

LA CRISIS DEL SECTOR ELÉCTRICO CALIFORNIANO: ¿EJEMPLO DE UNA CRISIS DE GOBERNANCIA EN LOS INICIOS DEL NUEVO MILENIO?

*Rafael Friedmann**

Introducción

¿Cuál es la mejor forma de proveer el servicio eléctrico? ¿Qué papel deben desempeñar tanto entes públicos como privados? La debacle en California da la pauta a una reevaluación de la factibilidad de buscar dejar en manos de mercados libres el suministro de la electricidad —un insumo que es mucho más crucial para asegurar el bienestar de la sociedad moderna de lo que se pensaba—. Este artículo es un llamado al cuestionamiento sobre cómo optimizar el equilibrio entre Estado y sector privado en el suministro eléctrico.

El sector eléctrico californiano está en crisis, producto de un esquema desregulador cuyas expectativas sobre la facilidad con la cual sería posible pasar de monopolios regulados a mercados competitivos han sido empíricamente destruidas, crisis que también ha hecho evidente la falta de gobernabilidad por entes públicos que han sido incapaces de controlar a los actores del mercado libre, resultado de una generación de gobernantes que se someten al paradigma de que la función del gobierno es facilitar la operación de mercados y entes privados, así como minimizar su injerencia a sólo asegurar bienes públicos.

La reestructuración eléctrica en California parece haber fallado, en parte, por asumir que la electricidad no es un bien esencial y, por ende, un bien público que requeriría entes públicos para asegurar el suministro eléctrico a la sociedad o por lo menos de una mayor regulación.

La experiencia californiana ha mostrado la importancia de contar con entes regulatorios políticamente independientes y que no sólo tengan capacidad humana en aspectos técnicos y legales, sino también en las áreas de finanzas y mercados de transacciones.

En la actualidad, el mercado de generación eléctrica californiano opera más como un oligopolio en el que se observan rentas muy elevadas por un grupo minúsculo de generadores y/o vendedores de electricidad. Por ejemplo, California pagó 28 mil millones de dólares en 2000 por casi la misma electricidad que en 1999 sólo costó 7 400 000 000 de dólares. Se vislumbraba que en 2001, el costo estaría ¡entre treinta mil y setenta mil millones de dólares! Problemas similares han empezado a verse en toda la región oeste y noreste de Estados Unidos.

* Analista en energía. Correo electrónico: <rfriedmann@aol.com>.

El invierno pasado, cuando en California la demanda máxima coincidente de 33 gigawatts (GW) era mucho menor a la capacidad instalada de 55 GW, hubo apagones forzados constantemente, situaciones en que la reserva operativa fue menor de 1.5 por ciento (casi todo enero de 2001) y los precios de la electricidad al mayoreo (promedio de 0.33 centavos de dólar por kilowatt en diciembre de 2000), mucho más altos que durante el verano de 1999 (entre 0.05 a 0.15 centavos de dólar por kilowatt), en que la demanda coincidente (44 GW) era cercana a la capacidad operativa total instalada; sin variación significativa entre horas pico y base. En años anteriores, el precio al mayoreo de la misma electricidad estaba entre 0.02 y 0.04 centavos de dólar por kilowatt/hora.

Se ha vivido, además una crisis financiera. Los distribuidores se han encontrado al borde la quiebra, incluso, Pacific Gas & Electric (PG&E), la más grande, desde el 6 de abril del 2001 se halla en capítulo 11 (bancarrota, es decir, bajo protección de acreedores mientras reestructuran sus deudas). Frecuentemente, hay entre 10 y 15 GW de capacidad ociosa (3 a 5 veces más que lo normal en invierno), debido en parte a que los generadores temen que no se les pague por su electricidad. Algunos proveedores de gas natural también se rehúsan a seguir vendiendo por temor de que no se les pague. Los bonos y acciones de las compañías eléctricas han perdido hasta dos terceras partes de su valor de hace tres años. Los bonos del Estado han disminuido su calidad como consecuencia de que más de ocho mil millones de dólares fueron gastados para adquirir energía eléctrica en el mercado inmediato (*spot market*) desde mediados de enero. No se sabe claramente cómo se pagarán entre veinte y 75 millones de dólares diarios que gasta el Departamento de Aguas de California (DWR) para comprar menos de 20 por ciento de la electricidad. El mercado de compra-venta de electricidad (California Power Exchange, CALPX), elemento fundamental de la desregulación, dejó de funcionar el 31 de enero del 2001 por falta de oferentes y compradores.

¿Cómo se llegó a esta situación? Algunos elementos esenciales del esquema desregulador, que a la postre han resultado nefastos, fueron originalmente incorporados para fomentar la evolución hacia mercados competitivos. Otros fueron necesarios para lograr el consenso requerido para impulsar la desregulación. Con capacidad de planeación de mediano y largo plazo mermada y sin una inversión adecuada en nueva capacidad, el año 2000 el suministro eléctrico fue a veces insuficiente para cubrir la demanda. Esto dio pauta a una situación oligopólica en la generación. Y lo que inicialmente era un problema pequeño, creció debido a la incapacidad de injerencia apropiada y veloz por parte de entes de gobierno, cuya efectividad ha sido parcialmente mermada por aspectos políticos y creencias entre los dirigentes públicos de que la responsabilidad del gobierno es facilitar los mercados libres.

La experiencia californiana muestra la importancia de instituir reformas desreguladoras en tiempos de exceso de suministro en generación, pero, a la vez, esta situación es menos propensa a incentivar la entrada de nuevos actores al mercado, lo cual dificulta lograr mercados competitivos. Aparentemente hay una contradicción entre los mercados eléctricos desregulados y los mercados competitivos, un

punto difícil de resolver y que, por ende, claman por un involucramiento más fuerte, efectivo y no politizado por parte del Estado en el manejo del sector eléctrico.

Este texto describe las bases que condujeron a la situación actual, la crisis del año 2000 y cómo han reaccionado varios actores. Se describen algunas de las propuestas para resolver la crisis, incluyendo las planteadas para aumentar significativamente los programas de ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica; asimismo, se describen las acciones con que se intentó controlar el mercado libre por parte de varios entes públicos, así como sus resultados. Se concluye con los lineamientos básicos para evitar caer en la experiencia californiana.

* * *

Los laureles del modelo neoliberal que promulgan los mercados libres, como la mejor manera de maximizar los bienes públicos, se cuestionan en vista de las experiencias vividas. El sector eléctrico californiano, durante el año 2000 ha ejemplificado patentemente la falta de intervención gubernamental para controlar un mercado eléctrico oligopólico. Además, los californianos se han percatado de qué tan vital es la electricidad para cubrir nuestras necesidades diarias y, a la vez, han visto cómo el sector privado ha depredado, mientras los entes de gobernabilidad buscaban en un inicio distanciarse del problema y a quién culpar; hace poco tiempo trataban de resolver un problema que, debido a su magnitud y complejidad, afectaba la prosperidad económica del Estado y posibles futuros políticos. Algunos observadores han visto en esto la posibilidad de replantear el servicio eléctrico en términos más realistas —en el que se busque lograr el suministro al menor costo social—, objetivo de las reformas desreguladoras que definitivamente no se ha alcanzado.

