

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



ANÁLISIS DE LA EXPERIENCIA PERUANA EN LA REESTRUCTURACIÓN DE MERCADOS ELÉCTRICOS

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

MARÍA AZUCENA DEL CARMEN CABRERA CHIRRE

**PROMOCIÓN
2009-I**

**LIMA – PERÚ
2013**

ANÁLISIS DE LA EXPERIENCIA PERUANA EN LA REESTRUCTURACIÓN DE MERCADOS ELÉCTRICOS

AGRADECIMIENTOS

Debo expresar mi gratitud en primer lugar a Dios, por darme salud y bienestar.

A mis padres y hermanos por ser mi fortaleza.

A mis amigos, por ser grandes apoyos.

A mis profesores y amigos de Duke Energy por compartir sus conocimientos y experiencias conmigo.

SUMARIO

El siguiente trabajo consiste en analizar la reforma del mercado eléctrico peruano poniendo énfasis en la competencia lograda a nivel de generación, para ello, se ha revisado teóricamente los tipos de mercado que derivaron de la separación del monopolio estatal.

Se ha hecho un resumen de la experiencia internacional de los países de Brasil, Inglaterra y Gales, Chile y California, en este último, adicionalmente, se tiene una rápida visión de la crisis que asoló dicho país luego de la primera reforma, lo que muestra, como se especifica más adelante, que este tipo de reestructuración no siempre fue exitoso, sin embargo, es interesante ver la evolución de cada uno de ellos ya que persiguen un objetivo en común pero con marcos legales y políticos diversos, así como una matriz energética particular, lo cual genera diferentes resultados.

Por último, se toma el índice de Herfindahl-Hirschman (HHI) como indicador para analizar la concentración de mercado en cada país, y de manera única se realizó el cálculo para el Perú con la data disponible hasta la realización de este informe.

Este indicador da luces sobre el grado de competencia y el ejercicio de poder que pueden llegar a tener las inversiones privadas en los países de análisis.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
Descripción del trabajo	1
Objetivos	1
CAPÍTULO I	2
MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL	2
1.1. Marco Legal del Mercado Eléctrico Peruano.	2
1.2. Base Teórica de los Mercados Eléctricos	3
1.2.1. La Regulación tradicional (Antes de la reestructuración del mercado)	4
1.2.2. La Reestructuración de los Mercados Eléctricos	6
1.2.3. La Regulación en Mercados Reestructurados	9
1.3. Modelos de Organización del Mercado Eléctrico	10
1.3.1. Modelo de Comprador Único	10
1.3.2. Modelo Monopolio Verticalmente Integrado	11
1.3.3. Modelo Competencia Mayorista	11
1.3.4. Modelo Competencia Minorista	12
1.4. Adjudicación de Contratos de Suministro Eléctrico	13
1.4.1. Subastas	14
1.5. Pros y contras de los Mercados Eléctricos	15
1.5.1. Fallas de los Mercados Reestructurados	15
1.5.2. Beneficios de la Reestructuración de los Mercados Eléctricos	16
CAPÍTULO II	18
EXPERIENCIA INTERNACIONAL	18
2.1. El Mercado Eléctrico Brasileño	18
2.1.1. Proceso de implantación	18
2.1.2. Estructura Actual	18
2.1.3. Modelo de Mercado Brasileño	19
2.2. El Mercado Eléctrico de Inglaterra y Gales	20
2.2.1. Proceso de implantación	20
2.2.2. Estructura actual	21
2.2.3. Modelo de Mercado de Inglaterra y Gales	22

2.3.	El Mercado Eléctrico Chileno	23
2.3.1.	Proceso de Implantación	23
2.3.2.	Estructura actual	24
2.3.3.	Modelo de mercado Chileno	25
2.4.	La crisis de California	26
2.4.1.	Proceso de implantación	26
2.4.2.	Estructura actual	28
2.4.3.	Modelo de Mercado de California	29
CAPÍTULO III		33
ANÁLISIS DE LA EXPERIENCIA PERUANA		33
3.1.	Estructura del mercado antes de la privatización	33
3.2.	Estructura actual	35
3.3.	Modelo de mercado peruano	37
3.4.	Subastas de Energía en el mercado Eléctrico	40
3.5.	Análisis de concentración de mercado	41
3.6.	Concentración de la generación mayorista, medida en términos de capacidad instalada	42
3.7.	Concentración de la generación, medida en términos de producciones anuales de energía	44
3.8.	Aportes	45
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		47
BIBLIOGRAFÍA		49

INTRODUCCIÓN

Descripción del trabajo

El objeto de este informe es analizar la historia del mercado eléctrico peruano, haciendo hincapié en los beneficios de la reestructuración del mismo, para lo cual, se analiza previamente la teoría y las experiencias internacionales en este campo a fin de tener una visión más amplia.

El análisis comparativo entre los países extranjeros (Brasil, Inglaterra y Gales, Chile y California) ilustra los diferentes matices que la reestructuración de los mercados eléctricos ha tomado en cada uno de ellos, esto, sumado a la experiencia peruana, da como conclusión sobresaliente la necesidad de seguir perfeccionando las reglas de juego en base a las experiencias que se van presentando a fin de poder lograr los objetivos que dieron motivo a los cambios hace casi 30 años.

Objetivos

- Comprensión de los motivos de la reestructuración de los mercados eléctricos.
- Análisis de la experiencia internacional en la reestructuración de sus mercados.
- Análisis de la reestructuración del mercado eléctrico peruano.
- Medición del grado de competencia mediante el índice HHI.

CAPÍTULO I MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL

1.1. Marco Legal del Mercado Eléctrico Peruano.

La reforma del sector eléctrico peruano se inició con la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844), en noviembre de 1992, y su reglamento (Decreto Supremo N° 009-93-EM). Mediante esta ley, se dividieron las actividades del mercado eléctrico en generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, con el fin de asegurar las condiciones para mantener la eficiencia del mercado, permitiendo un régimen de libre fijación de precios por parte de las generadoras (definido por la libre competencia), y el establecimiento de un sistema de precios regulados para los agentes que por la naturaleza de su actividad así lo requerían por constituir monopolios naturales [1]

Con las disposiciones de la Ley, se eliminó el monopolio que ejercía el Estado sobre la totalidad de la actividad de generación y venta de energía descomponiéndola en tres actividades básicas: generación, transmisión y distribución. Del mismo modo se buscó incentivar la participación de capitales privados en estas actividades.

Se implantaron dos mercados diferentes, el de los usuarios libres y el de transferencias entre generadores (este último administrado por el COES).

A partir de la entrada en vigencia de la Ley, se reserva para el Estado solo una labor normativa, supervisora, fiscalizadora y de fijación de tarifas.

En el año 1992, se aprueba la creación del Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y la Protección de la Propiedad Intelectual, denominado INDECOPI, quien se encargaría de proteger a los mercados del abuso monopólico así como de la protección de la propiedad intelectual. En el año 1996, se creó el Organismo Supervisor de la Inversión Privada en Energía – OSINERG (Ley N° 26734) como ente fiscalizador y supervisor de la normativa de calidad de servicio, eficiencia y normas de los sectores de electricidad e hidrocarburos, así encargado de velar por el cumplimiento de las obligaciones contraídas en los contratos de concesión por parte de los generadores.

En el año 1997, se promulga la Ley Antimonopolio y Antioligopolio del sector eléctrico peruano, cuyo objetivo es establecer un procedimiento para el control de concentraciones, a fin de evitar que dañen o impidan la libre competencia.

En julio del 2006, se promulga la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley N° 28832), cuyo objetivo era el de mejorar y compensar el marco regulatorio de la Ley de Concesiones Eléctricas. Se crean las licitaciones por subasta, el mercado de corto plazo, modificaciones en las funciones del COES y promueve los proyectos hidroeléctricos. En enero del 2008, se da el Decreto Supremo 001-2008. Su objetivo era establecer condiciones en la operación del SEIN en caso de interrupciones del suministro de Gas Natural a Centrales de Generación Eléctrica. Así mismo, se da la ley para asegurar el suministro de electricidad en el mercado regulado, a fin de que estos últimos cuenten con contratos de suministros que las respalden ante el aumento de la demanda del servicio público de electricidad. [2]

En mayo del 2008, se da el Decreto Legislativo N° 1002, que promueve el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables (RER) a fin de incentivar la producción de oferta con energía limpia tales como hidráulica (hasta 20 MW), biomasa, eólico, solar, geotérmico y mareomotriz. En junio del 2008, se publica el Decreto Legislativo N° 1041, cuyo objetivo es una serie de modificatorias a los artículos de la Ley de Concesiones Eléctricas y la Ley N° 28832 respecto al plazo de los contratos de licitación.

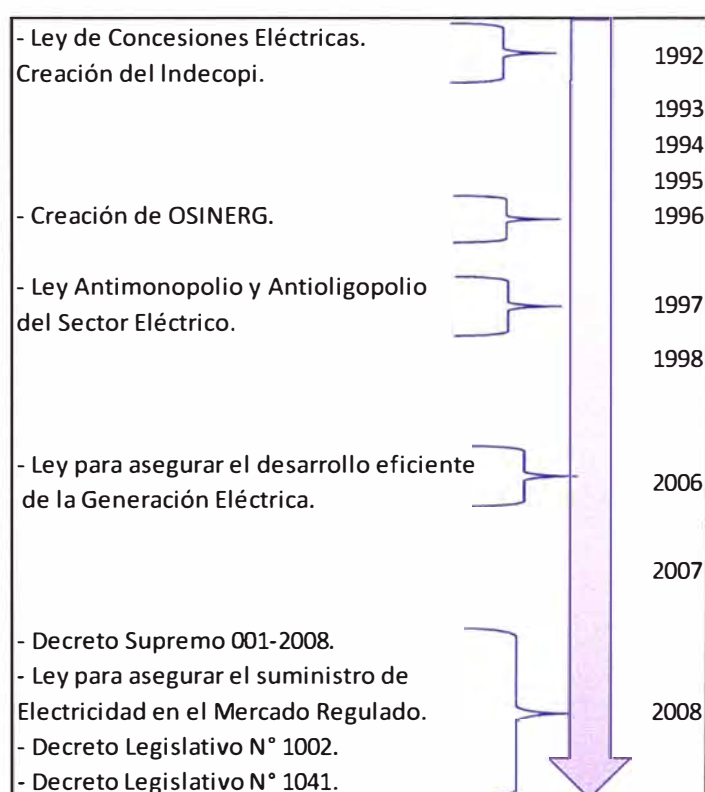


Fig. 1.1 Evolución cronológica del marco normativo Peruano.

Fuente: [2]

1.2. Base Teórica de los Mercados Eléctricos

Durante la década de 1980 y 1990 a nivel mundial se comenzaron a realizar diversas

reformas en los mercados eléctricos de diversos países. El sector se trasladó de una estructura monopólica a una estructura competitiva, como instrumento más eficiente para generar riqueza y disminuir costos, facilitando una mejor asignación de recursos y mejorando notablemente la calidad de los servicios.

Se tomó en cuenta el hecho de que la mayoría de los costos del servicio correspondían a la actividad de generación, por lo tanto, se llega a la conclusión que el objetivo principal para ganar eficiencia en un mercado eléctrico era abrir esta actividad a la competencia. En el mercado verticalmente integrado, la ausencia de competencia provocó en muchos casos, excesos de inversión en capacidad para obtener mayores beneficios así como dificultades en los procesos de regulación además, se debe considerar la elección de tecnologías ineficientes que afectaban la calidad del servicio.

Se debe considerar que la transmisión y la distribución son aún considerados monopolios naturales, siendo la regulación la pieza imprescindible para poder garantizar la competencia, quien juega un papel sumamente importante e indispensable. [3]

En América Latina, el país pionero en realizar cambios en su sector eléctrico fue Chile en 1980, quien cambió de un sistema monopólico a un sistema de generación eléctrica competitivo basado en costos marginales. En 1992, Argentina le seguiría los pasos privatizando las empresas eléctricas ineficientes en ese momento y que eran de propiedad del Estado, dividiéndolo en compañías de generación, transmisión y distribución, introduciendo un mercado competitivo de generación. Estas experiencias fueron repetidas en otros países de la región como Bolivia, Perú, Colombia, Guatemala, El Salvador, Panamá, Brasil y México.

En Europa, el norte de Irlanda y Escocia siguieron la experiencia de Inglaterra; España en 1998 creó un mercado de generación totalmente competitivo. En Nueva Zelanda, Australia y algunas provincias de Canadá, la desregulación de la industria de electricidad fue introducida como una forma de incrementar la eficiencia y reducir precios. [3]

1.2.1. La Regulación tradicional (Antes de la reestructuración del mercado)

Las actividades del sector eléctrico han constituido durante mucho tiempo monopolios naturales, el cual, es un caso específico en donde la empresa privada o pública puede abastecer toda la demanda del mercado con un costo menor que si existiesen varias empresas compitiendo. Esto es debido al concepto de que cuanto mayor es la empresa menor es su costo. El objetivo del regulador es de forma primordial proteger en todo momento los intereses de los consumidores promoviendo una economía eficiente, siendo la forma más directa de realizar lo mencionado fomentar o imitar la competencia. [24]

Así, en el caso de los monopolios naturales, la regulación debe ser usada en donde la competencia no resulta factible, pues resulta eficiente que exista una sola empresa, ya

que de esta forma se minimiza el costo del servicio y, con este, el precio que deben pagar los consumidores por el mismo. [4]

Dado que la transmisión y la distribución son monopolios naturales, la industria en su conjunto se consideró como monopolio natural, lo cual llevó a la conclusión de que el marco regulatorio eficiente sería el de un monopolio legal. Sin embargo, el monopolio tiene en contra que, en su afán por obtener ganancias, tiene el poder de fijar precios superiores al costo marginal.

Por ello, los gobiernos adoptaron uno de dos enfoques en el sector eléctrico, el de un monopolio de propiedad pública integrado o el de empresas privadas reguladas. En el primer enfoque se tenía el supuesto de que el Estado, al no necesitar ganancias máximas y tener como objetivo primordial el bienestar del consumidor, mantendría los precios más bajos posibles asegurando el abastecimiento a todos los usuarios.

La regulación de estos monopolios se llevaba a cabo mediante el control de tarifas por parte del regulador de cada país.

Se fijaban las tarifas asegurando la cobertura de todos los costos incurridos, esta forma de regulación era denominada "cost-plus", cuyas principales características eran poco incentivadoras en la eficiencia de las empresas, pues todos sus costos se trasladaban directamente a las tarifas, traduciéndose en menores costos para los consumidores finales. Las empresas no tenían incentivo alguno para lograr ganancias de eficiencia. Dado que el regulador aseguraba la cobertura de todos los costos incurridos, era él quien autorizaba las inversiones de las empresas (llegando incluso a ser un verdadero planificador centralizado). En este entorno, los costos de las decisiones de inversión erróneas del regulador eran pagados por los consumidores en mayores tarifas. Además, el regulador tenía una fuerte tendencia a sobre-invertir, pues si invertía en exceso el resultado era un mayor costo para los consumidores, y era muy poco probable que se le identificara como el culpable de los costos mayores. Pero, si invertía demasiado poco, y se producía un problema de suministro, se le exigía responsabilidades. [4]

El resultado de este esquema era que el regulador optaba por invertir en exceso, a pesar del mayor costo a ser pagado por los consumidores.

Entre finales de los 70 y principio de los 80 el costo de la energía pasó a ser una prioridad en la agenda política, surgiendo como respuesta nuevas formas de regulación más preocupada por los incentivos a la eficiencia que por la estricta cobertura de los costos incurridos.

Esta nueva forma de regulación, conocida como "incentive-based regulation", consistía en un mecanismo de control de precios que incentivaba la eficiencia de las empresas con el objetivo de minimizar el precio de la energía para los consumidores finales, así, se fijaba

el nivel de las tarifas para un período amplio de tiempo (período regulatorio), con lo que las ganancias de eficiencia logradas por una empresa durante dicho período significaban mayores beneficios para ella. Finalizado el período regulatorio, se volvían a ajustar las tarifas a los costos de las empresas, con lo que se trasladaban las ganancias de eficiencia a los consumidores en la forma de tarifas más bajas.

Esta forma de regulación solucionaba buena parte de los problemas existentes en la regulación tradicional. Sin embargo, seguía tratándose de un entorno regulado en el que los agentes se comportaban de acuerdo a los incentivos, sin considerarse la calidad de suministro.

Posteriormente, a finales de los 80, comenzaron los procesos de reestructuración del sector eléctrico en Europa. En esta nueva estructura son los agentes quienes toman las decisiones de inversión y asumen los costos de sus errores. Si un agente sobre-invierte se arriesga a deprimir el precio del mercado y no recuperar su inversión. Por el contrario, si invierte poco, pierde la oportunidad de incrementar sus beneficios si resulta que el precio del mercado es alto.

En estos nuevos mercados los agentes responden a las señales de precio, incrementan su producción cuando el precio es elevado o aumentan sus planes de mantenimiento si el precio es bajo para conseguir el mínimo costo. [4]

1.2.2. La Reestructuración de los Mercados Eléctricos

Desde los años 80, se produce una corriente que pregona la libre competencia en los mercados como un instrumento para disminuir costos del servicio y aumentar la eficiencia del mismo.

