



Crisis de las reformas, poder de mercado y mitigación en el mercado eléctrico peruano

Jaime E. Luyo Kuong*

Resumen

En este ensayo se realiza una rápida revisión de las crisis de las reformas del sector eléctrico en Latinoamérica y en particular en el Perú; se identifican los principales factores de la misma y la ineficacia de la Ley de Generación Eficiente, así como los fuertes indicios de poder de mercado. Para el mercado eléctrico peruano –de producción hidroeléctrica predominante y liberalización completa del mercado spot– se presenta un modelo de equilibrio intertemporal Nash-Cournot resuelto como problema de complementaridad mixta, que permite hacer un diagnóstico de la existencia de poder de mercado y aplicar medidas esenciales para la adopción de políticas de regulación. También se propone medidas de transición a la competencia.

Palabras clave: poder de mercado, complementaridad mixta, mercado spot, equilibrio Nash-Cournot, *withholding*, contratos *forward*.

Introducción

A mediados de los ochenta, la mayoría de las empresas de electricidad en Latinoamérica eran de propiedad y administración estatal y funcionaban bajo el modelo de monopolio regulado con integración vertical¹. El problema de escasez de recursos financieros para la expansión de los sistemas eléctricos fue, entre otras razones, el factor desencadenante de las reformas en el sector eléctrico². Estas reformas se hicieron gradualmente en Chile entre 1982-1989; luego se aplicaron en Argentina y Perú en 1992; Bolivia y Colombia en 1994; Brasil en 1996; los países centroamericanos en 1997. En tanto que Venezuela, México y Ecuador han tomado iniciativas hacia la desregulación³.

El proceso de transición hacia la formación de un mercado eléctrico competitivo viene incorporando progresivamente tanto a países industrializados como a los en vía de desarrollo, y es atizado por la actual corriente económica liberal; que con matices distintos de cada país, ha tenido algunos resultados positivos durante la década de 1990 respecto a la productividad y mayor cobertura de electrificación.

Sin embargo, a fines de ese decenio y comienzos del actual, se produjeron sucesivas crisis de capacidad de suministro de energía en países de la región con procesos prolongados de reforma como Chile, Argentina, Colombia, Brasil y recientemente el Perú; así como el caso paradigmático de la crisis del 2000-2001 en California. Con excepción de Argentina, las características comunes de las crisis en estos países se han caracterizado por una producción eléctrica con predominancia de fuente hidráulica y la existencia de una industria oligopólica⁴.

Aprendiendo de las lecciones de las crisis experimentadas, después del año 2000 algunos países de la región iniciaron la llamada Segunda Reforma o Segunda Generación de reformas. Debido a la crisis, el gobierno de Brasil dispuso la revisión del proceso de reforma por una comisión de regulación y la reestructuración del Ministerio de Energía y Minas⁵; que trajo como consecuencia la adopción⁶ de un sistema de subastas públicas de contratos *forward* adecuado a su realidad para incentivar la inversión en la expansión del sistema eléctrico⁷. En marzo del 2005 Chile modificó la Ley Eléctrica al introducir el sistema de subastas

¹ Las actividades de generación, transporte, y distribución de electricidad, integradas en una sola empresa.

² Axelberg (2000).

³ Hammons *et al* (2007).

⁴ Joskow (2001) y Luyo (2006).

⁵ Hammon *et al* (2002).

⁶ A diferencia del mercado colombiano que ha adoptado el método de subastas diarias entre productores para determinar los precios en el mercado spot. Ver Stacchetti (1999).

⁷ Rudnick *et al* (2005).

que hizo posible la regulación por el mercado y no directamente por el ente regulador, medida que actualmente se haya en proceso de implementación⁸. Recientemente en el Perú se está siguiendo uno similar.

En el Perú, desde la década de 1970 la actividad empresarial en el sector eléctrico estuvo a cargo de empresas estatales monopólicas integradas verticalmente. Situación que cambió con la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844 (LCE), en noviembre de 1992, que dio partida a la reforma y desde julio de 1994 se intensificó un proceso de privatización de las empresas de generación, transporte y distribución⁹. El proceso de la crisis en el sector eléctrico peruano, iniciado en el 2004 y que dio origen a una segunda reforma en julio del 2006, aún continúa bajo la forma financiero-normativa-regulatoria, y se desarrolla en la sección II de este ensayo.

En la práctica, ningún mercado es perfectamente competitivo¹⁰ y los mismos funcionan más o menos en el intermedio de los extremos entre el monopolio y el mercado perfecto. Si un mercado tiene sólo unos cuantos productores, éstos actuarán

más como un oligopolio y, en cierta medida, podrían fijar el precio. Si un productor no es un tomador de precios y reconoce que reduciendo su producción o postergando inversiones puede elevar los precios, y hacerlo de tal manera que esto le produzca un beneficio, se dice que tiene poder de mercado (*market power*)¹¹. Respecto a las características distintivas de los mercados, en la literatura es común reconocer que la electricidad no es económicamente almacenable. Sin embargo, los recursos hídricos permiten el almacenamiento económico de la electricidad y el manejo estratégico por los generadores de la capacidad disponible en los reservorios, quienes pueden trasladar la producción a través del tiempo, aprovechando así para aumentar sus beneficios, con los mayores precios en los periodos de “demanda pico”, cuando sus competidores tienen restricciones de capacidad. Las empresas dominantes encuentran más rentable reducir su producción en horas de demanda pico y concentrar su producción hidrotérmica en horas fuera del pico (de menor demanda)¹². También se puede producir poder de mercado local cuando en el segmento de transporte de electricidad una línea principal está congestionada¹³ y se produce

⁸ Caravia y Saavedra (2005)

⁹ Para detalles de la reforma y su crisis remitirse a Luyo (2006)

¹⁰ Hogan (2001)

¹¹ “... when there are only a few agents on one side of a market, ...for these agents will often possess market power – the ability to alter profitably prices away from competitive level.” Mas-Colell (1995), p. 383. “There are two fundamental problems with deregulating electricity: complexity (of power system) and local market power.” Stoft (2002), p. 16.

¹² Bushnell (2003)

¹³ “Congestión: evento en el que una o más líneas de transporte han alcanzado su capacidad máxima”. Ver Hunt (2002).

una externalidad con la división del mercado, que da lugar a prácticas anticompetitivas que se reflejan en la diferencia de precios en las áreas unidas por esta línea¹⁴.

I. Diagnóstico de poder de mercado. El caso peruano

La integración de productores y consumidores en el mercado eléctrico peruano se realiza a través del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) que abastece al 96% de usuarios. El resto es atendido por pequeños sistemas eléctricos aislados. El SEIN se formó en octubre del 2000 al entrar en operación la línea de transmisión Mantaro-Socabaya que unió el Sistema Interconectado Centro-Norte con el Sistema Interconectado Sur. Ambos operaban independientemente y con la interconexión se cubrió casi la totalidad de poblados del territorio nacional. La producción de energía es predominantemente de fuente hidráulica y se localiza en la sierra central. En los últimos años, con el inicio de la explotación del yacimiento gasífero de Camisea en el sudeste del país, se ha incrementado la producción termoeléctrica.

En el 2005, según las estadísticas del COES, la capacidad efectiva¹⁵ de generación hidráulica fue de 2 784 MW y de generación térmica 1 686 MW.