El sistema eléctrico californiano padeció una crisis no vislumbrada hasta hace unos años. Algunos síntomas de esta problemática son

- Precios en un mercado inmediato de hasta 9.3 dólares por kilowatt generado, cuando el costo de generación debía oscilar entre los 0.02 y los 0.06 centavos de dólar por kilowatt. Las tarifas promedio a consumidores, mientras tanto, se mantuvieron congeladas para evitar su ira, en unos 0.09 centavos de dólar por kilowatt, hasta recientemente, cuando debido a la magnitud del problema, primero se incrementaron en 9 por ciento (en marzo de 2001) y a partir del 1 de julio, en aumentos que pueden llegar a 40 por ciento, dependiendo de los consumos.
- California gastó 28 mil millones de dólares en electricidad en 2000, un incremento de 276 por ciento respecto de 1999, cuando sólo se gastó 7 400 000 000 millones de dólares. Únicamente en noviembre y diciembre de 2000, California gastó 28 por ciento más en electricidad que el monto total de 1999 ¡Quizá gastaron setenta mil millones de dólares en electricidad en 2001! Desde junio de 2001 ha habido una fuerte baja en los precios a mayoreo de la electricidad (30 por ciento entre mayo y junio).

- Grandes compañías distribuidoras de electricidad, como la PG&E y la Southern California Edison (SCE), se hallan al borde de una quiebra financiera al acumular adeudos de 14 000 000 000 de dólares durante el 2000. La PG&E operaba bajo capítulo 11 y la SCE quizá siga ese camino si no se aprobaba en el Legislativo californiano un paquete con el que el estado adquiere sus activos de transmisión.
- Insuficientes reservas en el suministro que redundan en más de noventa instancias en las que la reserva operativa fue menor a 7.5 por ciento (nivel 1), de las cuales cincuenta fueron menores a 5 por ciento (nivel 2) y treinta por ciento con menos de 1.5 por ciento de reserva operativa (nivel 3).¹ En seis instancias hubo apagones forzados y/o se dejó de bombear agua al sur de California para evitar que hubiera apagones a lo ancho del sistema. Esta situación se dio durante el verano (cuando la demanda máxima andaba cercana a los 44 GW contra 50-55 GW instalados o accesibles) y durante el invierno (cuando la demanda máxima era solamente de unos 30 GW a 33 GW).² De hecho, la mayoría de las emergencias de nivel 3 y todos, menos dos de los apagones forzados, ocurrieron en casi todos los días de enero y febrero de 2001.
- Se aumentaron las tarifas eléctricas por primera vez desde 1993. En marzo del año 2001, se aumentaron las tarifas en un centavo por kilowatt (9 por ciento) para cumplir con exigencias federales de que California aumentara las tarifas y para cubrir más los costos. Debido a la dificultad de vender bonos del Estado para cubrir los crecientes gastos de compras eléctricas, se aprobó un segundo aumento de hasta 40 por ciento en las tarifas a partir del 1 de junio de 2001.
- Estados aledaños, miembros del Western States Coordinating Council (WSCC), once estados conectados en una red de transmisión regional, así como la región noreste del país, ya han padecido las consecuencias de precios elevados similares a los de California.

Obviamente algo anda mal, ¿cómo se llegó a esta situación, si los proponentes de la desregulación en 1994 prometían mejor servicio a menores precios?, ¿en qué falló el sistema impuesto?, ¿qué podemos aprender para que México y otros países

¹ Hay tres niveles de emergencia de suministro: el nivel 1 ocurre cuando la reserva eléctrica operativa es menor a 7 por ciento de la demanda prevista; el nivel 2, cuando ésta es menor a 5 por ciento y el 3, cuando la reserva operativa es menor a 1.5 por ciento. Al llegar a este último, el California Independent System Operator (CAISO) (operador independiente del sistema) pide a las distribuidoras eléctricas realizar apagones forzados a sus usuarios, cuyo número depende de la cantidad de demanda insatisfecha prevista.

² Los datos de capacidad instalada y demandas máximas aquí incluidas son para las zonas atendidas por la SCE, SDG&E y PG&E, es decir, bajo la injerencia del CAISO y cercanas a tres cuartas partes del total de California. El remanente de generación y consumos es responsabilidad de compañías municipales, es decir, públicas: Los Angeles Water and Power Department (LAWPD) y Sacramento Municipal Utility (SMUD) son las principales. La decisión de usar sólo los números de la zona del CAISO se debe a que hay más datos, se simplifica un poco la discusión, sin que se pierda el meollo del asunto.

no cometan los mismos errores? Ése es el objetivo de este trabajo. Con una breve revisión de lo que ha ocurrido en California en los últimos años, se darán pautas de cómo evitar problemas similares en México.

Historia de la desregulación californiana

A principios de los noventa, los grandes usuarios de electricidad empezaron a cabildear para lograr tarifas eléctricas más bajas, en vista de que en California eran hasta 40 por ciento más altas (aproximadamente 0.09 centavos de dólar por kilowatt) que el promedio nacional. Esta situación se debía a que en el noroeste gran parte de la capacidad, en su mayoría hídrica, había sido construida por el gobierno federal, y al estar mayormente amortizada, sus costos de operación eran muy bajos. Éstos en California, además, eran más elevados por haber creado hacía poco varias centrales nucleares cuyos costos de construcción resultaron mucho mayores a los estimados. Por ejemplo, Diablo Canyon, una central nuclear de 2.3 GW había costado más de 5 800 000 000 de dólares, mucho más de los 460 millones de dólares inicialmente presupuestados. California, en aras de diversificar su generación a raíz de las crisis energéticas de los setenta, había establecido contratos de compra con pequeños cogeneradores y fuentes renovables de generación, a precios superiores a los promedios de entonces.

Los grandes usuarios mostraban creciente interés en la autogeneración. Esto hubiera provocado mayores tarifas para el resto de los usuarios, particularmente residenciales y pequeño comercio, sin otra opción que el suministro de la red.

La California Public Utilities Commission (CPUC) ente regulatorio que buscaba reducir el costo de la electricidad a través del fomento a las nuevas tecnologías de generación a gran escala —las plantas de ciclo combinado de gas natural, cuyos precios de generación por mayoreo se calculaban entre 0.02 y 0.025 centavos de dólar por kilowatt.

