

El uso de experimentos para informar el proceso de privatización y desregulación en electricidad



Stephen J. Rassenti, Vernon L. Smith, y Bart J. Wilson

Using Experiments to inform the Privatization/Deregulation Movement in Electricity,
Cato Journal, Vol. 21, No. 3 (Winter 2002). Copyright © Cato Institute

Traducción: Enrique A. Bour

Stephen J. Rassenti es profesor de economía en el Centro Interdisciplinario de Ciencias Económicas (ICES) en la Universidad George Mason. Vernon L. Smith es profesor de economía y derecho y Bart J. Wilson es profesor asociado de economía en el ICES. Los autores reconocen la influencia y el apoyo de muchas personas y organizaciones que hicieron posible el programa de investigación en que se basa este documento: la Arizona Corporation Commission (Comisionados: Richard Kimball, Junius Hoffman y Marianne Jennings) quien en 1984 tuvo la visión de financiar nuestros primeros esfuerzos para estudiar la desregulación de la electricidad; Penélope Brooke, quien recibió el cargo de Smith como consultor visitante de la Universidad de Boston en la Universidad de Victoria en Nueva Zelanda, 1991; Prospect Electricity (ahora Integral Energy), y nuestro anfitrión, John McQuarrie, en la primera visita de Rassenti y Smith a Australia como consultores, 1993; el National Grid Management Council (Australia), Hugh Outhred y John Kaye (NSW Escuela de Ingeniería Eléctrica), que fue anfitrión de nuestra segunda visita, 1996; Hugh Outhred, que continuó inspirándonos a nosotros y a muchos otros ciudadanos de Estados Unidos en el debate de desregulación de este país, y específicamente por sus valiosos comentarios y correcciones sobre un borrador anterior de este documento. También agradecemos a Lewis Evans, de la Universidad de Victoria, Nueva Zelanda, por brindarnos una actualización reciente de la reestructuración de la electricidad en ese país y por sus útiles comentarios sobre este documento.

En la Universidad de Arizona, el comercio electrónico (ahora más conocido como *e-commerce*) en el laboratorio experimental comenzó en 1976 cuando Arlington Williams llevó a cabo los primeros experimentos de prueba del primer sistema de comercio electrónico de *doble subasta*, que había programado en el sistema operativo Plato. El término "subasta doble" se refiere al sistema de negociación secuencial de precios orales comprador-vendedor utilizado desde el siglo XIX en el comercio de acciones y materias primas en intercambios organizados. Este sistema de comercio se ha utilizado en experimentos económicos desde los años cincuenta y es extremadamente robusto para lograr la convergencia a los resultados de equilibrio competitivo (Smith 1962, 1982a). Dado que la información sobre lo que los compradores están dispuestos a pagar y los vendedores están dispuestos a aceptar, está dispersa y es estrictamente privada en estos experimentos, los resultados de convergencia han sido interpretados como apoyando la tesis de F.A. Hayek de que el hecho más significativo del sistema de precios es la economía de conocimiento con que opera, o cuán poco los participantes individuales deben saber para poder tomar la acción correcta (Hayek 1945: 526-27).

Al igual que con todos los primeros esfuerzos de automatización, el software desarrollado por Williams permitió que los experimentos de subasta doble de comercio que previamente habían llevado registros manuales de precios de compra, venta y comercio, pudieran ser computarizados.¹ Es decir, facilitó la exhibición pública en tiempo real

¹ Williams (1980) informa comparaciones de subastas orales y electrónicas. Encontró que las subastas orales convergieron más rápidamente para sujetos inexpertos, pero para sujetos experimentados (una sesión anterior) ambos sistemas eran indistinguibles.

de los mensajes de los participantes, el registro de datos y un mayor control experimental de un proceso definido por la tecnología preexistente. No modificó esa tecnología de manera fundamental. Este acontecimiento desató un proceso de descubrimiento que es común en la historia del cambio institucional: *la conexión de una nueva tecnología con una institución histórica hace que instituciones totalmente nuevas, hasta entonces inimaginables, se creen espontáneamente, ya que los individuos están motivados a iniciar cambios de sus procedimientos a la luz de la nueva tecnología*. El intercambio electrónico permitió reducir enormemente el costo de las transacciones - tiempo y costos de búsqueda necesarios para armonizar a compradores y vendedores, para negociar las operaciones, incluidos los acuerdos para suministrar transporte y otros servicios de apoyo. Más sutilmente, permitió que esta coincidencia ocurriera en espacios de mensajes mucho más complicados y permitiera la optimización y otros algoritmos de procesamiento a ser aplicados a los mensajes, facilitando transacciones eficientes entre agentes que hubieran sido demasiado costosas de consumarse con tecnologías más antiguas. Además, los problemas de asignación de recursos que se pensaba que requerían formas jerárquicas de coordinación y control, como las redes reguladas de gasoductos y electricidad, se hacían fácilmente susceptibles de autorregulación por la fijación de precios descentralizados y regímenes de derechos de propiedad totalmente nuevos. Las economías de coordinación de las redes complejas podrían lograrse a bajos costos de transacción por parte de agentes independientes, con información dispersa, integrados por un mecanismo de mercado computarizado. Esta realización, luego, sentó las bases de una nueva clase de experimentos en los que el laboratorio se usa para ensayar nuevos mecanismos de mercado propuestos para permitir una mejor comprensión de cómo tales mecanismos podrían funcionar en el campo y crear una herramienta de demostración y capacitación para participantes potenciales y practicantes que se convierten en parte del proceso de "prueba". Por supuesto, una vez adoptado, este proceso de modificación y prueba continúa a la luz de la experiencia de campo.

Ofrecemos un breve historial de la aplicación de la concepción de mercados inteligentes asistidos por computadora al diseño de mercados de electricidad aquí y en el extranjero.

El Movimiento de Privatización y Desregulación en Electricidad

Usamos el término *privatización* para describir genéricamente el *proceso de reforma de las formas de gobierno mediante comandos* de la organización de la industria eléctrica. *En todos los casos, la propiedad de los principales componentes de la industria no fue transferida de entidades públicas a entidades privadas*. La reforma se ha concentrado en el uso de mercados spot y de futuros descentralizados para proporcionar señales de precios para mejorar la gestión a corto y largo plazo de la industria. El término *desregulación* se aplica a la reforma de la electricidad en Estados Unidos, donde 50 entidades estatales y un organismo regulador federal han regulado una industria ya predominantemente privada, pero no descentralizada excepto por reformas recientes en algunos sistemas regionales de transmisión que todavía están en transición.

El Estudio de Empresas de Servicios Públicos de Arizona

En 1984, la Comisión de la Corporación de Arizona (ACC) firmó un contrato con el grupo de economía experimental de la Universidad de Arizona para estudiar alternativas a la regulación por tasa de retorno de las empresas de servicios públicos, con especial

énfasis en energía eléctrica. El estudio consistió en dos partes: regulación de incentivos (Cox e Isaac 1986) y desregulación (Rassenti y Smith 1986, véase también Block y otros, 1985). Sólo se discutirá la segunda parte, ya que éste fue el estudio que condujo a un largo y continuo programa de investigación, alentado por el movimiento de privatización y descentralización en el resto del mundo, con aplicaciones primero en Nueva Zelanda, luego en Australia y más recientemente en Estados Unidos.

Recomendaciones

La parte desregulatoria del estudio dio lugar a muchas recomendaciones detalladas que pueden resumirse brevemente en los siguientes puntos clave (véase Rassenti y Smith, 1986):

1. Se separarían los negocios de energía (generación) y cables (transmisión y distribución), con plantas generadoras (*gencos*) escindidas de las casas matrices integradas mediante la emisión de acciones de propiedad separadas para formar compañías independientes.
2. Se constituiría un centro de despacho económico (EDC) que operaría un mercado computarizado de subastas al contado para determinar precios y asignaciones basadas en horarios específicos de precios de oferta presentados por las *gencos*. El mercado spot se constituiría a fin de facilitar e incentivar la eventual inclusión de licitaciones por parte de las *distcos* (distribuidoras y cualquier otro comprador mayorista o mayorista comercial e industrial). Así, en última instancia e idealmente, los precios se determinarían en una subasta bilateral horaria en la que las *distcos* presentarían ofertas localizadas específicas de compra de energía entregada en su ubicación al mismo tiempo que las *gencos* presentarían ofertas para inyectar energía en sus respectivas ubicaciones en la red.
3. Las *distcos* y las *transcos* (compañías de transmisión) no estarían protegidas por concesiones exclusivas, y estarían sujetas a la disciplina de precios de la entrada potencial, si no real, de otras empresas.
4. Se preservarían las funciones importantes de las instituciones existentes, pero funcionarían mediante un mecanismo informatizado de licitaciones del mercado spot basado en la propiedad descentralizada de las *gencos*.

Por "instituciones existentes" nos referimos a la optimización - históricamente, el despacho computarizado basado en las características de costos de ingeniería de los generadores y la red de empresas de servicios públicos integradas - propiedad conjunta por estas empresas de la capacidad de transmisión compartida y las reglas de fondo común de energía para las reservas de seguridad. En la propuesta de reorganización competitiva, los algoritmos de optimización no se aplicarían al "costo" de producción y transmisión como en las empresas de servicios reguladas, jerárquicas e integradas, sino a los programas de oferta y de demanda presentados al computador del centro de despacho. Los algoritmos maximizarían las ganancias del intercambio (en lugar de minimizar los costos de ingeniería como bajo la regulación) en respuesta a las decisiones en tiempo real de todos los compradores y vendedores en el mercado mayorista. Esta especificación fue motivada por el reconocimiento de que (1) el costo de suministro es subjetivo y se mide por la disposición a aceptar el pago por la energía producida en el lugar, y (2) la

demanda es subjetiva y medida por la disposición a pagar por la energía entregada, donde ambos tipos de información expresan las circunstancias particulares en tiempo real de los individuos. *La coordinación era consecuencia de una nueva forma de derechos de propiedad:* (1) reglas para procesar mensajes generados por agentes descentralizados facultados por derechos a elegir ofertas y pujas; (2) reglas de contingencia para aceptar ofertas y pujas basadas en su orden de mérito (pujas más altas y ofertas más bajas tienen prioridad en el ordenamiento de las pujas y las ofertas), pero esencialmente calificadas por las restricciones técnicas y de seguridad esenciales para que cada agente soporte el verdadero costo de oportunidad que el agente impone a todos los demás.