La máxima demanda se produjo en diciembre: 3 305 MW y la producción total de energía eléctrica en el año fue de 23 031 GWh, de la cual el 74% tuvo origen hidráulico y el 26% térmico. La composición de la oferta está muy concentrada: el 77% de la potencia efectiva y el 80% de la producción están en poder de tres grupos importantes de generación, el Estado, Endesa y Duke Energy, y las dos primeras tienen el 78% de la capacidad de embalses hídricos del SEIN. (Ver tablas 3.1, 3.2 y 3.3 en Anexo B). El índice de concentración Hirschmann-Herfindahl (HHI) es de 2 700, de elevada concentración y alto potencial de poder de mercado¹⁶, y equivale al del año 2004¹⁷. Según Gallardo y Dávila (2003), el nivel del umbral de concentración recomendado para el caso peruano sería de 1800 HHI como límite superior.

Las empresas de generación suministran electricidad a las empresas de distribución, los grandes clientes libres¹⁸, y a otras empresas de generación. Las transacciones o transferencias entre generadores se realizan a un precio *spot*, con base en el denominado costo marginal de corto plazo horario, que es calculado por una entidad privada a cargo de la operación del SEIN, Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES)¹⁹.

¹⁴ Ver Bushnell (1999)

¹⁵ Capacidad actual de producción, en MW

¹⁶ Ver US Department of Justice (1997)

¹⁷ Ver Luyo (2006)

¹⁸ Consumidores con demandas mayores de 1 MW

¹⁹ Para mayor información ver Luyo (2006).

1.1 Modelo teórico

Durante el proceso de producción de electricidad los sistemas puramente térmicos, hidráulicos e hidrotérmicos (sin reservorios) pueden ejercer poder de mercado si reducen su producción para incrementar los precios. Pero cuando las centrales (plantas de generación) poseen recursos hidráulicos embalsados (reservorios), cuentan además con la capacidad de decidir el momento, dentro de un periodo de tiempo, del uso de los recursos hidráulicos para producir electricidad, lo que constituye una estrategia de programación dinámica de la producción eléctrica, que es más difícil de detectar por el regulador cuando se emplea para prácticas anticompetitivas.

Las empresas generadoras dominantes saben que con la reducción de la producción cuando la demanda es pico (periodo de mayor demanda) pueden incrementar significativamente los precios, y que resulta, por lo tanto, más rentable reducir la producción en horas pico y aumentarla en las horas fuera de pico cuando el mercado es aceptablemente competitivo. Los modelos de despacho de energía al mínimo costo no pueden capturar esta estrategia de las empresas con

presión de mercado, que eleva los precios, reduce la producción y asigna ineficientemente.

El modelo que presentamos a continuación considera las dos estrategias mencionadas y determina el equilibrio de un juego multiperiodo entre productores dominantes, dentro de un enfoque Cournot-Nash. Se formula un modelo *ex ante* de optimización asumiendo que existen productores Cournot que controlan la producción (generación) hidroeléctrica y termoeléctrica, y una franja competitiva de pequeños productores que actúan como tomadores de precios. La formulación se presenta en el anexo A .

Para el caso del mercado eléctrico peruano, considerando la localización, capacidad y tipo de generación de los grupos empresariales, y según los datos técnicos del COES y Osinergmin correspondientes al año 2005²⁰, se formula un modelo de base que está estructurado como un duopolio de Cournot y una franja competitiva. El grupo empresarial de generación, que denominaremos grupo Estado, será de producción puramente hidroeléctrica, estará constituido por las plantas de ElectroPerú y la llamaremos empresa 1. El grupo Endesa de producción hidrotérmica, empresa 2. El

²⁰ El grupo Estado estará conformado solo por ElectroPerú que tiene el 29,93% del mercado eléctrico y que suministra electricidad mayormente a la zona central de mayor demanda (Lima), su componente térmico es muy pequeño (0,53%) y está desconcentrado (en Tumbes y Ucayali) por lo que integra la franja competitiva. El grupo Duke localizado en el norte del país y de mucho menor tamaño (9% del mercado) que los otros dos grupos generadores, y que produce prácticamente para su propio mercado local, no tiene posibilidad de comportamiento estratégico, por lo que se considera dentro de la franja competitiva. El índice HHI resulta aproximadamente 1800.

resto de empresas integrarán la franja competitiva hidrotérmica, franja (V. Tablas 3.2 y 3.3). Consideraremos que cada uno de los tres productores tiene un reservorio que integra los reservorios individuales. Considerando el tamaño de los reservorios existentes, el horizonte temporal será mensual, de corto plazo, con periodos iguales en horas²¹. También se tomará en cuenta los flujos máximos y mínimos de agua y volúmenes disponibles en los embalses expresados en unidades de energía, por restricciones técnicas y por necesidades de irrigación.

1.2. Estimación de los parámetros del modelo

La función de demanda del mercado se considera linealizada y la oferta, tanto del productor dominante como de la franja competitiva, se ajusta linealmente hacia los niveles de mayor demanda. Los datos técnicos para la estimación de parámetros se han obtenido de publicaciones oficiales de COES-SINAC, Osinergmin y del Ministerio de Energía y Minas, como también de entrevistas con funcionarios y técnicos de estas instituciones. Por limitaciones de espacio, no se incluye el detalle del procedimiento.

1.3. Simulación

Para la simulación del equilibrio de mercado resultante se han considerado dos factores: que existe un mer-

cado competitivo y que las empresas del Estado (ElectroPerú) y Endesa se comportan como un duopolio a la Cournot. El primero sirve de referencia (*benchmark*) y ambos escenarios se simulan para el mes de máxima demanda anual en época de estiaje (noviembre) usando la información técnica correspondiente al mes de noviembre del 2005. Se simula también el efecto de la elasticidad-precio de la demanda en la intensidad del poder de mercado asumiendo $\varepsilon = -0,10, -0,15, -0,20$ y $-0,40$

1.4. Resultados

Al graficar los puntos de equilibrio-Nash para diferentes elasticidades-precios de la demanda en relación con los escenarios especificados a fin de simular el modelo Cournot-Nash.

- Las cantidades (producción total) son menores en la competencia a la Cournot que en el mercado competitivo, y se acerca a la diferencia mayor para los periodos de mayor demanda, y acercándose al nivel competitivo conforme se avanza hacia los periodos de menor demanda. (Ver Figura 1.1, Anexo A).
- Los precios son mayores en el duopolio con respecto a la condición competitiva y la diferencia es mayor en el periodo de punta ($t=1$), reduciéndose y llegando a acercarse al precio competitivo en el periodo

²¹ No se produce incertidumbre en la demanda y la hidrología, ni dependencia temporal de la dinámica de muy corto plazo de las plantas térmicas de la empresa 2.

de menor demanda ($t=6$). (V. Fig. 1.2).

- La producción hidráulica es mayor en los periodos de menor demanda con respecto a la condición de competencia, que en los periodos de mayor demanda, donde es menor esta producción hidráulica. (V. Fig. 1.3).
- La diferencia en la producción térmica de la empresa 2 se mantiene prácticamente constante luego de aplicarse el *withholding* en aumento conforme la demanda es menos elástica (V. Fig. 1.6).
- La elasticidad-precio de la demanda (ε) incide en la producción total que se reduce conforme ε es menor (en valor absoluto); mientras que, por el contrario, los precios suben más cuando la demanda es menos elástica. (Ver Figs. 1.1 y 1.2).
- Otro resultado interesante se observa para la producción en la competencia a la Cournot el valor marginal del agua para la empresa 1 se torna negativo cuando la demanda es más inelástica, los precios son más altos y baja el consumo de electricidad, lo que significa que debido a la estrategia intertemporal de esta empresa de producción puramente hidroeléctrica resulta de mayor beneficio verter el agua sobrante al río (o utilizarla para fines de riego) debido al *withholding* de la producción hidroeléctrica. (Ver Figs. 1.4 y 1.5). Además, el valor marginal del agua

aumenta o disminuye en función del incremento o disminución de la elasticidad de la demanda.