La competencia es una forma eficiente de lograr beneficios tanto para los generadores, transmisores y distribuidores, así como para los consumidores finales.

Generalmente se interpreta el término “competencia” como una lucha entre partes para obtener una ganancia o demostrar ser el mejor. Esto no es aplicable en mercados eléctricos, aquí, el término “competencia”, significa ganancia equitativa y responsable para todos, teniendo en cuenta, como reglas del juego, al ente regulador y los lineamientos políticos de cada país, ya que del lado de las empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras, se tiene a un grupo que desean precios altos para aumentar sus ganancias, y de otro lado están los consumidores, quienes, por obvias razones desean los precios más bajos posibles. Dado que un exceso de precios altos afecta a los consumidores y un precio muy bajo afecta las inversiones en las empresas, se debe tener un punto de equilibrio con beneficios para ambos. En sus inicios, la política de competencia se orientaba a combatir prácticas anticompetitivas explícitas (como la colusión de agentes) y conductas monopolísticas (como la imposición de precios

abusivos o predatorios para eliminar competidores del mercado).

Sin embargo, a medida que la competencia se fue introduciendo y desarrollando en los distintos sectores, se vieron resultados diversos, como la mejor asignación de recursos, reducción de precios, aumentos de calidad y eficiencia del servicio.

Se supone que, habiendo pocos vendedores en el mercado (oligopolio), las consecuencias podrían ser, entre otros, los precios excesivos del producto final, siempre que, según el modelo de Cournot, cada competidor pueda anticipar las cantidades que serán ofrecidas por los demás competidores (cuando se compita por las cuotas de mercados y no por los precios).

Los países que han experimentado más beneficios con la liberalización de sus mercados eléctricos, han demostrado que la competencia es difícil más no imposible, ya que además de los beneficios mencionados anteriormente, se les puede añadir la asignación de riesgos, el cual es el principal actor al momento de mejorar la eficiencia del servicio.

En el modelo tradicional de regulación, la mayoría de los riesgos se transmiten al consumidor, quien no tiene participación alguna para atenuarlos. La tecnología puede hacer que las centrales de generación se hagan obsoletas o menos competitivas, las decisiones sobre cuando y como invertir, etc. con lo que los consumidores pagan por una tecnología más vieja y menos eficiente, situación que se atenúa en el mercado de libre competencia.

En la industria eléctrica pueden señalarse un conjunto de actividades diferentes:

- **Generación:** producción de energía eléctrica en centrales, en general producción “centralizada” es decir en instalaciones de gran porte.
- **Transmisión:** transporte de la energía desde las centrales hasta los centros de consumo, mediante redes de alta tensión.
- **Distribución:** transporte de energía en baja tensión desde estaciones de transmisión hasta los consumidores finales.
- **Comercialización:** venta de energía a consumidores finales
- **Coordinación:** prestación de servicios técnicos que permiten que el sistema eléctrico en su conjunto funcione con seguridad.

En sus orígenes, los sistemas eléctricos se desarrollaron por la vía de la expansión descentralizada de pequeñas empresas privadas o municipales de carácter local. A lo largo del siglo veinte en casi todos los países se desarrolló un proceso de interconexión de los sistemas locales de generación y transmisión, en una única red nacional.

Este proceso condujo en buena parte de los sistemas eléctricos a la implantación de empresas integradas verticalmente, es decir realizando la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía y extendidas horizontalmente, es decir

abarcando el suministro de grandes regiones o países enteros.

En buena parte del mundo, tuvo lugar también la estatización de las empresas del sector.

[5]

La transmisión y la distribución de energía en un área geográfica dada constituyen monopolios naturales. La coordinación es una función que necesariamente debe realizar una única entidad. En cambio, a partir de cierto tamaño del sistema de generación, deja de ser un monopolio natural. Sin embargo, la integración vertical condujo a que se regulase a las empresas integradas de generación, transmisión y distribución, o al menos de generación y transmisión, como monopolios legales y esta regulación desalentó o impidió la entrada de generadores independientes.

A partir de las reformas en el sector eléctrico de Chile (1982) e Inglaterra (1990) se genera una nueva estructura de mercado cuya aplicación se extiende rápidamente.

Estas reformas responden a modificaciones en la tecnología del sector, pero sobre todo a la nueva visión general acerca del papel de la competencia y la regulación.

Las líneas generales de la reforma del sector eléctrico son:

- a) **Desintegración vertical de los distintos segmentos de la industria**, (en el caso del sector eléctrico, generación, transmisión y distribución) además de independencia de gestión entre sí.
- b) **Promoción de la competencia** en los segmentos que no constituyen monopolio natural.

El segmento competitivo es la generación, y se busca la competencia mediante el incentivo a la entrada de generadores y comercializadores de energía independientes, creando un mercado para ellos.

Para lograrlo, se instaura la coordinación de las centrales de generación de energía eléctrica en torno a un despacho único ejecutado generalmente por el operador del sistema.

- c) **Establecer el acceso libre a las redes de transmisión**, que continúan siendo monopolios naturales, en condiciones de igualdad para todos los agentes del mercado (en el sector eléctrico: generadores, comercializadores, distribuidores y clientes finales), lo que requiere establecer reglas y generalmente precios de acceso regulados.

Si se mantiene la posibilidad de integración vertical entre generación y transmisión, implica que el propietario de las redes monopólicas posee ventajas en el segmento competitivo de generación.

- d) **La regulación de las redes monopólicas** pasa de una modalidad "cost plus" a "price cap" o "regulación por incentivos", si bien en realidad, en su aplicación práctica

ambos procedimientos no difieren tan radicalmente.

En el caso de la distribución de energía se establece un sistema de competencia por comparación, remunerándose a la empresa con los costos medios de distribución en que incurriría una empresa modelo (Valor Agregado de Distribución - VAD).

Los consumidores regulados que sean surtidos por esta firma cancelarán el VAD más el costo de generación-transmisión de la barra en que compra la energía la firma distribuidora.

El objetivo es que el transmisor recupere su inversión mediante un pago en un lapso de tiempo.

En gran parte de los casos, la reforma regulatoria y estructural del sector eléctrico ha sido acompañada por la privatización de los activos estatales.

Un nexo entre reforma regulatoria y privatización en el sector, surge de que la introducción de la competencia en la generación y el desarrollo de la regulación de la transmisión y distribución, han contribuido a legitimar los procesos de privatización del sector menos admisible con el monopolio integrado y en la práctica, imperfectamente regulado.

El resultado de las reformas estructurales en el sector eléctrico es la aparición de un gran número de transacciones. Los generadores y comercializadores compiten por abastecer a los distribuidores y clientes libres con acceso directo al mercado a través de contratos, y el mercado spot actúa como bolsa de energía para el conjunto de los agentes.

Las redes de transmisión y distribución permiten la realización de todas las transacciones anteriores y los distribuidores continúan intermediando en las transacciones de energía para abastecer a los "clientes regulados", situados en su área de concesión.

1.2.3. La Regulación en Mercados Reestructurados

De manera tradicional, se dice que la regulación es sinónimo de control de precios, pero la regulación en el sector de electricidad va más allá.

En los mercados reestructurados, según los cuatro modelos existentes (que se explicará más adelante), los precios son normalmente no regulados.

El regulador se enfoca en promover la competencia y en comprobar los efectos de las reglas de mercado para lograr competencia entre los participantes, así como ver el comportamiento de estos últimos, ya que pueden estar dispuestos a manipular los precios para beneficios privados.

El trabajo del regulador es de asegurar que el mercado tenga las condiciones necesarias para lograr la competencia deseada.

Para lograr una operación óptima del sistema, este debe estar sujeto a una continua regulación, ya sea por el gobierno, los usuarios o una combinación de ambos.

Algunas de las características comunes de la regulación pasa por incentivar la competencia a nivel de generación con un despacho centralizado, regulación en las concesiones para desarrollar las actividades de transmisión y distribución, acceso libre a las redes sin discriminación alguna del agente transmisor y penalidades para estimular un servicio con mayor calidad.

Para dar una idea poco más clara sobre el papel fundamental del regulador en los mercados reestructurados, se debe tomar en cuenta parte de la falla de los mismos, por ejemplo, la posibilidad de influencia de grupos interesados en beneficios privados.

Se debe distinguir dos tipos de influencia en los grupos mencionados, la influencia interna, es aquella que es ejercida por autoridades del estado, quienes a su vez obedecen a intereses particulares, y otra es la influencia externa, cuyo poder busca influenciar en las decisiones de los organismos reguladores.

Entre estos últimos se puede mencionar a los grupos multinacionales, quienes pueden intentar por medio de negociaciones o amenazas de disminuir la inversión en el país, influenciar en las decisiones regulatorias para sus propios beneficios.

Es por ello, que el regulador debe ser un ente imparcial y experto con la capacidad de balancear las demandas de los agentes del mercado (promoviendo las inversiones) y de los consumidores, a quienes debe proteger mediante la eficiencia económica.

1.3. Modelos de Organización del Mercado Eléctrico

Sally Hunt menciona que se pueden describir cuatro modelos en grandes términos según su estructura y la introducción de competencia en el sector eléctrico.

Estos modelos implican diferentes requerimientos para la reestructuración de la industria además de diferentes roles en la regulación.

Todos los modelos consideran la transmisión y la distribución como monopolios naturales, así como un operador del sistema. [23]

1.3.1. Modelo de Comprador Único

El modelo de comprador único propone la existencia de una entidad o single buyer, quien es un intermediario en las transacciones de energía a nivel mayorista (generadores).

Este comprador único puede ser una distribuidora o un comprador que luego entrega electricidad a varias distribuidoras, quienes a su vez tienen un monopolio sobre el consumidor final.

En 1994, el modelo de comprador único fue propuesto por Francia para el mercado de electricidad presentado por la Comisión Europea, logrando ser incorporado para su aprobación en 1996.

Este modelo ha sido usado también en Estados Unidos y México, países en donde el grado de regulación es alto.

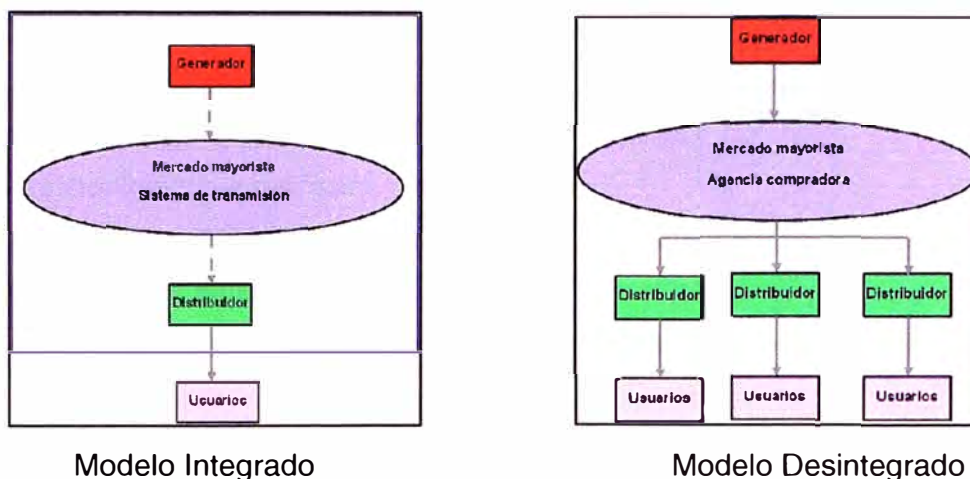


Fig. 1.2 Modelos de Comprador Único

Fuente: [23]

El modelo de comprador único es una forma limitada de competencia, ya que esta se da solo en la generación.

1.3.2. Modelo Monopolio Verticalmente Integrado

En el monopolio, todas las actividades las realiza una única empresa, por lo que el regulador forma parte importante en la eficiencia que pueda desarrollar este modelo.

Es el tipo de modelo que se usaba hasta antes de la privatización y separación de la industria en el Perú en el año 1992 y que aún existe en varios países.

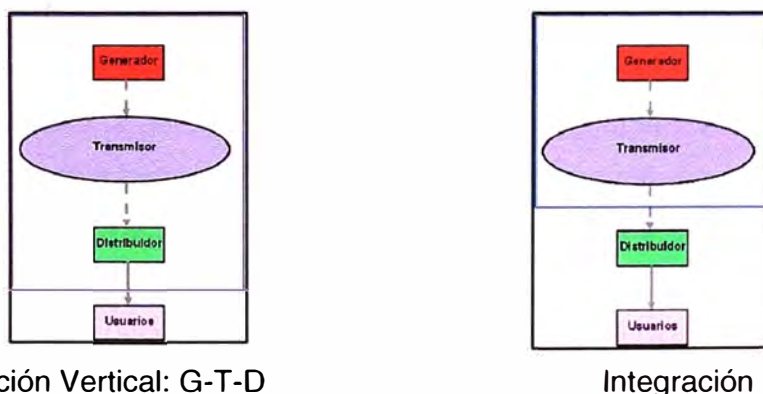


Fig. 1.3 Modelos de Monopolio Verticalmente Integrados

Fuente: [23]

1.3.3. Modelo Competencia Mayorista

Este modelo supone abrir toda la generación a la competencia, vendiendo libremente su producción a través de contratos. Todos los generadores compiten en condiciones similares, promoviéndose de esta forma la desintegración vertical, compiten por vender energía a los distribuidores y grandes consumidores.

Cuando este modelo se planteó en 1990, apareció la necesidad de establecer un mercado spot (al contado) o Pool que permitiera ser cubierta por el Operador del Sistema de manera inmediata los posibles incumplimientos o desajustes de los contratos, para

garantizar en todo momento la seguridad del suministro, ya que esto abre la posibilidad para las generadoras con capacidad insuficiente para cumplir sus contratos o que hayan sido desplazadas del despacho, adquieran electricidad de otras generadoras con capacidad disponible en el mercado spot.

Se debe tener en cuenta que, aunque las líneas de transmisión son necesarias para realizar la entrega del suministro, el propietario de las mismas no participa dentro de las negociaciones del mercado mayorista, ya que es remunerado con un pago predeterminado y no puede ejercer poder discriminatoriamente.

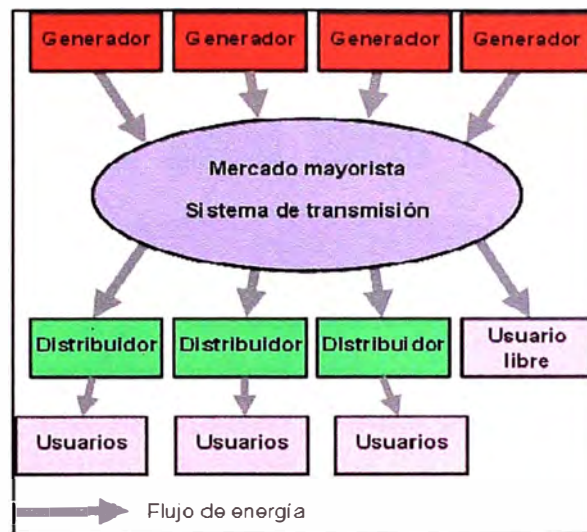


Fig. 1.4 Modelo de Competencia Mayorista

Fuente: [23]

En este modelo, toda la generación se encuentra desregulada y se vende en el mercado mayorista, los distribuidores proveen el servicio a los pequeños consumidores mediante contratos con los generadores o comercializadores y, los grandes clientes pueden participar del mercado de corto plazo.

En el Perú, en 1992, se adoptó el modelo de competencia mayorista.

La ventaja de este modelo, en conjunto con el Modelo Competencia Minorista frente a las otras propuestas, radica en que permite introducir un modelo de competencia global, mayorista y minorista, mediante una evolución razonable de los esquemas de funcionamiento del despacho central de la empresa verticalmente integrada.

El proceso de introducción de competencia culmina cuando se reconoce libertad de elección de suministrador de electricidad a todos los consumidores, que podrán mantener su suministro a tarifa, adquirir la energía a un comercializador o incluso adquirirla directamente del pool.

1.3.4. Modelo Competencia Minorista

Este modelo permite a todos los clientes escoger su suministrador, siendo así que cualquier generador pueda vender su energía y potencia a cualquiera, incluso a los

usuarios pequeños a través de comercializadores o distribuidores.

Este modelo se ha implementado en algunos de los estados de Estados Unidos, en el Reino Unido, Nueva Zelanda y Australia, por nombrar algunos.

Se puede decir que este modelo es una evolución del Modelo de Mercado Mayorista, ya que necesita las regulaciones e incentivos de competencia en el mercado de generación.

