

Tema IV.

Tendencias en el Sector Energético Regional y su Impacto en el Sector Eléctrico Nacional



Panorama del Sector Energético en América del Norte

Dr. Jed Bailey *

Situación actual del mercado de gas natural en América del Norte

Existen varios retos en los mercados de Gas Natural en la región de Norte América. El más importante ha sido mantener el equilibrio entre la oferta y la demanda en el corto y largo plazo, especialmente en los últimos años cuando se ha presentado un balance muy apretado entre la producción y el consumo, que ha provocado fuertes repuntes en el precio del gas natural a lo largo y ancho de toda la región. Este resultado no ha sido causado por un aumento imprevisto de la demanda como podría pensarse, sino por una reducción gradual de la oferta del gas natural que ha llevado a los precios a su punto de viraje, generando con ello implicaciones muy fuertes en la volatilidad del nivel de precios regional.

Por el lado de la oferta, la mayoría de las cuencas de producción actuales en los Estados Unidos y Canadá se encuentran en un grado de explotación madura y en declive geológico, por lo que un fuerte aumento en la perforación de pozos difícilmente tendría un importante incremento en la oferta. Esta situación afecta directamente la rentabilidad de los yacimientos e inhibe futuras inversiones en producción de gas natural, generando la expectativa de que la oferta regional no alcanzará altas tasas de crecimiento como para igualar el aumento esperado de la demanda. Bajo este escenario es que se plantea la necesidad de introducir el uso del Gas Natural Licuado (GNL) de importación como solución a un futuro en donde la oferta doméstica regional no

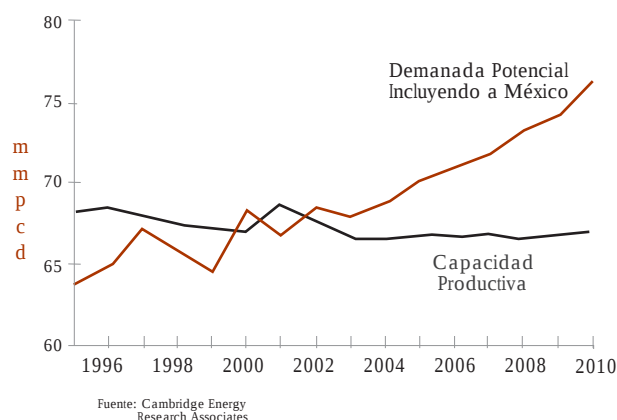
pueda cubrir el crecimiento de la demanda y es hasta la entrada del GNL en cantidades suficientes que la volatilidad de los precios regionales seguirán reflejando la escasez de gas natural.

Prospectivas del mercado de gas natural en América del Norte

De acuerdo a proyecciones de CERA sobre la oferta y la demanda para toda la región, se espera que en el 2010 el precio promedio en América del Norte sea de 3.5 dólares por millón de BTU y que la demanda aumente a 75 mil millones de pies cúbicos diarios (mmpcd), en comparación con los 70 mmpcd que se consumen actualmente; mientras que la capacidad productiva de la región se mantendrá por debajo de los 70 mmpcd como se muestra en la Gráfica 1.

Gráfica 1

Capacidad Productiva de Gas en Norteamérica y Demanda Potencial



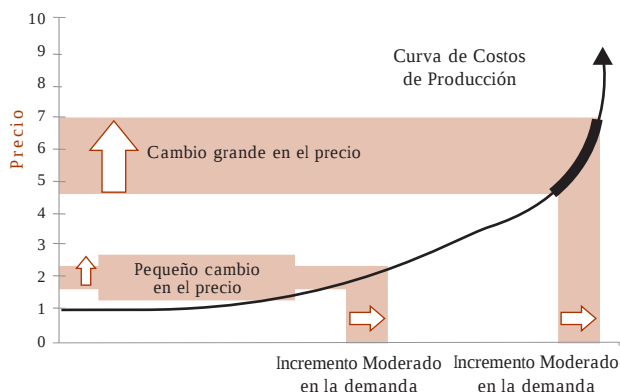
* El Dr. Jed Bailey es miembro de Cambridge Energy Research Associates, es Director de CERA para América Latina y Editor de Reporte de Gas y Electricidad de México, así como el del Cono Sur para la misma empresa consultora. Participa en diferentes reportes especializados sobre las condiciones financieras de los sectores eléctricos de diferentes países, así como el análisis de implicaciones económicas y políticas, como la volatilidad existente en algunos países de América Latina. Es ingeniero mecánico de la Universidad de Wyoming, y tiene una maestría en política energética en el Instituto Tecnológico de Massachusetts

Para cubrir esta demanda hay dos opciones: la primera es la menos atractiva, ya que representa la reducción del consumo resultado del aumento del precio por la escasez de oferta y la segunda, abastecer la totalidad del aumento en la demanda completándola con otros combustibles sustitutos como gas natural licuado, a fin de mantener los precios en niveles aceptables. Ante esto, resulta importante destacar que bajo las características actuales del mercado de gas natural con un débil equilibrio entre la oferta y la demanda, cualquier cambio moderado en el consumo y/o una reducción en la producción pueden desencadenar fuertes fluctuaciones en el precio. Ello provoca un aumento en el riesgo frente a factores incontrolables como el clima o accidentes en gasoductos que pueden generar una mayor volatilidad de precios.

Como se muestra en la Gráfica 2, cuando la oferta no es suficiente para abastecer el consumo, es decir, cuando la capacidad de producción no puede responder a la misma velocidad que la demanda, se provoca que prácticamente todo el aumento en el consumo se refleje en el precio.

Gráfica 2

Oferta ajustada magnifica los cambios en la demanda



Fuente: Cambridge Energy Research Associates 30302-2

Esta situación no sucede cuando la capacidad de producción es holgada y el costo de aumentar una unidad más de producción es mucho menor para el mismo aumento en el consumo. El ejemplo clásico para poder entender mejor esto, es el de los asientos de un estadio, donde la oferta está fija para un número determinado de espectadores, por lo que cada aumento de la demanda por encima del límite del estadio es absorbido en su totalidad por el precio, derivando en aumentos para que entren quienes puedan pagar.

Por otra parte, la rigidez de la oferta y la volatilidad de los precios tienen consecuencias de largo plazo en el normal desenvolvimiento de los mercados, ya que dicha volatilidad impacta el proceso de toma de decisiones al elevarse las presiones políticas y sociales de diferentes grupos para suavizar la trayectoria de precios a través de subsidios.

