de racionamiento. Se mostrará posteriormente como, realizando algunas simplificaciones, este planteamiento es compatible con los resultados clásicos del “*Peak Load Pricing*”.<sup>40</sup>

<sup>40</sup>. Esta sección está basada en Chao (1983).

*Demanda:*

Se tiene una demanda estocástica instantánea  $\tilde{D}(p)$ , por lo que la demanda de energía durante el tiempo T viene dada por la expresión:

$$\tilde{D}_e(p) = T * E\{\tilde{D}_e(p) / \varepsilon\}$$

Se define también el excedente bruto del consumidor:

$$\tilde{U}(q, \varepsilon) = \tilde{U}(q) = \tilde{U}(\tilde{D}_e(p)), \text{ donde } U' > 0 \text{ y } U'' < 0$$

Se asume que este consumidor tiene preferencias cuasilineales por lo que:

$$\tilde{U}'(\tilde{D}_e(p)) = p$$

*Oferta:*

La capacidad disponible de cada tecnología constituye una variable aleatoria donde se cumple que:

$$\tilde{Y}_i(\tilde{Y}) = \int_0^{\tilde{Y}_i} \tilde{Y}(z) dz$$

Donde:

$$\tilde{Y}(z) \in [0,1]$$

$$E() = a_i$$

Por lo tanto, la capacidad total obtenible también será una variable aleatoria:

$$z_i = \sum_{k=1}^i \tilde{Y}_k$$

La oferta total en un momento dado estará dada por el mínimo entre la demanda y la capacidad disponible:

$$\tilde{Q}(p_i, z_i) = \text{MIN}\{D(p), z_i\}$$

La oferta esperada de energía para la tecnología  $j$  estará dada por:

$$\theta_j E\{\tilde{Q}(P, Z_j) - \tilde{Q}(P, Z_{j-1})\}$$

*Costo de Parada:*

Este costo puede ser representado como una función de la energía ofertada y la energía demandada:

$$S(\tilde{Q}_e(p, z_M), \tilde{D}_e(p))$$

Donde:

$$\tilde{Q}_e(p, z_M) = \theta \cdot E\{\tilde{Q}(P, z_M) / \zeta\}$$

*El Objetivo:*

El regulador busca maximizar el bienestar de la sociedad que viene a ser la suma del excedente bruto del consumidor menos costos de operación, inversión y racionamiento.

$$\begin{aligned} W = & \sum_{i=1}^N E\{\tilde{U}_i(\tilde{D}_e(p_i))\} - \sum_{j=1}^M \beta_j Y_j \\ & - \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^M \theta_j b_j E\{\tilde{Q}_i(p_i, \tilde{z}_j) - \tilde{Q}_i(p_i, \tilde{z}_{j-1})\} \\ & - \sum_{i=1}^N \theta_i b_{j+1} E\{\tilde{D}(p_i) - \tilde{Q}_i(p_i, \tilde{z}_N)\} \end{aligned}$$

Derivando esta expresión respecto a  $Y_j$  y  $Y_{j+1}$  se puede mostrar que la condición hasta la cual es conveniente utilizar la tecnología  $j$  viene dada por la siguiente expresión. Como se puede apreciar el punto de corte en este caso es análogo al caso donde no existe incertidumbre.

$$\sum_{i=1}^N \theta_i \text{Pr ob}(\tilde{D}(p_i) > \tilde{z}_j) = \frac{\beta_j / a_j - \beta_{j+1} / a_{j+1}}{b_{j+1} - b_j} \quad \forall j = 1, 2, \dots, M$$

Por su parte, derivando la expresión respecto a los precios se pueden obtener la siguiente expresión para los precios óptimos:

$$P_i = \sum_{j=1}^M b_j \frac{E\{\tilde{D}'(p_i) / \tilde{z}_j > \tilde{D}'(p) > \tilde{z}_{j-1}\}}{E\{\tilde{D}'(p_i)\}} \text{Pr ob}(\tilde{z}_i > \tilde{D}(p) > \tilde{z}_{i-1}) \\ + r \frac{E\{\tilde{D}'(p_i) / \tilde{D}'(p_i) > \tilde{z}_M\}}{E\{\tilde{D}'(p_i)\}} \text{Pr ob}(\tilde{D}'(p) > \tilde{z}_M)$$

Es decir, el precio para el segmento i será la suma del costo variable esperado ponderado por la probabilidad de que la demanda se encuentre en un rango donde margine la tecnología “j” más el costo de racionamiento esperado ponderado por la probabilidad de que la demanda supere a la oferta.