El término "derechos de propiedad" tal como lo utilizaremos, proporciona una garantía que permite actuar dentro de pautas definidas por el derecho. Dichas garantías están en contra de represalias arbitrarias, ya que restringen las estrategias punitivas que puedan imponerse contra las medidas adoptadas por el titular de los derechos. Dichas garantías sólo proporcionan una certeza limitada de protección. *Más específicamente, los derechos de propiedad, como garantía de acción, no garantizan los resultados, ya que los resultados dependen de los derechos de propiedad de otros y en los mercados de electricidad, como veremos, de restricciones globales que afectan los resultados locales que deben ser respetadas si se desea que el sistema sea eficiente, dinámicamente estable e incentive en forma apropiada la inversión.*

Definición de derechos de propiedad regulados competitivamente de instalaciones "monopolísticas" únicas

El proyecto ACC nos alertó sobre la existencia de "contratos de arrendamiento" para la propiedad y operación conjuntas de algunas grandes instalaciones de generación y transmisión. Para nosotros fue un descubrimiento empírico iluminador, ya que esa institución, que modificamos con reglas de derecho de propiedad competitivas, ofrecía el potencial de tornar nulo y vacío el concepto de monopolio natural. A tal efecto, suponíamos que un centro de demanda de la ciudad puede ser adecuadamente atendido por una única instalación física, como una tubería o línea de transmisión. Bajo la regulación de estilo americano se decreta que se otorgará una franquicia exclusiva a un único propietario de la instalación, cuyo precio se fijará de manera que se regule la tasa de retorno del propietario sobre la inversión. Alternativamente, en nuestra propuesta de régimen de derecho de propiedad conjunta regido por la competencia se decreta que (1) la instalación debe tener dos o más copropietarios, cada uno de los cuales tenga una participación acordada de derechos a la capacidad de la facilidad (en la práctica, hay una regla contractual de arrendamiento para cada co-inquilino de recibir derechos de capacidad en proporción a su contribución al costo de capital). Dos reglas competitivas adicionales permitirían que (2) los derechos sean libremente negociados, arrendados o alquilados, y (3) nuevos derechos sean creados mediante el acuerdo de invertir en la expansión de la capacidad de cualquier subconjunto de copropietarios, mediante una acción unilateral por parte de cualquier copropietario o por personas ajenas si los actuales propietarios se resisten a la expansión para satisfacer el aumento de la demanda. En la práctica histórica, los contratos de arrendamiento habían prohibido la venta por titulares de derechos individuales sin el consentimiento de los demás co-inquilinos, y la expansión de la capacidad sólo se permitía mediante acuerdo conjunto. La nueva estructura de derechos de propiedad propuesta crea múltiples titulares de derechos para

competir en la comercialización de servicios posteriores utilizando la instalación única, y alienta nuevas inversiones en respuesta al aumento de la demanda. Posteriormente al estudio del ACC, una nueva investigación reveló otros ejemplos de contratos de arrendamiento, siendo uno común la propiedad conjunta de instalaciones de impresión especializadas por un consorcio de periódicos en una ciudad. Claramente, quién imprime los periódicos es un tema de producción potencialmente separable de la competencia de los periódicos por suscriptores y servicios de publicidad. Los tribunales repetidamente afirmaron este principio cuando tales contratos de arrendamiento trataban de incluir condiciones de comercialización y precios en lo que aparentemente era un acuerdo de producción compartida (Reynolds 1990). Por lo tanto, nuestra concepción de un régimen de propiedad conjunta del derecho de propiedad ya había sido bien articulada en los casos judiciales que afectan a los periódicos. No había ningún nuevo principio, sólo la cuestión de cómo se podría reformular para su aplicación a las industrias de red.

Este modelo de arrendamiento como instrumento de competencia fue elaborado en Smith (1988, 1993) y probado experimentalmente en el contexto de una red de gasoductos financiada por la [Federal Energy Regulatory Commission](#) (Rassenti, Reynolds y Smith, 1994). El modelo también desempeñaría un papel facilitador en nuestra consultoría sobre privatizaciones en Nueva Zelanda. Sin embargo, estas discusiones están lejos de culminar en un instrumento completo, con muchas dificultades prácticas de implementación aún pendientes.²

Consecuencias del estudio de Arizona

En 1985, cuando se presentó el informe del estudio y se hicieron presentaciones al ACC, la composición política de la comisión había cambiado y el impacto inmediato de la recomendación de desregulación sobre la política de Arizona fue nulo. Cuando terminó nuestro informe final, la comisión estaba compuesta por nuevos cargos electivos y se consideró que nuestra propuesta era poco práctica, idealista y políticamente imposible. Por supuesto, los actos de la comisión hicieron que la última afirmación fuera una profecía auto-cumplida. Desconocidos para nosotros en el momento, los acontecimientos posteriores revelarían que esta experiencia era una batalla menor en una guerra más amplia de cambio institucional que comenzaría en el extranjero, pero que finalmente se extendería a Estados Unidos, pero con menos éxito, creemos, que en el extranjero.

Contrariamente a la posición de la nueva comisión, consideramos que nuestra propuesta era eminentemente factible en la era electrónica, aunque se requería una investigación mucho más fundamental, y resolvimos llevar a cabo estudios experimentales controlados de diversas cuestiones en el debate de desregulación. Sin embargo, el progreso en este objetivo fue lento debido a una financiación inadecuada y al hecho de que el costo del desarrollo de software para el estudio de laboratorio del comercio electrónico en el contexto de redes eléctricas era mayor que para formas tradicionales de investigación experimental. Sin embargo, en 1987 habíamos realizado varios experimentos piloto en una red de energía eléctrica de seis nodos con tres centros de demanda nodal inelástica fija y nueve gencos (descritos en Rassenti y Smith, 1986). Las gencos, ubicadas

² Hugh Outhred (2001) señala que en Australia se está trabajando en el proceso de revisión de códigos NECA para explorar implementaciones prácticas de los derechos de propiedad de la red (ver www.neca.com.au).

en varios nodos, presentaban programas de precios de oferta sellados para cada período comercial a fin de suministrar energía sobre líneas de transmisión cuyas pérdidas de energía eran proporcionales al cuadrado de la energía inyectada. Una lección valiosa de esta investigación inédita fue la facilidad con que las gencos podrían elevar los precios ante las demandas inelásticas de compradores mayoristas utilizando un mecanismo que no permitía que las cotizaciones del lado de la demanda implementaran la voluntad del consumidor de interrumpir las entregas condicionadas al precio. *Este fue nuestro primer enfoque con el importante principio de que la competencia se ve comprometida en subastas de oferta donde los compradores son pasivos y no pueden, a través del mecanismo, entrar en programas de licitación de la demanda.* El mercado de electricidad de California está experimentando ahora este principio, pero fue prefigurado por la experiencia de privatización inglesa, y en otros mercados spot en el extranjero y en Estados Unidos. Presentamos los experimentos siguientes que proporcionan una demostración rigurosa de que cuando el mecanismo de subasta puntual en uso común en todo el mundo es complementado por ofertas del lado de la demanda, proporciona un régimen de derechos de propiedad que es un recurso anti monopólico notablemente eficaz.

En la esfera doméstica, en los 1980s y los 1990s, la energía eléctrica seguiría estando sujeta a la regulación de tasa de retorno de estilo americano, mientras que en el exterior las compañías de servicios públicos de electricidad (y otras) del gobierno estaban bajo presión política para explorar el uso de mercados para la gestión de la energía eléctrica. **El desempeño de la industria fue considerado pésimo en los 1980s, haciendo que países como Chile, el Reino Unido y Nueva Zelanda pensarán lo impensable: la descentralización podría ser preferible a la planificación gubernamental o a la regulación directa. Pero ¿cómo se podría hacer?**

Cómo se usaron experimentos para orientar la privatización: Nueva Zelanda y Australia

A partir de 1986 iniciamos el desarrollo de software y una serie de experimentos para estudiar el diseño de mecanismos, estructura de la industria, precios, transmisión y problemas de poder de mercado en los mercados de electricidad. (Rassenti y Smith, 1986, Backerman, Rassenti y Smith, 1997, Backerman et al., 1997, Denton, Rassenti y Smith 1998, Rassenti, Smith y Wilson, 2000).) Mientras se avanzaba en estas investigaciones, uno de nosotros (Smith) fue consultado por el Tesoro de Nueva Zelanda en 1991 y dos de nosotros (Rassenti y Smith) en 1993, y también por Prospect Electricity de Australia en 1993 y el National Grid Management Council australiano en 1994. El impulso en Nueva Zelanda provino de nuestro informe de 1985 del ACC que había caído sin ceremonias en oídos sordos en Arizona, pero atrajo la atención afuera.

¿Cuáles eran las preguntas?

Las dos preguntas de investigación siguientes, abordadas en experimentos de redes de electricidad de laboratorio después de 1986, y motivadas por nuestro estudio del ACC, constituyeron la base de información primaria para informar nuestra contribución al proceso de privatización eléctrica.

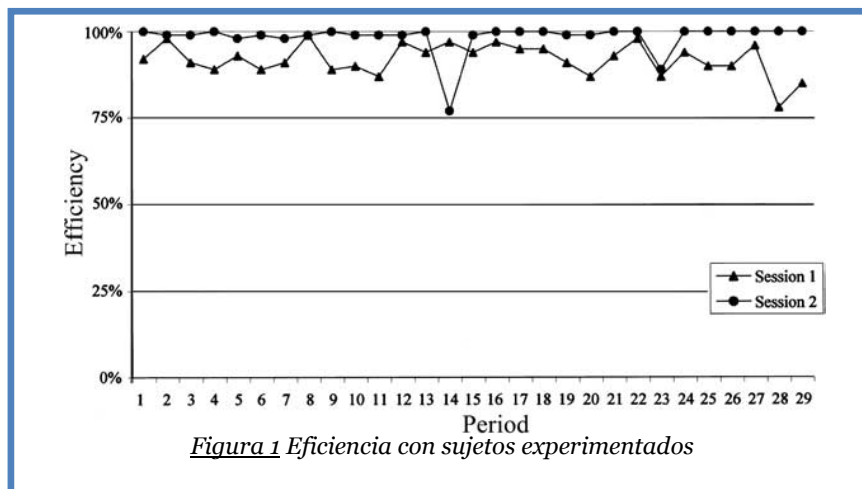
1. ¿Es factible la descentralización? Y, en caso afirmativo, ¿es eficiente combinar derechos de propiedad descentralizados en oferta de energía con un mercado spot coordinado por ordenador y esquemas de optimización para el despacho de los generadores?
2. ¿Cómo se ve afectada la respuesta a la pregunta 1 por la subasta del lado de la demanda?