En términos generales, podemos concluir que el mercado eléctrico *spot* al por mayor en el Perú es duopólico, con fuerte poder de mercado, cuando se produce la liberalización total. Por lo que se recomienda incentivar mayor respuesta de la demanda (*responsiveness*) mediante políticas públicas que permitan una mayor y mejor información al usuario final sobre el comportamiento real de los precios de la electricidad, principalmente en los periodos de mayor demanda. Este trabajo permitirá al regulador tener una referencia científica para regular y fiscalizar las políticas anticompetitivas en el mercado eléctrico peruano.

II. Sobre la crisis en el sector eléctrico en el Perú

Presentamos un repaso del proceso de las reformas en la industria eléctrica en el Perú desde la Reforma de Primera Generación en 1992 hasta la Segunda Reforma en el 2006, urgida por la crisis del año 2004, que continúa bajo diferente forma y parece agravarse.

- La Ley de Concesiones Eléctricas de 1992 reestructuró nuestro sector eléctrico y separó la integración vertical del monopolio estatal empresarial en segmentos de generación, transmisión y distribución, para luego efectuarse el proceso de

privatización por separado; se creó el mercado regulado y el mercado libre; asimismo, se instituyó el organismo regulador (Osinerg, ahora Osinergmin) y el operador (COES) del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

- En el año 2004 se produjo en el Perú la primera crisis del nuevo modelo de mercado eléctrico, que tuvo antecedentes similares en Chile, Argentina, Brasil, Colombia, incluso en California (Estados Unidos). Los costos marginales se elevaron más de cinco veces en relación con los experimentados en años precedentes lo que trajo como consecuencia la renuencia de las empresas generadoras a renovar contratos con las distribuidoras que pagaban una tarifa regulada para atender el servicio público de electricidad, produciéndose el retiro físico de potencia y energía del SEIN por las distribuidoras sin contratos vigentes y una situación no contemplada en la normatividad vigente, que afectó la estabilidad del suministro seguridad del SEIN y la situación financiera de las generadoras, al romperse la cadena de pagos, lo que obligó al Gobierno a promulgar el Decreto de Urgencia N° 007-2004 para superar la crisis.
- En diciembre del 2004, una comisión especial creada por el Parlamento, que integró a representantes de Osinerg y la Dirección General de Electricidad, formuló, con el respaldo de consultores extranjeros, un proyecto de ley para la solución permanente de esta problemática en agosto del 2005 (“Libro Blanco”).
- El 23 de julio de 2006 se promulgó la Ley de Generación Eficiente (LGE), Ley N° 28832, que dio un plazo de seis meses para emitir los reglamentos de mercado de corto plazo y de subastas (licitaciones) que aún no se promulgan. El reglamento de transmisión se ha publicado recientemente el 17 de mayo del 2007.
- El 16 de diciembre del 2006 el Gobierno emitió el Decreto de Urgencia N° 035-2006, debido, nuevamente, a la crisis del mercado eléctrico, ya que se produjo el rompimiento de las cadenas de pagos. En este mismo mes se realizó súbitamente (y sin reglamento) una subasta de contratos de suministro del servicio público de electricidad. Meses después, una segunda subasta no tuvo postores, situación que se mantiene vigente.
- El lunes 2 de julio del 2007 el Ministro de Energía y Minas declaró que la necesidad de capacidad había aumentado de 200 MW a 500 MW anuales y que la demanda solo se cubriría hasta el 2008. El viceministro de Energía anunció en el XVII Congreso de Ingeniería Mecánica Eléctrica y Ramas Afines (CONIMERA), que en el gasoducto al sur se aplicará la garantía por la red principal que actualmente se carga en la tarifa eléctrica por el gasoducto Camisea-Lima.

- El 3 de enero del 2008 se promulgó la Ley N° 29179 sobre Retiros sin Contrato para el servicio público de electricidad, que estableció que las demandas de potencia y energía sin respaldo contractual serán asumidas por los generadores conforme al procedimiento establecido por Osinergmin (Res.N° 025-2008-OS/CD del 24 de enero del 2008). Los retiros de energía y potencia por los distribuidores que no tengan contratos de suministro se realizarán en las transferencias en el COES valorizadas a precios de barra del mercado regulado, es decir, en términos financiero-contables, y manteniéndose el “libre” retiro real (físico) de electricidad sin compromiso contractual. A los distribuidores que realicen retiros sin contrato y que no hayan realizado al menos tres convocatorias a licitaciones (subastas) se les aplicará penalidades.
- El 1 de febrero del 2008 el Capítulo de Ingeniería Eléctrica del Colegio de Ingenieros del Perú organizó una mesa redonda entre los representantes de Osinergmin, MEM, ElectroPerú, Luz del Sur y Enersur, con la notoria ausencia de Endesa. Entre las conclusiones se destaca que no se puede cumplir aún con la Ley de Generación Eficiente, ya que las últimas subastas se han declarado desiertas y no se tienen contratos para cubrir la demanda con anticipación de por lo menos cinco años, y aun con dificultades el 2008; los distribuidores señalan además que

la Ley N° 29179 no es viable, sobre todo en su cumplimiento respecto al requisito para las penalizaciones; el representante de ElectroPerú reportó la existencia de problemas de congestión en el SEIN que eleva los costos marginales, también destacó que existe un déficit de capacidad de generación “contratable” debido a que el 30% de la capacidad de generación termoeléctrica efectiva tiene costos variables sobre los 40 US \$/MWh coincidiendo con el representante de Luz del Sur que señaló que existen plantas de generación obsoletas y de combustible diesel, sin embargo el representante de Enersur lo justificó como reserva o emergencia (lo que realmente significa altos costos marginales y mayores beneficios para los generadores); el representante de Osinergmin explicó que las variaciones de los precios tope (*price cap*) de las subastas están fundamentadas técnicamente.

2.1 El objetivo de eficiencia económica no se refleja en la Ley de Generación Eficiente

Considerando que el Libro Blanco tiene como objetivos:

- Mantener los principios económicos que sirvieron de base al Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, para la determinación de los precios de generación, y profundizar las medidas para facilitar la competencia en el mercado mayorista.

- Corregir en la Ley de Concesiones Eléctricas, las deficiencias que fueron identificadas como barreras para el desarrollo de la competencia en el mercado de generación, e incorporar las medidas necesarias para fomentar dicha competencia;
- Reducir, en tanto sea posible, la intervención administrativa del regulador para la determinación de los precios de generación, prefiriendo soluciones de mercado cuando éstas sean posibles.
- Asegurar la suficiencia de generación que reduzca la exposición del sistema eléctrico peruano a los riesgos de precios excesivos y de racionamiento prolongado por falta de energía, con un mínimo de intervención.
- Lograr que las tarifas de generación reflejen las condiciones de un mercado competitivo, facilitando la instalación de nuevas plantas de generación que el sistema requiera, y procurando lograr el abastecimiento más eficiente y oportuno de la demanda.
- La falta de independencia del operador del sistema, que además es operador del mercado eléctrico de corto plazo (MCP), y su mayor concentración en las funciones de interés público, hecho que dificultará asegurar las condiciones de competencia en este mercado;
- Se incumple con la creación de un mercado eléctrico de corto plazo, pues se limita la participación de los distribuidores a sus usuarios libres y no se incorpora la franja de comercialización, que se mantiene monopolizada por las grandes empresas distribuidoras.

