

¿MAYOR COMPETENCIA EN EL SECTOR ELÉCTRICO PERUANO?

Elías Sánchez Zegarra*

En el Perú, la discusión para incorporar mayor competencia en generación eléctrica se centra en la introducción de un mercado de corto plazo (Day Ahead Market) con instrumentos financieros para el manejo de riesgos, además de abrir la posibilidad que progresivamente los pequeños consumidores accedan a los mercados libres de electricidad. Todo esto a fin de mejorar los precios marginales dirigidos a los consumidores finales (mayor beneficio social) e introducir mecanismos de competencia en el sector generación; sin embargo, estas medidas también pueden generar incentivos a comportamientos colusivos de las empresas (en el Perú existe alta concentración en generación eléctrica y claras muestras de ejercicio de poder de mercado). Este artículo destaca que se deben analizar adecuadamente estas propuestas y que los métodos utilizados no son los apropiados, ya que no permiten detectar escenarios en los que acciones concertadas (por “amenazas o promesas”) que afectan las decisiones de inversión, así como de entrada y salida de las empresas, pueden llevar a resultados no deseados. En los tres primeros puntos de este artículo se aborda este planteamiento, en el cuarto y quinto puntos se someten a discusión algunas ideas para una evaluación lógica con un enfoque técnico desde la economía.

“The work I have set before me is this... how to get rid of the evils of competition while retaining its advantages”.

Alfred Marshall.

Revista de Economía y Derecho, vol. 11, nro. 41 (verano de 2014). Copyright © Sociedad de Economía y Derecho UPC. Todos los derechos reservados.

* Economista de la Universidad Nacional Mayor de San Marcos con grado de máster en Management por la Universidad Burdeos IV, Francia y profesor a Tiempo Completo en la UPC, con veinte años de experiencia en sectores extractivos (minería, energía y pesquería).

1. Reformas iniciales para una industria eléctrica competitiva en el Perú

En la década de 1980 numerosos países implementaron reformas destinadas a incorporar o incrementar la competencia en el sector eléctrico mediante la creación de mercados mayoristas, mayores incentivos en capacidad de generación, búsqueda de competencia minorista con capacidad de elección del consumidor, etcétera. Según Joskow¹, el principal objetivo de estas reformas fue la creación de mecanismos que proporcionen beneficios a largo plazo a los consumidores, dado que la estructura de integración vertical existente presentaba problemas de desempeño. A pesar que en los países desarrollados la integración vertical mostró mejores resultados, en estos también se decidió someter a reestructuración dicho sector por altas ineficiencias (elevados costos operativos, sobrecostos en la construcción de nuevas instalaciones, programas onerosos impulsados por presiones políticas y altos precios de venta).

En sus inicios, la industria eléctrica fue monopólica e integrada verticalmente (privado o estatal); sin embargo, los avances tecnológicos (sistemas de información que facilitan la coordinación) y económicos (reducción de especificidad de centrales respecto a un solo combustible, identificación del rápido agotamiento de las economías a escala en generación) redujeron los costos de una industria descentralizada haciendo más rentable introducir competencia (Williamson 1975; Joskow y Schmalensee 1983) sugirieron un proceso gradual de introducción de mecanismos de competencia, a fin de una correcta administración de riesgos (sobre los costos o beneficios), y recomendaron que en los inicios de reforma se enfatice la competencia en el mercado mayorista, implementando relaciones contractuales factibles en cada segmento de la industria (reformas horizontales), como entre los distintos segmentos (reformas verticales)².

En el Perú se inicia la reforma del sector cuando resultaba improbable garantizar suministros e infraestructura eléctrica para el desarrollo económico del país. En este escenario se promulgó la Ley 25844 (Ley de Concesiones Eléctricas, 1992), la cual determinó la separación de los segmentos integrados verticalmente (generación, operación del sistema, transmisión, distribución y comercialización)³; la participación privada en el sector; la posibilidad de que los usuarios de alta

demanda negocien directamente con los suministradores (empresas generadoras y distribuidoras); la búsqueda de competencia en generación a nivel mayorista; y, regulación de la transmisión, la distribución y consumidores pequeños. Implementar mecanismos de competencia en el mercado mayorista incorporó riesgos de pérdida de eficiencia por alta concentración de la capacidad y/o de potencial ejercicio de poder de mercado.

La potencial alta concentración en la capacidad de generación eléctrica (por mercado pequeño y limitaciones físicas) llevó a organizar la industria, abriendo la competencia solamente para demandas a nivel mayorista y estableciendo regulación de precios para demandas a nivel minorista (por la alta volatilidad del consumo y baja sensibilidad de la demanda a la variación de precios). Lo cual hizo necesaria la presencia de un operador del sistema encargado de la solución de los diversos problemas económicos que generan tanto las imperfecciones del mercado como las restricciones físicas del sistema (el necesario equilibrio físico a tiempo real y la dificultad de detectar la compraventa individual determinaron que los contratos libres sean solo de naturaleza financiera sin garantía de suministro, el mismo bajo responsabilidad del operador del sistema).

Asimismo, para minimizar el riesgo de mayor concentración de mercado, en la Ley 26876 (Ley Antimonopolio y Oligopolio en el Sector Eléctrico, 1997) se estableció que las fusiones horizontales que impliquen más del 15 por ciento de los ingresos y las fusiones verticales con al menos una empresa que exceda el 5 por ciento de ingresos necesariamente deberán ser evaluados y aprobados por el Indecopi. Para minimizar los riesgos de ejercicio de poder de mercado se plasmó un esquema de precios tope y la separación de las tarifas de generación, transmisión y distribución para las transacciones en el mercado libre eléctrico (Decreto Supremo 017-2000-EM⁴, 2000). Así, se buscaba garantizar mayor competencia en el mercado mayorista de generación de electricidad (con reglas de control de fusiones para minimizar concentración y de control de conductas anticompetitivas para minimizar ejercicios de poder de mercado).

El establecimiento de tales controles en forma conjunta resultó apropiado, dado que la sola detección y la sanción de conductas anticompetitivas por el regulador son limitadas en mercados muy concentrados con información asimétrica y fragilidad institucional (como en el caso peruano)⁵. Por otro lado, como se mencionó, el diseño

también establecía mecanismos de regulación para el mercado minorista porque en estos resultaba muy probable el ejercicio de poder de mercado por la alta concentración en generación eléctrica. Asimismo, se implementó la regulación en transmisión y distribución de electricidad por constituir monopolios naturales debido a la subaditividad de costos que presentan estas actividades. También se eliminó la exclusividad de la participación estatal⁶ en el sector eléctrico, permitiendo la inversión privada y la posibilidad de competencia en generación y comercialización.