Ante esta situación, la División Energética de la CPUC publicó en 1993 un documento conocido como el “Libro azul” (*Blue Book*), en el cual se proponían cuatro posibles escenarios al futuro desarrollo del sector y su regulación. Rápidamente se observó que el escenario de apertura a mercados libres era el favorecido por los comisionados de la CPUC. Éstos, nombrados por el entonces gobernador Wilson (todos republicanos), creían fuertemente en un paradigma de impulso de mercados libres desregulados, ya que el Estado, según ellos, no tenía una función en la generación eléctrica, al dejar de ser ésta un monopolio natural. Dan Fessler, presidente de la CPUC, hacía caso omiso de las protestas de compañías eléctricas, actores de la sociedad civil (ambientalistas, representantes de los consumidores, etc.) y, en vez de esto, en tal comisión se aceptaban las propuestas del economista neoliberal académico (invitado por él), quien hablaba maravillas del libre mercado. Posiblemente, ante lo que vieron como una oposición fútil, los demás actores decidieron, a través de un acuerdo legislativo de desregulación, tratar de modificar la inminente propuesta de la CPUC para incluir aspectos que tomaran en cuenta las necesidades de sus constituyentes.

Elementos principales de la desregulación

El Acuerdo de Desregulación, propuesto por el Poder Legislativo californiano (conocido como AB1890), fue en el que se incorporaron elementos para satisfacer a los principales actores: compañías eléctricas, generadores independientes, cabilderos de la sociedad civil, ambientalistas y entes regulatorios, esto dentro de un marco en el cual se buscaba, a la vez, establecer un mercado competitivo y reducir al mínimo la intromisión del Estado. Entre los principales elementos de este acuerdo se estableció:

- La apertura total del mercado a partir del primero de abril de 1998, cuando todos los usuarios podrían comprar la energía eléctrica a quien quisieran.
- Amortización acelerada de las inversiones pasadas en generación, a más tardar el 31 de marzo de 2002.
- Tarifas eléctricas congeladas con 10 por ciento de descuento hasta que se amortizaran las inversiones pasadas en generación.
- Establecimiento de dos entes no lucrativos —el CALPX y el CAISO para servir como un mercado de compra-venta eléctrica y como operador independiente del sistema eléctrico, respectivamente. El CALPX administraría mercados del día anterior y otro del mismo día (*spot market*), con lo que se determinaría un precio único de equilibrio pagadero a toda la generación despachada (con posibles ajustes zonales debidos a cuellos de botella en transmisión). Toda la generación se compraría y vendería en el CALPX. Para lidiar con imprevistos, el CAISO administraría un mercado de instrumentos ancilares (reservas de varios tipos) en una subasta. No se impuso un límite a las ventas en el mercado inmediato, aunque se esperaba que dichas ventas no sobrepasaran 5 por ciento de la electricidad consumida.
- No se permitió a los distribuidores entrar en contratos de compra-venta bilaterales o de largo plazo con los generadores, con el fin de evitar que contrataran todo el suministro y dejaran fuera del mercado a posibles competidores.
- Se incentivó a los grandes generadores a vender sus plantas eléctricas para minimizar el peligro de que, por su tamaño, imposibilitaran la fácil entrada a otros y no se lograra un mercado competitivo en la generación de electricidad. Se exigió que vendieran 50 por ciento de ésta con combustibles fósiles y se redujo la tasa de retorno de la inversión (TRI) a sólo 5 por ciento en la restante generación, en comparación con una TRI de 11 por ciento en distribución.
- Se estableció un cobro de beneficios públicos (*public benefits charge*, PBC) para continuar los programas de eficiencia energética, de recursos renovables, investigación, desarrollo y demostración de nuevas tecnologías, y proteger a los usuarios de bajos ingresos.

Una inicial satisfacción

El Acuerdo AB1890 apaciguó la reticencia de los diversos actores. Éste se basaba en la premisa de que el gran mercado californiano atraería nueva inversión en generación, en particular del ciclo combinado en gas natural, que vendería su generación con réditos aceptables de entre 0.02 y 0.025 centavos de dólar por kilowatt, muy por debajo del promedio de entonces de 0.06 centavos. Se vislumbraba a futuro que los costos marginales de generación serían menores al costo promedio y habría suficiente inversión en nueva generación para cubrir el posterior crecimiento de la demanda.

En un principio, las grandes compañías eléctricas privadas (SCE, PG&E, SDG&E) se opusieron a la desregulación, ya que existían como monopolios naturales integrados, cuyas rentas y mercados estaban regulados y asegurados. El acuerdo final les aseguró la amortización de sus inversiones pasadas en un plazo de sólo cinco años, lo que incluía, por ejemplo, los 3 500 000 000 de dólares de sobrecostos en la construcción de Diablo Canyon, que pudieron haber pagado los accionistas de PG&E y no los usuarios.

Para asegurar que se amortizaría 17 000 000 000 de dólares de inversiones pasadas, se establecieron cuotas eléctricas congeladas durante cuatro años. Se establecieron cuentas separadas para la amortización de estos activos (CTC) que serían cubiertos por el excedente de la diferencia entre el costo promedio de generación menos el costo marginal. Contados fueron los analistas que plantearon la posibilidad de que los precios al mayoreo de generación se incrementarían. Esa eventualidad parecía tan improbable que no se le dio pauta para discutirse en serio, pues contrariaba la creencia predominante en los mercados libres de que era la mejor forma de proveer el servicio eléctrico al menor costo social.

Para contar con el apoyo de grupos de cabildeo de los pequeños usuarios, las tarifas eléctricas se fijaron con 10 por ciento de descuento (en realidad, sólo fue 3 por ciento, ya que las compañías eléctricas emitieron bonos para pagar este monto), mientras se acababan de amortizar las inversiones pasadas en generación. También, para apaciguar al sector residencial, se decidió abrir el mercado a todos los usuarios conjuntamente, en vez de forma escalonada, como se había propuesto en principio, en que primero se abriría al sector industrial, luego al comercial y, por último, al residencial. Esto expuso a los usuarios al libre mercado, sin darles tiempo de aprender sobre la marcha cómo lidiar con imprevistos.

Para lograr el apoyo de grupos ambientalistas, que proponían la generación con fuentes renovables y protegían a usuarios de bajos ingresos, se estableció un cargo aplicable a todo el consumo para crear un PBC de 280 000 000 de dólares anuales para programas de eficiencia energética; otros 55 000 000 para renovables y un tanto más para programas que aminoran los impactos a usuarios de bajos ingresos.

Los montos en el área de eficiencia energética eran similares a los que se habían gastado en 1995, pero mucho menores a los de dos años antes, cuando las compañías eléctricas empezaron a reducir sus presupuestos para promover la eficiencia energética debido a la inminente desregulación.