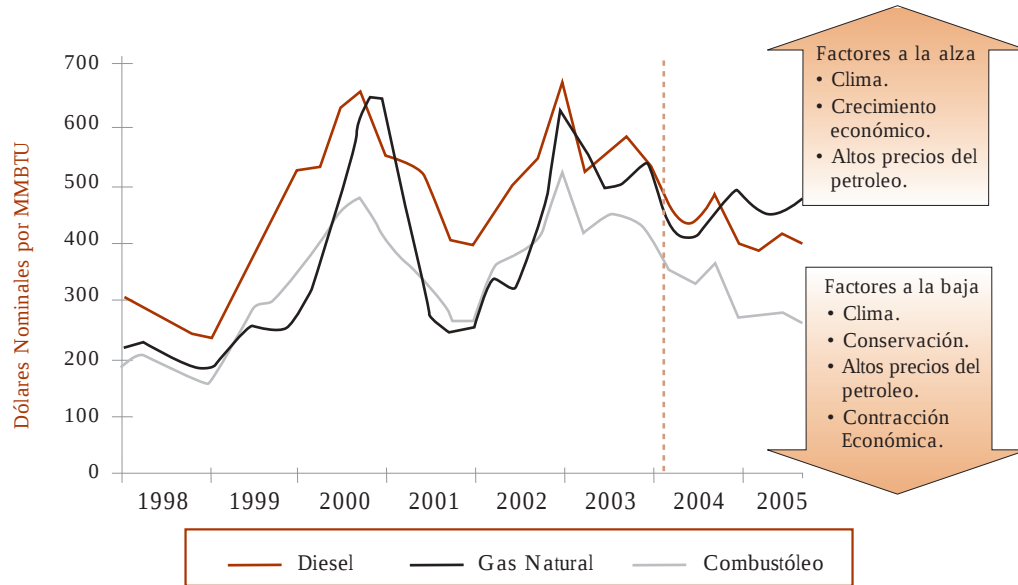
Sin embargo, las expectativas para el 2005 indican que los precios del gas natural bajarán, debido a que se espera un debilitamiento de la demanda impulsado especialmente por la desaceleración esperada de la economía en China y una mayor oferta en algunos países como Rusia.

En la Gráfica 3 se muestra la tendencia de los precios internacionales de varios energéticos, en donde se espera que para el año 2005 se reduzcan los precios del diesel y combustóleo. En menor medida se espera que el gas natural experimente una reducción en el precio durante el cierre del 2004 y posteriormente una pequeña recuperación tomando como año de referencia el 2002. Además se muestran los factores que impulsan los precios a la alza o baja, a fin de tener una idea clara de cómo se comporta el mercado.

La reducción del precio regional de gas natural durante el 2005 es una buena noticia para México, ya que éste importa el 20% de su demanda de los Estados Unidos

Gráfica 3

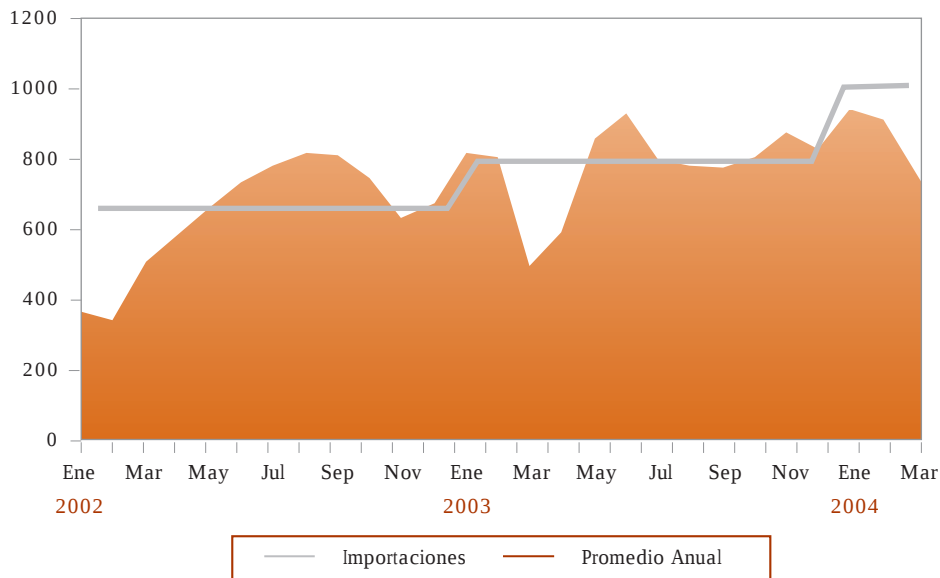
Precios de Combustibles Rivales:
Diesel, Combustóleo y Gas en Henry Hub



Fuente: Cambridge Energy Research Associates

Gráfica 4

Importaciones de Gas Natural en México
(millones de pies cúbicos diarios)



Gráfica 5

Instalaciones de GNL en Norteamérica:
Existentes y Propuestas (Enero 2004)



Perspectiva del Sector Eléctrico de México

Dr. José Luis Aburto *

todos los escenarios muestran una reducción esperada en el precio mientras que se estima un aumento en el precio del gas natural; aunque es importante considerar que los precios del gas han llegado a niveles críticos por desequilibrios en el mercado de Texas por lo que se espera una eventual reducción del precio. Finalmente, las proyecciones oficiales consideran que habrá incrementos en los precios de la electricidad, aunque no se indica su magnitud. En cuanto a la demanda de electricidad, se proyecta un incremento en los tres escenarios, reportando una tasa de 5.6% de crecimiento del consumo en el escenario de planeación bajo los supuestos ya mencionados.

Cuadro 1

**Prospectiva del Sector Eléctrico 2003-2012
Supuestos Básicos y Proyección de Demanda (%)**

Escenario	Moderado	Planeación	Alto
PIB	3.2	4.7	5.6
Precios de Combustibles			
Combustóleo	-1.7	-2.2	-2
Gas Natural	5.4	4.8	5
Electricidad	4.2	5.6	6.2

El impacto de estas hipótesis en las estimaciones del crecimiento de la demanda eléctrica son de gran importancia, principalmente por las consecuencias que el crecimiento esperado de la demanda tiene en la planeación del desarrollo de infraestructura y necesidades de inversión. Por ello es tan importante que estas expectativas de crecimiento de la economía en el

* Con más 30 años de experiencia en energía, es Director General de PETRELEC, firma de consultoría, investigación y análisis de energía. Es ingeniero mecánico electricista por la Universidad Iberoamericana y doctor en ingeniería industrial con especialización en investigación de operaciones y economía por la Universidad de Stanford. Ha sido Subsecretario de Energía, consejero de tres secretarios de Energía, subdirector de programación en la Comisión Federal de Electricidad y Consultor del Director General de Petróleos Mexicanos. Ha realizado amplias investigaciones y análisis sobre tecnologías, economía y las finanzas de la industria de la energía, así como sobre el desarrollo institucional, la regulación y la supervisión de los organismos de energía. El Dr. Aburto ha elaborado iniciativas de política y preparado documentos de estrategia en energía; como subsecretario trabajó en la separación explícita de las funciones del Estado: política, regulación y operación. Propuso y consiguió el establecimiento de la Comisión Reguladora de Energía. Ha participado en investigaciones internacionales con la Agencia Internacional de Energía y con el Consejo Mundial de Energía

momento de la planeación sean razonables y alcanzables, logrando con esto equilibrar las expectativas de crecimiento de la demanda con las inversiones en expansión de la infraestructura eléctrica.