La necesidad del operador del sistema se dio porque las leyes físicas generan consecuencias económicas. La demanda de energía debe ser satisfecha a tiempo real (el costo de almacenamiento de energía⁷ es muy alto, el mercado eléctrico siempre debe estar en equilibrio), por lo que si una empresa no puede cubrir su demanda, estará obligada a adquirir la energía faltante en el mercado *spot* al costo marginal vigente (generalmente en un contexto de alta volatilidad del consumo a lo largo del día con concentración del mismo a determinadas horas y un patrón estacional a nivel diario, semanal y mensual). La demanda de potencia es otra razón. El operador debe garantizar que el sistema cumpla las condiciones para satisfacer la máxima demanda de potencia⁸ (el sistema debe tener una capacidad con cierto margen de reserva para emergencias, lo que implica la consecuente subutilización en horas de bajo consumo).

Estos requisitos de equilibrio de mercado y capacidad de abastecimiento pleno de la demanda deben ser realizados por el operador, dadas las limitaciones técnicas de las generadoras para medir directamente el consumo individual a tiempo real de los demandantes (una vez que inyectan la energía a la red de transmisión no es posible distinguir su origen ni su destino por bloque horario); asimismo, no le es factible al generador guiar el flujo de energía hacia consumidores conectados a la red en tiempo real (función que cumple el operador del sistema). Se espera que con la implementación de las redes eléctricas inteligentes (*smart grid*) se eliminen estas dificultades, lamentablemente el horizonte temporal de dicha aplicación es muy amplio (en España se prevé que en el 2025 se iniciará con la implementación de este sistema de redes inteligentes).

El operador del sistema en el Perú es el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), “conformado por todos los agentes del SEIN (generadores, transmisores, distribui-

dores y usuarios libres)... Tiene por finalidad coordinar la operación de corto, mediano y largo plazos del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema... y administrar el mercado de corto plazo [mercado *spot*]⁹. Este organismo opera desde la lógica de minimizar el costo de abastecimiento priorizando en el despacho de energía a la central con menores costos variables auditados¹⁰. Por lo tanto, el despacho de energía es independiente de los contratos en el mercado mayorista de generación (estos son contratos financieros, cuando las cantidades despachadas difieren de lo contratado, el COES realiza transferencias netas de energía y potencia a fin de año)¹¹.

Los mecanismos de competencia en el mercado mayorista de generación son de naturaleza indirecta: libre entrada a la actividad y competencia por la firma de contratos financieros con distribuidoras y/o con clientes no regulados. El abastecimiento lo realiza el COES (no existen contratos bilaterales físicos), como encargado de la operación técnica y económica del sistema cumple las siguientes funciones básicas (según el artículo 41 de la LCE): planificar y controlar la operación del sistema interconectado; calcular los costos marginales de corto plazo del sistema eléctrico; estimar la potencia y energía firme (la que se puede ofrecer en condiciones extremas) de cada una de las unidades generadoras; garantizar a los generadores la venta de su potencia contratada (limitada por su potencia firme); y efectuar liquidaciones de potencia y energía por las diferencias entre despacho y compromisos contractuales.

Respecto a los ingresos de las empresas generadoras por ventas de energía y de potencia, la reforma estableció que estos deben igualar la anualidad de inversión más los costos operativos. La remuneración por energía es el ingreso a precios de contratos más el ingreso por lo despachado neto del consumo a costo marginal instantáneo de la barra de entrega (contrato por diferencias con costo marginal como precio *spot*, precio entre generadoras para cubrir sus saldos). La remuneración por potencia es el ingreso de la máxima potencia comprometida a precio de potencia del contrato (la generadora pone su capacidad a disposición del COES, formándose una bolsa con lo recaudado en los contratos de potencia). Para atender a sus clientes regulados¹², las empresas distribuidoras compran energía y potencia a las generadoras a un precio máximo referencial denominado precio o tarifa en barra.

El precio máximo referencial de compra define una barra base (aquella de la que se consume o retira la mayor cantidad de energía, en

el SEIN es la barra Lima). El precio de energía y el precio de potencia en la barra base constituyen la tarifa en barra (tarifa en barra = precio básico de energía + precio básico de potencia). El precio básico de energía es el valor presente de los costos marginales mensuales ponderados por las cantidades demandadas mensuales proyectados para los próximos 24 meses con tasa de descuento de 12 por ciento y dividiendo este monto por el valor presente de las demandas de energía¹³. El precio básico de potencia requiere el valor máximo de las máximas demandas para cada periodo (calculadas a partir de las proyecciones de los factores de carga o ratios de consumo promedio y máxima demanda), es decir, de la capacidad de potencia necesaria para satisfacer la demanda.

Desde el diseño descrito, las empresas generadoras en el Perú negocian energía, vía contratos con las distribuidoras, siguiendo los precios en barra, con clientes libres a precios competitivos y con otras generadoras a costo marginal instantáneo (precio *spot* obtenidos con el modelo Poolco¹⁴). Es decir, la competencia entre generadoras en el sistema eléctrico peruano por colocar sus servicios y productos se da en el mercado libre (mercado de contratos) y por colocar sus saldos en el mercado *spot*, ambos solamente en transacciones mayoristas. Esta reforma de primera generación fue adecuada para desarrollar un nivel de infraestructura que garantice el abastecimiento de la demanda, pero ha sido insuficiente en establecer mecanismos que permitan una distribución eficiente de riesgos entre los actores del segmento de generación de energía eléctrica (generadores, distribuidores y demandantes mayoristas).

La generación eléctrica mostró avances innegables. El Centro de Estudios Estratégicos de IPAE¹⁵ señala: “La inversión acumulada en generación entre los años 1995 y 2008 ascendió a 6.803 millones de dólares... el aumento acumulado de la potencia efectiva¹⁶ del SEIN [fue de] 2.378 MW... [la misma] creció a una tasa promedio anual de 5,3 por ciento, mientras que la máxima demanda en 4,7 por ciento”. Asimismo, Dammert y otros¹⁷ afirman: “La reforma del sector eléctrico alcanzó en menor o mayor medida los principales objetivos... Sin embargo, luego de más de una década de reformas se han identificado una serie de problemas... y existen algunos retos pendientes como la necesidad de incrementar la competencia, permitir un mejor manejo de riesgos e introducir más flexibilidad en las transacciones”.

Las debilidades en el diseño del mercado desde las reformas de primera generación fueron reveladas por el surgimiento de una sequía ocurrida durante el año 2003¹⁸. Dicho evento permitió observar claramente: (i) los precios *spot* están sujetos a alta volatilidad (de agosto de 2001 a agosto de 2004, estos fluctuaron entre 0,76 nuevos soles por MWh y 695,31 nuevos soles por MWh, con un precio promedio de 145,31 nuevos soles por MWh), (ii) las empresas generadoras pueden “negarse” a renovar contratos con las empresas distribuidoras de electricidad, (iii) no existían incentivos adecuados para que las empresas de generación inviertan en mayor capacidad y (iv) la demanda crece a mayor velocidad que la capacidad instalada. Los estudios revelaron que la alta volatilidad tiene explicaciones estructurales: falta de inversión en generación y crecimiento fuerte de la demanda de electricidad.