En el caso de que se suponga que las demandas marginales son independientes de la demanda total se tiene la siguiente expresión:

$$P_i = \sum_{j=1}^M b_j \text{Pr ob}(\tilde{z}_j > \tilde{D}(p_i) > \tilde{z}_{j-1}) + r * \text{Pr ob}(\tilde{D}(p_i) > \tilde{z}_M)$$

### B. Un modelo con restricciones de capacidad y demanda estocástica

Se han planteado modelos donde se quiere analizar el impacto sobre los precios óptimos de variaciones no predecibles de la demanda, cuando se tienen un parque generador dado cuyo nivel de capacidad no posee mayor incertidumbre, como sería el caso de un parque eminentemente térmico.<sup>41</sup>

La demanda en cada período tendrá la siguiente forma:

$$D_i(p_i, \tilde{u}_i) = X_i(p_i) + \tilde{u}_i \quad ; E(\tilde{u}_i) = 0 \quad , \quad u_i \sim F \quad , \quad i = 1, \dots, n \text{ períodos}$$

Donde  $X_i(p_i)$  representa la demanda promedio en el período “i” y  $\tilde{u}_i$  un término de perturbación

Por su parte el costo total de producción está dado por la siguiente expresión:

$$C = \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n b_j q_{ji}(D_i(p_i, \tilde{u}_i), \bar{q}) + \sum_{j=1}^m \beta_j \bar{q}_j$$

Se asume que las tecnologías son ordenadas para abastecer la demanda de forma óptima por lo que el nivel de utilización de la tecnología j en el período i ( $q_{ji}$ ) será igual al mínimo entre el exceso de demanda del período y la capacidad instalada de la tecnología j.

$$q_{ji}(x_i, \bar{q}) = \text{Min} \left\{ x_i - \sum_{k=1}^{j-1} q_{ki}(x_i, \bar{q}), \bar{q}_j \right\} \quad , \quad 0 < b_1 < b_2 < \dots < b_m \quad , \quad \beta_1 > \beta_2 > \beta_3 > \dots > \beta_m > 0$$

Por su parte el costo de racionamiento total se define como la suma de los costos de racionamiento en cada período. Es decir, cuando la capacidad instalada total (z) sea superada por la demanda en determinado período.

$$R = \sum_{i=1}^n r_i (D_i(p_i, \tilde{u}) - z) \quad , \quad z = \bar{q}_1 + \dots + \bar{q}_m \quad , \quad r_i(y) = 0 \quad \text{si} \quad y \leq 0$$

<sup>41</sup> Esta sección se basa en Crew y Kleindorfer (1976).

Definimos el valor total de la producción de todas las centrales en el período  $i$  ( $S_i$ ) como el mínimo entre la demanda registrada en el período y la capacidad instalada total.

$$S_i(p_i, u_i, z) = \text{Min}\{(D_i(p_i, \tilde{u}), z)\}$$

En base a lo anterior podemos plantear la expresión del bienestar del consumidor en el período  $i$  como:

$$\text{WC } i = \int_0^{s_i(p_i, u_i, z)} p(x_i, u_i) dx_i$$

De esta forma, la función social de bienestar para  $n$  períodos, es decir la suma del bienestar de los consumidores menos los costos operativos, de inversión y racionamiento estaría dada por la siguiente expresión:

$$W(\tilde{u}, p, \bar{q}) = \sum_{i=1}^n \int_0^{s_i(p_i, u_i, z)} p(x_i, u_i) dx_i - \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n b_j q_{ji} (D_i(p_i, \tilde{u}_i), \bar{q}) - \sum_{j=1}^m \beta_j \bar{q}_j - \sum_{i=1}^n r_i (D_i(p_i, \tilde{u}) - z)$$

El valor esperado de esta función viene dado por la probabilidad de que se de el evento “ $u$ ” a lo largo del todo el rango relevante. Es decir:

$$EW(\tilde{u}, p, \bar{q}) = \int_{-\infty}^{+\infty} W(\tilde{u}, p, \bar{q}) F'(\tilde{u}) d\tilde{u}$$