Para mayor precisión, resaltamos a continuación las incoherencias más notorias entre lo propuesto en el Libro Blanco y lo que dice finalmente la Ley de Generación Eléctrica:

El Libro Blanco dice:

“Solo basándose en la total independencia del Operador del Sistema, se le podrá otorgar funciones trascendentes ..., tales como la emisión de los Certificados de Capacidad y Energía, la Planificación de la Transmisión o la Administración del Mercado ...” (pág. 97 LB).

La Ley de Generación Eficiente dice:

Art. 16.2 “La Asamblea (del COES) está integrado por los agentes del SEIN, agrupados en cuatro subcomités; uno de generadores, uno de

Al revisar el contenido de la Ley de Generación Eficiente, se observa que el encargo hecho a la comisión que formuló el Libro Blanco, de promover un proyecto de ley para “asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica en el Perú”, ha sido desvirtuado en el Congreso de la República. Esto es evidente por dos aspectos fundamentales:

distribuidores, uno de transmisores y uno de usuarios libres”.

Art. 17.2 “El Directorio está integrado por cinco miembros, por un periodo de cinco años, cuatro en representación de cada uno de los subcomités establecidos en el numeral 16.2 ..., y uno por la Asamblea, quien lo presidirá”.

Art. 13. Funciones de interés público.

El COES tiene a su cargo las siguientes funciones de interés público:

- a) Elaborar la propuesta del Plan de Transmisión ...
- b) Elaborar los procedimientos de operación del SEIN y administración del mercado a corto plazo...
- c) Asegurar el acceso oportuno y adecuado a la información sobre operación del SEIN, planificación del sistema de transmisión y administración del mercado a corto plazo.
- d) Asegurar condiciones de competencia en el mercado a corto plazo

El Libro Blanco dice:

“Los Directores serán seleccionados y designados mediante concurso público de méritos privilegiando su experiencia profesional...” (p. 137).

La Ley de Generación Eficiente dice:

Art. 17.2 El Directorio está integrado por cinco miembros... en representación de cada uno de los subcomités... y uno designado por la Asamblea, quien lo presidirá.

Art. 19.1 (Reglamento de Transmisión del 17 de mayo del 2007)

Dentro del COES se nombra un Comité Asesor de Planificación de Transmisión integrado por un representante de los generadores, un representante de los distribuidores, dos representantes de los transmisores y un representante de los grandes usuarios libres participará en todas las etapas de elaboración o actualización del Plan...

El Libro Blanco dice:

“Pueden participar en el mercado de corto plazo los generadores, distribuidores, usuarios libres y todos aquellos agentes que cumplan con las condiciones establecidas en el Reglamento” (p.136).

“El Reglamento establece las condiciones y requisitos a que se encuentra sujeta la participación de los agentes en las operaciones del mercado a corto plazo” (p.136).

La Ley de Generación Eficiente dice:

Art. 11.1 Pueden participar en el mercado de corto plazo los generadores y distribuidores para atender a sus usuarios libres y los grandes usuarios libres, con las condiciones establecidas en el Reglamento.

2.2 Principal deficiencia del Libro Blanco

El “análisis y diagnóstico del problema” presentado en el Libro Blanco es superficial y especulativo; ya que debió sustentarse en el modelado y la simulación del comportamiento del mercado eléctrico peruano, como se puede observar, entre otros puntos, por lo siguiente:

Se reconoce la alta concentración en la oferta (80% en tres grupos de generación) y en la demanda (41% del total nacional en dos distribuidores en Lima) y, que no se puede “afirmar... que los generadores sean únicamente tomadores de precio y ninguno pueda ejercer poder de mercado” (pág. 34-35); sin embargo, se omite realizar el diagnóstico de poder de mercado y el efecto de las recomendaciones para una mayor desregulación del mercado eléctrico peruano.

Las medidas recomendadas en el Libro Blanco y recogidas por la Ley de Generación Eficiente señalan, por ejemplo, que en las licitaciones (*first price – sealed auction*) con precio tope (*price cap*) para adjudicar contratos, y que el precio de barra no podrá diferir en más del 10% del

promedio ponderado de los precios de las licitaciones. Sin embargo, dichas recomendaciones no tienen una sustentación sólida y limitan sus posibilidades de éxito en el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, lo cual, además, repercute en la suficiencia de capacidad de generación del SEIN al no existir precios confiables que incentiven las inversiones, lo que, en consecuencia, afecta la sostenibilidad del modelo del mercado eléctrico peruano.

III. Mitigación del poder de mercado

Considerando que en los mercados reales no existe competencia perfecta y que la gestión de una empresa tiene como objetivo maximizar la rentabilidad o beneficio del capital invertido por los accionistas, se ha modelado el mercado eléctrico peruano de corto plazo con generación hidrotérmica, de comportamiento oligopólico y con una demanda inelástica (elasticidad $e = -0,2$), que incluye el manejo intertemporal de los embalses hidráulicos. Se ha aplicado el enfoque Nash-Cournot para hallar los puntos de equilibrio en los diferentes niveles o periodos de demanda (1 = punta, 2 = fuera de punta, ... , 6 = baja).

Con base en el modelado y simulación realizados para el diagnóstico de poder de mercado del mercado eléctrico peruano (Luyo 2006a), se pudo conocer que éste se comporta

como un duopolio, una gran empresa hidroeléctrica (empresa 1) y otra de generación hidrotérmica (empresa 2), se han simulado dos medidas de mitigación de poder de mercado (Luyo 2007).

En la figura 1 del Anexo B se muestra el caso de aplicación de la medida de venta de activos (*divestment*), de las plantas de generación térmica de la empresa 2 y la empresa 1 como “tomadora de precios” (caso Cournot – Gran Franja Hidro); y el caso en que solo la empresa 1 se comporta competitivamente (caso Monopolio. Situación actual si se desregula completamente el mercado eléctrico). Los casos que sirven como referencias (*benchmarks*) son los de competencia a la Cournot y el de Competencia Perfecta (PC).

Podemos observar que la medida de venta de las plantas de generación térmica de la empresa 2 es la mejor alternativa de mitigación de poder mercado.

En la figura 2 del Anexo B se presenta la aplicación de la medida de contratos *forward* (según lo recomendado por el Libro Blanco, demanda del servicio público el ciento por ciento contratado, p. 87).

Se puede analizar cuantitativamente el efecto del nivel (en porcentaje) de contratos en la mitigación del poder de mercado.

Conclusiones y propuestas de medidas de transición a la competencia

Después de la breve revisión de la actual problemática del mercado eléctrico peruano, en términos generales concluimos que:

- Los objetivos propuestos en la Ley N° 28832 para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, difícilmente se alcanzarían por la sustentación insuficiente del Libro Blanco, que ha obviado estudiar la estructura y concentración de la propiedad en el mercado eléctrico peruano; condición previa y determinante para recomendar las medidas que hagan viable la competencia y la mayor desregulación del mercado. Esto ha hecho posible que en el Parlamento se refuerce la concentración en el lado de la demanda al incorporar los grandes usuarios libres, y al nivel de la oferta, se mantiene la estructura oligopólica con desventaja para la empresa estatal bajo controles y restricciones burocráticas; y al nivel institucional se disminuye algo la ingerencia del regulador mientras se robustece la concentración en el gobierno del operador del sistema (y del mercado) y además se amplía sus funciones.
- La estructura del mercado eléctrico peruano vigente requiere reformas regulatorias que hagan viable la

eficiencia económica en él a través de una mayor competencia entre todos los agentes, lo que permitirá además evitar un ambiente que incentive una colusión tácita en el segmento de generación, o entre éste y el de distribución que trasladada directamente sus costos a los usuarios finales.