Antes de que se hicieran las primeras observaciones experimentales, estaba abierta la cuestión de si era factible reemplazar la minimización de costos de ingeniería en grandes jerarquías de empresas de servicios integrados con gencos independientes que presentaban programas de precios específicos para nodos específicos, compradores mayoristas que presentaban horarios de precios de oferta específicos de nodos y asignaciones determinadas mediante algoritmos que maximizaban las ganancias del intercambio implícitas en estos esquemas marginales de compra y venta y las características físicas de la red (pérdidas y limitaciones de capacidad). Los ingenieros y los gerentes a los que hacíamos las presentaciones eran abrumadoramente escépticos -en realidad, abiertamente hostiles – acerca de que se pudiera confiar en ese sistema. ("No puedes controlar los flujos de electricidad con mercados -- yo lo sé, porque soy ingeniero"). La sabiduría convencional de los economistas había sido declarada así:

La generación y transmisión están íntimamente y fundamentalmente relacionadas por las interconexiones que el sistema de transmisión proporciona y las oportunidades asociadas de optimización del área. . . Debido a estas relaciones, las decisiones de corto o largo plazo, hechas en cualquier punto de un sistema de energía, afectan los costos en todas partes del sistema. Estos efectos plantean potenciales problemas de externalidad. Si los componentes de un sistema de energía son propiedad de más de una empresa, es crucial para la eficiencia de la toma de decisiones a corto y largo plazo que todos los propietarios de partes del sistema tengan en cuenta todos los efectos de sus acciones y no sólo los efectos sobre la parte del sistema que poseen [Joskow y Schmalensee 1983: 63].

Los mercados experimentales, en los que todas las ventas y compras de energía se expresan como ofertas de venta y ofertas de compra y las asignaciones se determinan simultáneamente, dadas las propiedades físicas de la red, demostraban que la desregulación del mercado energético era eminentemente factible. Además, la eficiencia a corto plazo era elevada, del orden del 90-100 % del máximo superávit económico, con ganancias del intercambio en mercados con muy pocos participantes. La Figura 1 muestra una gráfica de eficiencia de dos sesiones experimentales consistentes en una serie de 30 periodos de intercambio utilizando sujetos experimentados en una red radial de 3 nodos con 4 compradores a granel y 6 gencos (Backerman, Rassenti y Smith 1997). ¿Por qué no hay pérdidas de eficiencia importantes debido a externalidades a corto plazo? La respuesta reside en la condición de que todas las asignaciones se determinan simultáneamente. La pérdida de potencia en las líneas de transmisión compartidas varía según el cuadrado de potencia total inyectada. Por lo tanto, la genco A sufre mayores costos de pérdida de energía si la genco B está usando la misma línea. Pero si la optimización se basa en la voluntad marginal de cada agente de comprar o vender, con precios y asignaciones determinados simultáneamente, cada agente tiene el costo de oportunidad apropiado que su acción impone a todos los demás en el margen. El problema se resuelve mediante la presentación simultánea de cotizaciones de compra / venta a las

que se aplican algoritmos para maximizar las ganancias implícitas del intercambio teniendo en cuenta las pérdidas de transmisión del sistema.



Pero hay muchos otros "efectos externos" potenciales, además de las pérdidas de energía del sistema compartido, que en principio son o pueden ser internalizados mediante mecanismos que enlazan los programas de cotizaciones de compra y venta con las restricciones del sistema a través de la coordinación gobernada por reglas: (i) "restricciones de voltaje" (tales como son tratadas, técnicamente, en la actualidad, en todos los sistemas operativos), que exigen que se produzca "potencia reactiva" y, por tanto, se fijen precios en el mercado si se van a incorporar tales restricciones en el proceso del mercado;³ ii) vínculos inter temporales tanto del lado de la demanda como del generador que involucran la necesidad de optimizar a lo largo del tiempo, no sólo en el mercado spot corriente, pero como fue demostrado por Kaye y Outhred (1989) y Kaye, Outhred y Bannister (1990), los principales requisitos de coordinación inter temporal pueden ser satisfechos por los mercados de futuros; (iii) cláusulas de contingencia tales como reservas del generador y de transmisión para evitar apagones por interrupciones no programadas del equipo y para evitar cascadas inestables de interrupciones que se propagan a través de la red.⁴

³ El mantenimiento del voltaje para evitar "caídas" requiere que los generadores, o dispositivos especiales de compensación, proporcionen potencia reactiva local. Dado que los generadores pueden producir potencia (i) reactiva o (ii) activa (esta última es la energía que funciona) en proporciones variables, (i) es una fuente de "externalidad" sólo si no tiene precio, que es la práctica universal heredada de los sistemas de propiedad central o regulados. Planeamos formular diseños experimentales para estimar la potencia reactiva como un producto más.

⁴ La reserva de generadores (*spinning*) puede ser suministrada por un mercado de capacidad de reserva además del mercado de energía. (Ver Olson, Rassenti y Smith 2001 para un estudio experimental de estos mercados simultáneos). Un simple mercado de este tipo (sin complicaciones de red) es cuando se alquila un automóvil: si se lo usa, se compra la nafta en un mercado de energía separado; si no se lo usa, entonces está en reserva para un uso contingente. Para mantener las líneas de reserva de transmisión se las suele constreñir a transportar mucho menos que sus capacidades térmicas, *por ingenieros cuyo celo en la minimización del riesgo de perder una línea no es necesariamente económico*. Una regla estándar, basada en el análisis n-1, consiste en establecer la capacidad de cada línea en una red de modo que si una línea cualquiera sale, las líneas n-1 restantes pueden llevar la carga de pico; si se desea más seguridad se aplica un análisis n-2 y así sucesivamente. Por supuesto, este enfoque plantea la cuestión de cuál es el precio de la seguridad. ¿Pueden aplicarse principios de seguros catastróficos con una prima variable que aumente con la utilización monitoreada de capacidad?

Pasando a la segunda pregunta, tanto la regulación como la propiedad del gobierno han producido industrias con una fuerte orientación hacia la oferta. La política de potencia produce un sistema en el que (i) hay graves repercusiones políticas si los consumidores "pierden la luz" con demasiada frecuencia, y (ii) los consumidores que toman decisiones no tienen medios directos (o indirectos a través de los mercados mayoristas) de comparar el costo de la nueva capacidad con el costo de las interrupciones en pico o en emergencias. Por consiguiente, la capacidad de reserva adecuada en generación y transmisión requiere una inversión del lado de la oferta suficiente para satisfacer toda la demanda, más un amplio margen para la seguridad del suministro. Los sistemas regulatorios y de propiedad del gobierno no tenían ningún incentivo para instalar tecnologías para aliviar el estrés de carga introduciendo precios de tiempo de demanda y contratos voluntarios interrumpibles para clientes. Para que esto ocurra, los usuarios deben tener la capacidad del mercado spot en tiempo real para reducir directamente el consumo en respuesta a aumentos de precios, o indirectamente mediante un contrato con el distribuidor para reducir las entregas en respuesta a aumentos de precios. Como veremos más adelante, la capacidad de interrupción de los flujos de energía debe ser expresable en el mercado spot para que los precios puedan ser adecuadamente disciplinados.

Nueva Zelanda

El trabajo de consultoría de ESL en Nueva Zelanda estuvo dirigido enteramente a cuestiones de cómo podría ser estructurada una industria eléctrica neo-zelandesa privatizada, y un mercado de energía mayorista. Intelectualmente, a principios de los años ochenta, el cambio radical en cuestiones de privatización frente a propiedad y regulación del gobierno fue tan drástico en dirección a la liberalización económica que la reforma de la electricidad parecía cierta. La elección de un nuevo gobierno laborista comprometido con la reforma fue seguida por una crisis cambiaria al día siguiente. Todas las empresas del gobierno se habían desempeñado tan mal, y constituían un drenaje tan severo del Tesoro que el país estaba amargado sobre el "experimento de NZ (socialista)". En 1991, se podía encontrar en Nueva Zelanda a gente que expresaba el principio "que el usuario pague" como slogan de la reforma.⁵ Esta exuberancia, fuerte a finales de los años ochenta y comienzos de los noventa, se ha reducido mucho, incluso se ha invertido.

Nueva Zelanda. . . mantiene grandes corporaciones estatales que son aptas para la privatización, pero. . . su actividad de privatización fue silenciada durante gran parte de los años noventa. Esta disminución refleja las percepciones políticas de las leyes de privatización, así como la resolución de cuestiones de derecho de propiedad, algunas de las cuales surgen de consideraciones de la estructura de la industria que es adecuada para una regulación ligera, y otras de la posible solución de las demandas maoríes [Evans 1998: 3].

La consultora ESL para el Tesoro de Nueva Zelanda en 1991, y más tarde para Transpower, Nueva Zelanda en 1993, creada como empresa estatal que mantenía y operaba la

⁵ El impulso para la reforma fue una drástica reducción en el desempeño de la economía de Nueva Zelanda desde 1953 hasta fines de los años setenta. Nueva Zelanda tenía el tercer ingreso per cápita más alto del mundo en 1953 (detrás de los Estados Unidos y Canadá, pero similar a Suiza) y en 1978 había descendido a vigésimo segundo (menos de la mitad del ingreso per cápita de Suiza). Véase Mc-Millan (1998).

red de alto voltaje, enfatizando la privatización de la transmisión, los precios de transmisión y las subastas del lado de la demanda.

Privatización de la transmisión

¿Cuál podría ser la estructura de incentivos y propiedad que se debería implementar para la red de Nueva Zelanda y para el centro de despacho del mercado que determinarían las asignaciones de oferta de energía entre los propietarios descentralizados de generación que pujarían en el mercado spot?