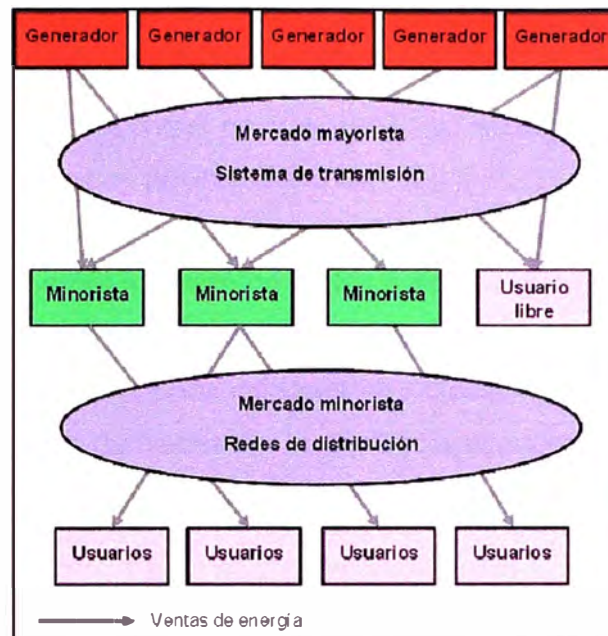


Fig. 1.5 Modelo de Competencia Minorista

Fuente: [23]

Los grandes retos en este modelo son los establecimientos de procesos y el acceso a la información por parte de todos los tipos de consumidores, ya que cuanto mejor conocimiento se tenga de las ventajas y desventajas de los tipos de compra de energía y potencia, mejor será el uso que puedan hacer de la libertad de elección.

Sin embargo, el costo para lograr la implementación del sistema para todos los pequeños consumidores, y la educación de los mismos se convierte en un gran obstáculo.

Asimismo, la regulación en este tipo de modelo debe de ser mínima, pues se debe tener confianza en que la competencia en el mercado fijará el precio ideal para los consumidores.

1.4. Adjudicación de Contratos de Suministro Eléctrico

Por medio de establecimientos de los contratos de energía, las empresas disponen de una ocasión importante para influenciar en el precio y garantizar las condiciones del contrato a ser firmado.

Esto da lugar a que se pueda brindar un producto (la electricidad) con calidad, eficiencia y a un menor costo, derivando en eficiencia productiva, ya que los términos del contrato establecen lineamientos a cumplirse en caso no se respeten ciertas condiciones de suministro.

Las empresas suministradoras más eficientes tienen una mayor capacidad de asumir los riesgos de las condiciones de contratos que se ha mencionado, lo que conlleva a una eficiencia de asignación. A su vez, los consumidores, al obtener mejores beneficios económicos por tener los precios justos a sus necesidades, obtienen una eficiencia distributiva. La suma de estas tres eficiencias tanto para suministradores como consumidores da como resultado la eficiencia económica, que es uno de los objetivos de la regulación en el mercado reestructurado, como se mencionó anteriormente, siendo la competencia una condición esencial para lograrlo, es necesario mencionar los tipos de contratos de energía que hacen posible dicho objetivo.

Las empresas eléctricas y los consumidores pueden introducir competencia mediante la firma de contratos de energía a través de varios métodos, entre ellos la subasta, que es la más recomendable, ya que al generarse competencia entre los generadores que ofertan precios de energía, los consumidores se colocan en una situación privilegiada para recoger los beneficios derivados de la eficiencia económica, pues los agentes son “tomadores de precios” y, mediante este mecanismo, se logra el equilibrio para ambas partes.

1.4.1. Subastas

Las subastas, también llamadas licitaciones, son un proceso, en donde un número de ofertantes busca obtener uno o varios bienes en función de las ofertas realizadas ante una entidad responsable de dicha operación (Operador del Mercado y/o Regulador), que, basándose en las ofertas realizadas por los agentes, determina cuales son aceptadas.

Existen diferentes tipos de subastas, entre ellas las siguientes:

- **Subasta de un único bien (Inglesa):** Puja en la que los agentes van haciendo ofertas con precios cada vez más altos, donde el último ofertante obtienen el bien.
- **Subasta de un único bien (Holandesa):** Se inicia con un precio muy alto y va disminuyendo hasta que un comprador acepta. Puede ser en orden ascendente o descendente. Se conoce también como subastas orales.
- **Subasta de un único bien (Primer precio, Sobre cerrado):** Cada ofertante realiza una única oferta al mismo tiempo que los demás en un sobre cerrado. Las empresas no saben cuánto han ofertado los demás a menos que exista colusión entre ellos. Generalmente aquí se establece un precio máximo o límite, el mismo que puede anunciarse a los ofertantes o mantenerse en secreto, esto último reduce las posibilidades de hacer ofertas colusorias altas y así, se consigue precios más bajos para los contratos de energía. Este tipo de subasta es el usado en las licitaciones de largo plazo en el Perú.
- **Subastas de múltiples bienes:** Aquí se venden muchas unidades de un bien

homogéneo, se puede considerar que para el caso de los mercados eléctricos, en una hora cualquiera, 1MW es una unidad diferente de un mismo bien a venderse o comprarse. En este caso, el juego de la subasta se da desde dos flancos, tanto ofertantes como consumidores son activos, y tienen capacidad para realizar ofertas y definir estrategias.

Este modelo permite hacer coincidir la oferta con la demanda (casación), este método consiste en ordenar las ofertas en orden creciente de manera de construir una curva de oferta agregada, y, por otro lado se ordenan las ofertas de compra en orden decreciente para formar la curva de demanda agregada, el punto de corte de ambas curvas determina la cantidad adjudicada en cada contrato y el precio resultante. [28] Este tipo de subasta se observan en los mercados de corto plazo o pools de energía.

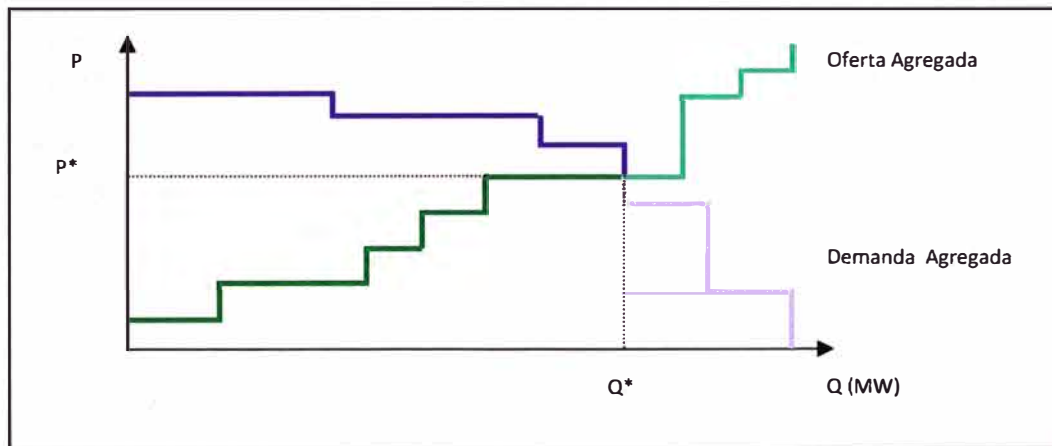


Fig. 1.6 Subastas de Múltiples Bienes

Fuente: [28]

Cabe mencionar que, teóricamente, todos los tipos de subastas llegan siempre al mismo resultado, el valor óptimo con resultado eficientemente económico.

1.5. Pros y contras de los Mercados Eléctricos

1.5.1. Fallas de los Mercados Reestructurados

Poder de Mercado de los Agentes Participativos

Una vez separadas las actividades, los nuevos mercados reestructurados han encontrado un segundo problema en la concentración horizontal de las empresas que realizan las actividades de producción y comercialización.

Inevitablemente ligado a la reestructuración de los mercados eléctricos y a los beneficios que esto crea (mayor eficiencia, riesgo de inversión asumido por los generadores y no a los consumidores, etc.), se encuentra el problema del potencial eléctrico de poder de mercado por parte de las empresas de generación, lo cual es común a todos los sectores abiertos a la competencia.

En Estados Unidos y el Perú, así como en otros países, se usa el índice Herfindahl-

Hirschmann (HHI), que es una de los indicadores más utilizados para valorar el nivel de concentración (el monopolio daría un valor de 10 000). El HHI se utiliza como uno de los primeros criterios de valoración, un valor de 1000 en el HHI o inferior indica un mercado no concentrado y competitivo, mientras que los mercados con un índice superior a 1800 se consideran altamente concentrados (pocas empresas y muy grandes), lo que facilita la creación de posiciones dominantes y aumenta el riesgo de ejercicio de poder de mercado. Ahora, se debe diferenciar entre poder de mercado y ejercicio de poder de mercado. El poder de mercado implica la capacidad por parte de una o varias empresas confabuladas de alterar el resultado del mercado para beneficiarse. Siendo así, una de las definiciones para ella es la de la Federal Trade Commission de los estados Unidos: *“Poder de mercado es la capacidad de una única empresa o de varias empresas competidoras para elevar los precios en beneficio propio por encima de los niveles de precios de competencia y restringir ofertas por debajo de los niveles de competencia durante un período sostenido de tiempo.”*

Ahora, la posibilidad de poder de mercado se ejerce no solo alterando directamente el nivel del precio ofertado, sino alterando las cantidades ofertadas. Esta segunda forma de ejercer poder de mercado a través de retirar capacidad, implica que un agente está dispuesto a vender una cantidad menor a cambio de que el precio de mercado que resulte de dicha retirada refleje un incremento de su beneficio, con mayores precios, o precios artificialmente bajos, cuyo objetivo es impedir la entrada o forzar la salida de otros competidores.

Otra modalidad algo distinta de ejercicio de poder de mercado podrían producirse si las compañías que conocen los costos de las unidades de las otras generadoras aumentan el precio de sus ofertas, entrando en una “colusión tácita” derivada de su posición de dominio colectivo, o si, ante un ajuste de capacidad todos o alguno de los generadores imprescindibles aumentan sus precios. Podría también darse el caso de que una compañía tenga algún tipo de dominio o control sobre una parte de la red de transmisión o distribución, y que, manipulando la capacidad de la red excluya la entrada de una determinada central, obligando la entrada de otra más cara.

1.5.2. Beneficios de la Reestructuración de los Mercados Eléctricos.

Entre los beneficios de los procesos de liberalización se pueden indicar los siguientes:

- a) **Mayor eficiencia asignada.** La separación de actividades competitivas y reguladas tiene como consecuencia eficiencia al momento de invertir, en la producción y consumo que toman a consideración los agentes. Así, las señales económicas que genera el mercado ofrecen la información adecuada para que los inversores tomen decisiones correctas.

- b) **Mayor eficiencia productiva.** La apertura de la competencia y la interacción de oferta y demanda produce un mayor nivel competitivo que se refleja en los precios, así, los generadores y comercializadores reducen sus costos. En el caso de las actividades reguladas (las redes), la regulación por incentivos y la supervisión regulatoria induce un uso más racional de los recursos.
- c) **Mayor eficiencia dinámica.** Se generan incentivos a desarrollar nuevos servicios y que se ajustan a las necesidades de los clientes, así permiten asignar los riesgos de las distintas actividades de una manera eficiente. Los nuevos contratos y servicios, con distintas características, permiten a los generadores optimizar el valor de sus activos y a los comercializadores gestionar eficientemente los riesgos del mercado. Los consumidores, por su parte, acceden a un menú de opciones adaptables a sus necesidades.

La experiencia internacional en el desarrollo de mercados eléctricos en estos últimos treinta años muestra la dificultad de alcanzar un diseño de mercado que pueda considerarse óptimo (“first best”) debido a distintas razones, como por ejemplo la dificultad de desarrollar una normativa que permita coordinar de forma eficiente la operación del sistema y los procesos de mercado, especialmente en el muy corto plazo, así como la complejidad de la legislación que conforma el marco regulatorio en el que operan las empresas, que impide, a menudo, realizar reformas radicales en el diseño del mercado, y por último la dificultad por parte de la clase política de tomar el riesgo de eliminar las tarifas reguladas. [4]

CAPÍTULO II EXPERIENCIA INTERNACIONAL

2.1. El Mercado Eléctrico Brasileño

2.1.1. Proceso de implantación

El proceso de reestructuración del mercado eléctrico de Brasil comenzó en primera instancia por privatizar algunas empresas y, posteriormente, se vio la necesidad de establecer reglas claras y de largo plazo para poder atraer inversionistas al sector, con ello se tomó la decisión de reestructurar el mercado eléctrico nacional.

En el 2001 Brasil enfrentó una crisis en el abastecimiento de energía que llevó al país a una difícil situación. Con la finalidad de agilizar las soluciones para enfrentar la escasez, el gobierno creó en el 2001 la CGE (Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica), con el objetivo de proponer e implementar medidas de emergencia y compatibilizar la demanda y oferta de energía, y así, evitar interrupciones imprevistas de abastecimiento.

La CGE creó un comité de revitalización del modelo del sector eléctrico, con la misión de encaminar propuestas para corregir las deficiencias del modelo de ese entonces y proponer un perfeccionamiento del mismo. Para ello, se decidió tener como bases principales la competencia entre los agentes generadores y comercializadores, la expansión de las inversiones necesarias por parte del sector privado y regulación en los monopolios naturales (transmisión y distribución). La transición entre el modelo de mercado anterior y el actual ha sido larga y poco estructurada, ya que una de las críticas recurrentes en este sentido es la poca coordinación y el desorden de las reformas. Sin embargo, a finales del 2003, fueron emitidas las medidas provisionales que se refieren a la comercialización de energía y que dispone la creación de la EPE (Empresa de Pesquisa Energética). Y, en marzo del 2004 el gobierno Federal promulgó la ley del nuevo modelo del sector eléctrico. [18]

2.1.2. Estructura Actual

- **Agencia nacional de energía eléctrica – ANEEL:** es la Agencia reguladora de Brasil y desempeña un papel fundamental, en cuanto a sus atribuciones para el adecuado funcionamiento del sector eléctrico. Entre sus principales funciones tiene la regulación y fiscalización del funcionamiento del sistema eléctrico, así como la realización de subastas de concesión de proyectos de generación y de transmisión por delegación

del MME (Ministerio de Minas y Energía).

- **Dirección de Aguas y Energía Eléctrica (DNAEE):** Organismo independiente que fija las nuevas reglas de operación, desempeñando el papel normativo dentro de la estructura del mercado eléctrico.
- **Ministerio de Minas y Energía** es el responsable por el sector y desarrolla las funciones de regulación a través del departamento de Aguas y Energía Eléctrica.
- **Electrobras:** Está controlado por el estado y es responsable por la ejecución de la política nacional de energía eléctrica en cuanto a planeamiento, financiamiento, coordinación y supervisión de los programas de construcción, ampliación y operación de los sistemas de generación, transmisión, distribución y los programas de conservación de energía eléctrica.

2.1.3. Modelo de Mercado Brasileño

El actual modelo tiene como principales características la creación de las subastas de energía existente y de la energía nueva, creando formas distintas de comercialización de esas energías. Uno era por medio de contratos como resultado de las subastas y estaba destinado a las empresas distribuidoras (ambiente de contratación regulada - ACR). El otro ambiente, era un mercado con reglas de comercialización más flexibles para los generadores, consumidores libres y empresas de comercialización (ambiente de contratación libre -ACL). Así mismo, se da la obligatoriedad por parte de las distribuidoras a asegurar el abastecimiento de su demanda mediante contratos. La creación de la planificación energética con la EPE con vinculación al MME (Ministerio de Minas e Energía) y, la creación de CCEE (Câmara de Comercialização de Energia). [10]

Se re-conceptualiza el rol de la MME, quien ahora es el ejecutor de la política energética emanada de la CNPE (Conselho Nacional de Política Energética) y de ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) quien pasa a ejercer la función de regulación y fiscalización. Se prohíbe a las distribuidoras de vender electricidad a consumidores libres a precios no regulados y de realizar actividades de generación y transmisión, también se estableció que los generadores hidráulicos no serían remunerados por la energía que produzcan sino por la energía firme que tengan.

Sin embargo, las nuevas leyes excluyen a Electrobras del plano nacional de privatización. El sistema brasileño tiene la complejidad de ser mayoritariamente hidráulico y tener muchas centrales en cascada, por lo que la operación de una impacta en los niveles de las reservas aguas abajo. Siendo así, se vio la necesidad de valorizar el agua, y así reflejar su costo en las decisiones de despacho. De no ser así, en caso que el cauce esté compartido por varias empresas, la remuneración por el uso del agua solo beneficiaría a una sola central y no a la reserva, esto adicionado a la exposición del alto nivel de riesgo

hidrológico, ya que no pueden manejar el nivel de sus embalses de acuerdo a sus contratos. Por ello, los legisladores resolvieron solucionar los problemas relacionados al riesgo individual de las centrales hidráulicas y a la remuneración de centrales en cascada mediante el uso de un sistema que hace compartir el riesgo entre todos los participantes.