Cabe mencionar también que el *mantra* de los mercados libres era tan prevalente que se buscó usar un esquema de libres mercados para promover el ahorro y uso eficiente de la energía. Los programas cambiaron su enfoque en favor de la administración de la demanda y adquisición de *negavattios*,³ a programas enfocados en la transformación de los mercados para incrementar así la venta y uso de equipos y servicios de electricidad más eficientes.

Resultados del experimento

El experimento desregulador funcionó con algunos problemas menores durante dos años. Los vicios del libre mercado no fueron evidentes en parte porque había un fuerte excedente de capacidad de generación (resultado de márgenes de casi 25 por ciento que se mantenían con la planeación regulada) y que California experimentaba una recesión económica. Aun así, durante este periodo hubo indicios de los problemas por venir, con varios estudios apuntando a rentas por parte de los generadores mayores a las de un mercado competitivo durante instancias de poca reserva operativa en generación.

A partir del verano de 2000, la situación del sector eléctrico californiano empeoró a pasos agigantados. Ahora hay una crisis financiera, de planeación desintegrada, con fuertes connotaciones políticas, donde existen precios de generación que en promedio son de cuatro a diez veces más altos que los históricos (y en ocasiones casi doscientas veces mayores), con degradación de la calidad del servicio (por ejemplo, continuas faltas de abasto), posible quiebra financiera de las distribuidoras que surten a tres cuartas partes del estado y la no injerencia de éste para resolver la situación. A continuación se muestran los elementos más importantes en la evolución de la situación durante el año 2000.

Se ha dificultado la planeación de mediano y largo plazo del sector eléctrico, facilitando así que se den situaciones de insuficiencia o exceso de capacidad en generación y transmisión eléctrica o abasto de otros energéticos (particularmente de gas natural). La California Energy Comisión (CEC) llevó a cabo estudios prospectivos, pero la CPUC no necesariamente los usó. Ninguno de estos organismos requirió inversiones en generación. Además, es más difícil conseguir información de la situación de las plantas en operación y, aún más difícil, saber cuáles estarán disponibles en algún momento particular. Esto dificulta la operación del sistema y aumenta la factibilidad de un oligopolio en generación. También entorpece la obtención de información sobre necesidades energéticas al pasar esta información a ser propiedad privada y confidencial. Ejemplos concretos de la falta de planeación abundan. Por ejemplo, pese a un crecimiento de la demanda de 35 por ciento desde 1990, sólo se observa 14 por ciento de incremento en la capacidad instalada (unos

³ El término *negavattios* se usa entre especialistas de la comunidad energética para hacer patente la idea de que un Watt ahorrado implica no tener que surtir otro. Watts ahorrados son, en esencia, Watts negativos.

4.7 GW). No ha habido el interés esperado en invertir para la nueva generación eléctrica en California. Esto debido a lo difícil que era situar una planta (siete años contra 2 o 3 en el resto del país), en parte por el problema de NIMBY (Not-in-my-back-yard, “no cerca de mí”) y a la incertidumbre en la evolución del mercado y su regulación. Al inicio del proceso desregulador, California estaba en una depresión económica. En los últimos cuatro años pasó a un crecimiento acelerado de la demanda, particularmente en algunas zonas como Silicon Valley.

Aparte del problema de falta de nueva capacidad, 40 por ciento de las plantas tiene más de treinta años de servicio, lo que resultaría en continuos desperfectos imprevisibles. Además, la capacidad de la red de transmisión tampoco ha sido aumentada con consecuentes cuellos de botella. Los resultados de los programas de ahorro energético también se redujeron, debido a un enfoque de transformación de mercados de equipos y servicios energéticos, en vez de a la adquisición directa de negavattios mediante incentivos a los usuarios.

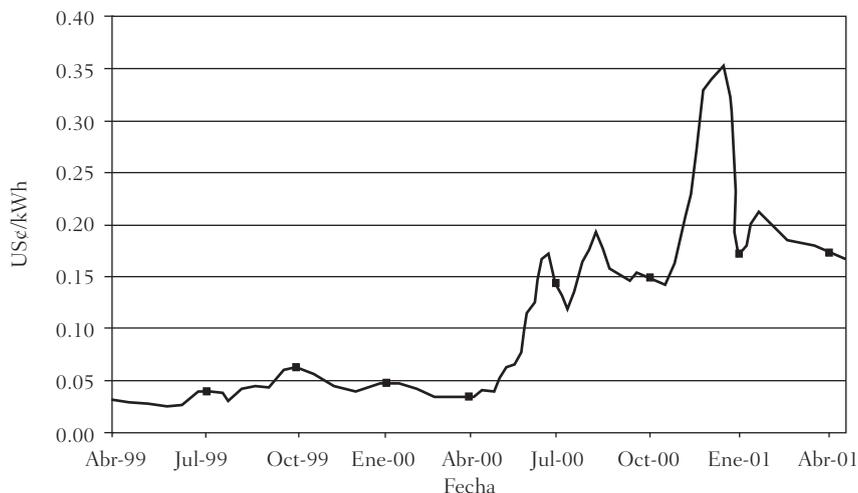
Aunado al problema de planeación estaba el de la falta de injerencia estatal en el suministro, que crecientemente está bajo jurisdicción federal (Federal Energy Regulatory Commission, FERC) al ser exterior a California. Las grandes compañías distribuidoras vendieron casi toda su generación (unos 20.2 GW en 3 200 000 000 de dólares), quedándose con sus plantas hidroeléctricas, nucleares y unas pocas termoeléctricas. Hoy, PG&E genera alrededor de 40 por ciento de sus necesidades y SCE sólo 36 por ciento. SDG&E vendió su capacidad generadora.

La venta de gran parte de sus activos de generación ha dejado a las grandes compañías distribuidoras a merced del mercado de generación que, como ya se mencionó, ha impactado fuertemente su viabilidad financiera. Estas compañías distribuidoras tienen que comprar electricidad a precios mayores de los de 0.065 a unos 0.09 centavos de dólar por kilowatt que pueden cobrar a usuarios (véase la gráfica 1). Como el CALPX y CAISO no pagan estas cuentas, no tienen incentivo para intentar reducir las rentas excesivas de los generadores —sólo se preocupan de asegurar que haya suficiente abasto para evitar apagones.