Ausejo y Alcalá (2005)¹⁹ afirmaron: “Las características descritas... altos precios en el mercado *spot*, la falta de contratos para las empresas distribuidoras e incentivos para descremar el mercado²⁰ con una mayor preferencia hacia los clientes libres... Al margen de los aspectos de diseño del mercado eléctrico... nos podrían dar indicios sobre la existencia de un comportamiento estratégico”. Los mismos autores determinaron “la existencia de conducta de abuso de dominio por parte de Edegel y el manejo de riesgos de las empresas generadoras podrían ser factores que han determinado la existencia de poder de mercado... dicho poder de mercado, por el lado de restricción de cantidad, ha estado alrededor del 20 por ciento de la capacidad de producción... el efecto por restricción de precios ha estado alrededor de 28 por ciento de sobreprecio respecto al precio competitivo”.

Asimismo, Gallardo y García (2004)²¹ refieren que las empresas generadoras muestran una negativa a la renovación de contratos con las empresas distribuidoras desde el 2002 y que el incremento de la demanda de electricidad ha sido mayor al esperado. Távara, Gallardo y García (2005)²² mencionan: “El diseño del mercado es relevante, pues de ello deriva la forma en que se pueden establecer estrategias de maximización de beneficios por parte de los agentes participantes”. Miranda²³, por otra parte, destaca respecto a las reformas en el Perú: “Los mercados sujetos a oferta y demanda en libre competencia y competencia, así como los mercados sujetos a reglamentación y tarificación del sector Energía implantados con la reforma de primera generación, han traído al país muchos más beneficios que problemas irresolutos”.

2. Las nuevas reformas para una industria eléctrica más competitiva

En general, existe un acuerdo entre especialistas que los avances logrados con las reformas de primera generación en el sector electricidad no han incorporado los niveles de competencia y de eficiencia requeridos, pero también destacan que la experiencia internacional y el rápido agotamiento de las economías a escala demuestran que en los mercados de generación eléctrica la introducción de mecanismos y políticas de competencia permite lograr mayor eficiencia productiva²⁴ (para lograr lo requerido debe incrementarse la competencia). El rápido agotamiento de las economías a escala en la generación de electricidad coadyuva a la posibilidad de buscar mayor competencia para ganar eficiencias; sin embargo, el mercado de generación peruano es bastante concentrado (debido a su tamaño), por lo que resulta riesgoso liberar totalmente los precios (la concentración se correlaciona con potenciales problemas de poder de mercado).

A fin de incorporar una segunda generación de reformas que permitan los resultados esperados en competencia, eficiencia y riesgos se promulgó la Ley 28447²⁵, la cual creó una comisión con los objetivos de: (i) profundizar medidas que faciliten la competencia en el mercado mayorista manteniendo los principios de la Ley 25844; (ii) corregir las deficiencias legales que se identifiquen como barreras para el desarrollo de la competencia en el mercado de generación; (iii) reducir, en la medida de las posibilidades, la intervención administrativa del regulador para la determinación de los precios de generación, prefiriendo soluciones de mercado; (iv) asegurar la suficiencia de generación que permita reducir riesgos de precios excesivos y de racionamiento prolongado por falta de energía; y (v) lograr tarifas competitivas en generación que permitan el abastecimiento más eficiente y oportuno de la demanda.

Las conclusiones de la comisión derivaron en el proyecto de ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica (agosto de 2005). Se señalaba como esencial la creación de un mercado de corto plazo²⁶ en el que participen generadores, distribuidores, clientes libres y otros agentes, a fin de liquidar sus desbalances. Asimismo, sugería la modificación de la estructura de gobernabilidad del COES para que actúe como operador independiente del mer-

cado a corto plazo. También planteaba la contratación de energía por bloques para posibilitar que la demanda aproveche en el mercado de corto plazo las señales de precios *spot*. Por último, sugería que el COES facilite el libre flujo de la información disponible, así como la exigencia de contratación de cantidades de energía con suficiente anticipación para permitir conocer oportunamente los pronósticos de la demanda.

Estas recomendaciones fundamentalmente establecían que, para desarrollar una competencia efectiva en las transacciones del mercado a corto plazo, se debe contar con muchos compradores y vendedores que neutralicen el poder de mercado de cualquiera de ellos. También debe existir capacidad de respuesta de la demanda y de la oferta a variaciones de los precios, así como mercados líquidos y eficientes. Adicionalmente, la demanda debe responder a las variaciones de los precios con suficiente cobertura contractual de largo plazo, de tal modo que la cantidad de energía transada en el mercado de corto plazo, a precios *spot*, sea relativamente menor (tal planteamiento implica amplios horizontes de planificación en contextos de alta volatilidad debido a *shocks* de demanda y de oferta, además de no considerar el problema de contratos incompletos).

Al respecto, Ausejo y Alcalá (2005)²⁷ señalan: “En el Perú, la discusión de la reforma [de segunda generación] apunta a reflejar los cambios en los precios marginales hacia los consumidores finales e introducir mecanismos de competencia en el sector generación a través de la posible incorporación de un mercado en el corto plazo (Day Ahead Market), con posibilidades de establecer instrumentos financieros para el manejo de riesgos, y de otros mecanismos complementarios estipulados en la Ley de Desarrollo Eficiente..., mas se pueden considerar como soluciones de forma y no de fondo”. Asimismo, la consultoría realizada por Ohren y Spiller (2003)²⁸ para la reforma del mercado eléctrico peruano estableció que los precios deberían ser libres en un mercado altamente desregulado que permita reflejar las señales de escasez relativa de recursos y los optimice para beneficio social.

En línea con tales resultados la Ley 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, otorga a los usuarios la facultad de cambiar su condición de usuario libre o de usuario regulado. El Decreto Supremo 022-2009-EM²⁹ aprueba el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, en el cual se establece

(artículo 3)³⁰ que “los usuarios cuya máxima demanda sea igual o menor a 200 kW, tiene la condición de usuario regulado. Los usuarios cuya máxima demanda anual sea mayor de 200 kW hasta 2.500 kW tienen derecho a elegir entre la condición de usuario regulado o usuario libre, cumpliendo los requisitos y las condiciones establecidos en el reglamento. Los usuarios cuya máxima demanda anual sea mayor a 2.500 kW tienen la condición de usuarios libres”. Esta disposición modifica el tope de 1.000 kW³¹ como límite para ser considerado usuario regulado.

Esta ley también incorpora el mercado de corto plazo y lo define como aquel “mercado en el cual se realizan las transferencias de potencia y energía, determinadas por el COES”; asimismo, precisa en el artículo 4 que “el abastecimiento oportuno y eficiente de energía eléctrica para el mercado regulado se asegurará mediante licitaciones que resulten en contratos de suministro de electricidad de largo plazo con precios firmes³²... Será facultad de las agrupaciones o consorcios de usuarios libres el convocar licitaciones”, mientras que en el artículo 11 establece que “pueden participar en el mercado de corto plazo los generadores, distribuidores para atender a sus usuarios libres y los grandes usuarios libres... El reglamento establecerá los lineamientos... Las condiciones y requisitos a que se encuentra sujeta la participación de los generadores, distribuidores y grandes usuarios libres”³³.