[10]

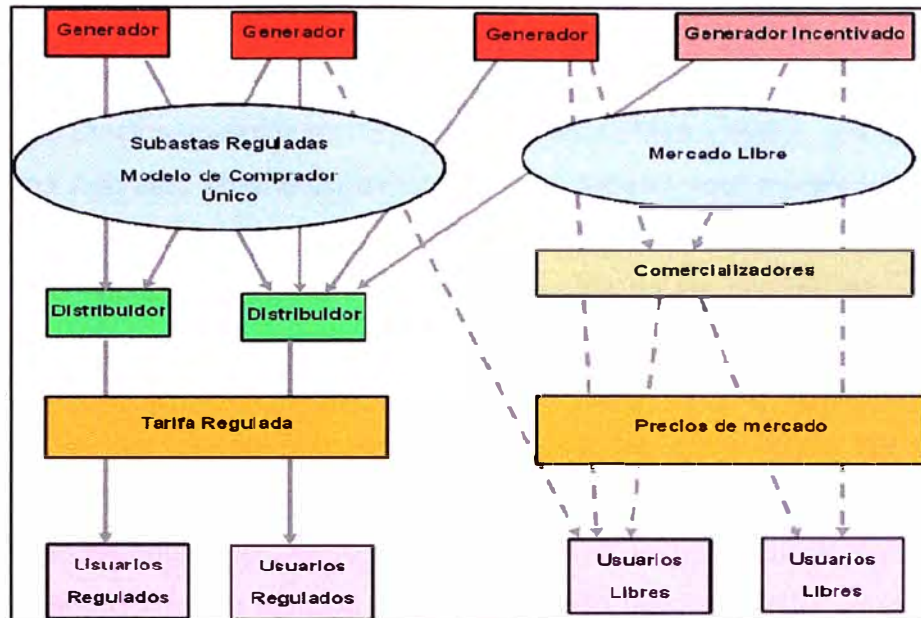


Fig. 2.1 Estructura del Mercado Eléctrico Brasileño

Fuente: [10]

Como ya se ha mencionado, el modelo actual obliga a las distribuidoras a tener contratos de largo plazo para el 100% de su demanda y solo pueden comprar en subastas. Una empresa de generación puede vender energía a cualquier distribuidora, sin un análisis individual de riesgos.

2.2. El Mercado Eléctrico de Inglaterra y Gales

2.2.1. Proceso de implantación

Gran Bretaña fue pionera en Europa, al liberalizar su sector eléctrico en marzo de 1990. El proceso se desencadenó a raíz de la publicación del "Libro Blanco" en 1988 por parte del gobierno, cuyos principios incluían: la competencia como mayor garantía de los intereses de los consumidores, la regulación debe promover la competencia.

El Reino Unido y los países nórdicos comenzaron a sustituir la organización centralizada del despacho diario de centrales de generación por una organización de la producción basada en las ofertas económicas de venta de electricidad que presentaban los generadores.

El Reino Unido, al privatizar el sector eléctrico fragmentó las empresas anteriormente públicas para alcanzar, ya desde el principio de la reestructuración, un mercado de generación que se consideraba más adecuada para fomentar la rivalidad entre empresas

(mayor competencia). [4]

En dicho proceso, el “Central Electricity Generating Board (CEGB)” fue dividido en dos:

- National Grid Company (NGC), el cual quedó como propietario y operador de la red de transmisión de Inglaterra y Gales.
- Compañías de Generación actuando en competencia.

En el pool se realizaban las ofertas con un día de anticipación, despachando los generadores en orden de mérito, esto era organizado por el NGC por medio del método de sistema de precios marginales “System marginal Price (SMP)”. En la práctica, la mayoría de los agentes, prefirieron evitar la volatilidad del pool mediante contratos por diferencias.

La competencia implementada, hizo posible una caída de los precios de hasta el 30%, por lo que se perfiló como un modelo a seguir para muchos otros países. Sin embargo, se dieron casos de manipulación del modelo por parte de los agentes para elevar artificialmente los precios, ya que se requería tener los datos sobre las restricciones técnicas y costos de producción con anticipación, lo que llevó a un cambio de modelo de mercado, con un enfoque más simple. En el largo plazo, se podría decir que la historia de reforma del Reino Unido fue exitosa, pues se lograron reducciones en costos y precios, pero también dejó una importante lección: la privatización de un monopolio estatal solo comparte los beneficios a los consumidores si existe suficiente competencia.

En 1998, el organismo regulador, el Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM) recomendó al gobierno un nuevo diseño de mercado eléctrico basado en contratos bilaterales porque existían muchas críticas al pool. La causa de las mismas tiene que ver, entre otros aspectos, con los aumentos en los precios por encima de lo esperado. Para explicar este hecho concurren multitud de factores, pero el argumento más utilizado es la falta de competencia real en un sector donde las empresas operan con un elevado grado de integración, tanto horizontal como vertical.

Además, habría que añadir una demanda con poca estabilidad en el corto plazo y una oferta fija en el mismo período de tiempo, lo que favorece el ejercicio de poder de mercado incluso por parte de las empresas pequeñas.

Por todas estas y otras razones, el gobierno británico aceptó la proposición del regulador. Dicha propuesta consistía en cambios como la participación activa de la demanda, el pago por capacidad y el tratamiento uniforme de todas las centrales, independiente del combustible utilizado.

2.2.2. Estructura actual

Actualmente la “National Grid Company Plc” (NGC) es el operador del sistema con carácter de compañía privada. Asimismo, es la propietaria de la red de transporte de

Inglaterra y Gales.

El regulador es la Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM), en particular el Director General of Electricity Supply, depende del Departamento de Comercio e Industria de la Gas & Electricity Markets Authority y del Ministerio de Energía, aunque las actuaciones legales deben ser aprobadas por el gobierno. [24]

2.2.3. Modelo de Mercado de Inglaterra y Gales

Neta (New Electricity Trading Arrangements) es un concepto de mercado eléctrico en donde uno de sus principios básicos es que todos los agentes que deseen comprar o vender electricidad puedan hacerlo libremente estableciendo contratos.

La negociación se puede llevar a cabo bien mediante mercados organizados (uno o varios “power exchanges) o mediante contratos bilaterales, en los cuales pueden participar generadores como comercializadores.

Independientemente de la forma de negociación, NETA proporciona mecanismos cercanos al tiempo real, para ajustar y liquidar los desequilibrios entre los contratos y el despacho real consumido.

Estos mecanismos son conocidos como el “Balancing Mechanism” o mercado de ajustes.

Las cantidades de energía semi-horaria comprada y vendida en todas las formas de negociación deben ser comunicadas a los mecanismos de ajustes, tres horas y media antes de la media hora a la que se refieren. Este tiempo límite es conocido como “Gate Closure”, luego del cual, no se puede cerrar ningún tipo de casación en los mercados organizados que correspondan a esa media hora. [24]

Mercado de Ajustes

El mercado de ajustes es gestionado por el operador del sistema, el National Grid Company, y tiene lugar desde las tres horas y media antes del tiempo real.

Su objetivo es lograr el equilibrio del sistema y resolver las restricciones de red a través de mecanismos de mercados, ya que en tiempo real, los generadores y consumidores pueden exceder la energía contratada, además de la posibilidad de tener restricciones técnicas que obliguen a variar la producción o la demanda.

La participación en este mercado de ajustes es voluntaria, pero deben notificar al operador del sistema antes del “Gate Closure” el nivel al que deseen operar e indicar las ofertas por energía producida o consumida a subir o bajar.

Liquidación de desvíos

Es el proceso por el que los sistemas de NETA reciben información sobre energía comprada y vendida por los distintos agentes antes del Gate Closure.

Los generadores y consumidores que deben notificar al operador del sistema el nivel al que desean operar, envían dos tipos de notificaciones:

- Initial Physical Notifications (IPNs): Niveles de operación para todo el día. La notificación se realiza antes de las 11:00 horas del día anterior.
- Final Physical Notifications (FPNs): Nivel de operación de un determinado generador o demanda para una determinada media hora de un día. El envío se realiza antes del Gate Closure.

Todos los agentes que han enviado al operador sus notificaciones físicas finales pueden realizar ofertas en el mercado de ajustes para un determinado período de media hora enviando dichas ofertas antes del Gate Closure, existiendo dos tipos de ofertas:

Offers: Ofertas de energía y precio al que debe ser remunerada la generación al subir o bajar desde el nivel FPN

Bids: Ofertas de energía y precio que debe pagar la generación al bajar o subir desde el nivel FPN. En ambos casos los precios pueden ser positivos o negativos.

Resulta interesante ver que siempre, todas las ofertas tienen su “bid” complementaria y viceversa, ya que cada agente debe enviar sus ofertas en pares de “offer”/“bid”. Esto se da porque las ofertas son firmes, ya que si el operador del sistema toma una determinada oferta, el agente se compromete a cumplir físicamente su compromiso de entrega o consumo de energía, así mismo, si el operador decide deshacer una determinada “offer”, no puede cancelarla sino que acepta una “bid” que la anula. [24]

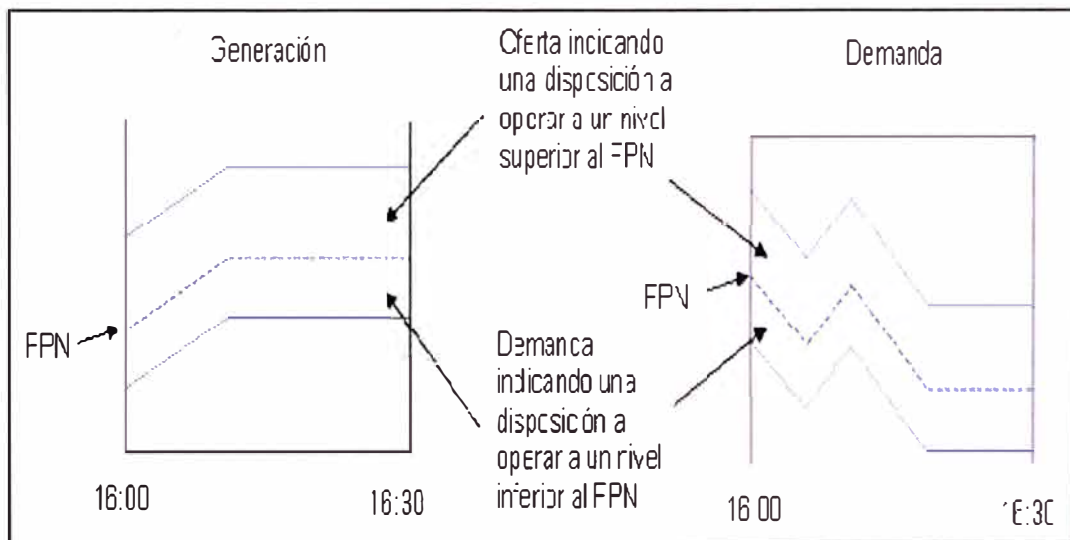


Fig. 2.2 Ejemplo de Parejas “offer/bid” de unidades de generación y otra de demanda, Cada “offer/bid” consiste en una cantidad de energía y un precio.

Fuente: [24]

2.3. El Mercado Eléctrico Chileno

2.3.1. Proceso de Implantación

El mercado eléctrico chileno ha sido pionero en el mundo en la apertura y reestructuración implementándolo mediante sus marcos regulatorios.

La reestructuración del sector comienza en 1978 y en 1982 se traduce en la bases de eficiencia económica por parte de su Ministerio de Minería, las mismas que son las que lo caracterizan actualmente. Finalmente se norma el funcionamiento de los centros de despacho económicos de carga en el año 1985 con lo que se concluye la mayor reestructuración aplicada a este sector.

El nuevo esquema propuesto por este marco regulatorio busca el establecimiento de las condiciones básicas para alcanzar la eficiencia económica del sector cuyas principales características son el establecimiento de un mercado de generación competitivo y regulación de los monopolios naturales (transmisión y distribución). [10]

2.3.2. Estructura actual

En el mercado eléctrico chileno se pueden encontrar tres mercados independientes. Un mercado libre y competitivo en generación, un mercado regulado de transmisión y otro de monopolios regulados en distribución.

Los actores principales que participan del mercado eléctrico chileno son:

- **Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC)**

Es el organismo central encargado de operar el sistema, así mismos, realiza la planificación y el despacho de la red en base a criterios de mínimo costo y de optimización, así, determina el precio de la energía spot para cada hora del día.

Entre sus principales funciones se encuentra el de planificar la operación de corto, mediano y largo plazo del sistema, calcular los costos marginales instantáneos de energía eléctrica, valorización de las transferencias de energía y potencia entre los generadores, determinar la máxima energía y potencia que cada generador puede comercializar con sus clientes, reunir y tener a disposición la información relativa a los valores nuevos de reemplazo, costo de operación y mantenimiento para los cálculos de los peajes básicos y adicionales. [10]

- **Comisión Nacional de energía (CNE)**

Es el organismo regulatorio del sector energético. Tiene a su cargo la planificación estratégica del sector a través de la creación del plan indicativo de obras para asegurar el abastecimiento de energía.

Este plan es considerado en la generación del precio de nodo, por lo que es importante para la determinación del precio de energía. Así mismo, la CNE calcula los precios regulados, estudia y propone regulaciones y asesora al gobierno en materia energética.

- **Ministerio de economía (ME)**

Entre sus labores se pueden mencionar las siguientes: es el encargado de aprobar precios y tarifas propuestas por la CNE, es el encargado de establecer el decreto de racionamiento en períodos de escasez de energía y finalmente el encargado de

solucionar las disputas que se den al interior del CDEC.

- **Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)**

Es el encargado de velar por el cumplimiento de las normas de calidad de servicio, investigar y aplicar las sanciones correspondientes en caso de corte de suministro, además de otras labores en pro de la protección de los consumidores de energía.

2.3.3. Modelo de mercado Chileno

El sector de la generación se caracteriza por la perfecta separación de la operación del sistema con el mercado de los contratos.

Esta característica se hace explícita en la mayoría de los mercados eléctricos competitivos existentes, observándose principalmente dos corrientes, la de establecer un despacho según los costos variables de generación y la de hacer ofertas de precios y despachar sobre la base de estas.

El escenario que caracteriza al mercado chileno es representado en la Fig. 2.3, donde se ilustra la dualidad antes mencionada.

Los grandes generadores se organizan en torno al Centro de despacho Económico de carga (CDEC), el cual es un organismo cuya función es la coordinación de la operación del sistema, garantiza la operación de mínimo costo, garantiza la seguridad de suministro y coordina la operación integrada del sistema, además de recolectar la tarifa marginal dispuesta para el sistema de transmisión.

Para balancear los montos de energía contratados con los realmente generados, se valorizan las transferencias entre generadores (déficits y excedentes) al costo marginal de corto plazo.

En cuanto a la transmisión, el marco regulatorio vigente establece la obligación del transmisor de dar libre acceso a la red, además de la obligación de interconexión.

La remuneración de la transmisión se hace mediante una tarifa compuesta por dos partes, el ingreso tarifario y el peaje.

La tarifa con que se remunera la transmisión apunta a pagar a las instalaciones un 10% de rentabilidad en un plazo de 30 años, considerando para esto el valor nuevo de reemplazo de esos equipos (VNR). [10]

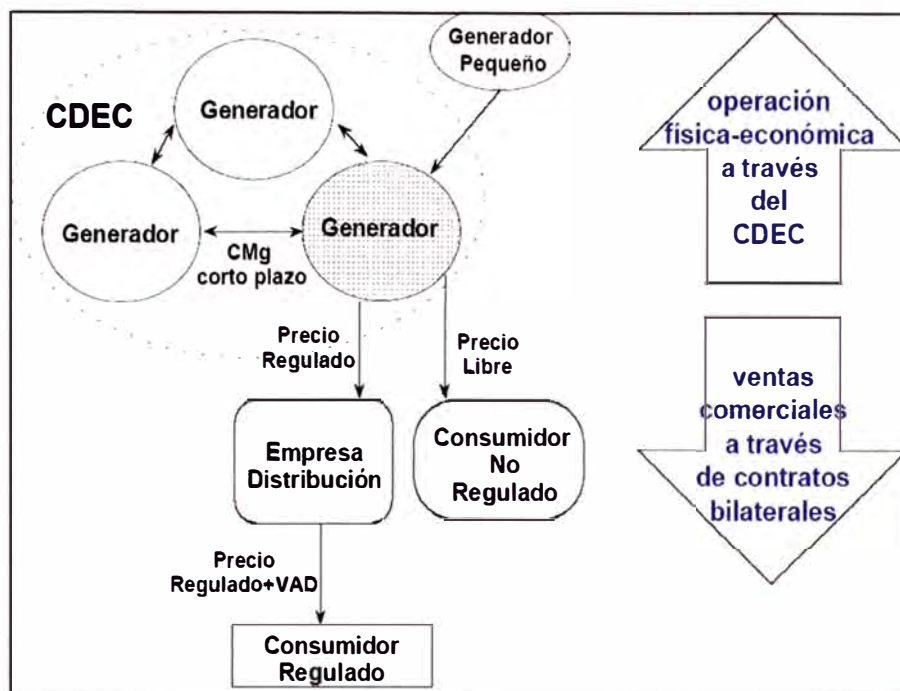


Fig. 2.3 Estructura del Mercado Eléctrico Chileno

Fuente: [10]

2.4. La crisis de California

2.4.1. Proceso de implantación

El mercado eléctrico de California estuvo conformado principalmente por tres monopolios privados:

- Pacific Gas & Electric Company (PG&E), que operaba en la parte norte del estado
- Southern California Edison Company (SCE), que operaba en la zona de Los Ángeles
- San Diego Gas & Electric Company (SD&E), que operaba en la zona sur del estado.

A principios de 1990 el costo de la energía eléctrica en California estaba entre los más altos del país, era uno de los estados con energía más costosa. [10]

Viendo esta escena, se ve la necesidad de reformar la estructura del mercado eléctrico californiano, por ello, en el año 1993, se comienza con el proceso de reforma a través de un documento elaborado por la California Public Utilities Commission (CPUC), en el cual se analizaba la estructura y el comportamiento del mercado eléctrico y se establecía la necesidad de reformarlo.

Mediante el libro azul (1994) se proponen cuatro posibles escenarios al futuro desarrollo del sector y su regulación, de los cuales prevaleció el enfoque que proponía aplicar al máximo los criterios de libre mercado en el diseño del nuevo marco regulatorio, liberalizando el mercado de generación y acceso libre a las redes de transmisión.