Nuestras recomendaciones tuvieron su génesis en nuestro estudio de arrendamiento de la ACC de 1985, pero la idea básica -un sistema de derecho de propiedad arrendada- se extendió sustancialmente y se ajustó a las propiedades físicas especiales de los flujos de energía eléctrica en redes de corriente alterna interconectadas. Primariamente, estas propiedades son de dos tipos: (a) los flujos en arcos individuales de la red no pueden ser controlados con precisión porque en redes AC de corriente alterna no ha existido nada análogo a las válvulas en los arcos de las redes de fluidos y gasoductos; (b) la optimización en dichas redes requiere el conocimiento de los valores de la disposición al pago de la demanda en los nodos de destino, los términos de la oferta en los nodos de inyección de energía y las propiedades físicas (características de pérdidas y limitaciones de capacidad) de todos los elementos de la red. Uno puede entonces resolver simultáneamente el patrón de inyecciones de energía y entregas que satisfacen todas las demandas y restricciones en tanto que se maximizan a corto plazo las ganancias de intercambio basadas en toda esa información. Estas dos características combinadas implican que no es posible especificar "derechos de camino" bien definidos de cualquier nodo de origen a nodo de destino. El flujo en una trayectoria dada puede ser óptimo en cierto momento, pero con un cambio en el patrón de oferta y demanda y con diferentes restricciones de transmisión vinculantes, el flujo en ese camino puede ser muy diferente, incluso invertido en otro momento.

Propusimos que estas características de la industria eléctrica se apoyaran en un régimen de derechos de propiedad con las siguientes características correspondientes cuando el sistema es privatizado como una empresa conjunta (regida competitivamente), de propiedad de todos los usuarios:

(a) En cada nodo de inyección de energía está conectado un conjunto de generadores con cierta capacidad especificada que ocurrió en la historia hasta la fecha de privatización. Se supone que esa capacidad refleja los beneficios, basados en las tasas históricas de utilización, y el valor de localización de la capacidad donde reside.

(b) De manera similar, cada nodo de entrega tendrá asociada con él una capacidad para retirar potencia.

(c) Los derechos a inyectar (o retirar) potencia en cada nodo pueden entonces ser definidos y certificados en términos de capacidad basándose en la inversión histórica.

(d) Cada generador tiene derecho a presentar un plan de suministro de ofertas que indique las diversas cantidades que el proveedor está dispuesto a inyectar a los precios de venta declarados correspondientes, en los que se restringe el programa para no exceder la oferta total de derechos de capacidad de dicho generador en su nodo de conexión. Cuánto de esta oferta será aceptada por el centro de despacho, dependerá de los térmi-

nos de la oferta de proveedores competitivos en el mismo u otros nodos, del patrón nodal de demanda y de las propiedades físicas de la red en cualquier momento. Consideraciones de estabilidad, seguridad y voltaje pueden requerir que ciertas ofertas clave del generador sean aceptadas como excepción a la regla general de orden de mérito de que los generadores de precio más bajo tienen prioridad sobre los de mayor precio. Es probable que estos generadores clave cambien con la configuración de carga de la red. Por lo tanto, cada generador tiene simplemente el derecho de ofrecer hasta su capacidad en unidades de potencia, no el derecho a que la oferta sea aceptada. Tales incertidumbres son inherentes a la naturaleza del sistema, y los derechos de propiedad deben reflejar estas contingencias. La innovación tecnológica e institucional puede aliviar la exposición a estos riesgos, y tales desarrollos deben ser permitidos e incentivados.

(e) Estos derechos de capacidad pueden ser libremente pactados, arrendados o rentados a terceros sujeto únicamente a leyes contractuales aplicables a cualquier industria; pero como en otras industrias, la electricidad puede dejar sus propias huellas en la forma de esos contratos.

(f) Cualquier usuario individual en esta estructura, o cualquier grupo de usuarios que forman un consorcio, es libre de invertir en aumentar la capacidad de cualquier línea o líneas en el sistema. Aquellos que hagan la inversión adquirirán derechos, como en (c) - (e) arriba, a cualquier aumento de capacidad en nodos individuales que sea posible gracias a la inversión. Estos aumentos en la capacidad serán inciertos y se basarán en simulaciones ingenieriles imperfectas que se utilizan comúnmente para evaluar y situar las ampliaciones de capacidad.

(g) Por último, dado que los usuarios titulares pueden no estar bien motivados para ampliar su capacidad, los co-arrendatarios no pueden impedir la entrada de nuevos inversores que inviertan en la expansión de capacidad de la línea y adquieran derecho al consiguiente aumento de los derechos nodales a inyectar (o retirar) potencia.

Precios de transmisión

Dada la estructura de propiedad conjunta antes indicada, todos los usuarios comparten costos operativos y de mantenimiento invariables a la producción en proporción a sus respectivos derechos de capacidad. El costo variable primario de transmisión es la energía perdida en la transferencia de energía desde los nodos de origen hasta los nodos de entrega. Esta pérdida (por km de línea) en las líneas de alta tensión varía aproximadamente como el cuadrado de energía inyectada, se recibe menos energía que la que se envía. *Por lo tanto, si la pérdida promedio por unidad es A (usualmente un número entre 0,02 y 0,2) para una línea dada, la pérdida marginal es $M = 2A$.* Esto implica que si el precio en un nodo de inyección upstream es P , entonces en cualquier nodo downstream el precio será $P' = P + PM$, es decir, el precio de entrega es el precio en el punto de inyección más el costo marginal de energía perdida en la entrega. Téngase en cuenta que PM es el verdadero costo de oportunidad de la energía perdida en la transmisión, y que todos los compradores atendidos por generadores remotos deben pagar este costo en una red eficiente de suministro de energía. En líneas largas donde la

pérdida promedio en la demanda pico puede ser de hasta 20 % ($A = .2$), la diferencia de precios nodales, $P' - P = 2AP$ puede ser de hasta 40 % del precio de entrega.⁶

Licitación de la demanda

La competencia es mucho mayor si los compradores mayoristas pueden licitar en los mercados spot usando escalones discretos de demanda que definen los niveles de precios por encima de los cuales están dispuestos a *interrumpir* los bloques consumidos de energía correspondientes. Como veremos, las licitaciones de demanda también reducen las puntas de precios en horas pico. Además, los flujos interrumpibles pueden sustituir a las reservas de seguridad de la capacidad de generación, al tiempo que reducen la posibilidad de que las líneas de transmisión se vean limitadas.

Las deliberaciones de Nueva Zelanda sobre la estructuración de la red continúan. Sin embargo, las funciones del mercado spot, llamado el mercado de electricidad de Nueva Zelanda (NZEM), se han estructurado como una empresa conjunta regida por reglamentos. (Para un informe detallado véase Arnold y Evans, 2001, véase también NZEM 1999). *Sólo tres países han implementado políticas que requieren que los usuarios de la red financien expansiones de inversión: Chile, Perú y Argentina.* En los tres casos, sin embargo, los múltiples propietarios operan bajo *precios regulados* (Kleindorfer 1998: 69). Por lo tanto, ningún país ha implementado una red completamente privatizada regulada sólo mediante derechos de propiedad, ni es probable que esto se logre en un futuro próximo.

A pesar de que no se han puesto en práctica nuestras incipientes propuestas para estructurar la propiedad conjunta de la red que, de hecho, requieren un trabajo mucho más intenso para ser operativas, el mercado spot de Nueva Zelanda implementa tanto la fijación de precios de la pérdida marginal de transmisión como la licitación de la demanda. Sin embargo, es importante señalar que los precios nodales de la energía en Nueva Zelanda no son precios ex ante en tiempo real que puedan ser evitados por la acción de compradores y vendedores en el período actual. Los precios son un esquema ex post de recuperación y distribución de los costos, y tienen efecto sólo en la medida en que los eventos / condiciones sean repetidos y anticipados por los tomadores de decisión. Lo mismo es cierto para los sistemas implementados en California y las regiones del Atlántico Medio en los Estados Unidos. *Esto es en parte resultado de tradiciones de la industria en las que la gente piensa en los precios como dispositivos de recuperación de costos en lugar de señales de costos de oportunidad evitables y en parte como consecuencia de la implementación de tecnología y arreglos institucionales apropiados.* Nueva Zelanda, sin embargo, se está moviendo hacia implementar verdaderos precios como costos evitables, tales como se usan actualmente en Australia (véase más adelante).

⁶ Como cuestión práctica, debido al costo de medición y supervisión, la fijación de precios de la red siempre implica una cierta agregación de subsistemas en nodos o rutas representativas. Por lo tanto, los principios anteriores son de hecho conceptuales, y están sólo imperfectamente captados en cualquier sistema operativo real. Además, los sistemas de distribución de baja tensión no siguen la regla de la ley de pérdidas al cuadrado del todo bien, y las pérdidas se promedian comúnmente por la alta densidad de usuarios.

El costo marginal de transmisión es políticamente muy difícil de implementar en los regímenes democráticos; otros tres países (Chile, Perú y Australia) lo han adoptado (Kleindorfer 1998: 69). Las fuertes presiones políticas favorecen promediar las pérdidas de transmisión entre todos los clientes. Esto crea un efecto externo con un precio incorrecto que es evitable mediante la especificación apropiada de reglas de derecho de propiedad, e ilustra uno de los muchos problemas de externalidades creados, no resueltos por la acción colectiva. Con excepciones menores promediar las pérdidas entre los clientes fue la práctica universal tanto en los regímenes estatales como en los regímenes regulatorios de estilo americano, y esta práctica tarda mucho en desaparecer. La gente no entiende bien el principio de costo/eficiencia de oportunidad: cada agente paga el costo que su consumo impone a los demás, eliminando así los efectos externos. Sin embargo, es necesario un acuerdo colectivo para implementar la aplicación de este principio a los precios en una red. (Obsérvese que el principio no crea ningún problema en las líneas aéreas o en la hotelería, donde los precios en horas pico surgen espontáneamente en la competencia, como el perspicaz argumento de Hayek de 1945, y no son necesarios acuerdos colectivos. Esto ilustra uno de los muchos riesgos de la descentralización de industrias de red interdependientes que utilizan algún proceso de acuerdo colectivo.)