Reemplazando en la expresión de WE tenemos:

$$EW = \int_{-\infty}^{+\infty} \sum_{i=1}^n \int_0^{s_i(p_i, u_i, z)} p(x_i, u_i) dx_i F'(\tilde{u}) d\tilde{u} - \int_{-\infty}^{+\infty} \left( \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n b_j q_{ji} (D_i(p_i, \tilde{u}_i), \bar{q}) + \sum_{j=1}^m \beta_j \bar{q}_j \right) F'(\tilde{u}) d\tilde{u} - \int_{-\infty}^{+\infty} \sum_{i=1}^n r_i (D_i(p_i, \tilde{u}) - z) F'(\tilde{u}) d\tilde{u}$$

Derivando esta expresión respecto a  $p_i$  y recordando que los valores de  $S_i$ ,  $q_{ji}$  y  $r_i$  dependen del valor de “ $u$ ” se obtiene la siguiente expresión para los precios óptimos:

$$P_i = \sum_{j=1}^m b_j \gamma_{ji} + \frac{\partial r_i}{\partial x_i} (x_i(p_i) + u_i - z) \frac{1 - F(z - x_i(p_i))}{F(z - x_i(p_i))}$$

Donde:

$$\gamma_{ji} = \frac{[F(\bar{Q}_j - x_i(p_i)) - F(\bar{Q}_{j-1} - x_i(p_i))]}{F(z - x_i(p_i))}$$

En este caso los precios serán iguales a la probabilidad de que la planta  $j$  sea la última planta en ser usada condicional a que exista capacidad suficiente más el costo de racionamiento.

### C. ¿Cuándo se obtendrá el resultado clásico del “Peak Load Pricing”?

La introducción de incertidumbre y costos de racionamiento genera expresiones para los precios que si bien tienen una interpretación económica interesante, no muestran directamente los principios básicos que resultan de la aplicación de

los criterios marginalistas. Por ello, revisaremos un caso muy simplificado presentado por Wenders (1976) donde se derivan los precios en un contexto de ausencia de incertidumbre, racionamiento y restricciones de capacidad. Se mostrará la solución a este problema en un modelo simplificado que considera sólo tres bloques de demanda y tres tecnologías alternativas.

En primer lugar, teníamos la condición  $t^*_i = \frac{\beta_{i+1} - \beta_i}{b_i - b_{i+1}}$ , si dividimos esta expresión entre el número de horas al año (T), tenemos la siguiente expresión:

$$\frac{t^*_i}{T} = \frac{\beta_{i+1} - \beta_i}{(b_i - b_{i+1})T}$$

Podemos entonces definir  $a_i = Tb_i$  y  $a_{i+1} = Tb_{i+1}$  como los costos operativos anuales para cada tecnología, de forma tal que la condición anterior se puede describir de la siguiente forma:

$$\frac{t^*_i}{T} = \frac{\beta_{i+1} - \beta_i}{a_i - a_{i+1}}$$

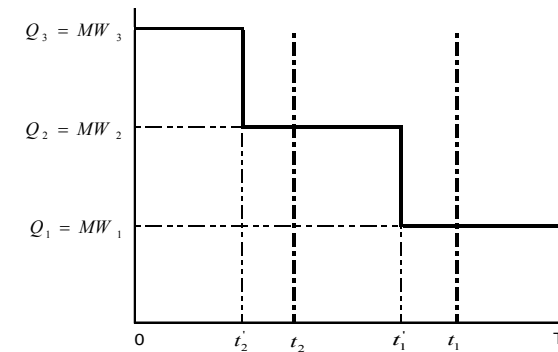
La proporción del año en que está marginando la tecnología i ( $w_i$ ) se puede definir como:

$$w_3 = \frac{t_3}{T}, w_2 = \frac{t_2 - t_3}{T}, w_1 = \frac{T - t_2}{T}$$

Se asumen que sólo se registran tres niveles de demanda ( $Q_1 < Q_2 < Q_3$ ) que necesitan ser abastecidos a partir de determinado período de tiempo. Las proporciones del año ( $z_i$ ) en que se registran estas demandas vienen dadas por:

$$z_3 = \frac{t'_3}{T}, z_2 = \frac{t'_2 - t'_3}{T}, z_1 = \frac{T - t'_2}{T}$$

Por períodos de corte entre tecnologías y cambios en la demanda no tienen necesariamente porque coincidir. En términos gráficos tenemos:



La función de bienestar que desea maximizar el planificador viene a ser la suma de los excedentes obtenidos por bloque horario menos los costos de operación e inversión:

$$\begin{aligned}
W = & z_1 \int_0^{Q_1} p(Q) \partial Q + z_2 \int_0^{Q_2} p(Q) \partial Q + z_3 \int_0^{Q_3} p(Q) \partial Q \\
& - (z_3(Q_3 - Q_2)a_3 + (z_3 + z_2)(Q_2 - Q_1)a_2 + Q_1 a_1) \\
& - (\beta_1 Q_1 + \beta_2(Q_2 - Q_1) + \beta_3(Q_3 - Q_2))
\end{aligned}$$

Derivando respecto a los niveles de demanda podemos despejar los precios óptimos:

$$\begin{aligned}
p(Q_1) &= \frac{a_1 + \beta_1 - \beta_2 - (z_3 + z_2)a_2}{z_1} \\
p(Q_2) &= \frac{(z_3 + z_2)a_2 + \beta_2 - \beta_3 - z_3 a_3}{z_2} \\
p(Q_3) &= \frac{z_3 a_3 + \beta_3}{z_3}
\end{aligned}$$

Reordenando la expresión obtenida para  $P(Q_1)$  tenemos:

$$p(Q_1) = a_1 + \frac{(\beta_1 - \beta_2) - (a_2 - a_1)(z_2 + z_3)}{z_1}$$

Ello indica que ante un incremento de la demanda se debe reconocer además del costo de operación el costo de la inversión adicional,  $(\beta_1 - \beta_2)$ , neto del ahorro costos operativos  $(a_2 - a_1)$  en la fracción del tiempo restante.

Un resultado importante es que los precios obtenidos incluyen los costos de capacidad para cada segmento, y sólo corresponden al resultado del modelo

marginalista en el caso que los puntos de corte de la demanda coincidan con los correspondientes a los cambios de tecnología, es decir

$$z_3 + z_2 = w_2 + w_3 = \frac{t_2}{t^*} = \frac{\beta_1 - \beta_2}{a_2 - a_1}$$

Reemplazando en las expresiones de los precios tenemos:

$$p(Q_1) = \frac{a_1 + (\beta_1 - \beta_2) - \frac{(\beta_1 - \beta_2)}{(a_1 - a_2)} a_2}{1 - \frac{(\beta_1 - \beta_2)}{(a_1 - a_2)}}$$

Lo cual luego de simplificar nos da un resultado esperado en el marco marginalista, es decir que el precio debe ser igual al costo de operación de la central que abastece la demanda.

$$p(Q_1) = \frac{a_1(a_2 - a_1) + a_1(\beta_1 - \beta_2)}{(a_1 - a_2) - (\beta_1 - \beta_2)} = a_1$$

De forma análoga se obtiene:

$$p(Q_2) = a_2$$

La expresión para  $p(Q_3)$  sigue siendo  $p(Q_3) = a_3 + \frac{\beta_3}{z_3}$

En el caso de que se cumpla la condición antes mencionada, los precios que deben imponerse en los bloques fuera de pico corresponderán a los costos operativos de las centrales marginales y el precio en el bloque punta debe incluir el costo operativo de la central marginal más el costo de capacidad de la central ponderado por un factor que le permita recuperar la inversión total en las horas en que está operando.

## **VI. Bibliografía**

Alvarez Rodrich, A. (1991). “Empresas Estatales y Privatización. Como reformar la actividad empresarial del Estado en el Perú” Lima: Apoyo S.A.

Armstrong, M., S. Cowan y J. Vickers (1994). “Regulatory Reform: Economic Analysis and British Experience” The MIT Press.

Atienza (2001). “Aplicación del Modelo de Bolsa de Energía en Chile” Tesis de Licenciatura en Ingeniería Civil – Universidad Católica de Chile.

Averch, H. y L. Johnson (1962). “Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint”; American Economic Review, vol 52, pp 1052-1069.