El objetivo era crear competencia en la comercialización de energía permitiendo a los consumidores elegir la empresa que les proveería electricidad, lo que tendría como consecuencia bajar en un tercio los precios.

En el año 1996, el poder legislativo Californiano elaboró una ley de reestructuración, conocida como "Assembly Bill" 1890 (AB 1890), cuyas principales aportaciones son la separación del mercado eléctrico en tres mercados independientes, generación, transmisión y distribución, la competencia entre generadores y monopolio natural para la transmisión y la distribución, generándose competencia entre ellos por medio del agente comercializador y el establecimiento de dos instituciones independientes: California Power Exchange (PX), que sería un mercado abierto de compra y venta de energía y el Independent System Operator (ISO) encargado de realizar el despacho.

En el año 1998 comenzó a operar el nuevo mercado eléctrico en California, dándose la operatividad del mismo de manera tranquila, hasta el verano del año 2000, momento en que comenzó la crisis, si bien desde antes, ya se comenzó a evidenciar una serie de problemas de diseño.

Las causas del déficit de energía y del aumento de los precios lo que posteriormente llevó a la crisis de California fueron en primer lugar el aumento de la demanda, pues a partir de 1994 California comenzó a crecer a tasas bastante aceleradas llegando el año 1998 a crecer un 6.3% y en el año 2000 12.7%.

Como consecuencia de este desarrollo, el consumo de energía también aumento.

En segundo lugar se menciona el aumento del precio del gas natural, la energía consumida en California, proviene en su mayoría (58%) de fuentes térmicas, de las cuales, el 38% usa gas natural.

El precio aumentó del año 1999 al año 2000, lo cual explica en parte el aumento del precio de la energía, pues el precio del gas natural tiene directa implicancia en el costo variable de las centrales térmicas, que influye a su vez en los costos marginales. En la Fig. 2.4 se muestra la evolución del precio del gas natural en California. [14]

El aumento del precio de los permisos de las emisiones de óxido de nitrógeno, están reguladas por un sistema de permisos transables, por lo que los generadores térmicos deben comprar las correspondientes cuotas de emisión en el mercado local para poder generar. El aumento de estos permisos tiene un impacto directo en los costos de cada generador y del sistema en su totalidad. A comienzos del año 2000 los precios de los permisos estaban alrededor de los 2 US\$/libra llegando a finales de agosto con 35 US\$/libra. Esto, sumado a la disminución de importaciones de energía de otros estados, (California dependía de ellas), el 19% de la energía consumida era importada, y para el 2000 se redujo aún más, pues existía poca hidrología en un año de estiaje. Se realizaron contratos de largo plazo a fin de evitar el ejercicio de poder de mercado en áreas donde era esperable, ya que al existir limitaciones geográficas en la transmisión algunos generadores locales podrían tener la posibilidad de ejercitar poder de mercado, sin

embargo, el resultado de dichos contratos fue que incentivaron el retiro estratégico de unidades de generación del mercado. [10]

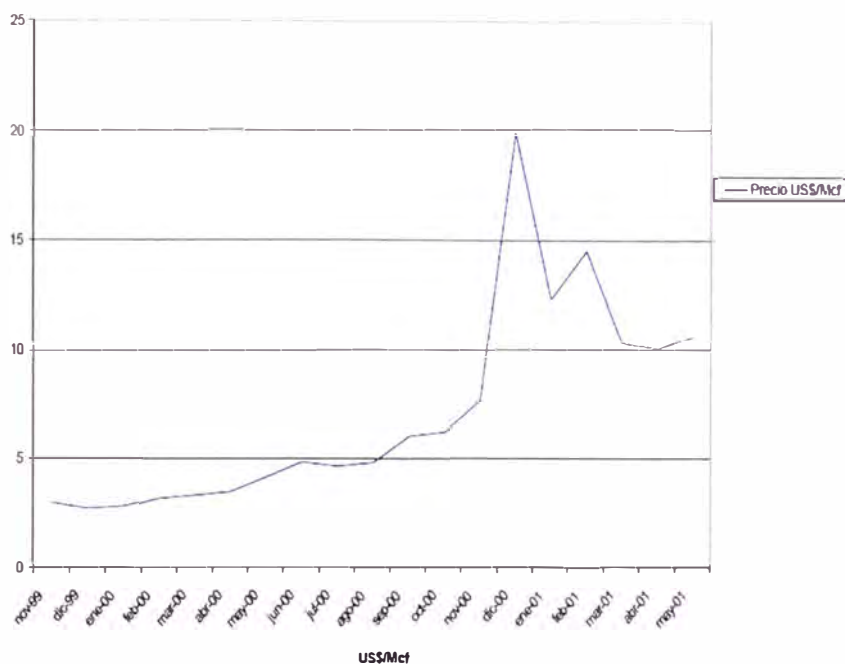


Fig. 2.4 Evolución del precio del gas natural en California.

Fuente. [10]

La rigidez de precios le resta al mercado californiano la posibilidad de “defenderse” ante un generador que sube artificialmente los precios.

En un mercado competitivo donde existe elasticidad de la demanda ante variaciones en los precios, si un productor sube los precios por un bien, la demanda tiende a ajustarse a este nuevo precio disminuyendo su consumo, este mecanismo fue completamente eliminado del mercado californiano de energía al aislar a los consumidores finales de las fluctuaciones de precio.

2.4.2. Estructura actual

El mercado actual californiano está constituido por las siguientes instituciones, sus responsabilidades y la forma en que interactúan:

- **Schedule Coordinators (SC):** Son instituciones intermediarias y manejan portafolios de demanda y ofertas. No son comercializadores de energía, ya que los SC deben enviar programas de operación diariamente al ISO y estos programas deben de ser balanceados y mandar escenarios para cada hora en que la energía de sus clientes, deben ser iguales a las que generen sus ofertantes.
- **Power Exchange, Bolsa de Energía (PX):** Es una institución en donde concentran la demanda y los generadores para realizar ofertas de consumo y generación de energía. El proceso de subasta se realiza en dos formatos, con un día de anticipación al despacho (DA, Day-ahead) y con una hora de anticipación (HA, Hour-ahead). El PX

genera precios para cada hora y construye un programa de operación balanceado (balanced Schedule) que envía posteriormente al ISO.

- **California Independent System Operator (ISO):** Es una institución de derecho público y sin fines de lucro. Entre sus responsabilidades se mencionan: el manejo del sistema de transmisión del estado, coordinando la operación de dicha red y la labor de realizar el balance en tiempo real de la demanda y la oferta de energía.
- **U.S. Department of Energy:** Es una institución federal que vela por la existencia de energía segura y confiable tanto económica como ambiental.
- **Federal Energy Regulatory Commission – FERC:** Es una agencia regulatoria independiente y forma parte del Departamento de Energía, es autónoma en su funcionamiento. Tiene jurisdicción sobre el ISO y el PX, ya que en ambos se transa energía que puede venir de otros estados y el ISO administra líneas de transmisión que comunican a California con el resto del país, además, el FERC es responsable del buen funcionamiento de las dos instituciones mencionadas.
- **California Energy Commission-CEC:** es la agencia estatal encargada de las políticas y la planificación energética. Su misión es el asegurar un suministro seguro, confiable y económico de la energía, realiza pronósticos y mantienen registros históricos de la operación del sistema.
- **California Public Utilities Commission-CPUC:** Entidad encargada de fiscalizar todos los servicios públicos, entre ellos, el servicio de electricidad. Fiscaliza todo lo relacionado con el mercado minorista de energía, monitoreando la seguridad del abastecimiento y resolviendo los reclamos de los usuarios en contra de las distribuidoras.
- **California Energy Oversight Board-EOB:** Tiene como principal objetivo el supervisar el Nuevo Mercado Eléctrico de California. Sus principales responsabilidades son: monitorear el mercado y supervisar el desempeño del ISO y del PX. [10]

2.4.3. Modelo de Mercado de California

Una de los aspectos que distingue a la estructura californiana de otros mercados eléctricos implementados en otras partes del mundo, es que se tiene dos instituciones independientes, uno de manejo del mercado de energía y otro del manejo de la transmisión y de los servicios auxiliares.

Sin embargo, esto ha sido altamente criticado, ya que la optimización de ambos por separado no garantiza una optimización a nivel global, dado que los sobre costos que se dan por consecuencia de una mala optimización y coordinación, serán pagados por todos los consumidores.

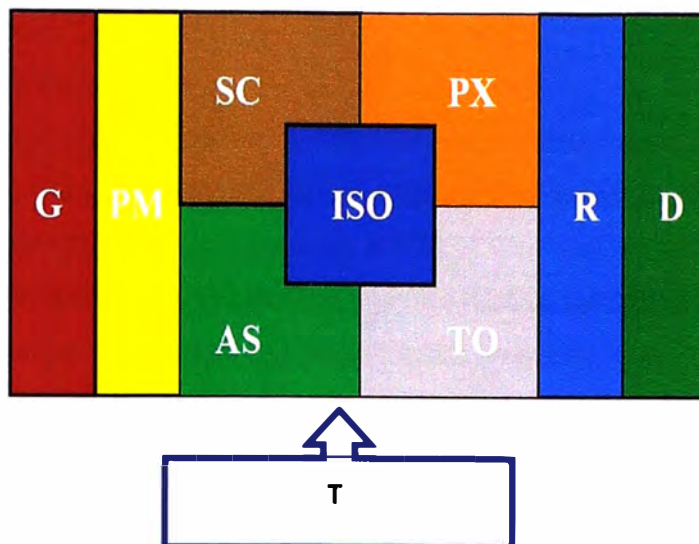


Fig. 2.5 Componentes estructurales del Mercado Eléctrico de California

Fuente: [25]

- G: Generator (Generador)
- PM: Power Marketer
- PX: Power Exchange
- ISO: Independent System Operator
- AS: Ancillary Services Provider
- TO: Transmission Owner
- Retail Service Provider
- T: Transmission Sector
- SC: Scheduling Coordinator

El nuevo sistema de mercado establece que el Power Exchange (PX) se encarga de las transacciones del mercado y que el Independent System Operator (ISO) se encarga de la operación del sistema. Las principales características del nuevo mercado es que involucra principalmente la existencia de mayor competitividad en la generación y el acceso libre a la transmisión. El ISO tiene la responsabilidad primaria de facilitar las transacciones, manteniendo la confiabilidad y seguridad del sistema. El objetivo de la existencia de ISO es que el sistema sea seguro y confiable, el acceso de la transmisión sea abierta, y la eficiencia del mercado eléctrico. [25]

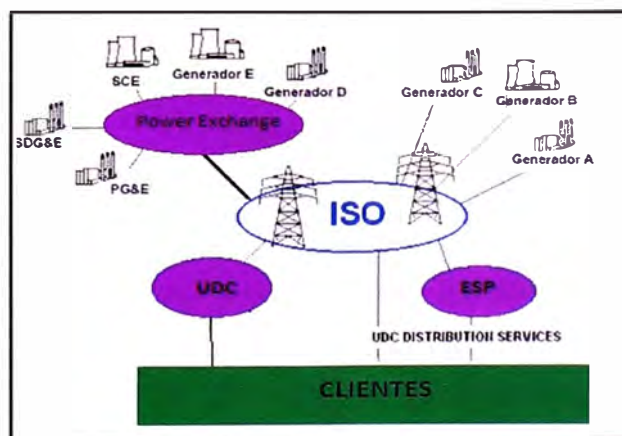


Fig. 2.6 Estructura del Mercado Eléctrico de California

Fuente: [25]

UDC: Utility Distribution Company

ESP: Energy Service Provider.

Para la energía existen tres mercados complementarios y otros mercados asociados:

- Mercado del día previo: Se transa la energía para el próximo día, basándose en la mayor información posible. Se transa en el PX.
- Mercado de la hora previa: Permite corregir anomalías de última hora como cambios de demanda y problemas atmosféricos. Se transa en el PX.
- Mercado en tiempo real: Es el mercado spot, donde se transa a costo marginal. Se transa en el ISO.
- Mercados asociados de servicios auxiliares (AS): Son de día previo y hora previa. Se transan en el ISO y en el PX.
- Mercado asociado de "Reliability Must Run Service (RMR): Unidades que son claves para la estabilidad (reguladores de frecuencia, reserva en giro, etc.). Tiene contratos con el ISO. La existencia de unidades RMR se debe a que el mercado de la regulación es pequeño. Esto se debe a que no existen incentivos suficientes para participar de la regulación, pues estos son costos por pérdida de eficiencia, costos de oportunidad y mayor mantenimiento de las unidades.
- Mercado asociado de transmisión: Solo es manejado por el ISO y es de libre acceso.

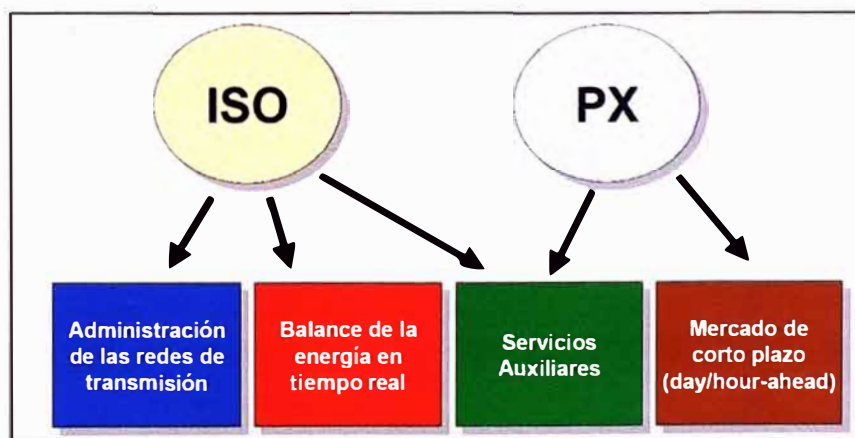


Fig. 2.7 Mercados complementarios del Mercado Eléctrico de California

Fuente: [25]

Cuadro comparativo

A continuación se ha realizado un cuadro comparativo de las experiencias internacionales a fin de ver en resumen lo expuesto líneas arriba. Se observa que Brasil pasó de un monopolio verticalmente integrado a un modelo de competencia mayorista, introduciendo competencia en las actividades de generación y comercialización, usando la regulación en las actividades de monopolio natural. A pesar de lo mencionado, el índice de concentración es alto, sin embargo, ello puede explicarse por la presencia de Eletrobras

(empresa estatal). En el caso de Inglaterra, se observa que tras la reforma, adoptó los modelos de mercado mayorista y minorista, ya que la figura del comercializador se encuentra en ambos sub sectores. Los consumidores, independiente de su naturaleza pueden variar su contrato de suministro basándose en el rango de tarifas que el comercializador le ofrece, con el cual se sienta más a gusto o el que se adapte más a su modo de vida (tarifa estándar, nocturna/ diurna, etc.). Esto último se denota en su bajo HHI, que indica un mercado inglés desconcentrado. Chile adoptó el modelo de competencia mayorista en su proceso de reestructuración de diseño de mercados eléctricos, sin incluir la figura del comercializador, dejando al estado el rol de regulador, protector de las inversiones y concentraciones de mercado, especialmente en las actividades de transmisión y distribución, por medio de concesiones. Cabe mencionar, que gran parte del modelo actual del mercado peruano se basó en la experiencia chilena. El mercado de California adoptó un modelo de competencia mayorista con libre acceso a las líneas de transmisión, así mismo, tienen la figura del comercializador a nivel de distribución, ya que el consumidor, independiente de su actividad puede comprar energía de un mayor número de proveedores. Se observa que el HHI es bajo, lo que denota un mercado desconcentrado.