La mayor parte de la población de Nueva Zelanda y la demanda de electricidad está en la Isla Norte, mientras que la mayor parte de la capacidad de generación está en la Isla Sur. Hay unos 900 kilómetros desde la parte inferior de la Isla Sur, donde se encuentran los generadores más remotos, a la parte superior de la Isla Norte, donde se encuentra la mayor concentración de población (Auckland). En consecuencia, en la demanda de hora pico, sin líneas restringidas que causen una diferencia de precio adicional por congestión, hay una diferencia de

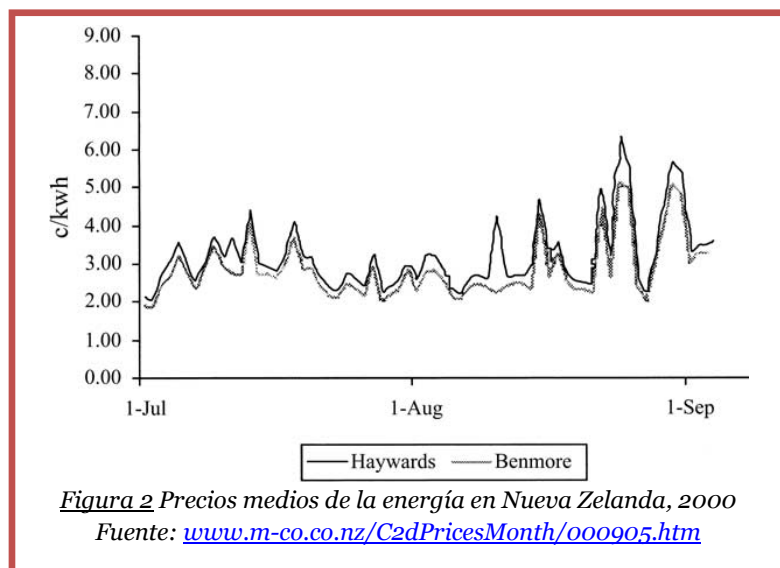


Figura 2 Precios medios de la energía en Nueva Zelanda, 2000
Fuente: www.m-co.co.nz/C2dPricesMonth/000905.htm

precio de aproximadamente 33% entre los dos nodos más separados. En la Figura 2 se presenta un gráfico de los precios de la electricidad neozelandesa en el enlace interinsu-

lar, Haywards y Benmore en el Sur (no en los dos nodos extremos), para los meses de invierno de julio y agosto, cuando es mayor la demanda de energía para calefacción.

Para las licitaciones de demanda, las reglas del Mercado Eléctrico de Nueva Zelanda (NZEM) especifican que "Cada día de negociación, cada Participante del Mercado de la Clase Comprador presentará al Programador las ofertas según las cuales... (ese Participante)... *está dispuesto a comprar Electricidad al Gerente de Compensación para cada período de negociación del siguiente día de negociación*"(NZEM 1999: B.2.1). Dichas ofertas especifican los períodos de negociación pertinentes, el nodo de salida de la red, deben representar esfuerzos razonables para predecir la demanda y especificar hasta 10 precios (escalas de precios o "bandas") y las cantidades correspondientes. No hay límites superiores o inferiores sobre los precios: "Se considerará que la banda de precios más alta para cada oferta comienza en una cantidad de cero" (NZEM 1999: B.2.3). Nótese que esta disposición define el precio donde el programa de precio de demanda marshalliana cruza el eje de precios. Dado que la tecnología para interrumpir los flujos es limitada, estas disposiciones de NZEM son actualmente poco usadas (como se nos informó en conversación privada con Lewis Evans en la Universidad de Victoria, Nueva Zelanda), pero el escenario institucional está listo para una puja de demanda más amplia cuando la tecnología apropiada esté disponible y más barata. Serán más significativas cuando Nueva Zelanda implemente precios en tiempo real.

Australia

Fuimos invitados a visitar Australia en 1993 por Prospect Electricity (ahora parte de Integral Energy) en Nueva Gales del Sur, la segunda compañía de distribución más grande en ese estado. Australia, a diferencia de Nueva Zelanda (inicialmente), no se había comprometido a privatizar la electricidad, aunque el debate político había comenzado. Más bien, el compromiso era sobre la descentralización, estableciendo un mercado mayorista nacional. Éste fue el encargo del National Grid Management Council (NGMC). (Si ocurrieron privatizaciones fueron de resorte de los estados, que eran los propietarios de los activos del sistema de energía existente. Todos los sistemas de generación, transmisión y distribución siguen siendo de propiedad pública incluso hoy, con la excepción de Victoria, donde todos son de propiedad privada, mientras que Australia del Sur ha implementado 200 años de arrendamiento de sus activos a entidades privadas.)⁷ Fue durante esta visita que nos enteramos de que los votantes a favor de la privatización estaban formados por compradores a granel -comerciales, industriales y de distribución- que expresaban la creencia de que las industrias eléctricas propiedad del gobierno estatal estaban produciendo energía a un costo exorbitante que comprometía la capacidad de las industrias intensivas en energía de Australia de competir en los mercados mundiales. Principalmente nuestros patrocinadores eran del lado de los compradores de la industria, y nuestra tarea era suministrar información de mercado y entregar tecnología de demostración: dar conferencias, seminarios y realizar talleres experimentales con un amplio espectro de representantes de la industria y del gobierno que participarían en nuestros experimentos prototipo de electricidad mayorista, demostrando la factibilidad, la eficiencia y las posibles características estructurales de un mercado mayorista descentralizado, con un alcance y una forma de descentralización aún por determinar. Estas conferencias y talleres contaron con mucha asistencia, pero

⁷ Correspondencia privada con Hugh Outhred.

con comprensiblemente más entusiasmo proveniente del lado de la demanda que del lado de la oferta. Tal era el ambiente político como lo vimos.

Posteriormente, el gobierno central creó el National Grid Management Council para planificar y supervisar un mercado mayorista de energía abarcando a los estados, integrado por una red interconectada nacional. Esto llevó a un controvertido "ensayo de papel" (costo, \$ 2 millones) en el cual los participantes recorrieron los procedimientos propuestos de subasta y compensación en un mercado de energía spot. Nuestros contactos australianos presionaron y obtuvieron la aprobación para llevar a cabo experimentos de laboratorio con un prototipo para el mercado propuesto. Éramos consultores en especificaciones de software y diseño experimental, pero todos los desarrollos y experimentos debían ser realizados en Australia. Esto condujo finalmente a un experimento de comercio electrónico de dos semanas (7 horas por día) utilizando participantes no pertenecientes a la industria entrenados en los procedimientos de intercambio y obteniendo importantes beneficios en efectivo basados en los costos y demandas inducidos y en los parámetros y las características de la red australiana. Desaconsejamos usar cualquier participante de la industria debido a sus conocidos sesgos políticos a favor o en contra de las inminentes reformas del mercado.

El 13 de diciembre de 1998, el National Electricity Market comenzó a comercializar electricidad australiana. Antes de ese período, mercados separados negociaban potencia en los Estados de Victoria y Nueva Gales del Sur ya en 1996.

En resumen, los métodos experimentales en economía sirvieron para facilitar el desarrollo de un mercado mayorista de electricidad en Australia de las siguientes maneras:

1. Proporcionó una base de datos experimental previa a 1991 que demostraba la viabilidad de utilizar un mercado inteligente, señales de precios para coordinar la producción y la transmisión en grandes áreas geográficas y ayudar a informar el proceso de decisión política.
2. Los resultados de los tratamientos de los diseños experimentales específicos sugirieron que la eficiencia general del mercado, la volatilidad de los precios y la distribución del excedente entre compradores, vendedores y sistema de transmisión se vieron significativamente afectados por lo siguiente: las normas de fijación de precios en el mercado de transmisión y en el de subastas, si hubo o no licitación por demanda, y si las restricciones de la líneas de transmisión eran vinculantes.
3. Como se señaló en la comunicación con Hugh Outhred, los nuevos experimentos "en la UNSW también demostraron la importancia de los mercados de futuros para contener el poder del mercado" (véase Outhred y Kaye, 1996).
4. Proporcionó experiencia práctica y capacitación a gerentes y personal técnico, y alertó a los principales agentes involucrados en el mercado mayorista sobre algunos de los posibles problemas de diseño del proceso.
5. Permitió a los australianos pasar por el proceso de desarrollo de software de prototipo de mercado, llevar a cabo experimentos utilizando los parámetros australianos de costo de la red y de generación, y aprender mucho más sobre cómo podría funcionar su sistema de mercado propuesto antes del comercio real en Victoria y New South Gales.

El mercado mayorista en Australia implementó características que lo convierten en el más avanzado desde la perspectiva de reflejar buenos principios de diseño económico, aunque es importante enfatizar que estos principios están siendo revisados y modificados a la luz del cambio de experiencia y tecnología. Mencionamos dos aspectos centrales de los temas discutidos anteriormente que estaban en el Código Eléctrico Nacional antes de sus experimentos (citado de la correspondencia personal con Hugh Outhred, 2 de febrero de 2001):

(a) "Los precios de la red en Australia incorporan las pérdidas marginales de la red de la siguiente manera: las "interconexiones teóricas" entre regiones incluyen... (un ajuste por)... pérdidas marginales... directamente en el proceso de fijar precios de cinco minutos; los factores interregionales de pérdida de transmisión se fijan anualmente sobre la base de las pérdidas marginales promedio de la red (el período de promediación puede acortarse en algún momento futuro)..." Por lo tanto, los factores de pérdida, como tales, no se basan en las condiciones actuales en tiempo real, al igual que los flujos a los que se aplican los factores.

(b) "Las Reglas Nacionales del Mercado Eléctrico de Australia (NEM)... (además) ... incorporan el lado de la demanda - formalmente como cotizaciones... y de manera informal como elasticidades precio. Esta última opción existe porque: se prevén precios de media hora por lo menos 24 horas antes y se difunden a todos los participantes del mercado (oferta y demanda); los participantes pueden cambiar sus cotizaciones y ofertas desde el momento de su presentación original (un día antes) hasta la media hora a la que se aplican; el precio spot real se fija en "tiempo real" y se transmite a todos los participantes, un consumidor puede simplemente reducir la demanda en respuesta a esa señal de precio y así evitar pagar el precio. Esa facilidad ahora se está utilizando en la práctica, tanto por un consumidor que participa directamente en el NEM como por los minoristas respaldados por contratos de reducción discrecional de la demanda con los consumidores finales." Es evidente, sin embargo, que "es necesario mucho más desarrollo" (Outhred 2001: 20].