Baumol, W.; J. Panzar y R. Willig, (1982). “Contestable Markets and the Theory of Industry Structure”. New York, Harcourt Brace.

Bendezú, L. y J. Gallardo (2004) “Estimación de la Demanda Agregada de Electricidad” Documento de Trabajo N° 4 – Oficina de Estudios Económicos – OSINERG (mimeo).

Bishop, Kay y Meyer (1994). “Privatization and economic performance”. Oxford: Oxford University Press.

Bonifaz, J. L. (2001). “Distribución Eléctrica en el Perú: Regulación y Eficiencia”. Lima: CIES – Universidad Pacífico.



Boiteux, M. (1960). "Peak-Load Pricing" *Journal of Business*. April 1960, 33(2), pp. 157-179.

Bour, E. (1999). "La Regulación del Sector Eléctrico" (Cap. 13) del libro: "La Regulación de la Competencia y de los Servicios públicos. Teoría y Experiencia Argentina Reciente". Buenos Aires: Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas (FIEL).

Carey, A. et al (1994). "Accounting for Regulation in UK Utilities" London: The Institute of Chartered Accountants in England and Wales.

Chao, H. y R. Wilson (2002). "Design of Wholesale Electricity Markets". EPRI (mimeo).

Chao H. (1983). "Peak Load Pricing and capacity planning with demand and supply uncertainty" *Bell Journal of Economics*, vol 14, No. 1, Spring 1983, pp. 179-190.

Charún, R.; Morandé, F.; Haindl Rondanelli, E. ; Raineri, R. y R. Soto (1996). "La Industria Eléctrica en Chile. Aspectos Económicos". Programa de Postgrado en Economía. Ilades/Georgetown University.

Comisión de Tarifas Eléctricas (1986). "La Nueva Tarifa Eléctrica".

Comisión de Tarifas de Energía (2000). "Situación de las Tarifas Eléctricas 1993- 2000" (elaborado por Macroconsult).

Comisión de Promoción de la Inversión Privada – COPRI (2000). "Evaluación del Proceso de Privatización: Sector Electricidad".

Crew, M. y P. Kleindorfer (1976). "Peak Load Pricing with a Diverse Technology". *Bell Journal of Economics*, Vol. 7, N° 1 (Spring 1976) pp. 207 – 231.

Dammert, A.; J. Gallardo y L. Quiso (2004). "Problemática de la Calidad del Servicio Eléctrico en el Perú". Documento de Trabajo N° 6 – Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

De la Cruz, R. y R. García (2002). "Mecanismos de Competencia en Generación y su Impacto en la Eficiencia: El Caso Peruano" Consorcio de Investigación Económica y Social - Proyecto Breve N° 46.

De la Cruz, R. y R. García (2003). "La Problemática de la Actividad de Transmisión de Energía en el Perú: Algunas Opciones de Política" Consorcio de Investigación Económica y Social - Proyecto Breve N° 108.

Demsetz, H. (1968). "Why Regulate Utilities?". *Journal of Law and Economics*, vol 11, pp 55-65.

Díaz-Alejandro, C. (1984). "Latin American Debt: I Don't Think We Are in Kansas Anymore". *Brookings Papers on Economic Activity*, No 2.

Franco, B.; Muñoz, I.; Sánchez, P. y V. Zavala (2000) "Las Privatizaciones y Concesiones" en Morón, E.; R. Abusada; F. Dubois y J. Valderrama "La Reforma Incompleta: Rescatando los Noventa?", CIUP-IPE.

Gallardo, J. (2000). “Privatización de los Monopolios Naturales en el Perú: Economía Política, Análisis Institucional y Desempeño”. CISEPA, Documento de Trabajo No 188.

Gallardo, J. y R. Pérez – Reyes (2004) “Reformas Institucionales, Diseño Regulatorio y Funciones del OSINERG”. Documento de Trabajo N° 10 - Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

Gallardo, J. L. Quiso y W. Peña (2004). “Reformas Estructurales en los Sectores Telecomunicaciones y Electricidad”, Proyecto CIES – CRECER.

Gilbert, R. y E. Kahn. (1996). “International Comparisons of Electricity Regulation”. Cambridge University Press.

Hunt, S. (2002). “Making Competition Work in Electricity. Wiley.