Finalmente, recomendamos:

- Estimar técnicamente el nivel de poder de mercado existente en el mercado eléctrico peruano, antes de adoptar medidas para “Asegurar la suficiencia de generación eficiente ; asegurando al consumidor final una tarifa eléctrica más competitiva” (Art. 2º, Ley de Generación Eficiente).
- Eliminar las barreras a la participación de la demanda (*responsiveness*) en el mercado de competencia perfecta y en la operación del sistema, introduciendo el segmento de comercialización que actualmente está monopolizado por los distribuidores. Actualmente las distribuidoras trasladan directamente sus costos a los usuarios finales. Ver Fig. 3, Anexo B.
- Que la empresa ElectroPerú pueda tener producción termoeléctrica, lo que hará posible la competencia en el mercado eléctrico peruano.
- Eliminar la garantía “transitoria” por la red principal (Gas Camisea), por ser un recargo antitécnico en la tarifa al consumidor final y un subsidio cruzado a otros sectores (industrial y comercial).
- Considerar, dada la actual gobernanza (según LGE) del COES, la conveniencia de instituir (a similitud de otros países) un Comité de Monitoreo y Vigilancia del mercado eléctrico, con autonomía e independencia de los agentes y grupos de interés, e integrado por expertos reconocidos.
- Reglamentar la relación del COES con el operador gasista.
- Estudiar medidas alternativas para mitigar el poder de mercado y propiciar la competencia en el mercado de generación como contratos virtuales, *divestment virtual*, análisis de rentabilidad para identificar la competitividad del mercado, o regulación por estímulos (*incentive regulation*).

ANEXO A

Empresa 1

$$Max_{q_{1t}^H} \sum_t^P p_t(Q_t) \cdot q_{1t}^H \quad (3.1)$$

$$s.a. \quad q_{1min}^H \leq q_{1t}^H \leq q_{1max}^H \quad \forall t, t = 1, \dots, P \quad (3.2)$$

P = número de periodos

$$q_{1t}^H > 0 \quad \forall t$$

$$\sum_t^P q_{1t}^H = \bar{q}_1^H \quad (3.3)$$

$$q_{1t} = q_{1t}^H$$

el Langrangiano para la empresa 1

$$L = \sum_t P_t(Q_t) \cdot q_{1t}^H - \sum_t [\gamma_{1t} (q_{1min}^H - q_{1t}^H) + \delta_{1t} (q_{1t}^H - q_{1max}^H)] - \sigma_1 (\sum_t q_{1t}^H - \bar{q}_1^H) \quad (3.4)$$

Aplicando las condiciones de Karush-Kuhn-Tucker (KKT)

$$\frac{\partial L}{\partial q_{1t}^H} = P_t(Q_t) + \frac{\partial P_t}{\partial Q_t} \cdot q_{1t}^H + \gamma_{1t} - \delta_{1t} - \sigma_1 = 0 \quad \forall t \quad (3.5)$$

Empresa 2

$$Max_{q_{2t}, q_{2t}^T} \sum_t^P p_t(Q_t) \cdot q_{2t} - C_2(q_{2t}^T) \quad (3.6)$$

$$s.t. \quad q_{2min}^H \leq q_{2t}^H \leq q_{2max}^H \quad \forall t, t = 1, \dots, P \quad (3.7)$$

$$q_{2t}^T \leq q_{2\max}^T \quad \forall t \quad (3.8)$$

$$q_{2t}^H, q_{2t} \geq 0 \quad \forall t$$

$$\sum_t^P q_{2t}^H = \bar{q}_2^H \quad (3.9)$$

Q_t , producción total en el mercado en el periodo t, y $q_{2t} = q_{2t}^T + q_{2t}^H$

el Langrangiano para la empresa 2.

$$L = \sum_t P_t(Q_t) \cdot q_{2t} - C_2(q_{2t}^T) - \sum [\psi_{2t}(q_{2t}^T - q_{2,\max}^T) + \gamma_{2t}(q_{2,\min}^H - q_{2t}^H) + \delta_{2t}(q_{2t}^H - q_{2,\max}^H)] - \sigma_2(\sum q_{2t}^H - q_2^H) \quad (3.10)$$

Aplicando las condiciones KKT:

$$\frac{\partial L}{\partial q_{2t}^T} = P_t(Q_t) + \frac{\partial P_t}{\partial Q_t} \cdot q_{2t} - c_2(q_{2t}^T) - \psi_{2t} = 0 \quad \forall t \quad (3.11)$$

$$\frac{\partial L}{\partial q_{2t}^H} = P_t(Q_t) + \frac{\partial P_t}{\partial Q_t} \cdot q_{2t} + \gamma_{2t} - \delta_{2t} - \sigma_2 = 0 \quad \forall t \quad (3.12)$$

Franja competitiva

Para la producción de la franja competitiva de los pequeños generadores, aplicando el mismo método resulta que las condiciones de equilibrio, para la producción térmica multiperiodo resultan:

$$\frac{\partial L}{\partial q_{ft}^T} = P_t(Q_t) - c_f(q_{ft}^T) - \psi_{ft} = 0 \quad \forall t \quad (3.13)$$

y para la producción hidráulica:

$$P_t(Q_t) + \gamma_{ft} - \delta_{ft} - \sigma_f = 0 \quad \forall t \quad (3.14)$$

además, las restricciones de complementariedad:

$$\begin{aligned}
 q_{2\max}^T - q_{2t}^T &\geq 0, & \psi_{2t} (q_{2t}^T - q_{2\max}^T) &= 0 & \forall t \\
 q_{f,\max}^T - q_{ft}^T &\geq 0, & \psi_{ft} (q_{ft}^T - q_{f,\max}^T) &= 0 & \forall t \\
 q_{it}^H - q_{i,\min}^H &\geq 0, & \gamma_{it} (q_{i,\min}^H - q_{it}^H) &= 0 & i = 1, 2, f & \forall t \\
 q_{i,\max}^H - q_{it}^H &\geq 0, & \delta_{it} (q_{it}^H - q_{i,\max}^H) &= 0 & i = 1, 2, f & \forall t \\
 \bar{q}_i^H - \sum_t q_{it}^H &\geq 0, & \sigma_i (\sum_t q_{it}^H - \bar{q}_i^H) &= 0 & i = 1, 2, f & \forall t \\
 q_{2t}^T, q_{it}^H, \psi_{2t}, \gamma_{it}, \delta_{it}, \sigma_i &\geq 0
 \end{aligned} \tag{3.15}$$

donde:

$P_t(Q_t)$ = función inversa de demanda en el periodo t.

$Q_t = \sum_{i=1}^2 q_{it} + q_{ft} + q_{MRt}$ = producción total de las empresas 1 y 2 y la franja competitiva, en el periodo t.

q_{MRt} = producción hidroeléctrica de las empresas sin embalses (centrales de pasada), en el periodo t. En el caso peruano se presenta también este tipo de generación.

q_{it}^H = producción hidroeléctrica de la empresa i, en el periodo t.

q_{2t}^T = producción termoeléctrica de la empresa 2, en el periodo t.

q_{ft}^T = producción termoeléctrica de la franja competitiva, en el periodo t.

$C_2(q_{2t}^T)$ = función de los costos totales de las plantas térmicas de la empresa 2, en el periodo t.

$C_f(q_{ft}^T)$ = función de los costos totales de las plantas térmicas de la franja competitiva, en el periodo t.

$q_{i\max}^H$ = máxima producción hidroeléctrica de la empresa i, en el periodo t.

$q_{i\min}^H$ = mínima producción hidroeléctrica de la empresa i, en el periodo t.

$q_{2\max}^T$ = máxima producción termoeléctrica de la empresa 2, en el periodo t.

q_i^H = máximo recurso hidroeléctrico disponible de la empresa i durante todo el periodo de estudio.