Estados Unidos de América

La desregulación de la electricidad no afectó a Estados Unidos hasta que la reforma de la privatización y descentralización estuvo muy avanzada en el extranjero. Desde la perspectiva de aquellos de nosotros interesados en el diseño del mercado para su desregulación, la experiencia de Estados Unidos fue decepcionante, y los detalles del diseño fuertemente politizados. Al principio, la industria se oponía a la desregulación. Nada nuevo aquí, ya que lo mismo sucedía con las líneas aéreas, el gas, el ferrocarril, y la desregulación del camión. Pero con la electricidad era necesario un acuerdo colectivo estatal o regional sobre cómo se reestructuraría la industria y qué reglas gobernarían el funcionamiento del mercado, ya que había una clara necesidad de coordinación informática de las cargas de los generadores para satisfacer la demanda instantánea en redes altamente interconectadas. (No había necesidad de tal acuerdo en la industria aérea desregulada. Las rutas ya no tenían que ser certificadas, la industria estaba regulada por la libre entrada y salida, y lo que surgió espontáneamente en respuesta a la demanda de frecuentes servicios de bajo costo fue la estructura de distribución y enlace radial que no fue anticipada ni planeada deliberadamente por nadie.) Originalmente, por ejemplo, hacia 1985, cuando terminamos nuestro informe del ACC, la industria había sostenido que la desregulación no era técnicamente factible, pero esa propuesta

había sido derribada en todo el mundo por programas de descentralización, ninguno de los cuales había seguido la regla de regreso al estilo americano. Existían varias formas de regulación "ligera", como los precios máximos en los cargos por los negocios de "cables", la transmisión de alta tensión o la distribución local de baja tensión, pero la energía estaba siendo competitivamente limitada sólo por la tecnología y el estado del conocimiento. *Nadie en el extranjero quería utilizar el modelo americano, que se percibía que tenía tantas fallas como los modelos de propiedad estatal o dominada por el estado que estaban siendo reformados.*

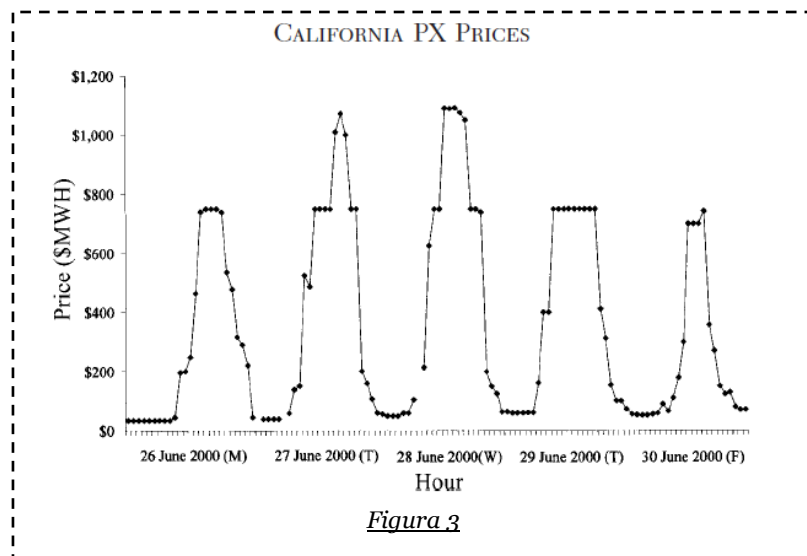
En este entorno, una vez que el escrito estaba en la pared, las empresas de servicios públicos se centraban no en cuestiones de diseño de mercado y mercados spot eficientes, sino en el cabildeo de nuevos cargos mensuales fijos para cubrir sus supuestos "costos hundidos". Éste era un diseño de precios para proteger los ingresos pero no un diseño del mercado para la eficiencia. La mayoría de los economistas parecían aceptar la necesidad de tal compensación, bien porque era "justo" para las empresas de servicios públicos recuperar el costo de las inversiones hechas de buena fe bajo un régimen regulatorio que estaba siendo reemplazado (Baumol y Sidak 1995) o porque era considerado el precio político que se debía pagar por el apoyo de la empresa de servicios públicos a la desregulación (Block y Leonard, 1998). Dado que las empresas de servicios públicos ya eran de propiedad privada, habían participado durante mucho tiempo en intercambios bilaterales de energía de la economía, y los comercializadores de energía, o intermediarios, habían surgido para facilitar estos contratos, hubo oposición a la idea misma de un mercado spot abierto. Los intereses bilaterales sólo querían reportar los flujos de origen y destino a los planificadores, con precios que siguen siendo propiedad de los propietarios. Irónicamente, los grupos bilaterales de interés habían sido fomentados por una legislación destinada a impulsar la industria hacia la liberalización del mercado: la Public Utility Regulatory Policies Act de 1978 y la Energy Policy Act de 1992. Estas iniciativas fueron diseñadas para facilitar el acceso a la transmisión de productores independientes de energía como un paso hacia fomentar el desarrollo de mercados mayoristas de energía. (Téngase en cuenta que algunas empresas de servicios públicos estaban oponiéndose a ese acceso, y se consideraba necesaria la acción federal). Fue promovido el modelo de comercio bilateral, en parte debido a su éxito percibido en la reforma de la industria gasífera, pero también porque los intermediarios de comercialización de gas querían expandirse a los mercados de energía eléctrica. California siguió el modelo bilateral en la reestructuración de la electricidad. Por mucho tiempo consideramos que este modelo era el erróneo: la negociación bilateral en la era electrónica no podía servir de base para un modelo de mercado eficiente de redes interdependientes (de gasoductos o transmisión).⁸

California, sin embargo, requería que la demanda de las empresas de servicios públicos de propiedad de inversionistas fuera procesada a través de CalPX, pero estas ofertas de cantidad de demanda estaban "en el mercado" (pague lo que sea el precio de compra que despeja el mercado); no eran ofertas contingentes de precios aplicadas por contratos de servicios interrumpibles.

⁸ Para una crítica de esta tendencia, véase Smith (1987, 1996) y para estudios de mercados asistidos por computadoras inteligentes en redes de gasoductos ver McCabe, Rassenti y Smith (1989, 1990), y Rassenti, Reynolds y Smith (1994).

Así, en California y en otros lugares, las nuevas empresas eléctricas tuvieron éxito en instituir nuevas tarifas mensuales fijas para cubrir sus costos hundidos y fijar los cargos por unidad de energía para los clientes minoristas, pero nadie estaba preparándose e invirtiendo en la tecnología para la demanda como un instrumento para disciplinar los precios en el mercado spot por hora y ofrecer incentivos para que los usuarios reduzcan la demanda o cambien su consumo de hora del día de los períodos de mayor a menor costo. ¡Imagínense cuáles serían las consecuencias para las aerolíneas, y para todos sus pasajeros, si para ser autorizadas, las aerolíneas tuvieran que cobrar a todos los pasajeros una tarifa de acceso mensual regulada idéntica y un precio fijo por milla viajada, independientemente del destino del vuelo, hora del día, hora de la semana, temporada o vacaciones, e independiente de la disposición al pago del viajero!

La Figura 3 ilustra un período típico de 24 horas de variación de precios en el California PX (su precio spot de intercambio). Dado que la mayor parte de la potencia se negociaba mediante contratos bilaterales a precios secretos, no formando parte del mercado spot, o a través del PX como ofertas "en el mercado", la demanda no era



sensible a los precios. Obsérvese en la Figura 3 que la demanda de pico y la mayor parte de la demanda de transición del *hombro*⁹ (entre pico y fuera de pico) están a precios por encima de 10 centavos por kilovatio (\$ 100 por megavatio) y por lo tanto muy en exceso de lo que los distribuidores locales cobran a sus clientes residenciales. Hay muchos otros ejemplos de aumentos de precios en el pico de hasta 10 o más veces los precios de la energía normal (en el rango de \$ 25 - \$ 30 por megawatt). Estas diferencias de precios implican una enorme tasa de retorno de la inversión en contratos de interrupción selectiva voluntaria de las entregas de energía, con ganancias compartidas tanto para el distribuidor como para sus clientes.

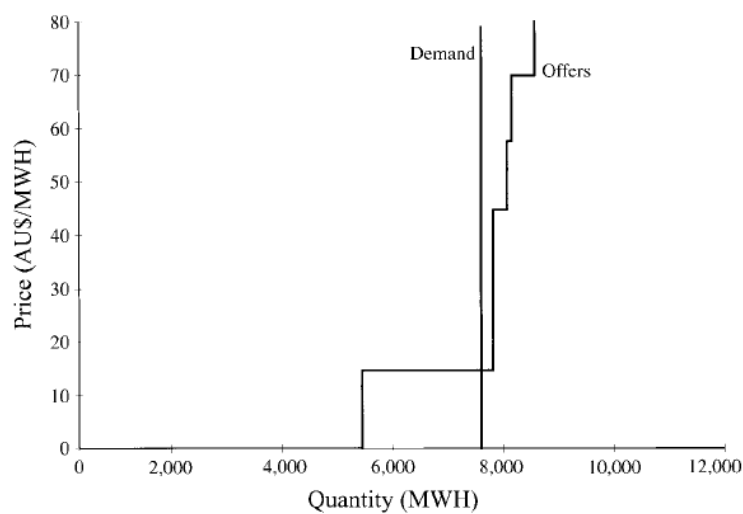
Controles de pujas por demanda, poder de mercado y picos de los precios

Anteriormente, la investigación de mercado experimental, ya citada, usó subastas de demanda, y observamos resultados muy competitivos. Nuevos experimentos estudian esta cuestión mucho más sistemáticamente en el diseño reportado por Rassenti, Smith y Wilson (2000) comparando los precios con y sin subasta de demanda. Los compradores a granel presentan escalones discretos que reflejan los precios por encima de los cuales están dispuestos a reducir la demanda invocando sus contratos para interrumpir las entregas. En un mercado competitivo de electricidad es importante que los

⁹ Véase <http://www.investopedia.com/walkthrough/forex/beginner/level3/head-and-shoulders.aspx> (N. del T.)