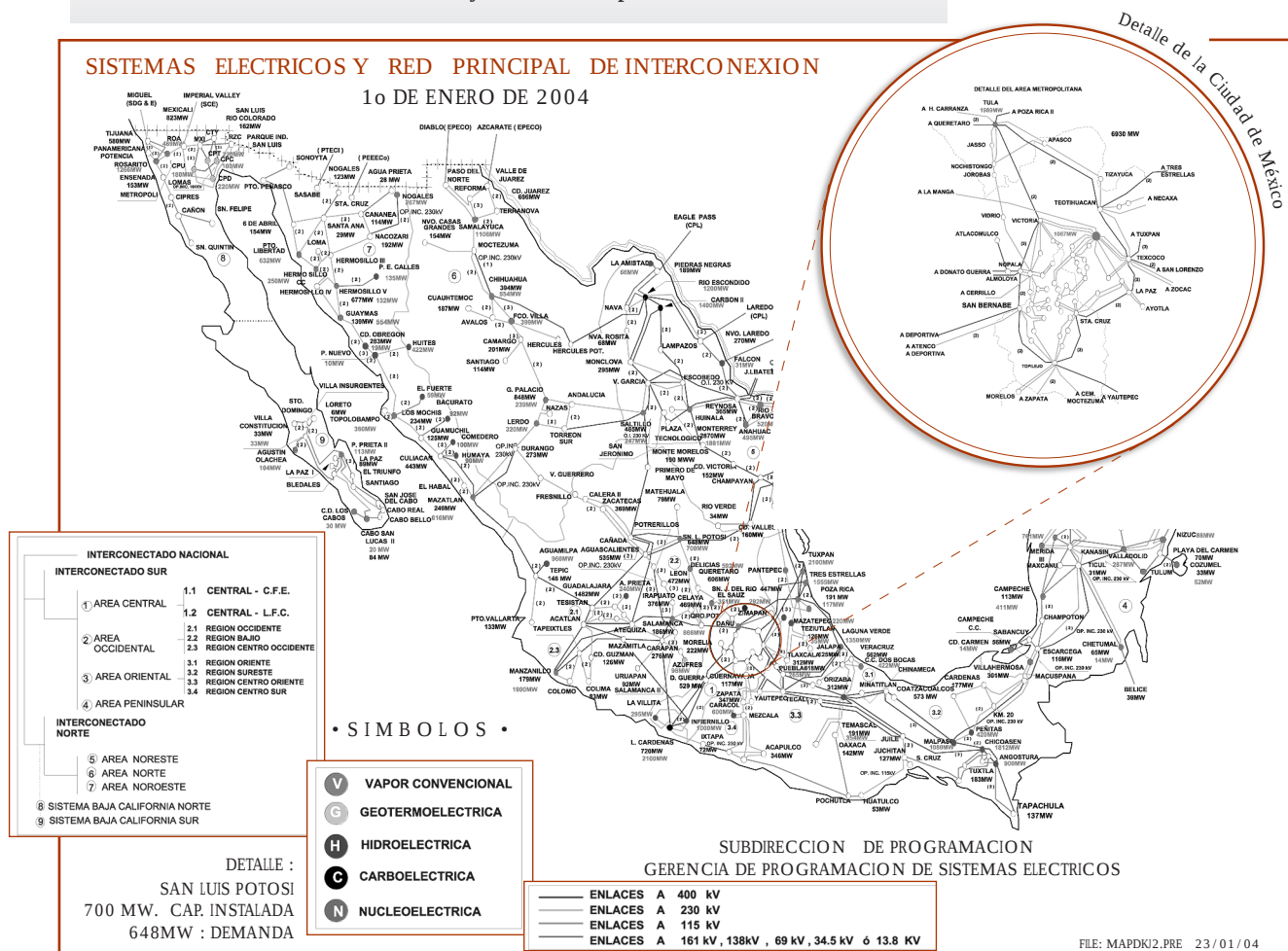
Por otra parte, es necesario tener muy presente que existen dos riesgos en caso de no planear adecuadamente el crecimiento de la demanda. Los tiempos de maduración de las inversiones en el sector eléctrico son prolongados, de manera que si hubiese un error de subestimación de la demanda no habría tiempo para corregirlo mediante inversiones de forma inmediata. De igual forma, recordemos que la electricidad debe ser considerada como un bien que no es totalmente

comerciable a nivel internacional y en la eventualidad de un crecimiento de la demanda mayor a lo esperado no sería posible importar electricidad de forma significativa, con excepción de las zonas fronterizas.

Por el contrario, si se sobreestima la demanda y se construye capacidad de generación de sobra, el costo de anticipación de la inversión se compensa parcialmente con ahorros en operación y la capacidad excedente se asimila conforme crece la demanda pero con precios menores, lo que desincentiva a la inversión. Por lo anterior, elegir el escenario moderado tiene un alto riesgo, ya que podría crear grandes problemas estructurales en el sector y en el resto de la economía.

Gráfica 1

Sistema Eléctrico Nacional y Red Principal de Interconexión



Sistema eléctrico nacional

México cuenta con una red troncal de transmisión de 400 y 230 kilovolts. Como se muestra en el mapa (Gráfica 1), el sur y el noreste del país están bien interconectados y las densidades, tanto de generación como de cargas son elevadas. Estos sistemas eléctricos están bien conformados, son relativamente maduros, con posibilidades de intercambio de energía y por lo tanto con un gran potencial frente a una eventual introducción de competencia en la generación eléctrica en esas regiones del país.

Por su parte, en la zona noroeste, correspondiente a los estados de Sonora y Sinaloa, se cuenta con una red menos densa, incipiente en algunas secciones, con pocos centros de generación y carga debido principalmente a las características físicas y demográficas de la región; ello crea condiciones limitadas para una eventual introducción de competencia.

Finalmente, la península de Baja California está dividida en dos sistemas: el norte está interconectado y sincronizado con los Estados Unidos, de manera que no hay problema con el tamaño del sistema por la capacidad de importación. En cambio el sur de la península es una isla pequeña en términos eléctricos, donde no es posible hablar de competencia.

Crecimiento en la oferta de electricidad

La prospectiva del sector eléctrico 2003-2012 realizada por la SENER señala que los requerimientos de expansión de la capacidad de generación durante ese periodo será de 25,757 MW, de los cuales al día de hoy 12,000 MW son capacidad ya comprometida. En el Cuadro 2 se indica con datos de la misma prospectiva que cerca del 80% de dicha capacidad de generación utilizará como combustible gas natural, al igual que una gran proporción de la no comprometida al 2012, lo que implica que la dependencia sobre este energético

seguiría creciendo de manera importante, dando origen a un riesgo en el caso que el gas natural no se encuentre disponible en las cantidades necesarias.