El rango de demanda de potencia para elegir ser usuario libre que reduce el límite mínimo (de 1.000 kW a 250 kW) y aumenta el límite máximo para ser obligatoriamente usuario libre (de 1.000 kW a 2.500 kW) se debe a que el estudio efectuado por la Dirección General de Electricidad, del Ministerio de Energía y Minas, concluye que la migración de una condición a otra (en forma individual o asociativa) de empresas y otras organizaciones creará mejores condiciones de competencia en el mercado eléctrico, beneficiando al sistema en su conjunto. Sin embargo, los usuarios libres (o asociaciones de estos) solamente podrán participar en el mercado de corto plazo si su demanda no es menor a 10.000 kW; de lo contrario, se limitarán a licitar contratos de suministro a largo plazo con empresas generadoras y distribuidoras.

Si consideramos que la potencia mínima que requiere una vivienda es de 4,6 kW para uso normal de focos, refrigerador, terma, aspiradora, plancha y lavadora; 7 kW si además se pretende utilizar lavava-

jillas, horno eléctrico, secadora y otros pequeños electrodomésticos; y 9 kW cuando cuenta con calefacción y sistema de aire acondicionado. Entonces, podemos señalar que un edificio con 12 departamentos o más, etcétera, tendría una demanda de potencia mayor a los 250 kW (estaría en la posibilidad de ser usuario libre). En este contexto, ¿cuáles serían los efectos competitivos si se permitiese la participación de los pequeños usuarios libres en el mercado libre a largo plazo? o ¿los efectos competitivos si un comercializador representa a un pequeño grupo de consumidores (que llegan al mínimo requerido de 10 MW) en el mercado libre a corto plazo?

3. ¿Será posible introducir más competencia con las reformas de segunda generación?

Numerosos estudios muestran que mediante las reformas señaladas en general y de la introducción de un mercado *spot* a corto plazo se incrementaría la competencia en la industria eléctrica. Craig (2004)³⁴ observa que una mayor información del consumidor sobre el comportamiento (distribución de probabilidad condicional) del precio *spot*, conociendo el precio del mercado a corto plazo incrementa la demanda de este mercado y disminuye el precio de equilibrio del mercado *spot* ante un aumento en la posición del mercado a plazo de cualquier empresa. Allaz y Vila (1993), Kamat y Oren (2004), Yao, Oren y Adeler (2005), muestran que, implementando un mercado a corto plazo para contratos financieros de energía, los productores tienen incentivos que participar, se reduce el precio *spot* y se incrementa el bienestar social.

Una de las debilidades de los numerosos estudios referenciados es que las metodologías que utilizan para evaluar si la competencia aumentará implican modelos en los que la interacción competitiva es de una repetición (lo cual es razonable en escenarios en los que la negociación de energía ocurre en una sola subasta o en un número de subastas limitado muy alejadas en el tiempo). Sin embargo, cuando ocurren varias interacciones competitivas (subastas) que se repiten de forma muy cercana en el tiempo con presencia de efectos a través del tiempo de las mismas sobre los programas de inversión de las empresas generadoras, la mayor competencia esperada podría no realizarse porque en estos escenarios se facilita la colusión (en contextos en los que se repite una estructura de negociación se debe analizar si

las “amenazas o promesas” sobre el comportamiento futuro pueden influir en el presente).

Los participantes de los mercados podrían acrecentar sus beneficios al buscar situaciones mejores que las obtenidas en la primera interacción (¿perder ahora y ganar después?). Para que se mantenga con alta probabilidad y confianza estadística el resultado de una negociación (que no haya relación entre una y otra negociación), una buena estrategia es definir el número de veces que se negociará (permite minimizar o eliminar las “amenazas o promesas”); sin embargo, dada la naturaleza libre de tales mercados no resulta factible limitar el número de negociaciones de los participantes, en este caso se abre la posibilidad de que los participantes puedan generar amenazas o promesas creíbles y cooperar en el futuro (si la amenaza o promesa es creíble y se valora lo suficiente el futuro, se tendrán acciones concertadas estables en cada negociación).

Esta hipótesis se sostiene en lo señalado por la teoría de juegos, mediante el Folk Theorem: “We let a^* be the unique Nash equilibrium strategy profile to a stage game. Then for any π_i such that for all i , $\pi_i \geq_i (a^*)$, there exists a discount factor $\beta < 1$ such that for any $\beta > \underline{\beta}$, π_i is i 's equilibrium payoff per period” (Friedman 1971). Esta versión del teorema establece que cualquier resultado factible en el cual todos los participantes obtienen un beneficio mayor que el que logran en una negociación independiente (versión de negociaciones con decisiones simultáneas, no hay decisiones secuenciales, lo que ocurre en una negociación no afecta a las siguientes) puede sostenerse como un equilibrio de una versión de negociación infinitamente repetida (versión de negociaciones con decisiones secuenciales), siempre que los jugadores valoren lo suficiente el futuro.

En particular, es necesario evaluar las consecuencias de posibles negociaciones secuenciales (basadas en “amenazas o promesas”) en el mercado Day Ahead de energía sobre el nivel de competencia de la industria eléctrica y del bienestar social. Al respecto, se sabe que el mejor momento para establecer mecanismos de mitigación de poder de mercado es al iniciar la reforma (Hogan³⁵ 2002 y Stoft³⁶ 2001) y que los precios de los mercados *spot* y Day Ahead afectan el precio regulado (la Ley 28832 establece que el precio regulado no puede exceder el 10 por ciento del promedio ponderado de los precios de las licitaciones vigentes al 31 de marzo de cada año³⁷, siempre y cuando la energía adquirida en estas licitaciones sea mayor al 30 por ciento de la

demanda regulada, de lo contrario la referencia será el promedio ponderado de los precios de las licitaciones y los precios de los contratos con usuarios libres)³⁸.

El conocimiento adquirido fija que no necesariamente se logra mayor competencia y bienestar social abriendo nuevas oportunidades de negociación (más mercados). Se deben evaluar los momentos en los que se implemente el mecanismo de introducción de mayor competencia y/o de mitigación de comportamientos anticompetitivos (sobre todo en un contexto en el que un precio afecta a otros, el precio en barra afecta el precio del mercado regulado, considerando también que regularmente los generadores se niegan a participar en las licitaciones de energía y potencia con las empresas distribuidoras desde el año 2001, debido principalmente a posibles estrategias con ejercicio de poder de mercado y abuso de dominio por las empresas generadoras). Es claro que la introducción de mayor competencia en generación redundaría posiblemente en tarifas más eficientes, pero podría ocurrir lo contrario si no se generan mecanismos que aseguren el abastecimiento y las inversiones en capacidad.