$C_2(q_{2t}^T)$ = costos marginales de la empresa 2, en el periodo t .

$C_f(q_{ft}^T)$ = costos marginales de la franja competitiva, en el periodo t .

σ_i = beneficio adicional de la empresa si una unidad adicional de agua se usara para la generación, que se mantiene constante durante todo el tiempo debido al horizonte temporal de corto plazo²². Es el *valor marginal del agua*.

σ_f = valor marginal del agua de la franja competitiva.

$\psi_{2t}, \psi_{ft}, \gamma_{it}, \delta_{it}$ = multiplicadores de Lagrange para la máxima capacidad térmica, mínima capacidad hidráulica, máxima capacidad hidráulica, todos deben ser positivos. Son los precios sombra; los costos de producir una unidad adicional cuando se alcanzan los límites de producción térmica e hidráulica.

t = periodos de tiempo de igual extensión ($t = 1, \dots, 6$) en horas, dentro de un horizonte de planificación de un mes.

El conjunto de ecuaciones de equilibrio obtenido, se adaptan a la solución por el método del Problema Complementario mixto (MCP).

Reordenando las expresiones (3.5), (3.11) y (3.12)

$$IM_{1t} = P_t(Q_t) + \frac{\partial P_t}{\partial Q_t} \cdot q_{1t}^H = \sigma_1 - \gamma_{1t} + \delta_{1t} \quad \forall t \quad (3.5^a)$$

$$IM_{2t} = P_t(Q_t) + \frac{\partial P_t}{\partial Q_t} \cdot q_{2t} = c_2(q_{2t}^T) + \psi_{2t} \quad \forall t \quad (3.11^a)$$

$$IM_{2t} = P_t(Q_t) + \frac{\partial P_t}{\partial Q_t} \cdot q_{2t} = \sigma_2 - \gamma_{2t} + \delta_{2t} \quad \forall t \quad (3.12^a)$$

²² Bushnell (2003).

Se observa que, la empresa 1 programa su producción de modo que su ingreso marginal (IM_{1t}) iguale al costo marginal del agua (ajustado por los precios sombra) en cada periodo. Este productor hidroeléctrico podrá ejercer poder de mercado trasladando la producción de periodos cuando la demanda es menos elástica a periodos cuando es más elástica respecto al precio; es decir, de horas de “demanda pico” a horas “fuera de pico”²³. La empresa 2 distribuye el agua en el tiempo, de modo de igualar el costo marginal del agua (ajustado por los precios sombra) con el coste de producir una unidad adicional de energía de la planta térmica marginal (más cara o menos eficiente); es decir, el uso de una unidad adicional del agua incrementará los beneficios en el costo de producción ahorrado.

Cuando las restricciones máxima y mínima de producción hidroeléctrica y térmica no son alcanzadas, tanto el costo marginal y el ingreso marginal es constante e igual al valor marginal del agua durante todo el tiempo; y en el caso de la empresa 2, ésta tratará de asignar sus recursos de agua de modo de igualar su costo marginal (cuando $\psi_{2t} = 0$) al valor marginal del agua que se mantiene constante todo el tiempo.

Para la franja competitiva, donde por definición se asume que $\frac{\partial p_t}{\partial Q_t} = 0$, las relaciones (3.13) y (3.14) se pueden representar de modo equivalente:

$$P_t = c_f(q_{ft}^T) - \psi_{ft} \quad \forall t \quad (3.13^a)$$

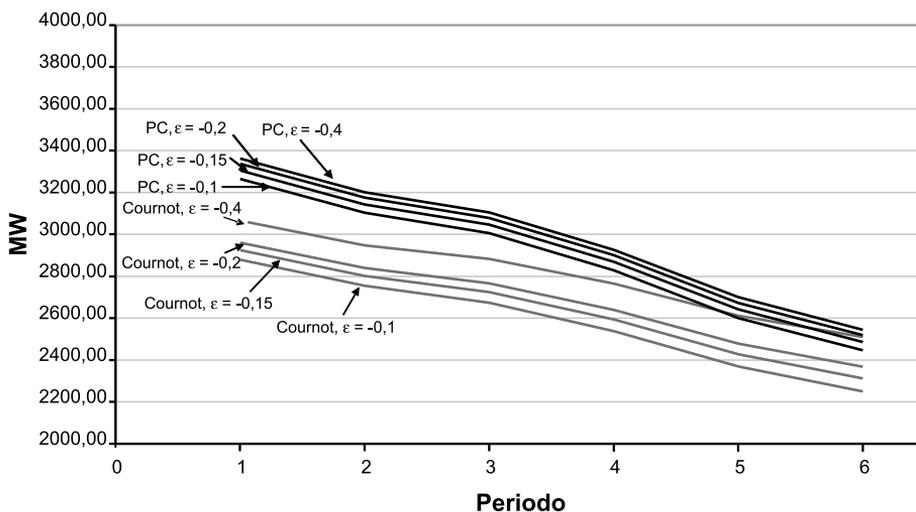
$$P_t = \sigma_f(\gamma_{ft}) - \delta_{ft} \quad \forall t \quad (3.14^a)$$

como las empresas se comportan como tomadoras de precios, y no tienen poder de mercado; la franja opera sus plantas térmicas de modo que su costo marginal (ajustado) iguale al precio de mercado; similarmente fija su producción hidroeléctrica hasta que el costo marginal (ajustado) del agua sea igual al precio del mercado.

En los periodos en que no se alcanzan las restricciones, se obtiene un resultado interesante: el precio de mercado es igual al valor marginal del agua de la franja competitiva (σ_f); ésta condición se podría mantener para todos los periodos dependiendo del nivel de los flujos de agua. Esto contribuye a atenuar el poder de mercado.

²³ Ver Bushnell (1998)

**Figura 1.1. Producción total
(Noviembre 2005)**



**Figura 1.2. Precios
(Noviembre 2005)**

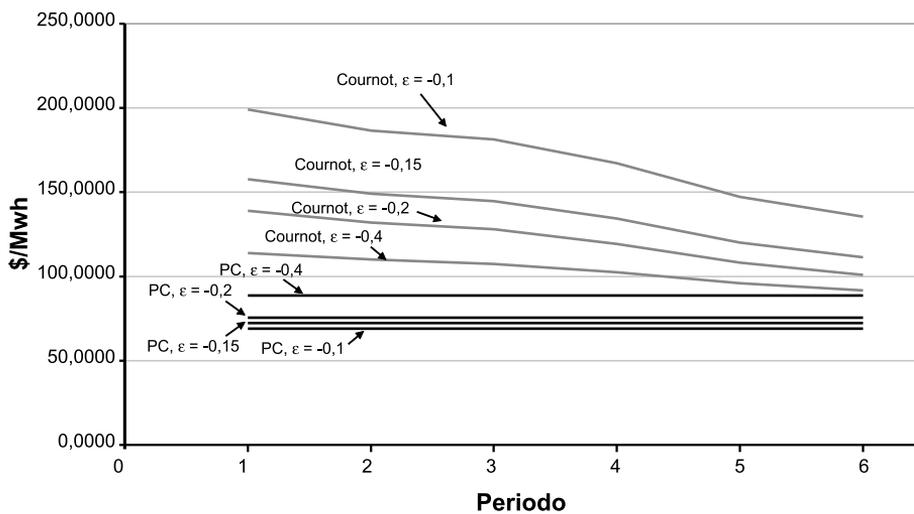


Figura 1.3. Producción hidráulica total. Competencia Cournot (Noviembre 2005)