Cuadro 2

Prospectiva del Sector Eléctrico 2003-2012
Capacidad de Generación (MW)

Geotermia	107	0.9%
Hidráulica	1,686	13.9%
Carbón	700	5.8%
Combustión Interna	86	0.7%
Gas Natural	9,508	78.7%
Comprometida	12,087	100%
No Comprometida	13,670	
Total	25,757	

Requerimientos de inversión en electricidad

La suma de las inversiones propuestas en la prospectiva 2003-2012 es de 582 mil millones de pesos. Aquí resulta importante puntualizar que en el año 2003, incluyendo a los PIDIREGAS, el presupuesto de inversión para el sector eléctrico fue del orden de los 30 mil millones de pesos y para el 2004 el presupuesto aprobado de inversión es cercano a los 40 mil millones. Estas cifras contrastan con los requerimientos implícitos en la prospectiva que alcanzan montos anuales de inversión del orden de 60 mil millones de pesos en promedio para los 10 años, lo que ha sido un punto importante en el debate de la reforma eléctrica, ya que se cuestionan los altos requerimientos de capital planteados en los documentos oficiales y la solidez de sus fundamentos.

Por otra parte, también es importante distinguir entre los distintos objetivos que tiene la inversión en la industria eléctrica y en cualquier industria en general; en el caso de la electricidad la inversión ha sido inferior a la deseable por más de 20 años y se ha concentrado fundamentalmente en ampliar la capacidad de los sistemas; es decir, se ha orientado a elevar la oferta

de electricidad. Ello ha dado como resultado el descuido de otros aspectos relevantes, como lo son la economía del sistema, la confiabilidad y la calidad del servicio.

La eficiencia del Sistema Eléctrico Nacional puede ser medida a través de los niveles de pérdidas en distribución, los cuales son sumamente elevados en el caso mexicano. Por esta razón, un conjunto importante de proyectos de relativamente bajo costo de inversión y alta rentabilidad han sido identificados para disminuir pérdidas en redes de distribución y prevenir inversiones mayores en generación y transmisión. Sin embargo, estos proyectos en distribución no se realizan porque no hay fondos presupuestarios para ello. Por su parte, el financiamiento PIDIREGAS ha permitido elevar las inversiones en generación y transmisión lo que no ha sucedido en la distribución y ha generado graves ineficiencias y rezagos en esta área debido a la asignación distorsionada de las inversiones. Esta situación resta competitividad a la industria eléctrica y a la economía en su conjunto.

Finalmente, la falta de recursos adecuados para la inversión y su asignación distorsionada han jugado un papel central para señalar que la calidad y confiabilidad del servicio público de energía en México deja mucho que desear y ello se puede comprobar observando el grado de interrupción de los sistemas, los índices de fallas, las variaciones de voltaje y de frecuencia, sobre todo en medias y bajas tensiones. En síntesis hay grandes oportunidades para mejorar la calidad y confiabilidad de los sistemas eléctricos, lo que justifica en el futuro aumentos sustanciales de los niveles de inversión canalizada a estos objetivos de calidad y competitividad del servicio.

Financiamiento de las inversiones

El financiamiento propuesto para las inversiones en la prospectiva de la SENER tiene la siguiente estructura:

el 47% con fondos presupuestarios, el 27.6% mediante inversión privada (PIDIREGAS de inversión directa), otro 9% adicional con inversión privada en proyectos de producción independiente (PIDIREGAS de inversión condicionada) y por definir el 15% restante.

En cuanto a los PIDIREGAS, resulta claro que se ha excedido en el uso de este esquema de financiamiento, ya que actualmente son pocos los participantes en las licitaciones, además los costos financieros de estos esquemas se están incrementando aceleradamente para CFE. Ello ha provocado que su deuda aumente a un ritmo más elevado que el de sus ingresos, por lo cual la estructura de capital se degrada paulatinamente en una tendencia que no es sostenible en el largo plazo.

Adicionalmente, CFE enfrenta un problema creciente en el envejecimiento y obsolescencia de la infraestructura de generación, recordando así la ruta seguida por LFC hace varias décadas atrás, lo cual aumenta la necesidad de recursos de inversión más allá de los ya necesarios para la construcción de nueva capacidad, a fin de evitar mayores deficiencias en el sistema en el futuro.

El problema fundamental de las inversiones y su financiamiento es que los planes son elaborados por el sector energía pero no cuentan con el respaldo del sector financiero. En virtud de la ausencia de una reforma sustancial a las tarifas eléctricas y una reforma fiscal integral, no es posible financiar estos 277 mil millones de pesos con fondos presupuestarios más el endeudamiento propio de la CFE. Bajo este escenario, las metas y compromisos financieros del sector público son incompatibles con los requerimientos de capital del sector eléctrico, por ello es indispensable reconocer este hecho y resolverlo con acciones concretas en el marco jurídico y en el económico.

Combustibles para el sector eléctrico

En el año 2002, la generación eléctrica mediante combustibles dependía del combustóleo en un 49%, del gas natural en 34% y del carbón en 15%. Para el 2012 la prospectiva de la SENER estima que casi dos terceras partes de la generación eléctrica serán a base de gas natural, lo que representa en unidades caloríficas un crecimiento en la demanda de este combustible para el sector eléctrico de aproximadamente 180% para el periodo 2003-2012.

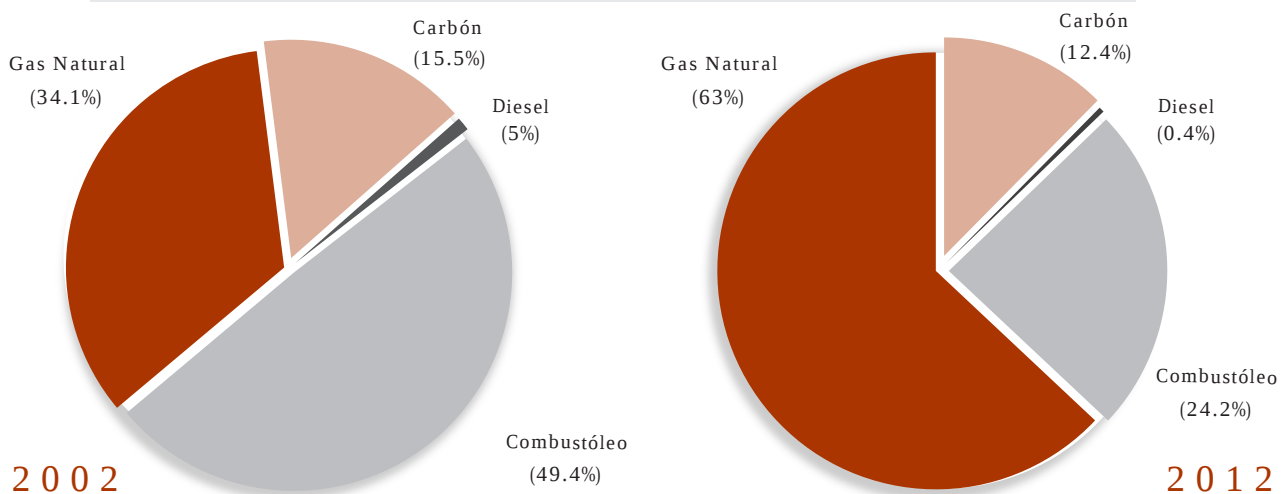
Esta proyección es incompatible con la competitividad del sistema eléctrico, ya que para crear un ámbito competitivo en electricidad las condiciones necesarias son: 1) la diversidad en las tecnologías de generación, 2) la diversidad en los combustibles y 3) la diversidad en los proveedores de los combustibles. Bajo la situación actual, en donde México tiene un solo proveedor de combustibles y una rápida pérdida en el grado relativo de diversidad en tecnologías y combustibles con respecto a lo que se tenía en 2002, se prevé la consolidación de la dependencia en el gas natural como insumo principal para la generación y el incremento de la vulnerabilidad del sector eléctrico.