4. ¿Cómo podemos realizar esta evaluación?

Como establecen los especialistas, la generación eléctrica en el Perú presenta una estructura oligopólica y como hemos señalado deben considerarse las consecuencias de negociaciones secuenciales y/o repetidas en el mercado libre de energía que muy probablemente podría contar con más participantes por el lado de la demanda, además de la posible creación de mercado a corto plazo para negociar energía (Day Ahead Market). También se ha manifestado que el análisis de las consecuencias sobre la competencia se ha desarrollado con modelos estáticos (de única negociación), lo cual claramente está en contradicción con los hechos observados, incluso la interacción estratégica entre empresas a través del tiempo ha sido modelada en su mayoría con el enfoque de juegos repetidos, los cuales son inherentemente estáticos. Es recomendable utilizar la teoría de los juegos diferenciales estocásticos (con no tan reciente aplicación en economía)³⁹.

Este tipo de modelación adquirió popularidad desde la década de 1970 para el análisis de interacción estratégica entre distintos agentes⁴⁰, debido a que permiten capturar con alto nivel de confianza

el ambiente de la interacción en cada periodo de tiempo (representado mediante las variables de estado), el cual cambia por intermedio del tiempo en respuesta a las acciones tomadas por los participantes (representadas a través de las variables de control); asimismo, permiten la existencia de múltiples participantes que se diferencian entre sí⁴¹. Estos modelos otorgan una variedad de posibilidades porque facilitan evaluar cómo la acción de un participante puede afectar los resultados futuros mediante el efecto que generan sobre el ambiente en el que se toman decisiones y del impacto sobre el comportamiento de otros participantes en la interacción.

Los fundamentos de la teoría de los juegos diferenciales se centran en las nociones de variables de estado (conjunto de variables que permiten describir en forma completa el sistema analizado) y de control (conjunto de variables que son manejadas directamente por los agentes para afectar el sistema, algunas son estratégicas); de funcionales objetivo de los participantes (que incorporan los indicadores de evaluación); y de información y conceptos de solución relacionados (nociones de equilibrio estable). El vector de variables de control en el periodo t , $u_i(t)$, es el vector de acciones de los participantes en el periodo t , las cuales realiza por las decisiones que toma. El comportamiento de la variable de estado a través del tiempo define el contexto en el que cada participante toma sus decisiones (las variables de estado, el sistema, afectan las decisiones óptimas de cada participante).

Diseñar un modelo que represente un mercado de competencia imperfecta entre empresas heterogéneas (diferentes tecnologías y procesos) en el que se observe acciones-reacciones por amenazas-promesas a través del tiempo; además que posibilite detectar comportamientos predecibles de transacciones efectivas (equilibrio estable), requiere mostrar los efectos dinámicos entre los participante, lo cual se logra con modelos de juegos diferenciales. Sin embargo, a pesar del gran avance que representa este tipo de modelos, su uso ha sido limitado debido a que son significativamente más complejos en su tratamiento técnico, además que, por muy simple que sea el modelo, el equilibrio puede tomar formas muy complejas y nada intuitivas (lo cual constituye una fortaleza de esta teoría, dado que el análisis de sistemas establece que en escenarios complejos la solución generalmente es contraintuitiva)⁴².

El principal obstáculo en modelos de juegos diferenciales con

agentes heterogéneos es que son analíticamente intratables, debido a que se basan en la solución numérica de equilibrios perfectos de Markov, por lo que padecen de la maldición de la dimensionalidad. En estos modelos, en cada momento, cada participante toma una decisión basada en su estado y en el estado de la industria y su subsecuente estado es determinado por el estado actual, la decisión actual y un *shock* estocástico. Incluso si los participantes están restringidos a estrategias simétricas, el número de estados relevantes de la industria (y, por lo tanto, el tiempo de computadora y de memoria requerida para calcular un equilibrio) pasa a ser enorme rápidamente según el aumento del número de participantes y de sus estados. Para un modelo con solo 20 participantes y 40 estados, surgen trillones de estados industriales.

Para levantar este problema, es importante recurrir a la noción de equilibrio de poca memoria, el cual es una aproximación al equilibrio perfecto de Markov y tiene la atractiva característica de no estar sujeto a la maldición de la dimensionalidad. En este tipo de equilibrios, cada participante toma sus decisiones basándose únicamente en su propio estado y en el estado industrial promedio de largo plazo que prevalecerá en equilibrio, sin tener en cuenta el estado actual de la industria. Debido a que las decisiones no están en función del estado de la industria, calcular este equilibrio solamente requiere resolver problemas de programación dinámica de dimensión individual. Intuitivamente, en un gran mercado la evolución aleatoria de las decisiones individuales será, en promedio, de tal manera que las variaciones entre estados industriales serán pequeñas en equilibrio.

Dado esto, los participantes pueden tomar decisiones cercanas al óptimo sustentándose en el estado industrial de equilibrio promedio, en lugar del estado actual de la industria. Con esta noción de equilibrio se puede hacer eficientemente el análisis de la evolución competitiva de una industria considerando cualquier número de participantes (pero calculando una aproximación más que un equilibrio perfecto de Markov exacto y sus límites de error). Cada participante predice los beneficios descontados esperados basados en una información parcial sobre el estado actual y utiliza una aproximación constante por tramos a la función de valor. Por lo tanto, este enfoque propicia reflejar más fielmente las industrias del mundo real que tienen un número finito de empresas, con participaciones de mercado estrictamente positivas. Con estas premisas, proponemos algunos aspectos útiles para

la modelación.

5. Un modelo de evaluación para analizar mejoras competitivas industriales

En el modelo propuesto las empresas generadoras compiten en mercados *spot* y a plazo (lo que se propone para el Perú). La evolución de la industria se analiza en periodos de tiempo discreto y en un horizonte indefinido, cada periodo de tiempo se indica con un número entero positivo: $t \in \mathbb{N}$. El conjunto de índices de las empresas establecidas en el periodo t es denotado por S_t . La heterogeneidad empresarial es reflejada mediante los estados empresariales. En el periodo t , el estado de la empresa i que pertenece a S_t es denotado por $x_{it} \in \mathbb{N}$. El estado de la industria se define como s_t de la industria, como un vector que especifica el número de empresas establecidas en estado x en el periodo t . Para cada $i \in S_t$ definimos $s_{-i,t} \in S$ como el estado de los competidores de la empresa i ; esto es, $s_{-i,t}(x) = s_t(x) - 1$ si $x_{it} = x$, y $s_{-i,t}(x) = s_t(x)$, de otra manera.