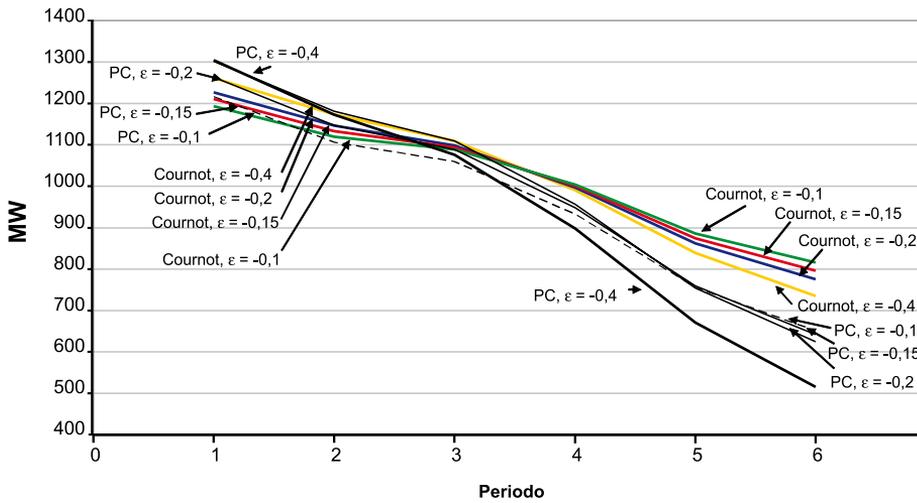


Figura 1.4. Producción hidráulica de la Empresa 1. Competencia Cournot (Noviembre 2005)

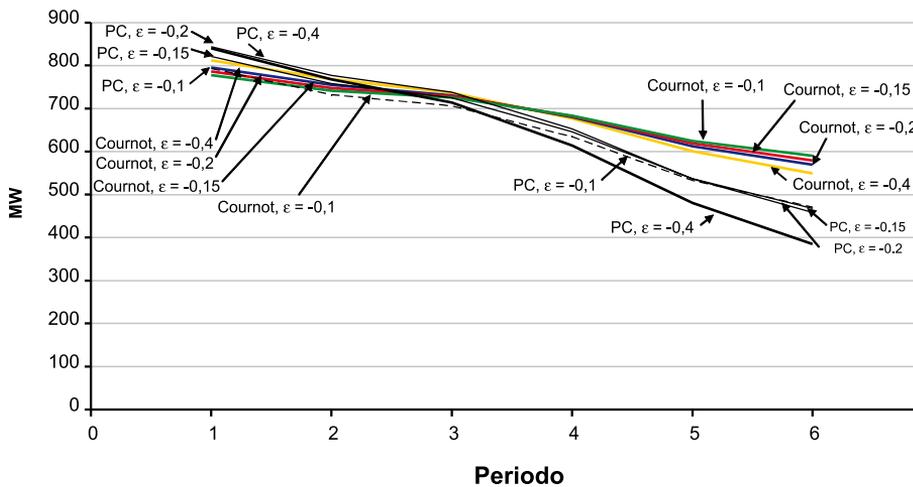


Figura 1.5. Producción hidráulica de la Empresa 2. Competencia Cournot (Noviembre 2005)

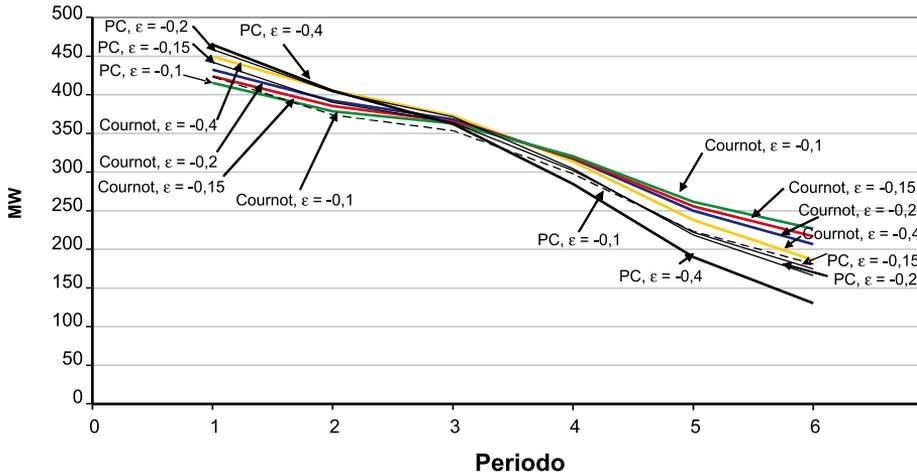
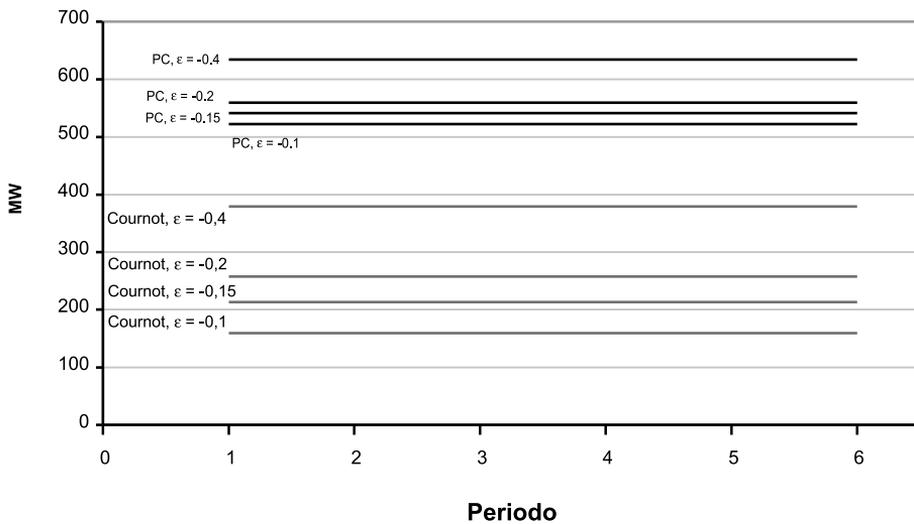


Figura 1.6. Producción térmica Empresa 2. Competencia Cournot (Noviembre 2005)



ANEXO B

Figura 1.
Mitigación del PM - Divestment (Precios Noviembre 2005)

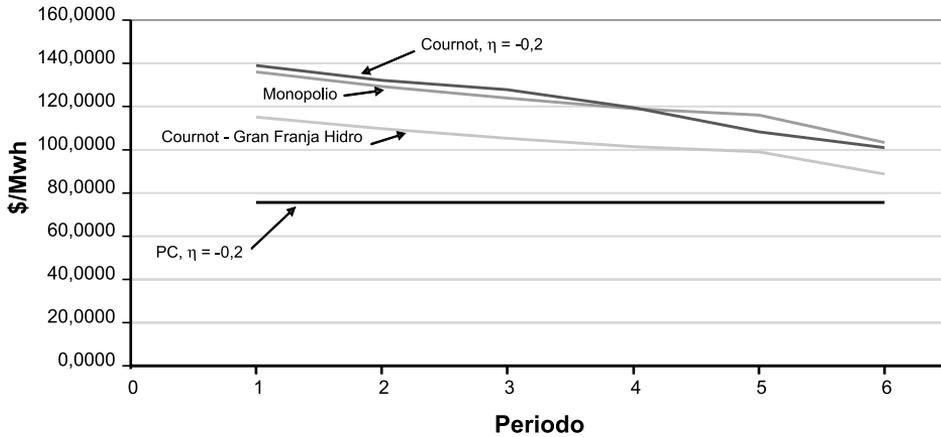


Figura 2.
Mitigación del PM - Contratos (Precios Noviembre 2005)