Por otro lado, en medios oficiales se ha dicho que el uso de fondos de barril de refinación para generación eléctrica tiene un alto costo ambiental, por esta razón el sector público prevé continuar reduciendo el uso de combustóleo en plantas eléctricas al tiempo que concentra la expansión en el mayor uso del gas natural. Por su parte, algunas empresas privadas con uso intensivo de energía diseñadas para operar con dichos residuos de refinación invierten en plantas de autoabastecimiento. Ello indica que la percepción del sector privado sobre los costos de los energéticos, la seguridad del suministro del gas natural, así como los riesgos asociados y la economía de largo plazo de los medios de generación, difiere de la del sector público.

La diversidad de insumos y tipos de tecnología en el sector eléctrico tiene implicaciones que van más allá del sector mismo. En cualquier país, el sector eléctrico es el principal medio con que cuenta para diversificar las fuentes de energía, disminuyendo los riesgos asociados a sus precios y disponibilidad de los diferentes insumos. La industria eléctrica es, o debe ser, un instrumento para fortalecer la seguridad energética nacional.

Gráfica 2

Evolución esperada del consumo de Combustibles para Generación Eléctrica



Las reservas de gas natural en México son 14.8 billones de pies cúbicos a enero de 2004. El problema fundamental no es la cantidad sino la composición de dichas reservas, ya que casi el 90% es gas asociado al petróleo, de manera que su disponibilidad depende de los programas de producción y explotación de petróleo crudo. En este sentido, en el 2003, después de un par de años de inversiones crecientes en exploración y producción de gas natural no asociado, la tasa de reposición de reservas probadas de hidrocarburos alcanzó solamente el 26% de lo extraído. Es decir, en materia de exploración de gas natural, la limitante ya dejó de ser el nivel reducido de inversión, como lo fue durante 20 años. De hecho, la limitante actual es la capacidad de gestión de PEMEX, ya que las restricciones del pasado mermaron la capacidad de la empresa para explorar e incorporar reservas rápidamente.

Otro problema es que PEMEX no es una empresa gasera, ya que su tradición, su cultura y su experiencia de casi 70 años están concentradas en el petróleo crudo; en este sentido, es necesario desarrollar recursos humanos en geociencias, expresamente dedicados al gas natural. Si México decide hacerlo con las restricciones que actualmente impone el marco jurídico, el proceso tardará muchos años y la economía seguirá perdiendo competitividad y crecimiento mientras internamente se desarrolla la capacidad requerida de producción de gas natural.

En respuesta, es necesario incorporar habilidades especializadas, tecnología avanzada y montos elevados de capital para recuperar el rezago acumulado en materia de gas natural, ya que dicho retraso es el resultado de una política equivocada en materia de gas natural iniciada desde 1993. A partir de ese año, el gobierno decidió impulsar el mayor uso del gas natural sin tomar las acciones para incrementar las reservas y la capacidad de producción de gas no asociado, requisito indispensable para lograr hacer una política viable y autónoma de gas natural.

Consideraciones finales

En resumen, la industria eléctrica padece restricciones presupuestarias, normativas, económicas y jurídicas que impiden su sano desarrollo. Sin necesidad de esperar una reforma al marco jurídico hay acciones importantes que se pueden tomar e incluir en el diseño de las políticas públicas enfocadas al sector eléctrico, dichas acciones tendrán que responder a los siguientes retos que enfrenta el sector energía:

- 1) Llevar las inversiones a los niveles que requiere una industria eléctrica moderna, eficiente y competitiva.
- 2) El esquema de financiamiento de la industria se hace insostenible en el largo plazo. Los pasivos aumentan rápidamente, principalmente por el uso del esquema PIDIREGAS y el reconocimiento de pasivos laborales.
- 3) Los subsidios a las tarifas son excesivos en monto y alcance, 31 mil millones de pesos al sector residencial y casi 6 mil millones al sector agrícola en 2002. Estos subsidios benefician prácticamente a todos los usuarios residenciales y a todos los de riego agrícola, sin discriminar a los usuarios que realmente lo necesitan.
- 4) La dependencia cada vez mayor del gas natural, incrementa la vulnerabilidad de la industria eléctrica y del sistema de energía del país en su conjunto.
- 5) Los directivos de las paraestatales están sometidos a una normatividad excesiva que impide administrar bien estos organismos y tomar decisiones con eficiencia y eficacia, al tiempo que les resta responsabilidad.
- 6) El marco jurídico ha quedado rezagado, la capacidad financiera del Estado no es compatible con la necesidad de fortalecer a la industria eléctrica y los crecientes montos de inversión que se requieren ■

Tema V.

Experiencias Internacionales en la Implementación y Consolidación de Políticas Públicas en el Sector Eléctrico



Liberalización de los Mercados Energéticos en América Latina

Dr. Jed Bailey *

Lecciones aprendidas en dos décadas de liberalización del sector eléctrico

A fin de preparar el escenario y entrar a un dialogo extenso, se plantean algunas amplias lecciones aprendidas por la empresa consultora Cambridge Energy Research Associates (CERA) durante las dos últimas décadas de estudio del proceso liberalizador del sector eléctrico en América Latina:

- 1) Los mercados competitivos de energía eléctrica pueden funcionar adecuadamente.
- 2) La liberalización del mercado en energía eléctrica no es inevitable, ya que no hay un modelo de mercado que pueda ser visto como panacea para el resto del mundo.
- 3) El proceso de transición es tan importante como las metas.
- 4) Las reglas y legislaciones deben crear las instituciones, plantear el terreno, pero no deben dictar los resultados del mercado; el mercado debe dictar sus propios resultados.
- 5) Centrarse en objetivos a corto plazo puede estropear ver un panorama más amplio a largo plazo.
- 6) El proceso de liberalización para poder abrir todo el mercado energético puede tomar mucho tiempo.