Tabla N° 2.1 Cuadro comparativo

Fuente: Elaboración propia

	Proceso de Implantación	Estructura Actual	Modelo de Mercado	Situación de la competencia
Brasil	Privatización de empresas	ANEEL: Agencia nacional de energía eléctrica (regulador)	Subastas de energía existente, nuevas formas de comercialización.	HHI = 2,044. Altamente concentrado La alta concentración puede explicarse por Electrobras y las empresas estatales que operan de forma regional.
	Reglas para atraer inversionistas	DNAEE: Dirección de Aguas y Energía Eléctrica	Distribuidoras no venden electricidad a libres a precios no regulados.	
	Desregulación del mercado eléctrico	Ministerio de Minas y Energía	Remuneración a generadores por energía firme y no por energía producida. Valorización del agua.	
Inglaterra y Gales	Liberalización del Sector en marzo de 1990 a raíz de publicación de Libro Blanco División del Central Electricity Generating Board (CEGB) en dos: NGC (operador de red) y compañía de generación actuando en competencia.	NGC: Operador del sistema	Agentes (generadores y comercializadores) comercializan energía libremente.	HHI = 986. Desconcentrado
		OFGEM: Regulador NETA: Concepto de mercado eléctrico donde lo importante es la libre negociación entre agentes de mercado.	Mercado de ajustes: Mecanismos para ajustar en tiempo real los contratos y el despacho consumido.	
Chile	Pionero en liberalización de mercados eléctricos en el mundo. Establecimiento de competencia entre generadores. Regulación de los monopolios naturales (transmisión y distribución).	CDEC: Operador del sistema	Mercado eléctrico competitivo.	HHI = 3541. Altamente concentrado.
		CNE: Organismo Regulador	Competencia entre generadores.	
		ME: Ministerio de Economía	Operación a mínimo costo.	
		SEC: Superintendencia de electricidad y combustibles.	Reajuste marginalista.	
California	Necesidad de reestructuración en 1993. Documento de la CPUC Creación de competencia en la comercialización e energía. 1996 - Assembly Bill: separación de mercado eléctrico en Generación, transmisión y distribución. Competencia entre generadores y regulación para monopolios naturales (transmisión y distribución).	SC: Schedule Coordinators: manejan portafolios de demanda y ofertas. No son comercializadores.	Dos instituciones independientes, uno de manejo de mercado de energía (PX) y otro encargado de la operación de la transmisión y servicios auxiliares (ISO)	HHI = 664. Desconcentrado
		PX: Bolsa de energía donde subastan energía antes del despacho.	No necesariamente optimización global.	
		ISO-California Independent System Operator: Operador del sistema.	Mayor competencia en la generación y acceso libre a la transmisión.	
		FERC: Ente regulador. CEC: Encargada de la planificación energética. CPUC: Fiscalizador minorista de energía		

CAPÍTULO III ANÁLISIS DE LA EXPERIENCIA PERUANA

3.1. Estructura del mercado antes de la privatización

Antes de 1992, la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica era íntegramente propiedad del Estado, donde ELECTROPERÚ tenía la propiedad y representación de las acciones del Estado y ejercía la supervisión y coordinación del suministro eléctrico.

ELECTROPERÚ producía el 70% de la oferta total de energía eléctrica en el país. Las centrales hidráulicas eran las mayores suministradoras de electricidad (75%) a nivel nacional, el resto era producido por medio de centrales térmicas.

En 1991 el gobierno promulga el decreto legislativo N° 674, creando la Comisión de Promoción de la Inversión Privada (COPRI), responsable de la selección de las empresas a privatizarse y de los principios generales y procedimientos para el programa de privatización.

En 1992 se promulga la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) 25844 y luego, en 1994 se inicia el proceso de privatización.

Esta LCE determinó la separación de actividades en generación, transmisión y distribución, cuyo mayor objetivo fue incentivar la competencia y eficiencia en los precios de operación y mantenimiento de las empresas a ser privatizadas.

Se dispuso que los sistemas interconectados Centro-Norte (SICN), Sur-Oeste (SISO) y Sur-Este (SISE) tomen las medidas legales, administrativas y económicas para constituir empresas independientes [26]

En 1994 comienza la privatización de las empresas distribuidoras y en 1995 de las empresas generadoras.

Los principales compradores fueron inversionistas extranjeros en alianza con inversionistas nacionales con participación minoritarios, siendo la modalidad de privatización por sectores de generación, transmisión y distribución.

Una de las grandes causas de los problemas de ELECTROPERÚ radicó en el desequilibrio tarifario existente. Hasta 1986 el sector eléctrico contaba con un sistema de tarifas de costos contables que a su vez diferenciaba las tarifas finales de acuerdo a la actividad desarrollada por el usuario, así se podía tener una tarifa industrial, comercial,

residencial, alumbrado público, uso general y agropecuario.

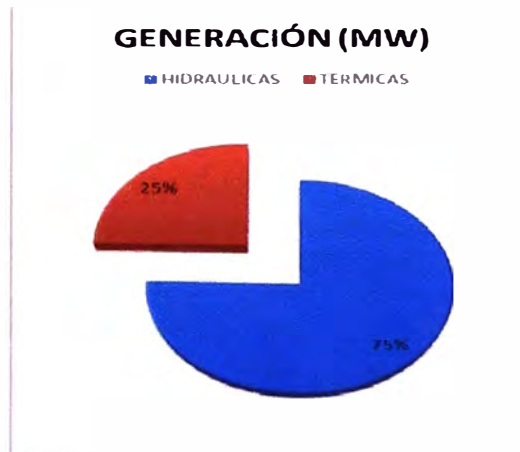


Fig. 3.1 Matriz energética del Mercado Eléctrico Peruano antes de 1992

Fuente: Elaboración propia

La compra y venta de energía eléctrica se realizaba mediante un “Fondo de Compensación de Generación”, cuyo objetivo era compensar las diferencias de costos de generación y transmisión producidas por las fuentes energéticas usadas.

Desde 1987 el estado trató de solucionar el problema del no pago de las deudas contraídas y se propuso refinanciar la deuda vencida en 1982, pero el plan no resultó y la situación de ELECTROPERÚ siguió agravándose. [26]

La nueva LCE en 1992 establece una nueva metodología de tarifación, la que comenzó a implementarse en 1993, haciendo que ELECTROPERÚ experimentase una gran mejoría en el déficit económico mostrado en el año anterior. Según este nuevo mecanismo, la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE) era el organismo regulador encargado de fijar las tarifas para el mercado regulado. El sistema se basa en la determinación de costos marginales de suministro de energía y potencia, calculados para un suministro eficiente de la energía eléctrica, con dos usuarios principales, el mercado libre (no existe intervención del estado) y el mercado de servicio público (precios regulados). Este último con dos sistemas de tarifas:

- **Tarifas en barra:** Promedio ponderado de costos marginales futuros esperados de operación. Los precios obtenidos deben financiar los costos de operación y arrojar un excedente que otorgue una rentabilidad a las inversiones de generación del 12% anual para los Generadores. Estas tarifas entran en vigencia en el mes de mayo y noviembre y no pueden diferir en más del 10% de los precios libres vigentes en el mercado de generación. Cabe indicar que a esta tarifa en barra se le adiciona el Valor agregado de distribución (VAD)
- Las tarifas de transmisión: Comprende la anualidad de inversión y los costos de operación y mantenimiento. [21]

La reforma comenzó dividiendo las unidades de ELECTROPERÚ en centrales de generación y distribución en ciertas áreas de concesión, para luego ser privatizadas. A continuación se muestra la cronología del proceso de privatización:

Tabla N° 3.1 División de unidades de ELECTROPERÚ

Fuente: [21]

Compañía	Actividad	% de ventas	Precios (US\$ MM)	Fecha	Comprador	Propietario Actual
Edelnor	Distribucion	60.0%	176.5	Jul-94	Endesa y Enersis	Endesa
Luz del Sur	Distribucion	60.0%	212.5	Jul-94	Chilquinta y Ontario Hydro	PSEG y Sempra
Cahua	Generacion	60.0%	41.8	Abr-95	Sipesa	Skanska y NRG Energy
Edegel	Generacion	60.0%	524.5	Oct-95	Endesa	Endesa
Ede-Chancay	Distribucion	60.0%	10.4	Dic-95	Endesa y Enersis	Endesa
Etevensa	Distribucion	60.0%	120.1	Dic-95	Endesa	Endesa
Egenor	Generacion	60.0%	228.2	Jun-96	Duke	Duke
Ede-Cañete	Distribucion	100.0%	8.6	Jun-96	Chilquinta y Ontario Hydro	PSEG y Sempra
EE Piura	Generacion	60.0%	59.7	Oct-96	Endesa	Endesa
Electro Sur Medio	Distribucion	98.2%	51.3	Nov-97	IATE	IATE
Mantaro-Socabaya	Transmision	BOOT	179.2	Feb-98	Hydro-Quebec	Hydro-Quebec
Reforzamiento Sur	Transmision	BOOT	74.5	Ene-99	Red Electrica de España	Red Electrica de España
Cahua	Generacion	30.0%	9.5	Mar-00	Skanska y Vatenfall	Skanska y NRG Energy
Oroya D. Antamina y Aguaytia - Pucallpa	Transmision	BOOT	65.4	Feb-01	ISA	ISA
Electroandes	Generacion	100.0%	227.4	Jul-01	PSEG	PSEG
Etecen y Etesur	Transmision	Concesión	272.5	Jun-02	ISA	Estado
Etevensa	Generacion	55.4%	-	Dic-05	Endesa	Endesa
Termoselva	Generacion	99.7%	-	Ago-05	Duke	Duke
Eteselva	Transmision	100.0%	-	Ago-05	Duke	Duke

3.2. Estructura actual

El principio fijado, para el mercado mayorista fue el marginalista (criterios del modelo "Peak Load Pricing") con libre entrada de inversionistas. Así, los precios en generación son fijados sobre la base del abastecimiento eficiente de la demanda al mínimo costo.

El operador del sistema (COES) es el llamado a determinar el despacho óptimo tanto a largo plazo como a corto plazo.

No se establece la figura del comercializador para satisfacer el mercado de clientes libres, pues el agente comercializador se encuentra dentro de las empresas de generación y de distribución. Los generadores reciben ingresos principalmente por dos conceptos, un monto por las cantidades que consumen sus clientes valorizada al precio de los contratos y segundo, ingresos por la energía despachada.

Funciones del COES

El COES tiene por finalidad coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, considerando la seguridad del sistema, aprovechamiento de los recursos energéticos y planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN así como administrar el mercado de corto plazo.

Tabla N° 3.2 Funciones del COES

Fuente: [2]

Funciones de interés público	Funciones administrativas
<ul style="list-style-type: none"> • Elaborar la propuesta del Plan de Transmisión para su aprobación por el Ministerio de Energía y minas. • Elaborar los procedimientos para la operación del SEIN y su aprobación por OSINERGMIN, así como la administración del mercado de corto plazo. • Asegurar condiciones de competencia en el mercado de corto plazo. • Procurar las mejoras tecnológicas que aseguren el eficiente cumplimiento de sus funciones. 	<ul style="list-style-type: none"> • Desarrollar programas de operación de corto, mediano y largo plazo, así como disponer y supervisar su ejecución. • Coordinar operación en tiempo real del SEIN, operación de los enlaces internacionales y administrar las transacciones internacionales de electricidad. • Calcular los costos marginales de corto plazo del sistema eléctrico, potencia y energía firmes de cada una de las unidades generadoras. • Determinar y valorizar las transferencias de potencia y energía entre los agentes. • Administrar el mercado de corto plazo. • Resolver divergencias o controversias derivadas de la aplicación de la ley, reglamento, normas técnicas, procedimientos y demás disposiciones complementarias dentro del ámbito de su competencia

El COES tiene carácter privado pues está conformado por todos los agentes del SEIN entre generadoras, transmisoras y distribuidoras, sin fines de lucro y con personería de derecho público, donde sus decisiones son de cumplimiento obligatorio por los agentes que lo conforman. Sus funciones se dividen en dos, de interés público y administrativas. Es muy importante remarcar, que el esquema de mercado eléctrico peruano permite la independencia entre los compromisos de los contratos financieros y el despacho a mínimo costo del sistema.

Mercado de corto plazo

Se establece que en el mercado de corto plazo pueden participar los generadores, distribuidores para atender a sus Usuarios Libres y los Grandes Usuarios Libres. Estos, en caso que sea necesario, deberán constituir fideicomisos y otras garantías de realización inmediata como respaldo de los retiros de capacidad y energía que efectúen en el mercado de corto plazo a fin de garantizar el pago oportuno en dicho mercado. La compra y venta de energía se realiza en función de los costos marginales de corto plazo nodales. [2]

3.3. Modelo de mercado peruano

El Perú adoptó el modelo de mercado mayorista en las actividades de generación, el sistema tarifario adoptado fue basado en principios marginalistas, los criterios del modelo "Peak Load Pricing" y de inversiones en un sector eléctrico más desregulado, con libre entrada para cualquier inversor. Los precios en generación son fijados sobre la base del abastecimiento de la demanda a mínimo costo. El cálculo de los precios se realiza con proyecciones de demanda y oferta, por lo cual, la competencia en esta actividad se da por mecanismos indirectos.

El abastecimiento del mercado mayorista se lleva a cabo de manera centralizada a través de un ente llamado COES, el cual se encarga de minimizar el costo de abastecimiento.

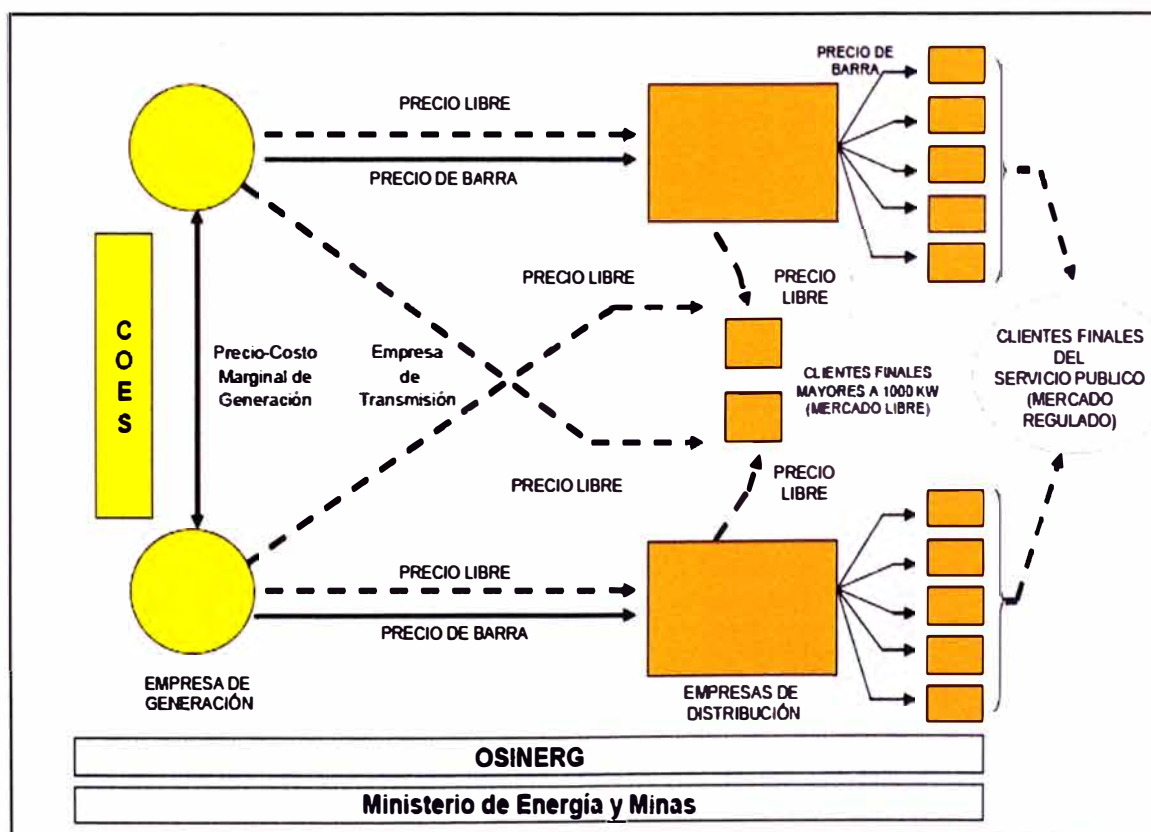


Fig. 3.1 Estructura del Mercado Eléctrico Peruano.

Fuente: [2]

Notar que, en la organización del mercado eléctrico peruano, no existe la figura del comercializador para satisfacer el mercado de clientes libres, ya que esa función la desarrollan los mismos distribuidores y generadores.

Dos tipos de cargos pueden reconocerse en las tarifas, el de potencia y el de energía.

El objetivo al momento de fijar las tarifas es la minimización de costos de abastecimiento de operación y de inversión sobre la base de los menores costos marginales de energía y potencia.

El precio básico de energía corresponde al promedio ponderado de los costos variables auditados mínimos de abastecimiento de la demanda proyectada para los próximos dos años, mientras que el precio de potencia corresponde a la anualidad de la inversión de la central que abastece la demanda en hora punta, usando una tasa de descuento de 12% por un período de vida útil de 30 años.

En la estructura del precio en barra se toman en cuenta dos factores, el costo de la energía y el de la potencia, este precio es fijado por OSINERGMIN, en base a la variación de la oferta y la demanda, incorporando en dicha variación el precio de los combustibles. El estudio mediante el cual se define el precio en barra es actualizado en los meses de mayo y noviembre de cada año, lo que permite al organismo regulador reajustar el precio en barra en concordancia con las proyecciones efectuadas para un horizonte de cuatro años.

En transmisión, se consideran los costos medios eficientes (de monopolio natural), los mismos que son pagados sobre la base de remuneraciones que generan el uso de costos marginales y un cargo complementario que cubra los costos restantes. Comprende la anualidad de la inversión y los costos estándares de operación y mantenimiento del sistema económicamente adaptado. A través de este costo los principales generadores conectados al sistema principal abonan a la empresa transmisora una compensación mensual en forma de ingreso tarifario (el cual depende de la tarifa en barra) y de peaje por conexión (diferencia entre el costo total de transmisión y el ingreso tarifario).

El modelo tarifario en distribución está basado en el reconocimiento de costos medios eficientes, considerando el concepto de competencia por comparación. El VNR (Valor nuevo de reemplazo) y los costos de VAD (Valor agregado de distribución). El VAD representa el costo total en el que se incurre para poner a disposición del cliente la potencia y energía.

Este, a su vez, se calcula, usando una empresa modelo eficiente para los criterios de competencia por comparación, donde se consideran los siguientes componentes:

- Los costos asociados al cliente, de manera independiente de su demanda de potencia y de consumo de energía.