En cada periodo, la empresa establecida obtiene beneficios esperados en cada negociación (periodo) que denotamos por $(x_{it}, s_{-i,t})$ los que dependen de su estado $x_{it} \in \mathbb{N}$ y del estado de sus competidores $s_{-i,t} \in S$. Es permitida la entrada y salida de empresas, por lo que en cada periodo, cada empresa establecida $i \in S_t$ observa un valor real positivo de liquidación ϕ_{it} (información privada de la empresa)⁴³. Si una empresa invierte $\iota_{it} \in \mathfrak{R}_+$, su estado en el periodo $t+1$ está dado por $x_{i,t+1} = \max(0, x_t + h(t, \zeta_{i,t+1}))$, donde la función h captura el impacto de la inversión, y $\zeta_{i,t+1}$ refleja la incertidumbre en el resultado de la inversión que tiene un costo unitario (d). El ingreso a la industria tiene un costo κ de instalación. Las empresas entrantes no obtienen beneficios en el periodo que deciden ingresar. Estos aparecen en el periodo siguiente en el estado de entrada $x^e \in \mathbb{N}$ y pueden obtener beneficios a partir de entonces.

Cada empresa tiene por objetivo maximizar el valor presente neto esperado de sus beneficios. La tasa de interés es asumida positiva y constante a través del tiempo, resultando un factor de descuento constante de $\beta \in (0, 1)$ por periodo. En cada periodo los eventos ocurren en el orden siguiente:

1. Cada empresa establecida observa su valor de liquidación y toma la

- decisión de salir o invertir.
2. Se determina el número de empresas entrantes y cada una paga un costo de entrada de κ .
 3. Las empresas establecidas compiten en el mercado *spot* y reciben sus beneficios.
 4. Las empresas salientes se retiran y reciben su valor de liquidación.
 5. Se determinan los resultados de inversión, ingresan nuevas empresas y la industria toma un nuevo estado s_{t+1} .

Las funciones primitivas del modelo incluyen la función de beneficios, π , la distribución del valor de liquidación, ϕ_{it} , la función h de impacto de la inversión, la distribución de la incertidumbre de la inversión, ζ_{it} , el costo unitario de inversión d , el costo de entrada κ y el factor de descuento β . En la mayoría de las aplicaciones la función de utilidad no se especifica directamente, sino que podría resultar de un conjunto más profundo de funciones primitivas que especifican una función de demanda y una de costos y un concepto de equilibrio estático. Hay un número asintóticamente grande de competidores potenciales que juegan una estrategia de entrada mixta simétrica (distribuido Poisson condicionalmente independiente de $\{\phi_{it}, \zeta_{it} \mid t \geq 0, i \geq 1\}$, condicionado sobre s_t , además $\kappa > \beta \cdot \phi$, donde ϕ es el valor presente neto esperado de entrar al mercado).

Se denota el número esperado de empresas entrantes a la industria en el estado s_t , por λ_{st} . Esta tasa de entrada dependiente del estado será determinada endógenamente, y el concepto de solución requerirá que se satisfaga la condición de cero beneficios esperados descontados (modelado el número de entrantes como una variable aleatoria Poisson que tiene la ventaja de seguir una dinámica simple). El equilibrio es simétrico, tal que todas las empresas utilizan una estrategia común estacionaria de inversión/salida. En particular, existe una función ι tal que en cada periodo, cada empresa establecida $i \in S_t$ invierte un monto $\iota = \iota(x_{it}, s_{-i,t})$. Del mismo modo, cada empresa sigue una estrategia de salida: hay una función de valor real ρ tal que una empresa establecida $i \in S_t$ se retira en el periodo t si y solo si $\phi_{it} \geq \rho(x_{it}, s_{-i,t})$.

M denota el conjunto de estrategias salida/inversión, de tal manera que un elemento $\mu \in M$ es un par de funciones $\mu = (\iota, \rho)$, donde $\iota: N \times S \rightarrow \mathfrak{R}_+$ es una estrategia de inversión y $\rho: N \times S \rightarrow \mathfrak{R}_+$ es una estrategia de salida. Del mismo modo, se denota el conjunto de funciones de tasa de entrada por Λ , donde un elemento de Λ es una función $\lambda: N \times S \rightarrow \mathfrak{R}_+$. Definimos la función de valor $V(x, s \mid \mu', \mu, \lambda)$ como el valor

presente neto esperado para una empresa en el estado x cuando sus competidores se encuentran en el estado s , dado que cada uno de los competidores sigue una estrategia común $\mu \in M$, que la función de tasa de entrada es $\lambda \in \Lambda$ y que la propia empresa sigue la estrategia $\mu' \in M$. En particular:

$$V(x, s | \mu', \mu, \lambda) = E_{\mu', \mu, \lambda} \left[\sum_{k=t}^{\tau_i} \beta^{k-t} (\pi(x_k, s_{-i,k}) - dt_k) + \beta^{\tau_i-t} \phi_{i, \tau_i} | x_t = x, s_{-i,t} = s \right]$$

Donde i es considerado como el índice de una empresa de nivel calidad x en el periodo t , τ_i es una variable aleatoria que representa el periodo en el cual la empresa i sale de la industria y los subíndices de la expectativa indican la estrategia seguida por la empresa i , la estrategia seguida por sus competidores y la función de entrada. Ante un abuso de notación, usaremos un atajo, $V(x, s | \mu, \lambda) \equiv V(x, s | \mu, \mu, \lambda)$, para referirnos al valor descontado esperado de beneficios cuando la empresa i sigue la misma estrategia μ que sus competidores. La motivación para considerar un equilibrio de poca memoria es que cuando existe un número grande de empresas, cambios simultáneos en los estados de empresas individuales pueden promediarse de tal manera que los estados de la industria continúan siendo más o menos constantes en el tiempo.

En esta configuración cada empresa puede tomar decisiones potencialmente cercanas al óptimo, basada solamente en su nivel de calidad y en el promedio del estado de la industria a largo plazo. Con esta motivación consideramos restringir las estrategias de las empresas para que cada una de sus decisiones dependa solamente de su estado. Sea $\tilde{M} \subset M$ y $\tilde{\Lambda} \subset \Lambda$ que denotan el conjunto de estrategias de poca memoria y el conjunto de funciones de tasas de entrada de poca memoria. Desde cada estrategia $\mu = (\iota, \rho) \in \tilde{M}$ se generan decisiones $\iota(x, s)$ y $\rho(x, s)$ que no dependen de s , por lo que se escribe $\iota(x)$ y $\rho(x)$. Del mismo modo, para la función de tasa de entrada $\lambda \in \tilde{\Lambda}$, λ denota el valor real de la tasa de entrada que persiste para todos los estados de la industria.

Si todas las empresas utilizan una estrategia común $\mu \in \tilde{M}$, el estado de cada una evoluciona como una cadena de Markov independiente transitoria. Sea k el periodo de transición, las subprobabilidades de esta transición de cadena de Markov se denotan por $P_{\mu}^k(x, y)$. Entonces, el tiempo esperado que una empresa utiliza para llegar a un estado x está

dado por $\sum_{k=0}^{\infty} P_{\mu}^k(x, y)$ y su esperanza de vida es $\sum_{k=0}^{\infty} \sum_{x \in N} P_{\mu}^k(x^e, y)$.