Hogan, W. (1998). “Electricity market design: a wholesale primer”. Center for Business and Government, John F. Kennedy School of Government, Harvard University.

Joskow, P. (2003a). “Electricity Sector Restructuring and Competition: Lessons Learned”. Mimeo. MIT.

Joskow, P. (2003b). “The difficult transition to competitive electricity markets in the U.S.A.” Cambridge Working Papers in Economics CWPE 0328.

Joskow, P. (1999). “Introduciendo la competencia en las industrias de redes reguladas. De las jerarquías a los mercados en el sector electricidad”. CISEPA, Documento de Trabajo No 173.

Levy, B. y P. Spiller (1994). “The Institutional Foundations of Regulatory Commitment: A Comparative of Telecommunications”. En: Journal of Law, Economics and Organization, Vol. 10, N° 2.

Macroconsult S.A. Reporte Económico Mensual (1992). “Situación Actual y Perspectivas del Sector Electricidad”, Junio 1992.

Macroconsult (2000). “Determinantes de los Arreglos Contractuales en la Participación Privada en Infraestructura: El Caso Peruano”. Banco Interamericano de Desarrollo. Research Network Working Paper #R-390. Autores: G. Tamayo, R. Barrantes, J. Távara y V. Zavala.

Macroconsult (2004). “Revisión del Marco Regulatorio de la Generación Eléctrica en el Perú” Estudio elaborado a solicitud de OSINERG.

Millán, J. (1999). “La Segunda Generación de Bolsas de Energía: Lecciones para América Latina”. Banco Interamericano de Desarrollo.

Newbery, D. y M. Pollit (1997). “The Restructuring and privatization of the U.K. Electricity Supply – Was it worth it? Journal of Industrial Economics 45: 269 – 303.

Newbery, D. (1999). “Privatization, Restructuring and Regulation of Network Utilities” Massachusetts Institute of Technology.

Quintanilla, E. (2003). “Marco General de la Regulación Eléctrica en el Perú”. Presentación realizada en el Primer Curso de Especialización en Energía de OSINERG.

PEPSA (2003). “Revisión del Marco Regulatorio de la Actividad de Transmisión de Electricidad”, Informe Final elaborado para OSINERG - GART.

PJM Market Monitoring Unit (2001). “PJM Interconnection State of the Market Report 2001”.

U.S. Department of Energy (2003). “Report to Congress: Impacts of Federal Energy Regulatory Commission’s Proposal for Standard Market Design”.

Rothwell, G. y T. Gómez (2003). “Electricity Economics. Regulation and Deregulation”, IEEE –Wiley Interscience.

Rudnick, H. (1999.) “Remuneración de la red de transmisión” Bogotá: CIER – Primera Reunión Internacional Generación y Transmisión.

Ruff, L. (2003). “Transmission Pricing & Investment: International Theory and Practice” COES Seminar, Lima.

Spiller, P.; S. Oren, M. Abdala y G. Tamayo (2004). “Revisión del Marco Regulatorio de la Actividad de Generación” Informe de Consultoría elaborado para OSINERG.

Stigler, G. (1971). “The Theory of Economic Regulation”. The Bell Journal of Economics, Vol. 2, pp. 3-21.

Stoft, S. et al (1998). “Primer on Electricity Futures and Other Derivatives”. Environmental Energy Technologies Division Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory. University of California at Berkeley.

Stoft, S. (2002). “Power System Economics – Designing Markets for Electricity” IEEE – Wiley – Interscience.

Tamayo, G.; J.M Sánchez.; R. De la Cruz y R. García (1999). “Análisis de Competencia en el Sector Eléctrico”. Documento elaborado para INDECOPI (mimeo).

Wenders J. (1976). “Peak Load Pricing in the electric Utility Industry”. Bell Journal of economics, Vol. 7, N° 1 (Spring 1976) pp. 234 – 241.

Williamson, O. (1975). “Markets and Hierarchies”. The Free Press. Collier-McMillan Publishers.

Williamson, O. (1976). “Franchise Bidding for Natural Monopoly: in General and with Respect to CATV. Bell Journal of Economics.

Wolak, F. (2003). “Designing competitive wholesale electricity markets for Latin American countries” Inter-American Development Bank.

Zhou, S. (2003). “Comparison of Market Design”. Public Utility Commission of Texas.