En referencia a la primera lección, ninguno de los mercados competitivos es perfecto para ser tomado como panacea, pero pueden funcionar; por ejemplo, en el Reino Unido,

en Australia, dentro de los Estados Unidos en Pensilvania, Nueva Jersey y Maryland, cada mercado es muy exitoso a título propio, ya que son muy diferentes entre sí, aunque conservan ciertas similitudes que pueden ser consideradas en el diseño de un nuevo mercado eléctrico en México.

Sobre la segunda lección, que habla de que la liberalización es evitable, es necesario ver que en todo el mundo sólo muy pocos mercados son competitivos, y los que funcionan son un número aún más pequeño. Muchos países no han avanzado hacia la liberalización total porque han decidido dejarlo para después si es que se hace finalmente, por lo que se ha analizado la posibilidad de crear mercados híbridos con regulaciones y competencias.

La tercer lección habla de la importancia del proceso de transición, ya que en los últimos 15 años de experiencias de liberalización de los mercados energéticos del mundo se observan dos maneras diferentes de permitir las inversiones privadas en el sector energía; la primera oleada empezó a inicios de los 90's con la liberalización de los mercados eléctricos, principalmente en los países desarrollados de la OCDE, que se reflejó más tarde en una segunda oleada de liberalizaciones entre los países en desarrollo, con base en las experiencia de Estados Unidos y del Reino Unido principalmente.

Liberalización de los mercados eléctricos en el mundo

Entre 1997 y 1998 el avance de la liberalización disminuyó el paso al que se difundía por el mundo.

* Es miembro de Cambridge Energy Research Associates, es Director de CERA para América Latina y Editor de Reporte de Gas y Electricidad de México, así como el del Cono Sur para la misma empresa consultora. Participa en diferentes reportes especializados sobre las condiciones financieras de los sectores eléctricos de diferentes países, así como el Análisis de implicaciones económicas y políticas, como la volatilidad existente en algunos países de América Latina. Es ingeniero mecánico de la Universidad de Wyoming, y tiene una maestría en política energética en el Instituto Tecnológico de Massachussets.

Esto se debió a que las altas expectativas en cuanto a la rentabilidad que tenían los inversionistas demostraron no ser tan confiables, por ello las compañías impulsoras de la liberación regresaron a invertir en los mercados donde se sentían más seguros y donde estaban mejor familiarizados con las reglas.

La retirada de los inversionistas de los mercados emergentes y el regreso del capital a sus países de origen fue consecuencia de una sobreoferta. Por ejemplo, en el año 2001 se construyeron 200,000 GW en Norteamérica, muchos más de los 15,000 o 20,000 MW que se necesitaban. La sobreinversión generó una sobreoferta de capacidad de generación que terminó por colapsar los precios y la rentabilidad de las inversiones. Muchas compañías cayeron en la banca

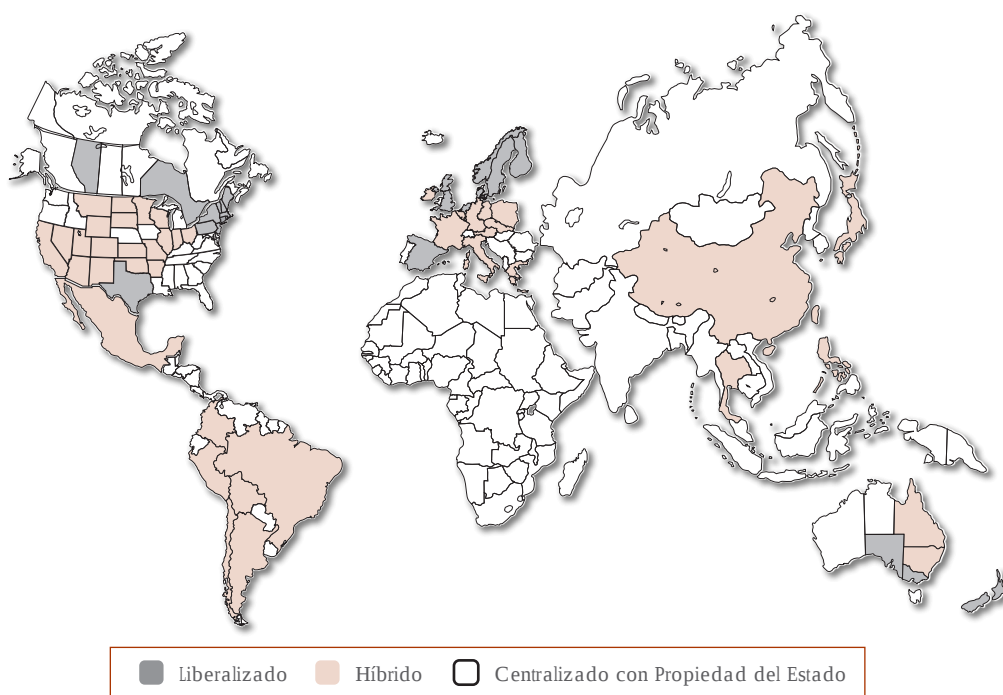
rota, miles de millones de dólares de capital se destruyeron en ese proceso. Este tipo de experiencias han contribuido a generar un clima de desconfianza y escepticismo en relación con la liberalización del mercado.

Por estas razones, el mercado eléctrico mundial quedó estructurado bajo diferentes esquemas en las diferentes regiones, prevaleciendo en la mayor parte de los países un esquema bajo el cual el Estado es dueño y operador del sistema, tal y como lo muestra el mapa de la Gráfica 1.

A pesar de todos los antecedentes y la experiencia de liberalización en estas dos últimas décadas y sigue sin haber un consenso general sobre el diseño de un mercado energético. Es necesario aceptar que los mercados

Gráfica 1

Estructuras del Sector Eléctrico



pueden fracasar y cuando esto ha sucedido no ha habido una comprensión clara de lo que se hizo mal y como se puede solucionar, situación que genera un gran desacuerdo.

Entonces, para el futuro se deben de plantear con claridad las características claves con las que debe contar cualquier mercado energético, ya sea que se encuentre en manos del Estado o que se encuentre liberalizado; algunas de estas características son: la construcción de plantas, los servicios directos, el manejo de riesgos y la fijación de precios. Independientemente de quien lo haga, cada uno de estos puntos tiene que tomarse en cuenta por todos los agentes involucrados en el diseño del sector.