Al irse incrementando los adeudos de las distribuidoras y llegar al borde de la quiebra financiera, surgió una serie de aspectos del mercado que se sumaron al problema:

- Protestas generalizadas de usuarios en la zona atendida por SDG&E, cuando esta compañía, al recuperar todas sus inversiones a principios de 2000, pudo pasar el costo real de la generación a sus usuarios en el verano de 2000. Los usuarios protestaron fuertemente al ver sus cuentas eléctricas duplicarse.
- La situación de San Diego (donde las tarifas se duplicaron y triplicaron en el verano de 2000 al poder pasar SDG&E sus costos de compras eléctricas al mayoreo a los usuarios) paralizó a los entes estatales que, en vez de buscar resolver el problema en el verano de 2000 y lidiar con las probables protestas del público (si aumentaban las tarifas), se esperaron al otoño-invierno, cuando la demanda máxima sería inferior a la capacidad operativa y se suponía que los precios en el mercado eléctrico bajarían a niveles normales. Pasaron varios

GRÁFICA 1
 PRECIOS MEDIOS MENSUALES DE ELECTRICIDAD EN EL CALPX
 (CENTAVOS DE DÓLAR POR KILOWATT)*



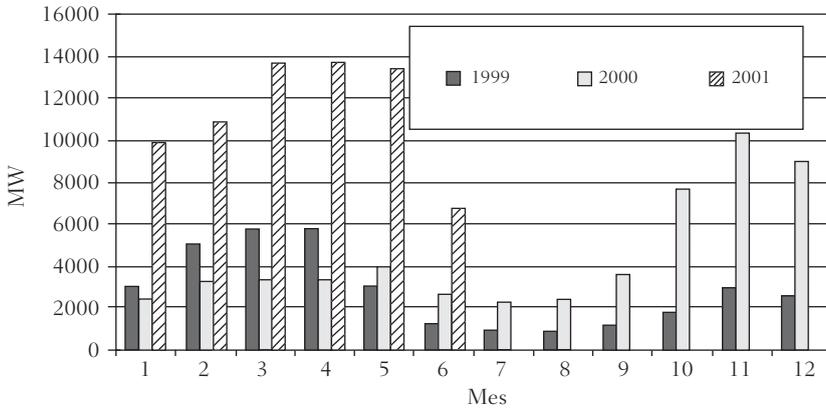
FUENTE: CAISO y CEC.

* Los precios a partir de enero de 2001 los pagó el DWR y no el CALPX, ya que este último dejó de funcionar a finales de enero.

meses con todos los actores (públicos y privados) buscando echar la culpa y responsabilidad de lidiar con el problema a otros.

- El problema empeoró durante el otoño-invierno. Los generadores y vendedores mayoristas eléctricos se percataron de que existía un mercado propicio a un oligopolio y lograron mantener (hasta la fecha) precios promedio de compra-venta muy elevados (véase la gráfica 1). De hecho, el precio de la electricidad en horas base fue durante todo el invierno de 2000 y primavera del 2001 similar al precio en horas pico de demanda. Hasta hace poco se observaron otra vez precios a horas pico significativamente mayores a los precios de horas base. Éstos siguen siendo, eso sí, mucho mayores a los que se esperaban de 0.02 a 0.04 centavos de dólar por mayoreo.
- Aparentemente, los generadores manipularon la capacidad de generación disponible para poder propiciar un mercado de escasez y lograr mayores rentas. La gráfica 2 muestra el promedio mensual de la capacidad de generación ociosa desde 1998 a la fecha. Es evidente que desde octubre de 2000 la cantidad de generación ociosa es mayor a la histórica (hasta casi cuatro veces más).
- El monto total de los egresos de las compañías distribuidoras no recuperados en sus cobros a usuarios (debido a las tarifas congeladas) aumentó de 3 500 000 000

GRÁFICA 2
CAPACIDAD DE GENERACIÓN OCIOSA EN CALIFORNIA DURANTE 1999-2001
(PROMEDIO MENSUAL EN MW)



FUENTE: CEC.

de dólares a fines del verano del 2000 a unos 14 000 000 000 de dólares a junio de 2001.

- Debido a estos adeudos de las distribuidoras, los generadores eléctricos y proveedores de gas natural temían que no se les pagaran sus adeudos futuros si las distribuidoras eléctricas iban a la bancarota, por ello buscaron reducir sus ventas sólo a California. El gobierno federal ha emitido órdenes forzándolos a seguir suministrando electricidad o gas natural al Estado. Se corría el riesgo de que no hubiera suficiente gas natural durante la primavera pasada y, en tal situación, se hubiera empezado a recortar el suministro de gas natural a los generadores de electricidad, limitando aún más el suministro eléctrico. El problema de abasto de gas natural persiste y sin resolverse, incluso se recrudeció en el invierno de 2001, cuando no sólo aumentó la demanda de gas natural para calefacción, sino que California además tendría unos 5 GW de nueva capacidad eléctrica en gas natural.
- El alto grado de adeudo ha llevado a que los bonos y acciones de las compañías distribuidoras pierdan calidad (llegando al nivel de “bonos basura”) y precio (las acciones cayeron a una tercera parte del valor más alto del último año), dificultando aún más la situación financiera de estas compañías distribuidoras. En vista de que quizás no podrán cubrir obligaciones pasadas, las acciones de los generadores y vendedores mayoristas también han perdido algo del valor que aumentaron durante el otoño de 2000; incluso con ganancias históricas para 2000 y hasta la fecha.

- La situación en el mercado de gas natural también vivió una fuerte alza en los precios del mismo, particularmente en California, donde el precio a veces fue diez veces más alto que el de otros mercados, equidistantes de las zonas productivas (de hasta 45 dólares por megaunidades térmicas británicas). Los precios han disminuido, pero siguen siendo casi el doble que en otras regiones y se han encontrado instancias de aparente manipulación de mercados y capacidad ociosa en gasoductos durante periodos de escasez.
- Debido al temor de generadores y revendedores de que no podrían cobrar adeudos contraídos en el mercado del CALPX y a que tampoco dejó que PG&E y SCE siguieran comprando electricidad al no pagar adeudos anteriores a fines de enero de 2001, se redujeron fuertemente los volúmenes de compra-venta eléctrica en el CALPX, causando que desde el 1 de febrero del 2001 dejara de operar. Desde entonces, las grandes distribuidoras se autodespachan su generación (informando al CAISO los detalles de esto), mientras el DWR se encarga de comprar la electricidad restante. No está claro quién pagará los gastos de electricidad en que ha incurrido el DWR (casi nueve mil millones de dólares hasta julio de 2001). Por el momento, el Estado ha emitido bonos “puente” (casi cinco mil millones de dólares), esperando recuperar parte de los costos mediante el alza en las tarifas, algo de las compañías distribuidoras (sin saberse si esto será posible) y el resto en bonos estatales (el ex gobernador Davis emitió 13 700 000 000 de dólares en bonos para que los aprobara el Legislativo, el cual no se mostró entusiasta a emitirlos). El pago de estos montos quizá se daría por medio de incrementos en las tarifas eléctricas.

La transformación de los mercados de ahorro y uso eficiente de la energía se cuestiona. Se busca volver a un enfoque que garantice reducciones en la demanda de capacidad eléctrica. Ya no se ve la “transformación de mercados” como un objetivo, sino sólo como otro mecanismo para lograr un uso más eficiente de la energía. Ahora, los programas se centran más en utilizar los métodos de administración de la demanda que se usaban antes de la desregulación para rápidamente obtener negavativos y evitar así apagones.