proveedores de energía a granel contraten la interrupción *discrecional* de los consumidores (adecuadamente compensados). ¿Por qué? **Porque entonces sus pujas en el mercado mayorista no pueden ser conocidas con certeza por los oferentes del lado de la oferta, y las licitaciones del lado de la demanda pueden disuadir mejor el poder de mercado del lado de la oferta.** El problema creado por una demanda responsiva en forma inadecuada a los precios en una subasta dominada por la oferta se puede ilustrar con el gráfico mostrado en la Figura 4, debido a Outhred. En un mercado de este tipo, el precio de equilibrio es sensible a los precios de venta presentados por los generadores de pico con producción escasa, especialmente cerca de los picos de demanda. Así, en el Gráfico 4, el precio es de \$ 15 por MW con demanda de 7.700 MW, pero si la demanda hubiera sido de 8.000 MW, el precio spot habría sido de \$ 45 por MW y a un nivel de demanda de 9.000 MW el precio habría sido indeterminado, obligando al centro de despacho a utilizar reservas de seguridad o a interrumpir involuntariamente a los clientes. Indiscutiblemente, muchos consumidores habrían estado preparados a reducir la demanda para evitar este aumento de precios, siempre que hubieran tenido la oportunidad e incentivos proporcionales a los ahorros. En Estados Unidos ¿se consideran tales condiciones un problema de poder de mercado de la oferta o un fracaso institucional y de incentivos del mecanismo del mercado para implementar una demanda responsiva? La tendencia es culpar al poder

del mercado, aunque en otras industrias -hoteles o moteles, o precios de los asientos de



*Figura 4 Determinación del precio en el mercado eléctrico australiano
Hugh Outhred, Australia: Spot Trading Results and Implications for Ancillary Services, 5 January 2000*

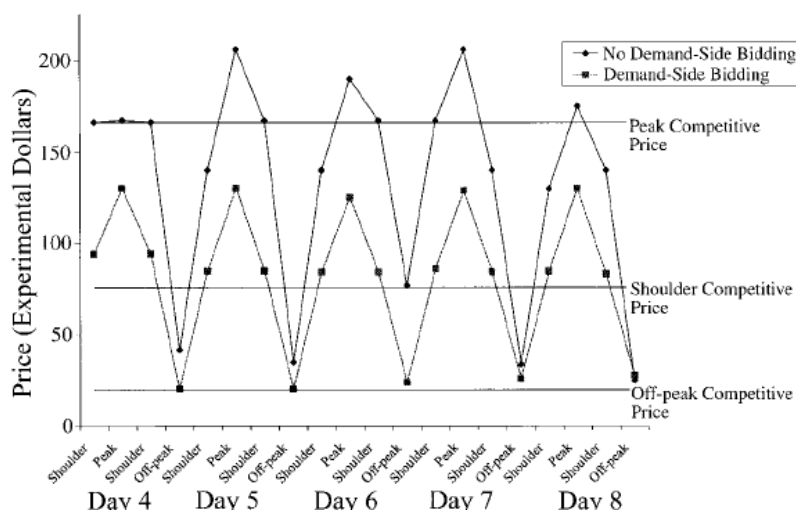


Figura 5

del mercado, aunque en otras industrias -hoteles o moteles, o precios de los asientos de

las aerolíneas, donde el producto también es no almacenable- la demanda responde fuertemente a precios competitivos variables en el tiempo.

La Figura 5 muestra datos experimentales que comparan los precios con y sin subasta de demanda en el transcurso de 5 "días" de negociación. Cada día en un experimento consiste en un ciclo de cuatro períodos de precios de demanda: hombro (*shoulder*), pico (*peak*), hombro y fuera de pico (*off-peak*). Por lo tanto, los experimentos consolidan las transiciones de los hombros, las horas pico y fuera de horas pico (mostradas en la Figura 3) en cuatro bloques de tiempo más simples para la determinación del precio de la subasta. Tengan en cuenta que cuando no hay licitación de la demanda, los precios se incrementan mucho, muy por encima de los precios competitivos experimentales controlados, especialmente en los períodos de demanda de los períodos de hombro y pico. Tanto el "poder de mercado" del generador como los picos de los precios en alza se controlan efectivamente mediante la introducción de licitaciones de demanda, sin modificar las demás características del mercado. En estos experimentos, una proporción muy modesta (16%) de la demanda máxima es interrumpible por los compradores mayoristas; la mayor parte de la demanda pico (84%) es lo que la industria llama demanda firme o que "debe ser atendida".

La gráfica de la figura 5 muestra los datos de una de las cuatro comparaciones experimentales independientes que se han publicado en Rassenti, Smith y Wilson (2000). La Figura 6 proporciona un gráfico de barras que resume todos los resultados experimentales. Con subastas de demanda, el nivel promedio de precios se reduce en todos los segmentos del ciclo de demanda diaria, mientras que casi se elimina la gran variabilidad de cambios de precios.

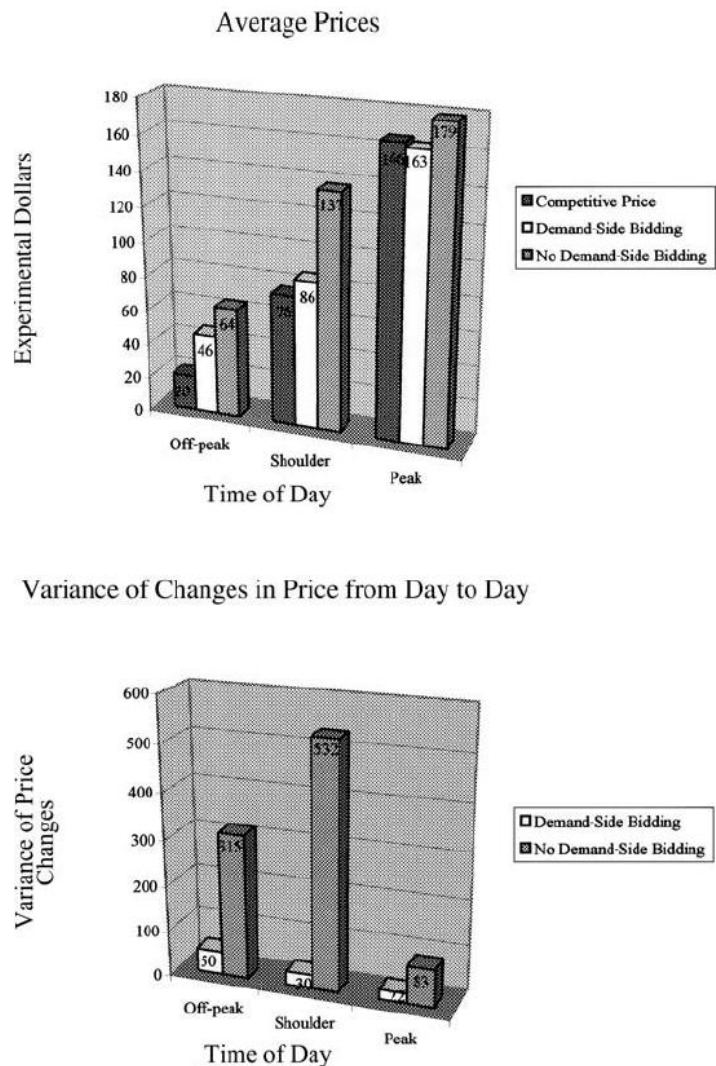


Figura 6 Precios y Volatilidad Con y Sin Subasta de Demanda

Implicancias para la desregulación eléctrica en Estados Unidos

La informatización de los experimentos de mercado de laboratorio utilizando sujetos humanos motivados por el beneficio en los años setenta revolucionó inesperadamente nuestro pensamiento sobre el propósito y los usos de los experimentos. En particular pronto se llegó a reconocer que el laboratorio podría ser utilizado para probar nuevos sistemas de comercio electrónico para ser aplicados a industrias tradicionalmente percibidas como requiriendo una organización jerárquica y una regulación gubernamental a fin de lograr coordinación y control adecuados de los resultantes monopolios legalmente habilitados. La electricidad fue un buen ejemplo y tratamos de usar nuestra primera experiencia con lo que llamamos "mercados asistidos por computadoras inteligentes" para informar el cauteloso y preliminar interés de Arizona en reestructurar su industria eléctrica para confiar en los mercados regulando el segmento energético de la industria. No pudiendo por entonces influir sobre las políticas, nuestro esfuerzo no fue ignorado en el exterior y participamos como consultores en el desarrollo de propuestas y el uso de experimentos para ayudar a informar algunas de las cuestiones clave de la investigación sobre descentralización, y para servir como una herramienta de capacitación práctica de los que manejan la transición. La descentralización requiere la creación de nuevos derechos de propiedad: una estructura de gobierno y una formación de precios eficientes de la red, reglas de entrada y salida de generadores, reglas del mercado que rigen los mensajes y los contratos en el contexto de una coordinación, optimización y comunicación controladas por computadora, pero con todos los resultados motivados por las decisiones de agentes dispersos cuyas circunstancias de tiempo y lugar se reflejan en pujas de mercado de compra u ofertas de venta.

En Estados Unidos, la industria ya estaba privatizada, pero estaba sujeta a una regulación centralizada de precios estatales y nacionales basada en un retorno "justo" sobre la inversión. Con la desregulación propuesta de los precios y el consumo de electricidad, cada estado o región necesitaba desarrollar un plan para reestructurar su industria y especificar las reglas del mercado de subastas para determinar el precio mayorista de la energía en tiempo real. Sin excepción, los diseños de los mercados resultantes, elaborados por reguladores, consultores, representantes de la industria y diversos intermediarios de comercialización de energía, todos emplearon mecanismos de subasta del lado de la oferta para el mercado spot por hora. Estos mercados spot fueron complementados con una amplia libertad para que usuarios, productores e intermediarios de electricidad participen en una variedad de contratos bilaterales fuera de la disciplina de los precios directos del mercado spot. Para el mercado spot este énfasis sobre la oferta significaba que cualquier usuario, independientemente de las circunstancias individuales de necesidad de ese consumidor de un flujo ininterrumpido de energía, tendría la garantía de que esta demanda sería atendida. Los contratistas bilaterales podrían acordar permitir que diversos grados de firmeza de la demanda interfieran con los términos del contrato. Pero en estos contratos a largo plazo, los precios de mercado son negociados y secretos, y no están sujetos a las restricciones directas de costos de oportunidad en tiempo real proporcionadas por el mercado spot.