El proceso de negociación política que frecuentemente se da en la creación de un nuevo mercado energético, generalmente llega a cierto tipo de componenda de

negociación entre grupos de interés, la cual se desconecta de las leyes físicas y económicas que se necesitan cumplir para que funcione bien un mercado energético. En este contexto, crear un consenso entre los participantes con intereses tan distintos o incluso opuestos, puede llevar a un resultado en políticas públicas tal que a la hora de echar a andar el mercado este fracase; esto ha sido difícil de entender en muchos países alrededor del mundo.

Por otro lado, las ideologías tienen un lugar importante en el proceso de diseño de los mercados. Como se desprende de las gráficas 2 y 3, teóricamente existen tres opciones en cuanto al grado de regulación; tres etapas de un proceso de apertura y liberalización. En la primera etapa se encuentra con la regulación total o control absoluto del Estado en todas las áreas de la industria, la segunda etapa es un punto intermedio entre la regulación absoluta y el libre mercado, mejor entendido

Gráfica 2

Punto de Arranque de la Desregulación

Funciones de la Industria Eléctrica	Regulación	Mercado
 Adquirir las materias primas básicas		
 Utilizar las plantas de generación		
 Determinar los costos / precios al mayoreo		
 Internalizar las externalidades ambientales		
 Manejar el riesgo		
 Satisfacer las demandas máximas de electricidad		
 Determinar los costos / precios de capacidad		
 Operar las redes de transmisión de alto voltaje		
 Mantener de forma adecuada las redes de transmisión		
 Controlar la congestión de la red de transmisión		
 Distribuir electricidad		
 Proveer servicios de medición y facturación		
 Determinar precios al por menor		

Gráfica 3

Fase Final Teórica de la Desregulación

Funciones de la Industria Eléctrica	Regulación	Mercado
 Adquirir las materias primas básicas		
 Utilizar las plantas de generación		
 Determinar los costos/precios al mayoreo		
 Internalizar las externalidades ambientales		
 Manejar el riesgo		
 Satisfacer las demandas máximas de electricidad		
 Determinar los costos/precios de capacidad		
 Operar las redes de transmisión de alto voltaje		
 Mantener de forma adecuada las redes de transmisión		
 Controlar la congestión de la red de transmisión		
 Distribuir electricidad		
 Proveer servicios de medición y facturación		
Determinar precios al por menor		

como el punto de transición; y en una tercera etapa es donde el mercado está liberalizado, es decir todo esta desregulado, con una nula participación del Estado y donde todos los participantes juegan de acuerdo a las reglas del mercado.

Las ideologías juegan un importante papel en el diseño del mercado, ya que ayudan a enfocar y centrar las ideas para poder partir desde ese punto. El grado de regulación tiene que ver con la experiencia propia de cada país; esto origina las circunstancias en que cada uno de ellos se encuentra en el momento de iniciar el proceso de liberalización. Las ideologías marcan el punto de partida, pero de ninguna manera sustituyen las consideraciones reales en el momento crear un buen diseño de mercado. Si no hay un buen diseño habrá fallas, independientemente del grado de regulación que se plantee. Esto es algo que ya ha sucedido en muchos mercados del mundo por permitir que ideologías y el ambiente político desvirtúen el correcto diseño del mercado.

El punto principal sobre el proceso de liberación es que el enfoque se tiene que dar en la creación de las reglas y en la creación de las instituciones, a fin de que ese proceso y ese mercado liberalizado funcionen. El punto crítico es el flujo de información, ya que en un mercado competitivo, la transferencia libre de la información es la vida misma del diseño; entonces, se necesitan los requisitos para proveer la información y una institución que pueda consolidar dicha información. La disponibilidad de dicha información debe ser equitativa entendiendo que la asimetría de información entre los participantes crea fallas de mercado; esta es otra de las lecciones claves que se han aprendido alrededor del mundo.

A nivel internacional, el comienzo de la liberalización de los mercados energéticos en los países de la OCDE ha surgido de la búsqueda de una asignación más eficiente del capital y la reducción de costos, mientras que en los países en desarrollo el proceso de apertura

se ha iniciado ante la necesidad de inversiones para expandir la oferta. Independientemente de cualquier motivo, se tiene que crear un diseño correcto del mercado energético y en esta tarea es importante que el Estado tenga una participación adecuada, considerando que muchos factores entran en juego dentro de la negociación y pueden frecuentemente resultar en fallas de diseño fundamentales. Un plan bien diseñado debe estar espaciado a través del tiempo, con hitos bien colocados, así como con la flexibilidad adecuada, a fin de que en caso de no llegar a una etapa cuando se tenía planeado se pueda reprogramar a fin de evitar colapsos monumentales. Por eso es tan especialmente importante respetar al proceso de transición.

Uno de los riesgos que se corre en el proceso de diseño del mercado, es que la atención se concentre en problemas de corto plazo, en lo que anda mal hoy y no en lo que puede suceder mañana. Las instituciones y las reglas tienen que ser lo suficientemente flexibles y sólidas al mismo tiempo para poder resolver estos problemas cuando surjan.

Por otra parte, resulta importante entender la situación internacional actual a la que se enfrentan los inversionistas y principales promotores de la liberalización. En forma de ciclo, el crecimiento económico en mercados emergentes impulsa la demanda por electricidad; en respuesta las inversiones acuden masivamente a esos nuevos mercados con la expectativa de generar grandes ganancias que generalmente no son logradas por dos razones principales: 1) menores precios de energía por una sobreinversión inicial en capacidad de generación y/o un crecimiento menor al esperado en la demanda y 2) las fallas en el mercado que socavan la funcionalidad operativa.

Esta serie de circunstancias no previstas en el pasado han contribuido a crear un nuevo ambiente en el que México tiene que competir por capital. En la actualidad

se cuenta con menos desarrolladores de proyectos energéticos interesados en mercados emergentes que hace 5 años; además muchos de ellos han luchado por sobrevivir financieramente en mercados con una sobrecapacidad instalada de generación y expectativas débiles de crecimiento de la demanda a nivel global.

Consideraciones finales

La experiencia internacional ofrece lecciones críticas para los mercados que apenas están entrando en las primeras etapas de liberalización, aunque también resulta importante considerar al escenario internacional actual para México. Por un lado, la demanda de energía mundial está mostrando de nuevo un crecimiento importante por lo que se generará una presión importante para que los inversionistas regresen a los mercados emergentes. Sin embargo, los nuevos jugadores serán más escépticos y cautelosos, puesto que tendrán menos acceso al capital que antes, el cual además será más escaso y costoso que en el pasado, lo que hará más difícil equilibrar el riesgo de invertir con la recompensa obtenida.