Si inicialmente los actores se la pasaban culpándose entre sí, ahora están tratando de “turnarse” el problema y así evitar tener que tomar medidas impopulares que pudiesen afectar sus futuros. Esto ha llevado a aplicar medidas tímidas, que son paliativos que buscan ganar tiempo, mientras alguien más asume la responsabilidad para resolver el problema y correr el riesgo político a futuro. Mientras tanto, el problema aumenta y, posiblemente, acabe siendo resuelto en las cortes ante jueces que diriman la resolución de las bancarrotas de las compañías distribuidoras.

Soluciones propuestas o ejecutadas

Resolver este problema necesitará tomar acciones que atiendan de inmediato esta situación, a mediano y largo plazo, además para sentar las bases para la solución,

será necesario reacomodar la función de los entes de gobernabilidad para que tengan realmente injerencia y se asegure que el mercado eléctrico sea competitivo, de no ser posible, entonces que sus actores no ejerzan poder de mercado desmedido. A continuación se detallan algunas de las soluciones propuestas o ya aplicadas.

El gobierno federal emitió órdenes que obligan tanto a generadores eléctricos como a suministradores de gas natural a seguir surtiendo el mercado californiano, con el fin de evitar apagones forzados cuyos costos sociales son enormes.

El gobierno estatal aprobó cuatrocientos millones de dólares para la compra de electricidad, en vista de la incapacidad de las compañías distribuidoras para comprarla. Este monto sólo cubrió dos semanas de compras en el mercado inmediato. Gray Davis, el gobernador de California, señaló en su momento que seguiría comprándola pese a que no se sabe quién reembolsaría al estado, lo que explica la actitud del Poder Legislativo californiano de no continuar financiando tales compras. Éstas alcanzaron cerca de nueve mil millones de dólares en julio de 2001; subieron de unos cincuenta millones a 75 000 000 millones de dólares diarios luego de que la PG&E entrara en capítulo 11 para bajar entre veinte millones y treinta millones de dólares diarios en junio de 2001, incluso las agencias calificadoras de bonos (Moody's, Standard & Poor, etc.) no estaban muy contentas de que estos gastos estatales redujeran la calidad financiera de los adeudos de California.

El CPUC permite que las compañías distribuidoras entren en contratos de compra-venta bilaterales de largo plazo, para reducir la volatilidad de precios. Se corría el riesgo, eso sí, de acabar con precios a largo plazo más elevados que los que pudiesen darse en mercados futuros. En marzo de 2000, había ofertas de precios futuros para el verano del mismo año de 750 dólares por megawatt. Últimamente han bajado de manera significativa a niveles menores a los cien dólares por megawatt. En junio de 2001, el estado hizo públicos (por orden judicial) algunos de los detalles de los contratos que firmó con generadores o vendedores de electricidad para compras a largo plazo y asegurar por lo menos la mitad de la demanda estimada, a un costo de 43 000 000 000 de dólares por la siguiente década, con posibles ajustes basados en el precio del gas natural. Aunque el precio de los contratos a largo plazo es bastante superior a los prevaecientes durante 1999, ha sido uno de los factores que aparentemente ha causado la fuerte reducción en los precios diarios a mayoreo en California, como se observa en la gráfica 1. La tendencia a la baja continúa con una reducción de 30 por ciento de mayo a junio de 2001.

Varios actores pidieron que se acabaran las tarifas eléctricas congeladas. Las distribuidoras buscaron que se declarara que acabaron de pagar sus inversiones pasadas a principios del verano de 2000, para así poder recuperar todos los casi 14 000 000 000 de egresos no tarifados. Economistas y partidarios de la doctrina de libres mercados, ven en las tarifas congeladas la causa del problema actual, ya que los usuarios no tienen una señal tarifaria que los lleve a reducir su demanda al subir los precios. Esta acción es la menos deseada por los políticos, en vista del desencanto público evidenciado, primero, en San Diego (donde las tarifas reflejaron los costos de producción el verano pasado) y fueron nuevamente congeladas hasta septiembre de 2002 para acabar con las protestas de usuarios, y en diciem-

bre de 2000 en el resto de California, al aprobarse un incremento de 10 hasta 40 por ciento en junio de 2001. Estos aumentos se usarían para cubrir los costos en que incurrió el DWR durante 2001 (evitando nuevos impuestos, vistos como más impopulares) que no resolverían la situación financiera de PG&E y SCE.

Existen varias propuestas para aumentar la capacidad eléctrica y reducir los cuellos de botella en la transmisión. El gobierno estatal creó un comité para acelerar los trámites de construcción y operación de nuevas plantas generadoras, en particular las que funcionarían en las horas pico de demanda durante el verano del 2001. Hay 5 GW de grandes plantas eléctricas de gas natural bajo construcción y otros 7 GW en estudio para su aprobación regulatoria. También hay ocho plantas que usan combustóleo o diésel para ser activadas solamente durante horas pico de demanda. Se habla de resolver el cuello de botella en transmisión, particularmente en el Path 15, donde hay un trecho de noventa kilómetros, con dos en vez de tres grandes líneas de transmisión. Se prevé también crear un ente estatal que ofrezca una nueva generación. Se contempla castigar los condados que rehúsen aceptar plantas generadoras dentro de su territorio.

Se busca también facilitar los impedimentos ambientales a la construcción de nuevas plantas eléctricas. En este tiempo, nuevos focos de contaminación, en gran parte de California, tienen que contrarrestar sus emisiones contaminantes con reducciones en otras fuentes existentes. Hay un mercado de emisiones que también vivió precios excesivos en el 2000, cuando aparecieron precios, por ejemplo, de ochenta mil dólares por tonelada de NOx, mucho mayores a los cuatrocientos dólares por tonelada en el noreste.

El gobierno estatal solicitó al ente regulador federal (FERC) que establezca precios máximos de venta (*price caps*), comisión que a lo largo de 2000 aplicó varios precios máximos que variaron entre 750 a 150 dólares por megawatt. Desde el 1 de diciembre de 2000, la FERC estableció un *soft price cap* de 150 dólares por megawatt, para generación despachada a precios mayores a éste, se paga a cada oferente el precio de su oferta y no como antes, cuando se pagaba un precio único a toda la generación despachada, cuyos egresos eran mayores a los necesarios al pagarse el penúltimo precio despachado. La FERC se ha opuesto a establecer precios máximos de venta hasta ahora, por considerar que serían un incentivo menor para construir las nuevas plantas. Se ha rehusado a establecerlos como una medida temporal para limitar los precios excesivos existentes, mientras se acaban de construir plantas eléctricas con las que se esperaba equilibrar la situación en el año 2003.⁴ El presidente George W. Bush también ha rechazado tomar medidas para controlar el mercado imperante.