- Perdidas estándares de distribución y potencia de energía.
- Costos estándares de inversión, mantenimiento y operación por unidad de potencia suministrada.

El VAD tiene un factor de corrección determinado por ventas de potencia en horas fuera de punta y en horas punta de la empresa de distribución.

En cuanto al precio spot, este corresponde al precio de venta de energía entre generadoras el cual se realiza con la finalidad de poder cumplir de manera adecuada con los contratos de dotación de energía a clientes y poder cubrir de esta manera los desbalances en términos de generación.

Este precio spot se determina en base a la libre oferta y demanda del mercado por lo que se encuentra sujeto a la disponibilidad de energía de cada empresa generadora.

A continuación se muestra la evolución del costo marginal (spot) con respecto al precio de barra o regulado. [7]

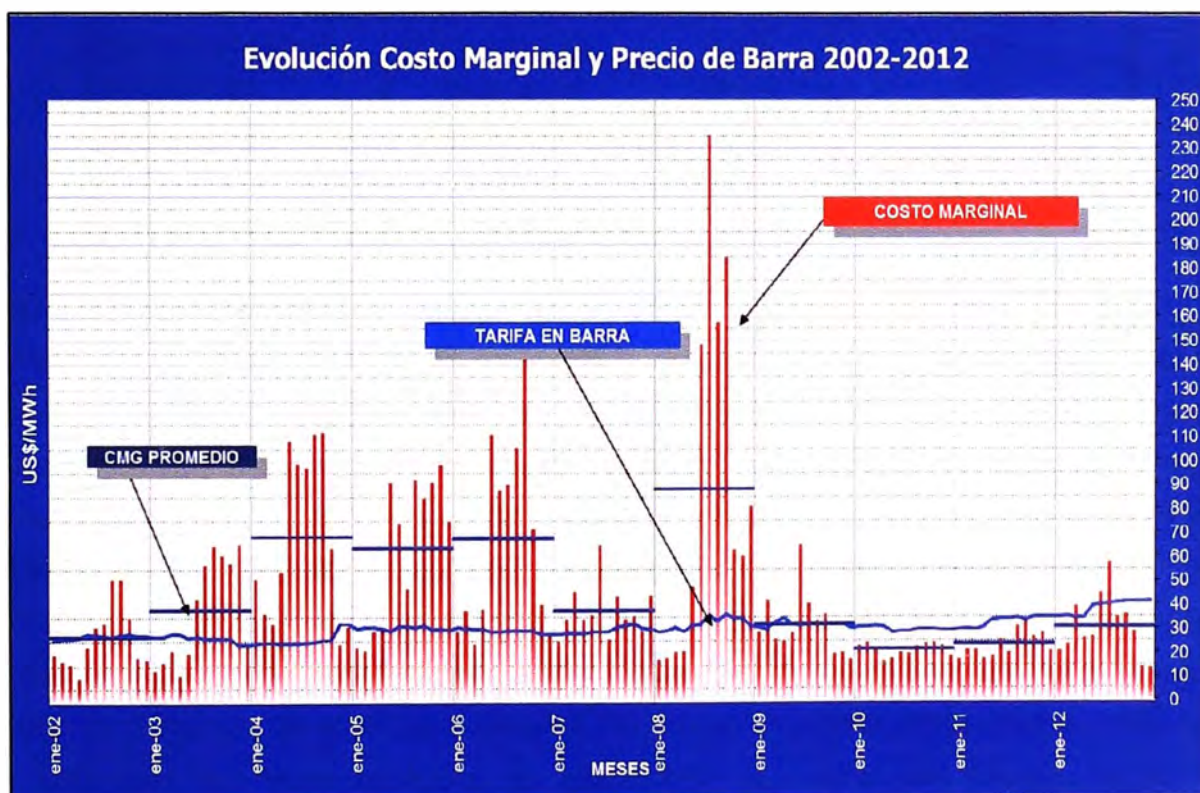


Fig. 3.2 Costo marginal versus Precio en barra

Fuente: [7]

La participación privada en el sector ha impulsado a observar la relación entre las diferencias de eficiencia entre empresas estatales y empresas privadas. La diferencia en eficiencia tiene que ver no con la propiedad, sino con la presión competitiva que experimentan los operadores y con la calidad del marco regulatorio e institucional.

Cuando se compraron las empresas estatales, se asumieron compromisos de inversión, en el caso de la generación y obligaciones de acceso universal en la distribución.

La modalidad de BOOT (build, operate, own and transfer) fue utilizada en la transmisión para ampliar la capacidad de transmisión.

Tabla N° 3.3 Participación privada del sector

Fuente: Elaboración Propia

Compañía	Actividad	% de Ventas	Año de Privatización
Edelnor	Distribución	60.0%	1994
Luz del Sur	Distribución	60.0%	1994
Cahua	Generación	60.0%	1995
Edegel	Generación	60.0%	1995
Ede-Chancay	Distribución	60.0%	1995
Etevensa	Distribución	60.0%	1995
Egenor	Generación	60.0%	1996
Edecañete	Distribución	100.0%	1996
EEPSA	Generación	60.0%	1996
Electro Sur Medio	Distribución	98.2%	1997
Mantaro-Socabaya	Transmisión	BOOT	1998
Electroandes	Generación	100.0%	2001
Etecen y Etesur	Transmisión	Concesión	2002
Etevensa	Generación	55.4%	2005
Termoselva	Generación	99.7%	2005
Eteselva	Transmisión	100.0%	2005

3.4. Subastas de Energía en el mercado Eléctrico

A raíz de la crisis eléctrica del año 2004, durante la cual, por diferentes causas coyunturales (como la sequía del 2003 y los altos precios de los combustibles) derivó en altos precios de energía eléctrica en el mercado spot (en estiaje el precio promedio llegó a cerca de 400 S./ por MWh), sumado a la alta volatilidad de los mismos, se da la ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación.

Además de las razones expuestas, los vacíos legales existentes en ese entonces, permitieron conductas no esperadas por el regulador, ya que, si bien las distribuidoras, tenían la obligación de contratar suministro con los generadores, estas últimas no tenían la obligación de firmar contratos de suministros con ellas. Así mismo, según el anteproyecto, "Ley de Reforma del mercado eléctrico", no existían límites de capacidad de generación para los generadores, lo que implica que las empresas podían decidir el monto a contratar sin control alguno.

Mediante la Ley N° 28832 se mejora el marco regulatoria de la LCE y se crean las licitaciones por subasta a fin de que existan contratos entre los generadores y los distribuidores, todo ello con el regulador como árbitro y estableciendo las reglas de juego, así mismo, se crea el mercado de corto plazo, con el COES como Operador del sistema. Esto dio lugar a la coexistencia de dos precios en el sistema, los precios en barra, que

son los precios establecidos por el organismo regulador, y los precios firmes, que son los precios obtenidos en las subastas de licitación.

Para poder llevarse a cabo las licitaciones, las empresas de distribución están obligadas a convocar subastas de compra de energía a las generadoras en función a la proyección de demanda en sus zonas de concesión y publicando las bases en su página web acorde con la proforma del contrato que OSINERGMIN le ha proporcionado.

El distribuidor hace de conocimiento al OSINERGMIN de la intención de dicha actividad, dando la posibilidad a otras distribuidoras y/o clientes libres que deseen, unirse a dicha convocatoria, ellos son conocidos como los "licitantes". El Regulador es el encargado de aprobar las bases de la licitación, velar por la competencia mediante la fijación de una tarifa máxima en las licitaciones (precio máximo), el mismo que se mantiene en reserva hasta el final de la licitación (la subasta es en la modalidad "sobre cerrado") a menos que ninguna de las ofertas haya sobrepasado dicho precio. En caso exista alguna que haya sobrepasado el precio máximo se revela, y en caso que todas las ofertas sobrepasen el precio máximo, la licitación es declarada desierta totalmente.

En estas subastas, los ofertantes son llamados adjudicatarios, los mismos que seleccionados en función a su capacidad de suministro es decir, solo pueden contratar la energía que pueden generar, ya que el total de sus contratos no debe de sobrepasar la misma. Es el COES, el encargado de velar que esto se cumpla.

Los adjudicatarios pueden ofrecer suministro de tres maneras, su capacidad instalada, sus proyectos de inversión y los contratos que tienen con otras generadoras

Los adjudicatarios hidroeléctricos tienen una bonificación en el proceso de licitación, en pro de promover las inversiones con dicho recurso.

Los plazos de las licitaciones son mayores a 5 años, pero pueden ser menores en caso se desee cubrir demandas a corto plazo, esto generalmente ocurre cuando las estimaciones de demanda originales de largo plazo necesitan ser corregidas por un aumento de la demanda mayor al esperado.

El plazo máximo del contrato puede ser de hasta 20 años, en los cuales, las condiciones del contrato pueden ser cambiadas únicamente previa autorización de OSINERGMIN y cualquier afecto en el precio será transferida a los consumidores hasta un porcentaje de 50%. [21]

3.5. Análisis de concentración de mercado

Las diferentes reestructuraciones de mercado, llevaron, como se ha visto a incentivar la competencia entre los generadores primordialmente, según el modelo de cada uno de los países, así, se ha utilizado el índice de Herfindahl-Hirschman, también llamado HHI, el cual es una metodología que se usa para evaluar el grado de concentración de los

integrantes del mercado, en este caso estará aplicado a los mercados eléctricos con los agentes de generación como objeto de análisis.

$$HHI = \sum_{i=1}^N q_i^2 \quad (3.1)$$

Dónde:

N es el número de agentes participantes del mercado

q_i es el porcentaje de participación del agente i en el mercado

El HHI será igual a cero cuando las empresas se encuentren en competencia perfecta y diez mil cuando exista un monopolio. Los rangos que la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) señalados para el indicador son:

- $HHI < 1000$ – Mercado no concentrado.
- $1000 < HHI < 1800$ – Mercado moderadamente concentrado.
- $HHI > 1800$ – Mercado concentrado.

El cálculo de los HHI se realiza respecto a la generación eléctrica, ya que mayoritariamente es en esta actividad que existe la competencia. En las actividades de transmisión y distribución eléctrica no se realiza este cálculo porque en estas participan monopolios naturales. Se analiza la participación en la generación eléctrica en términos de producción anual de energía y capacidad instalada. Nótese que no necesariamente las participaciones de los agentes en generación (inyección al sistema interconectado nacional) van a coincidir con las participaciones en la capacidad instalada, ya que ello depende de la programación y ejecución del despacho.

En la medida en que un agente opere un parque de generadores de alto costo y poco eficientes, dependiendo del régimen de despacho, es posible que su participación en la inyección sea considerablemente más baja que su participación en la capacidad instalada.

Por lo tanto, el análisis de participación de mercado se realiza considerando la capacidad instalada y la producción anual de energía.

3.6. Concentración de la generación mayorista, medida en términos de capacidad instalada

Se utiliza únicamente el criterio de potencia efectiva para calcular la capacidad instalada. La capacidad instalada de un agente de generación es la suma de potencias efectivas de todas sus centrales de generación. De acuerdo a la ecuación 3.1, el HHI se calcula como la suma de los cuadrados de los porcentajes que representa cada generador respecto de todo el parque generador.

En la tabla 3.4 se observa que la capacidad instalada presenta una moderada

concentración, con un HHI de 1669 puntos en el 2012 aunque una parte sustancial (22.5%) corresponde al parque de generación de propiedad de empresas del Estado. Sin embargo, es importante notar que el HHI ha descendido más de 640 puntos desde 2006, esto se debe a la caída del porcentaje de participación de empresas del Estado, de 30% en el 2005 a 22,5% en el 2012, así como el aumento de la participación de ENERSUR de 9.9% a 18.8% y KALLPA de 3.43% en el 2007 a 11.9% en el 2012, además del ingreso de nuevos agentes como CELEPSA y los generadores RER.

Tabla N° 3.4 Participación de mercado (%) de capacidad instalada de generación por empresas y HHI anual.

Fuente: Elaboración propia

EMPRESA	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
ESTADO	30.1%	31.4%	29.3%	29.2%	27.1%	24.4%	24.0%	22.5%
EDEGEL	19.3%	29.7%	28.5%	28.5%	28.5%	25.8%	25.9%	22.7%
EEPSA	2.8%	3.0%	2.5%	2.5%	2.3%	2.1%	2.0%	1.4%
ENERSUR	9.9%	14.1%	16.2%	16.2%	17.6%	16.1%	16.0%	18.8%
KALLPA	-	-	3.4%	3.4%	6.3%	8.8%	9.0%	11.9%
DUKE ENERGY	13.5%	14.2%	13.2%	13.3%	11.4%	12.8%	12.7%	10.7%
CELEPSA	-	-	-	-	-	3.4%	3.4%	3.0%
SHOUGESA	1.3%	1.4%	1.2%	1.2%	1.1%	1.0%	1.0%	0.9%
SN POWER	16.4%	5.8%	5.2%	5.2%	4.6%	4.2%	4.2%	3.7%
ETEVENSA	6.3%	-	-	-	-	-	-	-
RER Y COGENERACIÓN	-	-	-	-	0.7%	1.3%	1.4%	3.5%
OTROS	-	-	-	-	-	-	-	0.8%
HHI TOTAL	1875.65	2310.43	2153.56	2149.69	2057.20	1795.79	1781.60	1669.98
HHI sin Estado	1985.66	2814.72	2589.75	2589.25	2488.85	2099.88	2086.61	1937.41

A modo de ejercicio se considera que las empresas del Estado no son competidores del mercado sino que son productores sin participación en el mercado (HHI sin estado) y que los competidores participan mediante el suministro de la demanda restante. Aquí los resultados cambian fuertemente mostrando una elevada concentración.

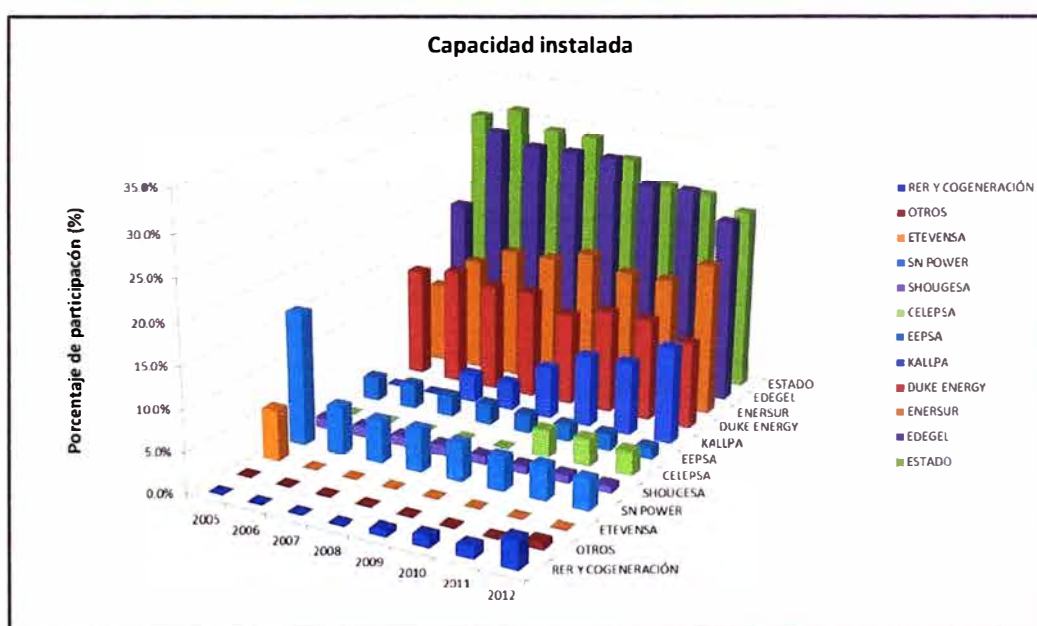


Fig. 3.3 Gráfica de porcentaje de participación de capacidad instalada.

Fuente: Elaboración propia

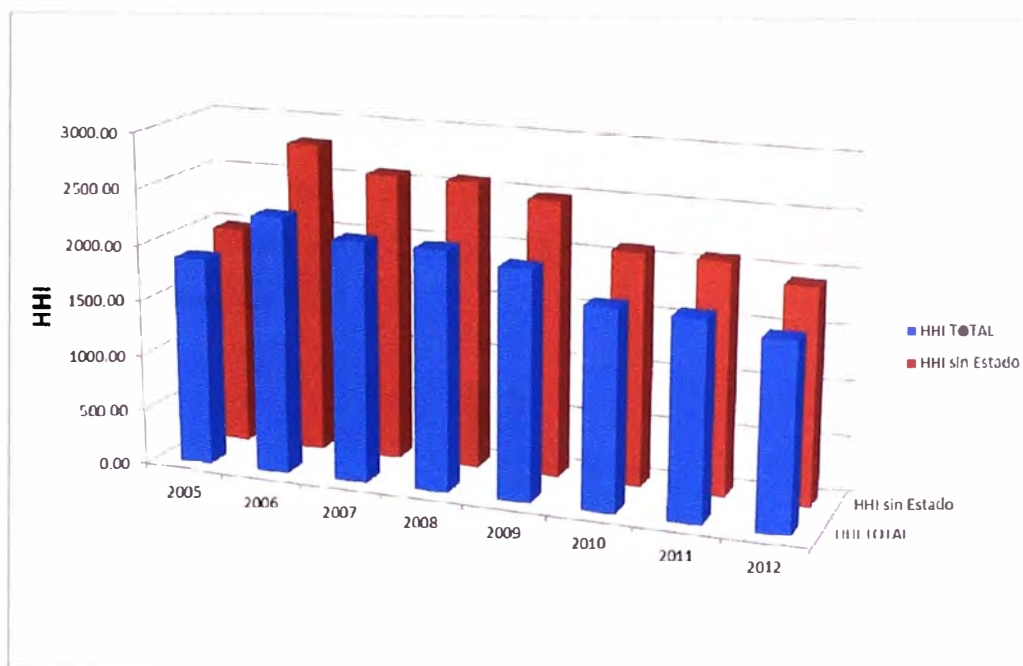


Fig. 3.4 Gráfica de HHI por capacidad instalada.