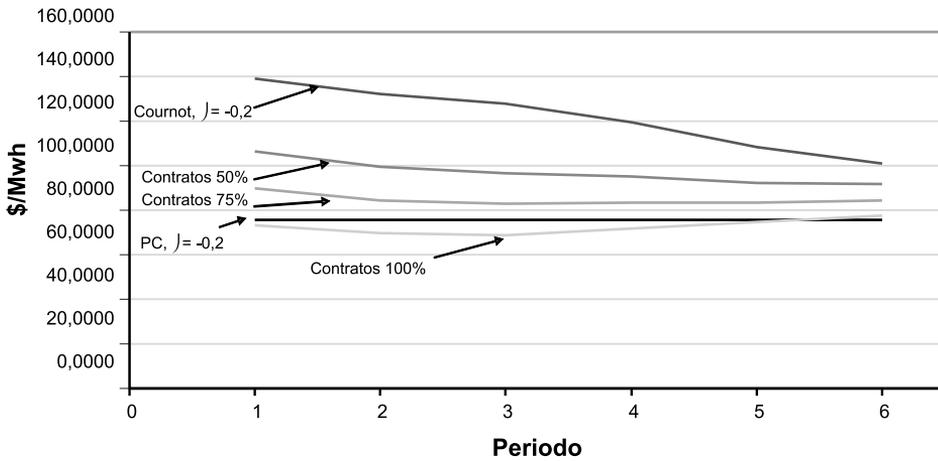
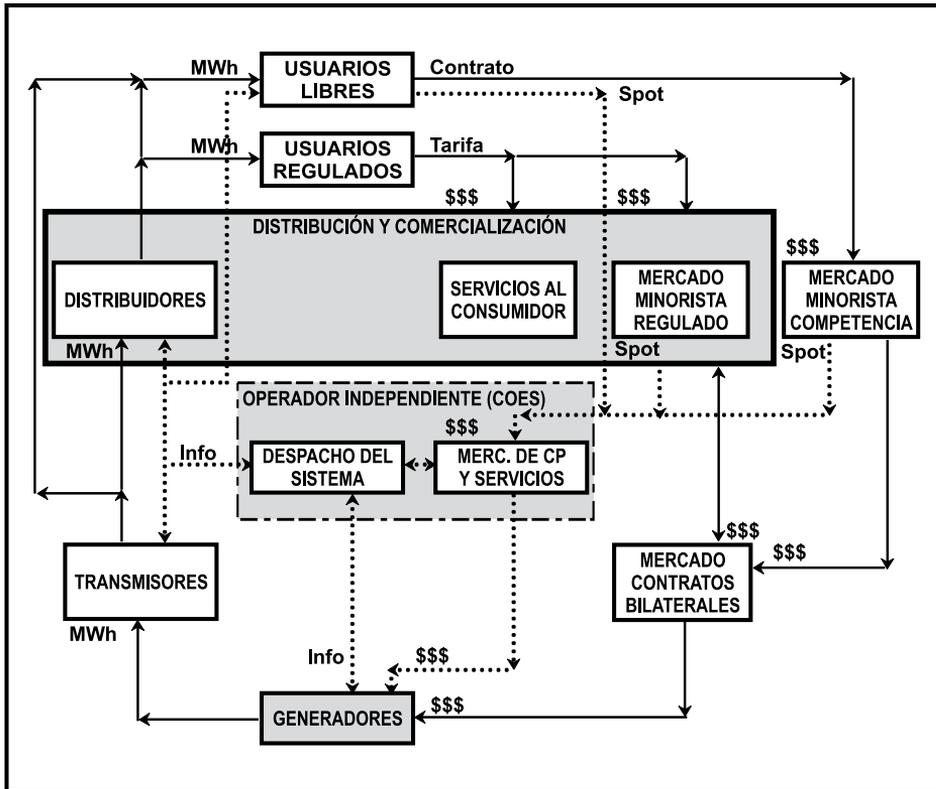


Figura 3.
Mercado eléctrico peruano (propuesta)



Bibliografía

AXELBERG, Pool. (2000). "Experiences from the Deregulated Electricity Markets in South America", NORDAC.

BUSHNELL, J. "Water and Power: Hydroelectric Resources in the Era of Deregulation in the Western US", POWER Conference on Electricity Restructuring, University of California Energy Institute, Berkeley, 1998. Revised Version on October 2000, published in Operations Research, Jan-Feb 2003.

_____ "Transmission Rights and Market Power", Program on Workable Energy Regulation, University of California Energy Institute, UCEI, April 1999.

CARAVIA y SAAVEDRA, “Subastando Energía para Clientes Regulados: Un análisis de Equilibrio”, Fiscalía Nacional Económica de Chile, Universidad Alberto Hurtado, agosto, 2005.

GALLARDO, José y Santiago DÁVILA. (2003). “Concentraciones horizontales en la actividad de generación eléctrica: el caso peruano”, En: Oficio de Estadísticas Económicas, Doc. Trabajo N° 2, OSINERG, febrero.

HOGAN, W. , “Electricity Market Power Mitigation”, Massachusetts Roundtable, XEnergy Executive Forum, John F. Kennedy School of Government, Harvard University, Newton MA, USA, may 2001.

HUNT, Sally. (2002). *Making Competition Work in Electricity*, John Wiley & Sons,

HAMMONS, Thomas J.; RUDNICK, Hugh; BARROSO, Luiz Augusto. (2002). “Latin America: Deregulation in Hydro-Dominated Market”, MBR, September.

JOSKOW,Paul, “California Electricity Crisis”, NBER, Working Paper 8442, Department of Economics Professor, MIT, August 2001.

LUYO, J.E. (2006). “Reforma del Sector Eléctrico en Perú: La Crisis del 2004 y Cambios Necesarios”, en Revista de la Facultad de Ciencias Económicas, UNMSM, edición septiembre/octubre.

————— “Competencia, seguridad y sostenibilidad en el mercado eléctrico peruano”, XVII CONIMERA, Colegio de Ingenieros del Perú, Lima, 02 – 06 de Julio 2007

————— “Crisis del sector eléctrico en Perú: liberalización y poder de Mercado”, Internacional, Conference On Mathematics, Instituto de Matemática y Ciencias Afines, IMCA – UNI, Lima dic. 2006a.

RUDNICK, Hugh; BARROSO, Luiz Augusto; SKERK, Carlos; BLANCO, Adrian “South America Reform Lessons: Twenty Years of Restructuring and Reform in Argentina, Brazil, and Chile”, IEEE Power & Energy Magazine, July, August 2005.

STOFT, Steven (2002). “Power System Economics”, Wiley-Interscience.

_____ “The Effect of the Transmission Grid on Market Power”, paper # LBNL-40479, E:O: Lawrence Berkeley National Laboratory, U. California, Berkeley, May 1997.

U.S. DEPARTMENT OF JUSTICE & FEDERAL TRADE COMMISSION (1997). “Horizontal Merger Guidelines”, Washington D.C.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY (2000). “Horizontal Market Power in Restructured Electricity Markets”, Office of Economic, Electricity and Natural Gas Analysis, Office of Policy, Washington.

* Graduado con “Distinción Unánime” UNI. Doctorando en Economía UNMSM. Master of Science in Systems and Control, USA. Postgrado en Energy Systems Design for Sustainable Development, ICTP, Italy; en Control Systems en Duke University, USA. Ex Jefe de la Oficina Central de Planificación, Director de Sección de Postgrado y Director de Escuela UNI. Past Decano y Jefe de Departamento Académico, UNMSM.