Ante la creciente presión política y de los medios informativos, así como la toma del control del Senado por parte del Partido Demócrata (al dejar el Partido Republicano, el senador Jeffords en junio de 2001), tanto el presidente Bush como

⁴ El comisionado Hebert, presidente de la FERC, ha dicho: "somos estadounidenses. A los estadounidenses no nos gustan las reglas y reglamentos". Que alguien con tales ideas esté a cargo de este órgano regulador resulta increíble y muestra la preponderancia del paradigma neoliberal en todos los niveles de la gobernabilidad.

la FERC empezaron en julio de 2001 a tomar acciones más significativas. Luego de dos semanas de negociaciones a puertas cerradas entre los vendedores y compradores de la electricidad y organismos del estado de California, no se logró acordar si reembolsarían los precios excesivos pasados. California calculó que el monto de estos reembolsos debía ser por lo menos de 8 900 000 000 de dólares, con unos 5 300 000 000 de dólares provenientes de organismos foráneos. El juez de la FERC que intervino en estas reuniones opinó el 13 de julio del 2001 que sólo debía devolverse alrededor de mil millones de dólares a California. El juez también mencionó que faltó mucha evidencia y que algunas de las partes rehusaron negociar, en lugar de mantenerse firmes en sus posiciones. Los comisionados de la FERC tendrían que decidir el monto del reembolso. Intentar resolver en dos semanas algo tan complicado (¡y con casi doscientos abogados presentes!) era muy revelador del tipo de intromisión gubernamental que seguía habiendo. En términos positivos, el solo hecho de que se diera tal reunión y hubiese tanto interés de parte de instancias gubernamentales y de los medios de difusión sobre la posibilidad de que la FERC ordenara un reembolso por tal cantidad, sirvió para presionar a los generadores y vendedores mayoristas de electricidad a reducir sus precios. Si hubiera habido acciones de la FERC de esta magnitud en el 2000, era factible que nunca se hubiera acabado con un problema de tal magnitud.

Algunos han propuesto limitar los volúmenes que se pueden vender en el mercado inmediato o limitar oferentes en éste a quienes ya hayan participado en el mercado del día anterior. La dificultad con esta propuesta es cómo resolver problemas de demanda u oferta imprevistos. La aplicación de esta propuesta se complicó en vista de la muerte del CALPX.

Legisladores y entes de la sociedad civil propusieron crear un sistema eléctrico público que generara un porcentaje importante del suministro. Se buscaba de esta forma tener acceso a un porcentaje importante de generación al costo, que se supondría reduciría las rentas de los entes de generación privada. Pero esta medida también desincentivaría la inversión privada en nueva generación.

Hubo propuestas legislativas para fomentar en serio la conservación, el ahorro, los recursos renovables y la generación distribuida. California aprobó aumentar los fondos públicos para estos rubros en más de 740 000 000 de dólares en 2001. En especial se buscaría fomentar proyectos que redujesen la demanda máxima o que agregaran suministro durante el verano de 2001. La dificultad estriba en cómo usar estos fondos de la forma más apropiada, ya que no se cuenta con una infraestructura que asegure el mejor uso de tales recursos en tan poco tiempo, pues existe una multiplicidad de agencias y programas en pos del ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica. Dada la situación, la mayoría de los programas que manejaban las distribuidoras acabarían sus fondos de incentivos antes de septiembre, en contraste con años anteriores en que quedaban remanentes.

Los consumidores han modificado sus patrones de uso y adquisiciones de equipamientos para reducir sus consumos eléctricos. El CAISO calculó que durante las emergencias del 3 de enero de 2001, los usuarios redujeron de 10 a 15 por ciento su consumo (1 GW mínimo de capacidad), simplemente al ser más cuidadosos en sus

patrones de consumo. Desde entonces, el CEC estimó que los ahorros se han incrementado de enero a junio de 2001 de 5 y 12 por ciento en energía y entre 6 y 14 por ciento en demanda máxima en comparación con el año 2000. La situación en California es muy propicia a impulsar fuertemente estas fuentes de negavativos y suministro no tradicional.

Conclusiones y lecciones para México

Con la desregulación del sector eléctrico, la experiencia californiana apunta a que los mercados libres no funcionen fácilmente como mercados competitivos en el sector eléctrico. En California, donde existían y existen dependencias de la comunidad no gubernamental y de gobierno, así como organismos regulatorios con gran experiencia, se acabó con un oligopolio; justamente lo opuesto a lo esperado. Parte del problema radicaba en la necesidad de incluir aspectos que hacían apetecible la desregulación de todas las partes; pero hubo otros mecanismos que se incorporaron expresamente para evitar el dominio del mercado por parte de un grupo reducido de actores. No se vislumbraba la solución clara a este dilema hasta que no hubiera instaladas grandes capacidades de generación distribuida a pequeña escala.

Paradójicamente, un posible resultado de esa debacle era una mayor injerencia del estado en el sector eléctrico. Los poderes Legislativo y Ejecutivo estatales y federales estaban muy concentrados en reexaminar su involucramiento en el sector energía. Hablaban más que nada de adecuar sus acciones y no a cambiar su función en forma significativa. Los llamados a ejercer el dominio de la nación (por parte del entonces gobernador de California Gray Davis) fueron realmente más para relaciones públicas que para algo que contemplaba realizar. No se menciona la posibilidad de que el estado quitara la concesión operativa a las compañías que han abusado el mercado, pese a que varias tendrán que renovar sus concesiones.

La situación oligopólica del mercado eléctrico resultó en que, en vez de menores precios y mejor servicio, haya apagones más largos y frecuentes, así como aumentos en las tarifas eléctricas. Esto es opuesto a lo que se prometió a los usuarios como resultado de la desregulación.

La situación californiana es un fenómeno temporal, pero no se vislumbra cómo evitar tales desequilibrios del mercado. Se llegó a tal estado debido justamente a que varios mecanismos fueron requeridos para lograr que todas las instancias apoyaran la propuesta desreguladora —pero siempre con justificantes de que servirían para alcanzar un mercado competitivo.

Para lograr una transición hacia este tipo de mercados es muy importante que los órganos de gobernabilidad tengan la capacidad humana no sólo de los aspectos técnico-legales, sino que también estén altamente calificados en el manejo de mercados financieros. Con esta capacidad se debe buscar instaurar una institucionalidad que asegure tanto la participación del Estado y, a través suyo, como la representación de la sociedad, y además que permita adecuaciones constantes al esquema conforme cambien las circunstancias.