Fuente: Elaboración propia

3.7. Concentración de la generación, medida en términos de producciones anuales de energía

La producción anual de energía de un agente de generación es la cantidad de energía producida por todas sus centrales eléctricas en un año. De acuerdo a la ecuación 3.1, el HHI se calcula como la suma de los cuadrados de los porcentajes que representa cada generador respecto de toda la energía producida en un año. La tabla 3.5 muestra los resultados anuales en términos de producción de energía, una evolución similar a los observados con capacidad pero con un nivel de concentración más alto.

. La participación del Estado disminuye en el tiempo y el incremento de participación de los agentes privados aumenta lo que se ve reflejado en la disminución del HHI.

Tabla N° 3.5 Producción anual de electricidad. Participación de mercado (%) y HHI anual.

Fuente: Elaboración propia

EMPRESA	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
ESTADO	40.7%	40.6%	35.8%	31.3%	31.9%	29.4%	29.1%	27.7%
EDEGEL	20.3%	27.2%	28.6%	27.9%	27.9%	26.5%	26.4%	23.7%
EEPSA	2.2%	2.4%	2.2%	2.3%	1.9%	2.1%	2.0%	1.4%
ENERSUR	6.7%	9.1%	14.0%	16.3%	15.9%	14.5%	13.3%	15.5%
KALLPA	-	-	1.0%	3.3%	4.2%	9.9%	11.3%	11.5%
DUKE ENERGY	14.7%	13.2%	12.2%	12.2%	10.9%	8.9%	8.0%	9.5%
CELEPSA	-	-	-	-	0.0%	2.2%	3.5%	3.3%
SHOUGESA	0.5%	0.4%	0.1%	0.8%	0.4%	0.1%	0.1%	0.0%
SN POWER	6.7%	6.5%	5.5%	5.4%	5.6%	4.7%	4.8%	4.7%
ETEVENSA	8.1%	-	-	-	-	-	-	-
RER Y COGENERACIÓN	-	-	-	-	0.8%	1.2%	1.1%	1.6%
OTROS	0.1%	0.6%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	1.3%
HHI TOTAL	2444.09	2693.45	2483.44	2218.90	2219.36	1988.51	1953.94	1826.75
HHI sin Estado	2242.52	2965.76	2912.42	2624.70	2591.62	2254.31	2202.27	2027.87

La caída de la participación de mercado de las empresas del Estado se hace más evidente en este caso pasando de 40,7% en el 2005 a 27,7% en el 2012. Por otra parte se observa el incremento de HHI en el 2006, debido a la fusión de EDEGEL y ETEVENSA. Desde el 2006 se observa una caída del HHI debido al incremento de participación de ENERSUR y KALLPA y al ingreso de nuevas centrales eléctricas como CELEPSA y la generación RER.

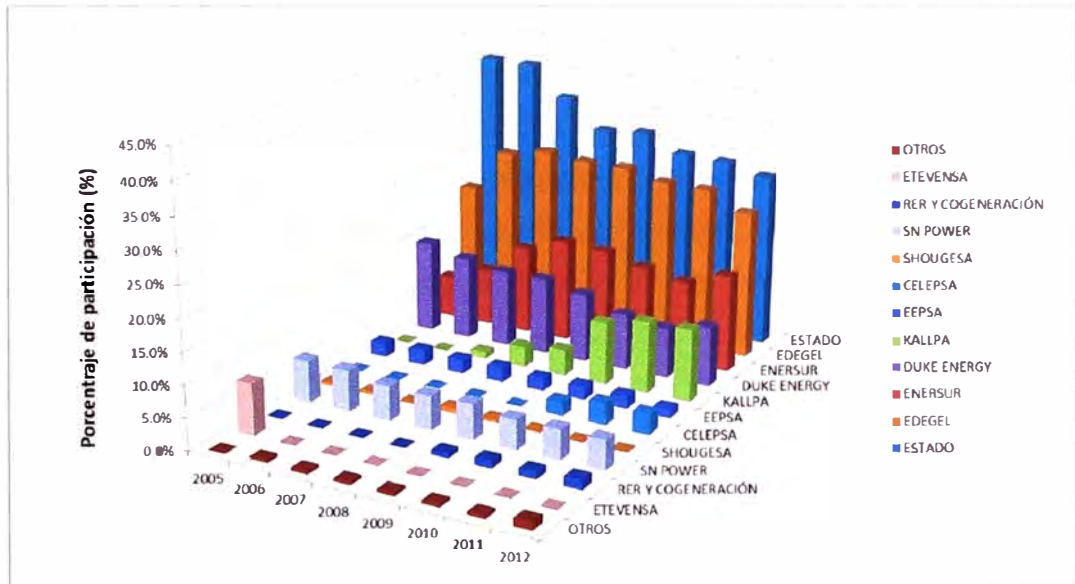


Fig. 3.5 Porcentaje de participación por producción anual de energía.

Fuente: Elaboración propia

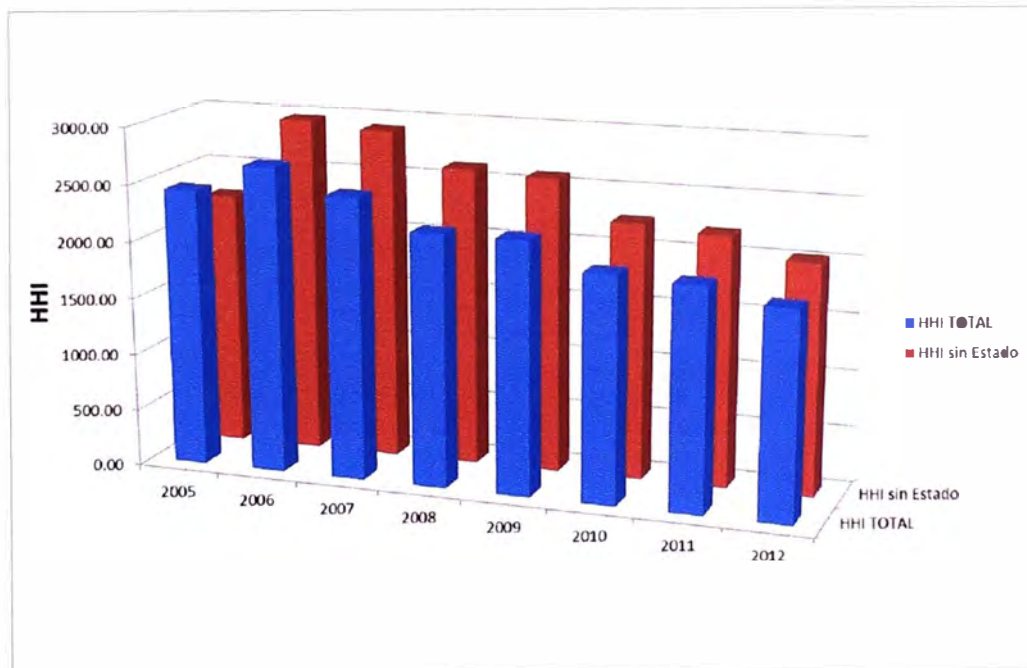


Fig. 3.6 Evolución del HHI por producción anual de energía.

Fuente: Elaboración propia

3.8. Aportes

El aporte del presente trabajo radica en la introducción del análisis de la reestructuración

de los mercados eléctricos, tomando como base la teoría que se tiene en los libros y diferentes publicaciones respecto al tema mencionado, revisando además, las experiencias internacionales de la reestructuración de mercados como el Brasileño, Inglés, Californiano y Chileno, en donde observamos, que los diferentes lineamientos políticos y matriz energética de cada país, dan resultados diversos en los precios, eficiencia, calidad de suministro y competencia, aun aplicando el mismo modelo de diseño de mercado (o parecidos) en todos ellos.

Como hemos observado, la competencia entre los agentes participativos es uno de los principales objetivos de la reestructuración, ya que es mediante ella que se logra obtener los diferentes beneficios que hemos mencionado a lo largo de este trabajo.

Es por ello, que se ha evaluado el grado de competencia que existe en los diferentes países además del nuestro, por medio del indicador HHI, todo ello, con el fin de observar si estas reestructuraciones han logrado el objetivo que se propusieron al momento de ser ejecutados.

Sólo en el caso peruano, se ha realizado los cálculos del indicador HHI, mas no en las experiencias internacionales, en donde solo se ha accedido a ellas por medio de trabajos anteriores.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. La reestructuración del mercado eléctrico peruano ha sido exitosa ya que a pesar de haber presentado fallas en el pasado (crisis del 2004) estas han sido subsanadas, realizándose los ajustes necesarios para poder lograr los objetivos y beneficios que fueron motivo para la reestructuración hace ya casi 20 años.
2. Como se ha visto en las experiencias internacionales el modelo de competencia mayorista (Brasil y Chile) y minorista (Inglaterra y California) son los que han sido usados en la reestructuración, sin embargo, notamos que no en todos resulto exitoso (California) y que la matriz energética (Brasil) así como los lineamientos políticos han modelado los mercados eléctricos en cada país, obteniéndose resultados diversos.
3. Acorde a lo visto en la crisis de California, los costos políticos y económicos de reformas mal diseñadas pueden ser muy altos, para los consumidores quienes son los que se ven más afectados con la subida de los costos de los servicios y para los agentes, como en el caso peruano, con la crisis del 2004, en donde los distribuidores tenían intención de firmar contratos con los generadores pero estos últimos, no tenían obligación alguna de firmar dichos contratos, pues existía un vacío legal en la LCE.
4. La estabilidad del marco Legal y la claridad de las reglas de juego son fundamentales, ya que ellas son el marco en donde se desarrollan las diferentes actividades del mercado. A mayor grado de estabilidad y claridad en los mismos, menor serán los vacíos legales que pudiesen existir, los cuales podrían ser usados en beneficio de particulares y en perjuicio de los consumidores finales. Esto forma parte de las mejoras continuas a las que deben estar sometidas las reestructuraciones.
5. La existencia de un organismo que detecte la conformación de acciones monopólicas es el complemento ideal para la regulación, como se ha observado en las experiencias internacionales y en el Perú (INDECOPI).
6. A través del indicador HHI se mide el grado de competencia que se tiene actualmente en los mercados eléctricos reestructurados que se han analizado, dando como resultado que estos continúan concentrados, a excepción del mercado Inglés y Californiano, quienes de forma coincidente tienen competencia tanto mayorista como minorista.

7. Se ve necesario llevar una cuantificación adecuada de la participación en el mercado de los diferentes actores a fin de evitar concentraciones que tiendan a establecer poderes de mercado que distorsionen la competencia.
8. El análisis realizado es importante ya que se tienen la conclusión que el mercado eléctrico peruano esta en continuo perfeccionamiento luego de la reestructuración, respondiendo a los problemas y fallas que se presentan (como la crisis del 2004) lo que da como consecuencia mayor participación del ente regulador sin dejar de lado los objetivos principales de menores costos con mayor eficiencia mediante la competencia.
9. Se recomienda estar al tanto de la evolución de los mercados eléctricos internacionales, ya que los diferentes escenarios políticos y matrices energéticas particulares que se observan, (especialmente en estas últimas décadas) van moldeando y cambiando el marco estructural de dichos mercados, con resultados variantes. Esto es un espejo de experiencias en donde se puede ver reflejado los efectos de la coyuntura nacional en los próximos años.
10. Se recomienda seguir con la intervención moderada del regulador como “árbitro” en el balance de beneficios de los consumidores y los inversionistas privados.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Equilibrium Clasificadora de Riesgo S.A., “Análisis del Sector Eléctrico Peruano”, Informe Sectorial – Lima, 2008.
- [2] Diego Petrecolla, Carlos romero, Aileen Agüero, “Análisis de monitoreo de las condiciones de competencia en el sector eléctrico de Perú”, Instituto de Estudios Peruanos-Lima, 2010.
- [3] Geoffrey Rothwell, Tomás Gómez, “Electricity Economics”, IEEE Power Engineering Society-Estados Unidos, 2003.
- [4] Energía y Sociedad, “El proceso de liberalización de los sectores energéticos”, Energía y Sociedad - España, 2001.
- [5] Mario Ibarburu, “Regulación en los mercados eléctricos competitivos”, Universidad de la República – Uruguay, 2001.
- [6] Carlos Eduardo Barría Quezada, “Inversiones bajo incertidumbre en generación eléctrica: Aplicación de opciones reales y modelos de precios”, Pontificia Universidad católica de Chile – Santiago de Chile, 2008.
- [7] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, “Memoria Anual 2011”, Lima – Perú 2012.
- [8] Matti Lehtonen, Anssi Seppiila, Veikko Kekkonen, Pekka Koponen, Goran Koreneff and Bettina Lemstrom, “Distribution energy management in the environment of de-regulated electricity market”, IEEE Catalogue No. 95TH8130 – Finlandia, 1995.
- [9] Michael J. Denton, Stephen J. Rassenti, Vernon L. Smith, “Spot Market Mechanism Design and Competitivity Issues in Electric Power”, University of Arizona – Tucson Arizona, 1998.
- [10] Ariztía Correa Rafael, “Estudio comparativo de las crisis eléctricas en Chile, California y Brasil”, Pontificia Universidad Católica de Chile – Santiago de Chile, 2002.
- [11] Harry Singh, “The California Electricity Market: An Assessment of the First Year of Operations (Panel on Evolution of Electricity Market Structures)”, PG&E Energy Services – California, 1999.
- [12] Dammert Alfredo, Raúl García, Fiorella Molinelli, “Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico”, Pontificia Universidad Católica del Peru – Lima, 2008.
- [13] Stephen J. Rassenti, Vernon L. Smith, Bart J. Wilson, “Structural Features that Contribute to Market Power in Electric Power Networks: Some Preliminary Results”,

University of Arizona – Estados Unidos, 2000.

- [14] Hugh Rudnick, “The Californian Model as the paradigm for second generation reforms in Latin-American”, Pontificia Universidad Católica de Chile – Santiago de Chile, 2001.
- [15] Vasquez, C.; Rivier, M.; Perez-Arriaga, I.J.P., “Production Cost Minimization versus Consumer Payment Minimization in Electricity Pools”, Universidad Pontificia Comillas – España, 2002.
- [16] Poonsaeng Visudhiphan, Marija D. Ilic, Mrdjan Mladjan, “On the Complexity of Market Power Assessment in the Electricity Spot Markets”, Massachusetts Institute of Technology – Estados Unidos, 2002.
- [17] Richard D. Tabors, Judith B. Cardell, “Ex Ante and Ex Post Designs for Electric Market Mitigation: Past and Present Experience and Lessons from California”, IEEE – Estados Unidos, 2002.
- [18] Dilcemar P. Mendes Edvaldo A. Santana Ivan M. T. Camargo Cynthia S. Andrade Hugo R. A. Nunes, “Modelling Issues of the Brazilian Market design”, MEEL the Brazilian Agency for Electricity Regulation – Brasil, 2003.
- [19] Revuelta Jose, “Herramientas para el análisis económico de la competencia en los mercados energéticos”, ARIAE – Madrid, 2007.
- [20] Geoffrey Rothwell, Tomás Gómez, “Electricity Economics: Regulation and deregulation”, IEEE Series on Power Engineering – Estados Unidos, 2000.
- [21] Dammert Alfredo, Molinelli Fiorella, Carbajal Max, “Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano”, OSINERGMIN – Peru, 2011.
- [22] Hunt Sally, “Making Competition Work in Electricity”, Wiley Finance - New York, 2002.
- [23] De la Cruz Ferrer Juan, “Bases para el diseño de los mercados eléctricos”, REDETI N° 26 – España, 2006
- [24] Fernández Pérez José, “Análisis y evaluación de mercados eléctricos liberalizados a escala internacional”, Universidad Pontificia Comillas – España, 2002.
- [25] Jiménez Rodrigo, “El Mercado eléctrico de California”, Pontificia Universidad Católica de Chile – Santiago de Chile, 2001.
- [26] Campodónico Sánchez, “Las reformas estructurales del Sector Eléctrico Peruano y las características de la Inversión”, Serie Reformas Económicas – Lima, 1999.
- [27] Dammert Alfredo, Gallardo José, García Raúl, “Reformas Estructurales en el Sector Eléctrico Peruano”, OSINERG – Lima, 2005.
- [28] Vázquez Carlos, Rivier Michel, Pérez Arriaga Ignacio, “Modelos de subastas para mercados eléctricos”, Anales de Mecánica y Electricidad – Madrid, 2001.