Se denota el número esperado de empresas en estado x en el periodo t por $\bar{s}_t(x) = E[s_t(x)]$. El siguiente resultado ofrece una expresión para el estado industrial esperado de largo plazo, cuando la dinámica está gobernada por estrategias y funciones de tasa de entrada de poca memoria. Si las empresas toman decisiones de acuerdo con una estrategia de poca memoria $\mu \in \tilde{M}$ e ingresan según una función de tasa de entrada de poca memoria $\lambda \in \tilde{\Lambda}$, y el tiempo esperado en el que una empresa gasta en la industria es finito, entonces:

$$\lim_{t \rightarrow \infty} \bar{s}_t(x) = \lambda \sum_{k=0}^{\infty} P_{\mu}^k(x^e, x) \quad \forall x \in N$$

Para abreviar la notación, hacemos $\bar{s}_{\mu, \lambda}(x) = \lim_{t \rightarrow \infty} \bar{s}_t(x)$ para $\mu \in \tilde{M}$, $\lambda \in \tilde{\Lambda}$ y $x \in N$. Para una estrategia de poca memoria $\mu \in \tilde{M}$ y una tasa de entrada de poca memoria $\lambda \in \tilde{\Lambda}$ definimos una función de valor de poca memoria:

$$\tilde{V}(x | \mu', \mu, \lambda) = E_{\mu'} \left[\sum_{k=t}^{\tau_t} \beta^{k-t} (\pi(x_k, \bar{s}_{\mu, \lambda}) - d_{i_k}) + \beta^{\tau_t - t} \phi_{i, \tau_t} | x_t = x \right]$$

Esta función de valor puede interpretarse como el valor presente neto esperado de una empresa que se encuentra en el estado x y sigue la estrategia de poca memoria μ' , en el supuesto de que el estado de sus competidores será $\bar{s}_{\mu, \lambda}$ para todo periodo. Observe que solamente la propia estrategia, μ' , de la empresa influencia sobre la trayectoria de estado de la empresa porque ni la función de beneficios o la estrategia, μ' , dependen del estado de la industria. Por lo tanto, el subíndice de expectativa únicamente refleja esta dependencia. El equilibrio de poca memoria consiste de una estrategia $\in \tilde{M}$ y una tasa de entrada $\lambda \in \tilde{\Lambda}$ que satisfacen las siguientes condiciones:

1. La empresa estratégica optimiza una función de valor de poca memoria:

$$\sup_{\mu' \in \tilde{M}} \tilde{V}(x | \mu', \mu, \lambda) = V(x | \mu, \lambda) \quad \forall x \in N$$

2. El valor de entrada de poca memoria esperado de entrada es cero o la tasa de entrada es cero (o ambos):

$$\lambda(\beta\tilde{V}(x^e|\mu, \lambda) - \kappa) = 0$$

$$\beta\tilde{V}(x^e|\mu, \lambda) - \kappa \leq 0$$

$$\lambda \geq 0$$

Se considera una industria con productos diferenciados en la que cada variable de estado de la empresa representa la calidad de la energía transada. Existen m consumidores en el mercado. En el periodo t , el consumidor j recibe la utilidad u_{ijt} por consumir la energía producida por la empresa i , y es dada por:

$$u_{ijt} = \theta_1 \ln\left(\frac{x_{it}}{\psi} + 1\right) + \theta_2 \ln(Y - p_{it}) + v_{ijt}, i \in S_t, j = 1, \dots, m$$

Donde Y es el ingreso del consumidor, p_{it} es el precio de la energía producida por la empresa por la generadora i , y ψ es un factor de escala. Los v_{ijt} son variables aleatorias con distribución Gumbel, que representa características no observadas para cada par bien-consumidor. También existe la posibilidad de un bien externo (bext) que provee cero utilidad al consumidor. Asumimos que los consumidores compran a lo más una cantidad de energía cada periodo y que eligen aquel que maximiza su utilidad. En estos supuestos, nuestro sistema de demanda es un modelo logit clásico, tal como:

$$N(x_{it}, p_{it}) = \exp\left(\theta_1 \ln\left(\frac{x_{it}}{\psi} + 1\right) + \theta_2 \ln(Y - p_{it})\right)$$

y la participación de mercado esperada para cada empresa está dada por:

$$\sigma(x_{it}, s_{-i,t}, p_t) = \frac{N(x_{it}, p_{it})}{1 + \sum_{j \in S_t} N(x_{jt}, p_{jt})}, \forall i \in S$$

Las empresas fijan los precios en el mercado mediante la interacción competitiva. Si existe un costo marginal constante c , el equilibrio de Nash del juego de precios satisface las condiciones de primer orden:

$$Y - p_{it} + \theta_2(p_{it} - c) (\sigma(x_{it}, s_{-i,t}, p_t) - 1) = 0, \forall i \in S_t$$

Existe un equilibrio de Nash en estrategias puras, denotado por p_t^* . Los beneficios esperados totales de la industria están dados por: $\pi_m(x_{it}, s_{-i,t}) = m\sigma(x_{it}, s_{-i,t}, p_t^*)(p_{it}^* - c), \forall i \in S_t$. El vector de precios de liquidación ϕ_{it} son variables aleatorias exponenciales iid con promedio K . La inversión de una empresa tiene éxito con probabilidad $\alpha / 1 + \alpha$, en cuyo caso la calidad de sus productos aumenta un nivel. El producto de la empresa se deprecia un nivel de calidad con probabilidad δ , de forma independiente cada periodo. Tenga en cuenta que los *shocks* de depreciación del modelo son idiosincráticos. Combinando los procesos de inversión y depreciación, se deduce que las probabilidades de transición para que una empresa en estado x no se retire y decida invertir (t), están dadas por:

$$P[x_{i,t+1} = y | x_{it} = x, t] = \begin{cases} \frac{(1-\delta)\alpha}{1+\alpha} & \text{si } y = x + 1 \\ \frac{(1-\delta) + \delta\alpha}{1+\alpha} & \text{si } y = x \\ \frac{\delta}{1+\alpha} & \text{si } y = x - 1 \end{cases}$$

Una característica interesante del algoritmo utilizado para resolver este tipo de modelos con equilibrios de poca memoria es que, a diferencia de los métodos existentes, no existe necesidad de establecer a priori restricciones sobre el número de empresas en la industria o el número de estados permitidos por empresa (estos son determinados por el algoritmo como parte de la solución de equilibrio). El algoritmo debe ser capaz de calcular el equilibrio de poca memoria en menos de un minuto por una computadora actual, incluso para industrias con miles de empresas, una tarea que está más allá de lo que es computacionalmente factible para equilibrios perfectos de Markov con algoritmos comunes de programación dinámica. Una vez que el equilibrio es obtenido, necesitamos verificar su precisión como aproximación al equilibrio perfecto de Markov derivando los límites de aproximación del error.