La política de que la demanda "debía ser atendida" en el mercado spot fue heredada de un rígido régimen regulador que politizó la fiabilidad de los flujos de electricidad para todos los consumidores, cualquiera fuera el costo. Este costo se distribuía colectivamente mediante un promedio sobre todos los usuarios, independientemente de las

diferencias entre consumidores individuales en su disposición a pagar por mantener las luces encendidas. **Se esperaba que la compañía local mantuviera el servicio, o lo restaurara rápidamente, incluso en tiempo inclemente, colectivizando el costo de esta súper-confiabilidad sobre todos los clientes.** Este costo incluía el mantenimiento de reservas sustanciales en generación y capacidad de transmisión. Por tanto, la fiabilidad del sistema y su capacidad de satisfacer toda la demanda minorista eran exclusivamente un problema de ajuste del lado de la oferta. *En la prestación de este servicio superior para todos, el lado de la oferta siempre estaba justificado en reclamar una recuperación de costos al 100 % más un beneficio razonable.* La consecuencia de esta mentalidad del lado de la oferta fue el aumento incontrolado de costos que crecieron a galope tendido y en última instancia se convirtió en parte de la protesta política por la desregulación. Implícitamente, sin embargo, el proceso de desregulación suponía que este sesgo *supply-side* no requeriría un replanteo fundamental cuando llegó el momento de diseñar mercados spot para el nuevo mundo de la competencia. Como siempre sucede en las instituciones de mercado, el diablo estaba en los detalles.

Comenzando hace tres años en los mercados del Medio Oeste y del Este, los precios pico máximos alcanzaron niveles de corto plazo de 100 o más veces el nivel de precios normal de \$ 20-\$ 30 por megavatio-hora. Ésta fue la consecuencia directa y previsible de una demanda spot completamente inelástica impactando sobre una oferta responsiva discrecional (puja). Más recientemente, el mercado spot de California ha estado plagado de aumentos exorbitantes de precios como se ilustra en la Figura 3. Esto llevó a la acción política para imponer topes de precios en este mercado, lo que, por supuesto, sólo puede desalentar una respuesta positiva a la escasez. *El movimiento para reemplazar la regulación de estilo americano con lo que puede ser podría llamar desregulación de estilo americano está en peligro de descarrilar por estas intervenciones.*

Las comparaciones controladas entre los mercados con y sin licitación de la demanda, en los que sólo el 16% de la demanda máxima puede ser interrumpida voluntariamente, muestran que *el efecto de la subasta de demanda puede reducir drásticamente tanto el nivel de precios como su volatilidad.*

Las implicancias de política pública son evidentes: los mercados spot mayoristas necesitan fortalecerse institucionalmente mediante la provisión explícita de subastas de demanda. Los distribuidores necesitan incentivar más a sus clientes para aceptar contratos para interrupciones voluntarias de energía, o utilizar medidores y sistemas de control de carga para administrar su propia respuesta a precios. Los compradores industriales y comerciales que ya tienen capacidad de manejar el suministro de energía interrumpible, pero que contratan fuera del mercado spot, necesitan incentivos adecuados para participar en el mercado spot, donde sus demandas más elásticas pueden afectar los precios públicos. Los distribuidores se beneficiarán al interrumpir la demanda lo suficiente como para evitar el pago de precios pico y hombro más altos, y estos ahorros pueden utilizarse para transferir descuentos de incentivos a clientes cuyas demandas o porciones de la misma se puedan reducir o retrasar a períodos de baja demanda cuando la capacidad de suministro es amplia. En California, los reportes de noticias indican que los distribuidores han perdido unos 10 mil millones de dólares comprando alto (Figura 3) y vendiendo a tasas residenciales mucho más bajas.

La tecnología y la capacidad para aplicar esa política ya existen y pueden ampliarse. Esta política reconoce que el ajuste a la variación diaria, semanal y estacional de la de-

manda, y a la necesidad de proporcionar reservas de seguridad adecuadas, es tanto un problema de demanda como de oferta. La historia de la regulación ha creado un entorno institucional que ve ese ajuste como una responsabilidad exclusiva de la oferta, y considera los precios como un medio ex post de recuperación de costos. El resultado es un sistema ineficiente, costoso e inflexible que ha producido los recientes shocks de precios y la interrupción involuntaria de los flujos de energía. Las subastas de demanda y la retroalimentación de precios, junto con los contratos de incentivo de servicios interrumpibles, pueden eliminar la injustificada volatilidad de los precios, los aumentos de precios y reducir la necesidad de suministrar reserva de generación y capacidad de transmisión.

Referencias

- Arnold, T., and Evans, L. (2001) "The Law and Economics Basis of Enforcement of Governance of Private Joint Venture Networks: The Case NZEM." (Forthcoming in *The Antitrust Bulletin*.)
- Backerman, S.; Rassenti, S.; and Smith, V. (1997) "Efficiency and Income Shares in High Demand Energy Network: Who Receives the Congestion Rents When a Line Is Constrained?" (Forthcoming in *Pacific Economic Review*.)
- Backerman, S.; Denton, M.; Rassenti, S.; and Smith, V. (1997) "Market Power in a Deregulated Electrical Industry." (Forthcoming in *Journal of Decision Support Systems*.)
- Baumol, W., and Sidak, J. G. (1995) *Transmission Pricing and Stranded Costs in the Electric Power Industry*. Washington: AEI Press.
- Block, M.; Cox, J.; Isaac, R. M.; Pingry, D.; Rassenti, S.; and Smith, V. (1985) "Alternatives to Rate of Return Regulation." Final Report of the Economic Science Laboratory, University of Arizona, to the Arizona Corporation Commission (15 February).
- Block, M., and Lenard, T. (1998) *Deregulating Electricity: The Federal Role*. Washington: Progress and Freedom Foundation.
- Cox, J., and Isaac, R.M. (1986) "Incentive Regulation." In S. Moriarity (ed.) *Laboratory Market Research*, 121–45. Norman, Okla.: University of Oklahoma Press.
- Denton, M.; Rassenti, S.; and Smith, V. (1998) "Spot Market Mechanism Design and Competitiveness Issues in Electric Power." *Proceedings of the 31st International Conference on System Sciences: Restructuring the Electric Power Industry*. (Forthcoming in *Journal of Economic Behavior and Organization*.)
- Evans, L. (1998) "The Theory and Practice of Privatization." Working Paper, Victoria University of Wellington (August).
- Hayek, F. A. (1945) "The Use of Knowledge in Society." *American Economic Review* 35: 519–30.
- Joskow, P., and Schmalensee, R. (1983) *Markets for Power*. Cambridge: MIT Press.
- Kaye, R. J., and Outhred, H. (1989) "A Theory of Electricity Tariff Design for Optimal Operation and Investment." *IEEE Transactions on Power Systems* 4(2): 46–52.
- Kaye, R. J.; Outhred, H.; and Bannister, C. H. (1990) "Forward Contracts for the Operation of an Electricity Industry under Spot Pricing." *IEEE Transactions on Power Systems* 5(1): 606–13.
- Kleindorfer, P. (1998) "Ownership Structure, Contracting and Regulation of Transmission Services Providers." In H. Chao and H. Huntington (eds.) *Designing Competitive Electricity Markets*. Boston: Kluwer.
- McCabe, K. S., and Smith, V. (1989) "Designing 'Smart' Computer Assisted Markets in an Experimental Auction for Gas Networks." *European Journal of Political Economy* 5: 259–83.
- McCabe, K.; Rassenti, S.; and Smith, V. (1989) "Markets, Competition, and Efficiency in Natural Gas Pipeline Networks." *Natural Gas Journal* 6:23–26.
- (1990) "Auction Design for Composite Goods: The Natural Gas Industry." *Journal of Economic Behavior and Organization* (September):127-49.
- McMillian, J. (1998) "Managing Economic Change: Lessons from New Zealand." Graduate School of International Relations and Pacific Studies, University of California, San Diego (July).

New Zealand Electricity Market (1999) *Rules of NZEM*. Wellington, NZ: The Marketplace Company, Ltd.

Olson, M.; Rassenti, S.; and Smith, V. (2001) "Market Design and Motivated Human Trading Behavior in Electricity Markets." (Forthcoming in *IIE Transactions on Operations Engineering*.)

Outhred, H. (2001) "Electricity Industry Restructuring in California and Its Implications for Australia." Report for the National Electricity Market Management Company (February).

Outhred, H., and Kaye, R. J. (1996) "Structural Testing of the National Electricity Market Design: Final Report." Report for the National Grid Management Council, Unisearch (September).

Rassenti, S. (1981) "0-1 Decision Problems with Multiple Resource Constraints: Algorithms and Applications." Unpublished Ph.D. thesis, University of Arizona.

Rassenti, S.; Reynolds, S.; and Smith, V. (1994) "Cotenancy and Competition in an Experimental Auction Market for Natural Gas Pipeline Networks." *Economic Theory* 4: 41-65.

Rassenti, S., and Smith, V. (1986) "Electric Utility Deregulation." In *Pricing Electric, Gas and Telecommunication Services*, 53-74. The Institute for the Study of Regulation (February)

Rassenti, S.; Smith, V.; and Bulfin, R. (1982) "A Combinatorial Auction Mechanism for Airport Time Slot Allocation." *Bell Journal of Economics* 13(Autumn): 402-17.

Rassenti, S.; Smith, V.; and Wilson, B. (2000) "Controlling Market Power and Price Spikes in Electricity Networks: Demand-Side Bidding." Working Paper, Economic Science Laboratory, University of Arizona.

Reynolds, S. (1990) "Cost Sharing and Competition among Daily Newspapers." Department of Economics, University of Arizona (October).

Smith, V. (1962) "An Experimental Study of Competitive Market Behavior." *Journal of Political Economy* 70: 111-37.

———(1982a) "Microeconomic Systems as an Experimental Science." *American Economic Review* 72: 923-55.

———(1982b) "Markets as Economizers of Information: Experimental Examination of the 'Hayek Hypothesis.'" *Economic Inquiry* 20: 165-79.

———(1987) "Currents of Competition in Electricity Markets." *Regulation* 11(2): 23-29.

———(1988) "Electric Power Deregulation: Background and Prospects." *Contemporary Policy Issues* 6: 14-24.

———(1993) "Can Electric Power—A Natural Monopoly—Be Deregulated?" In H. H. Landsberg (ed.) *Making National Energy Policy*. Washington: Resources for the Future.

———(1996) "Regulatory Reform in the Electric Power Industry." *Regulation* 1: 33-46.

Williams, A. (1980) "Computerized Double Auction Markets: Some Initial Experimental Results." *Journal of Business* 53: 235-58.