México, con menos tradición y experiencia regulatoria y con órganos de este tipo menos fuertes, menos capacidad humana para lidiar con los posibles problemas, mínima participación de representantes de la sociedad civil y con posible entrada de grandes actores internacionales (difícilmente controlables por gobiernos nacionales y con un vacío en instituciones internacionales para su control), perderá la oportunidad de avanzar a pasos acelerados por el camino de un sector eléctrico en el que gran parte de la generación y posiblemente transmisión acaben en manos de organismos privados.

Las tasas internas de retorno que buscan los inversionistas privados son más altas que las que consiguen los entes gubernamentales. ¿Entonces cómo se puede proponer un modelo basado en entes privados que obviamente a largo plazo significaría un mayor costo para la sociedad? Éste tendrá que pagarse en impuestos o en tarifas. Sólo se lograría un menor costo para la sociedad si el sector privado es más eficiente que el actual sector público. En el análisis, es importante considerar el modelo de una industria eléctrica privada, los gastos para asegurar la participación gubernamental para evitar mercados desequilibrados, como pasó en California (y en Chile, Argentina, Inglaterra, etc.).

México tiene la suerte de no tener tanto dinero como California, por lo que sería difícil que los generadores de energía abusaran del mercado imperfecto tal como ocurrió ahí, y los montos de dinero transferidos a unos pocos generadores no podrían ser tan elevados, pero así sí serían significativos, incluso contarían con un mayor porcentaje de la economía mexicana.

La eficiencia energética y los recursos renovables (relevantes opciones para el futuro desarrollo del sector energético mexicano y californiano), no prosperaron como antes bajo el sistema desregulado en California, ni era de esperarse que lo hicieran bajo un esquema que fomentara la inversión en el sector a través de organismos privados. Las fuentes renovables encuentran sus mejores opciones en el sector rural no electrificado —sector con pocos recursos financieros para avalar inversiones privadas para su electrificación. La eficiencia energética sólo se beneficiaría si las tarifas eléctricas aumentaran, siempre y cuando otros costos de transacción de inversiones de esta índole difíciles se solventen. Pero para lograr cuotas más reales, no se necesita un sector privatizado —aunque sí es cierto que de serlo, y por su más alto costo de capital, se preverían tarifas más altas que las de un sistema público operado con eficiencia similar.

En California, las inversiones de las compañías eléctricas en eficiencia energética disminuyeron al anunciarse la posible desregulación, ya que implicaban costos a las distribuidoras, haciéndolas menos competitivas. Los montos del PBC se fijaron sobre la base de los montos gastados en el último año, antes de la desregulación: muy inferiores al apogeo dos años antes y sin considerar las oportunidades de ahorro y las barreras que dificultaban su adopción. Los montos destinados a un fondo tipo PBC deben definirse en términos de un esquema de planeación integrada de recursos, que su uso conlleve al aprovechamiento idóneo del uso eficiente de la energía. Otro aspecto preocupante en la aplicación de programas de ahorro en California fue que se delegó únicamente la administración de los programas a las

distribuidoras —esperando que surgiera un gran mercado de proveedores de servicios eficientes—, mercado que dista mucho de ser grande y maduro, y que al dividir la administración de la ejecución significa mayores barreras y gastos de aplicación. Aunado a esto, se encuentra el costo de supervisión regulatoria. La transformación de los mercados de eficiencia energética redujo los negavativos que se consiguieron con los programas de administración de la demanda. Cada país tuvo que buscar la mejor mezcla de medidas de ahorro, congruentes con sus necesidades nacionales y adecuar esta mezcla conforme evolucionara la situación.

De insistir en una desregulación, sería conveniente buscar una fórmula que permita la flexibilidad tanto en el suministro como en la demanda, y asegurar la continua vigilancia y participación de organismos gubernamentales y de la sociedad civil. Convendría idear un proceso que permitiese pasar del sistema con que se cuenta a uno con mayor dependencia en inversión privada (si se opta por esta meta), pero considerando la flexibilidad de ajuste de esquema según sea necesario.

El pecado más grande en California fue no diseñar un esquema institucional en los niveles estatal y federal, independiente de politiquerías, que se adecuase continuamente a la realidad cambiante y que asegurara la injerencia del estado para asegurar el bien social mediante una continua evolución hacia mercados competitivos y asignación clara de responsabilidades entre los actores involucrados. Sin esta flexibilidad, un problema pequeño amenaza con repercutir no sólo en la economía de California, sino en la de todo el país.

Fuentes

BERNSTEIN, M. *et al.*

2000 “The Public Benefit of California’s Investments in Energy Efficiency”.
RAND & CEC, Informe MR-1212.0-CEC, marzo.

BESANT-JONES, J.E. Y B.W. TENENBAUM

2001 “The California Experience with Power Sector Reform: Lessons for
Developing Countries”. The World Bank, marzo.

CARTER, S.

2000 *Investments in the Public Interest: California’s Public Benefit Programs
under Assembly Bill 1890*. Natural Resources Defense Council, enero.

JOSKOW, P. Y E. KAHN

2001 “A Quantitative Analysis of Pricing Behavior in California’s Wholesale
Electricity Market During Summer 2000”, 15 de enero.

MARKUS, W.B.

2000 “Cost Curve Analysis of the California Power Markets”, discurso ante la CPUC, 29 de septiembre.

Woo, C.K.

2001 “What Went Wrong in California’s Electricity Market?”, *International Energy Journal* (en proceso de edición).

Hemerografía

California Energy Markets (revista mensual).

The Los Angeles Times, <www.latimes.com/business/reports/power>.

The New York Times.

The Sacramento Bee.

The San Francisco Chronicle.

The San Jose Mercury News.

The Wall Street Journal.

Recursos electrónicos

ACEEE, estudios sobre eficiencia energética en mercados desregulados, en <www.aceee.org>.

“Electricity Sector Deregulation in the APEC Region”, abril de 2000, en <www.ieej.or.jp/aperc/reports.html>.

CAISO, estudios del mercado y datos de consumos, precios, etc. *Annual Report on Market Issues and Performance 6/99* y *Report on California Energy Market Issues and Performance 8/2000*; reportes mensuales de resultados del mercado, en <www.caiso.com>.

CALPX, datos del mercado y su operación, en <www.calpx.com>.

CEC, estudios prospectivos, del mercado, programas de ahorro, estadísticas, etc., en <www.energy.ca.gov/electricity/>, <www.energy.ca.gov/reports/> y <www.energy.ca.gov/restructuring/>.

FERC, estudios y estadísticas del mercado nacional o estatal, decisiones de la FERC, etc., en <www.ferc.fed.us/electric/bulkpower.html>.

UCEI, Grupo Universidad de California, Berkeley, estudios sobre reestructuración, reportes, soluciones, etc. enfoque académico-econometrista, en <www.ucei.berkeley.edu/ucei/>.

USDOE, información del Departamento de Energía, estadísticas y análisis, en <<http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/...>>.