NOTAS

- 1 Joskow, Paul (2003). "Electricity Sector Restructuring and Competition: Lesson Learned. MIT, Center for Energy and Environmental Policy Research". En *Cuadernos de Economía*, año 40, nro. 121, pp. 548-558.
- 2 No especificaron mecanismos de precio ni tampoco formas contractuales (contratos de largo plazo o mercados *spot*, por ejemplo).
- 3 Generación (producción), operación o coordinación (funcionamiento seguro del sistema), transmisión (transporte por redes de alta tensión), distribución (transporte por redes de baja tensión) y comercialización (venta de energía a consumidores finales).
- 4 Reglamento de Comercialización de Electricidad en un régimen de libertad de precios.
- 5 Gallardo y Dávila (2003). *Concentraciones horizontales en la actividad de generación eléctrica*, p. 4.
- 6 La operación con un monopolio estatal regulado, verticalmente integrado, habría representado una forma de organización eficiente de la actividad eléctrica. Sin embargo, el costo-beneficio de esta alternativa habría pasado a ser negativo luego de detectarse los problemas de la regulación de monopolios, los avances tecnológicos e identificarse los beneficios de la competencia.
- 7 Flujo de electricidad por unidad de tiempo (se mide en vatio hora, Wh).
- 8 Capacidad instalada que garantiza el suministro de determinada cantidad de electricidad en cualquier momento (se mide en watts, W).
- 9 Ver: www.coes.org.pe/coes/Directiva/acercadelCOES.asp.
- 10 Se plantea costos auditados y no declarados a fin de reducir los incentivos a que empresas ineficientes declaren costos bajos.
- 11 Propio de modelos Poolco, el despacho a mínimo costo es independiente de lo adquirido con contratos financieros.
- 12 Las tarifas a los clientes finales regulados tienen dos componentes: la tarifa en barra (que incluye el costo de generación y el peaje por transmisión principal) y el valor agregado de distribución.
- 13 Se utiliza este precio suavizado para recuperar los costos en un contexto de volatilidad de los costos marginales.
- 14 En un *pool* (*mandatory pool* o *poolco*) los generadores venden energía a través de un sistema de subastas horarias de energía efectuadas por el operador del mercado (en cada subasta el generador ofrece diferentes precios para diferentes cantidades).

- 15 IPAE (2009). “Prospectiva del sector eléctrico 2009-2018”. Centro de Estudios Estratégicos, p. 26.
- 16 La potencia efectiva es la máxima potencia continua entregada por un generador.
- 17 Dammert, Gallardo y García (2005). *Reformas estructurales en el sector eléctrico peruano*, p. 117.
- 18 El Decreto de Urgencia 035-2006 y el Libro Blanco de la Reforma Eléctrica exponen una descripción detallada sobre los principales problemas que se revelaron durante la crisis.
- 19 Ausejo, Ara y Alcalá, Elías (2005). *Poder de mercado en el mercado de generación eléctrica peruano: mecanismos de monitoreo y mitigación, y opciones de política*. CIES, Lima.
- 20 El precio para descremar el mercado es una estrategia que consiste en fijar un precio inicial elevado a un producto nuevo, para que sea adquirido por aquellos compradores que realmente desean el producto (demanda inelástica) y tienen la capacidad económica para hacerlo. Una vez satisfecha la demanda de ese segmento y/o conforme el producto avanza, se va reduciendo el precio para aprovechar otros segmentos más sensibles al precio.
- 21 Gallardo, José; García, Raúl y Pérez Reyes, Raúl (2004). “Determinantes de la inversión en el sector eléctrico peruano”, documento de trabajo 2. Oficina de Estudios Económicos de Osinergmin, Lima.
- 22 Gallardo, José; Távara, José y García, Raúl (2005). “Instituciones y diseño de mercado en el sector eléctrico peruano: análisis de la inversión desde el enfoque de la economía institucional”. Informe preliminar de proyecto mediano, del Consorcio de Investigación Económica y Social (CIES), de la Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP). Lima, mayo de 2005.
- 23 Miranda, G. (2006). “Competencia en mercados energéticos: documento nacional de lecciones aprendidas-Caso Perú”. OLADE, ACIDI y Universidad de Calgary.
- 24 Capacidad de producir a mínimo costo, formada por eficiencia asignativa (combinar los recursos al menor costo dados los precios relativos) y eficiencia técnica (utilizar los recursos de tal manera que se alcance el mayor producto posible).
- 25 Publicada en el diario oficial *El Peruano*, 30 de diciembre de 2004.
- 26 Este mercado de corto plazo puede constituirse a partir del mecanismo actualmente utilizado por los generadores en el COES para efectuar sus transferencias de energía a costo marginal de corto plazo.

- 27 Ausejo, Ara y Alcalá, Elías (2005). “Poder de mercado en el mercado de generación eléctrico peruano: mecanismos de monitoreo y mitigación, y opciones de política”. CIES, Lima, p. 6.
- 28 Spiller, P.; Oren. S.; Abdalá, M. y Tamayo, G. (2004). “Revisión del marco regulatorio del sector eléctrico peruano”. Osinergmin, Lima.
- 29 Publicado en el diario oficial *El Peruano* el 16 de abril de 2009.
- 30 Título II, Condición de usuario.
- 31 Artículo 2 del Reglamento, aprobado por Decreto Supremo 009-93-EM.
- 32 Precios de energía y potencia que resulten de los procesos de licitación y que no están sujetos a fijación del regulador.
- 33 Usuarios con potencia contratada igual o superior a 10 MW o agrupaciones de usuarios libres cuya potencia contratada sume por lo menos 10 MW.
- 34 Craig, S. (2004). “Analizing Strategic Interaction in Multi-Settlement Electricity Markets”. Harvard University, Cambridge, Massachusetts.
- 35 Hogan, W. (2002). “Market Power and Electricity Competition”. Working Paper, 50th Annual Antitrust Law Spring Meeting, American Bar Association. Washington D. C. www.hogan.com.
- 36 Stoft, Steven (2001). *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*. IEEE Press.
- 37 Ver Segunda Disposición Complementaria Final de la Ley 28832.
- 38 *Ibidem*.
- 39 Muchas de las aplicaciones de la teoría de juegos diferenciales se encuentran en el campo de la organización industrial, y más precisamente en cuatro campos: juegos oligopólicos con precios dinámicos, juegos oligopólicos con acumulación de capital para producción, juegos de investigación y desarrollo, juegos de publicidad.
- 40 Los modelos de juegos diferenciales estocásticos surgen de la fusión de modelos de programación dinámica y de modelos de juegos repetidos.
- 41 Ver Dutta (2001), Amir (2003), Neyman y Sorin (2003), Powell (2007).
- 42 Ver Forrester (1950).
- 43 Si el valor de liquidación excede el valor de continuar en la industria entonces la empresa puede optar por la salida, en cuyo caso gana el valor de liquidación y luego deja de operar en forma permanente. Si la empresa en cambio decide permanecer en la industria, entonces puede invertir para mejorar su estado particular.