Finalmente, se estima que el crecimiento de la demanda mundial de energía al 2010 requerirá la construcción de 90,000 MW; es decir, dos veces la capacidad instalada de México. En Asia por ejemplo, los inversionistas privados, el Banco Mundial y otras entidades financieras mundiales toman las decisiones de invertir analizando el riesgo y la recompensa por país y por proyecto, la capacidad de finiquitar ese proyecto y que la inversión se amortice realmente a través del tiempo y que este tiempo sea cada vez más corto. Lo que ellos buscan es seguridad y capacidad de planeación, por eso es tan importante que se defina el tipo de mercado eléctrico se quiere. Si se toman en cuenta todos estos puntos se podría hacer un mejor trabajo para garantizar al suministro de energía en países similares a México ■

Cambio Regulatorio en Estados Unidos y Respuesta de la Demanda: Evidencia Experimental

Dra. Lynne Kiesling *

Estudios experimentales del mercado eléctrico

La economía experimental analiza aspectos de una hipótesis, o en su caso los resultados de una determinada política dentro de un ambiente controlado de laboratorio. En un ejercicio de este tipo seres humanos participan en tiempo real y son motivados por verdaderos incentivos de utilidades, los participantes simulan ser generadores de electricidad que venden a un mercado como mayoristas y reciben como pago dinero real que se les permite perder o ganar conservándolo al finalizar el experimento. Con ello se intenta crear los incentivos suficientes para que se comporten y actúen con realismo, en una forma transparente que pueda ser medible por los observadores del experimento.

A través de estas pruebas y supuestos, la economía experimental puede predecir con cierto grado de certidumbre los efectos que traería en la economía real un cambio importante en la política pública, y para ejemplificar esto más adelante abordaremos el caso de California. Lo que se pretende con esto es eliminar errores y las decisiones institucionales equivocadas que sean motivadas por reglas que tengan consecuencias no contempladas o incentivos inadecuados; es decir, se quiere probar el diseño del modelo antes de implementarlo en el mundo real, en donde se puede perjudicar a personas reales.

De la misma forma, la economía experimental comprueba dos de las funciones principales que tienen los mercados: por una parte, el mercado conecta productores y consumidores en una relación ganar-ganar a través del valor que se crea en cualquier transacción y por otra, el mercado manda información a los participantes con la señal del precio que sirve para lograr la mayor eficiencia en las decisiones de inversión; es decir, el ejercicio reproduce la correcta asignación de los recursos que logran los mercados competitivos.

El mercado eléctrico en los Estados Unidos

En los Estados Unidos se cuenta con dos ámbitos en la regulación, uno a nivel Federal y otro a nivel Estatal. En el primer ámbito actúa un regulador llamado Comisión Reguladora Federal, la cual es responsable de supervisar a todo el mercado de mayoreo y de asegurar que los precios sean razonables. A nivel estatal existen Comisiones Reguladoras Independientes, integradas verticalmente, las cuales vigilan los precios de venta, ingresos y utilidades de las empresas proveedoras del servicio. A este tipo de enfoque de regulación por estados, se le conoce como regulación de capas, a diferencia de México en donde se tiene un enfoque estrictamente federal, lo que podría facilitarle enormemente el proceso de reforma en comparación con lo experimentado por los Estados Unidos, en donde

* Es coautora y colaboradora del Dr. Vernon Smith, Premio Nobel de Economía 2002 por sus estudios de los mercados eléctricos a través de economía experimental. Es experta en microeconomía y análisis de la industria energética y tecnológica, es Directora del Centro para la Investigación Aplicada en Energía de la Fundación Internacional para la Investigación en Economía Experimental y profesora de economía. Es licenciada en economía por la Universidad de Miami, posee un doctorado por la Universidad de Northwestern. Fungió como Directora de Política Económica en el Instituto de Políticas Públicas, fue consultora en proyectos de economía administrativa y finanzas corporativas, ha sido administradora de proyectos en Pricewaterhouse Coopers trabajando temas como economía de precios y transferencias. Tiene dos publicaciones recientes, una sobre el diseño de un mercado eléctrico estándar de mayoreo y sobre el apagón de Norteamérica

hay 52 reguladores y 52 intereses sobre los que se tiene que avanzar.

En los Estados Unidos se han tenido grandes cambios regulatorios. El más dramático fue la Ley de Políticas Energéticas que abrió los mercados de mayoristas a la generación. Este cambio de política desató una serie de conceptos empresariales y de creación de valor agregado que fue mucho más allá de las expectativas y de las intenciones de los legisladores que formularon el cambio legal; ninguna de las personas que redactaron la ley pudieron prever las consecuencias en el comportamiento del mercado y esa es una lección sumamente importante para todos.

Muchos de los bienes que se consumen en el mercado son cruciales, tanto o más que la energía eléctrica, pero con la diferencia que muchos de estos bienes pueden ser almacenados, lo que genera una gran seguridad en el abasto. Los cuartos de hotel, los asientos de avión, por ejemplo, no son tan diferentes a la electricidad, debido a que el almacenamiento se da en la capacidad de generación por planta y los beneficios que alcanzan los consumidores de electricidad pueden ser los mismos en cuanto a la disponibilidad de consumo, pero la capacidad de producción puede ser superada por la demanda, dejando a una fracción del consumo sin el beneficio.

Para lograr una política de liberalización del sector energético que sea exitosa, es necesario incorporar los beneficios que van ligados a la transparencia, buen diseño y eficiencia para lograr establecer un mecanismo claro de formación de precios, ya que este es solo uno de muchos factores que los consumidores analizan antes de elegir; otros buscan calidad, flexibilidad o tipo de tecnología.

Un ejemplo de ello es el de los precios de la electricidad en California, los cuales fueron muy altos entre el año

2000 y 2001; durante el verano del 2000 se dieron fuertes picos en el precio. Este fenómeno temporal aumentó la preocupación de todos los actores del sector; tanto consumidores como productores, ya que incluso en el invierno se vieron incrementos. Sin embargo, estos fuertes aumentos se dieron por fundamentos reales que pudieron ser solucionados con anticipación; por un lado la capacidad de generación no aumentó al mismo ritmo que la demanda, siendo que esta última se había incrementado de manera constante de 1996 al 2000. Cuando California reestructuró su regulación energética, lo hizo con capacidad excedente de generación, pero para el año 2000 el crecimiento de la demanda ya había absorbido ese exceso de capacidad y no hubo adiciones a la capacidad de generación para responder al continuo crecimiento de la demanda a partir de ese año. Uno de los motivos que provocaron este falta de capacidad de generación se refiere a que en California los procesos regulatorios son muy largos y costosos para obtener un permiso de generación, ya sea por razones ambientales o simplemente porque las personas no quieren que se construya ningún generador cerca de sus casas, aunque eso sí, todos quieren mantener sus consumos de electricidad.

El diseño del marco regulatorio e institucional también contribuyó a la crisis energética de California, ya que en 1996 cuando se hizo la reestructuración en la legislación se incluyó el mandato de que los compradores y generadores realizaran sus transacciones en un mercado de intercambios manejado por el gobierno, el cual no era real ya que no se podían hacer intercambios en otros mercados paralelos. Adicionalmente, las transacciones estaban limitadas a periodos de un día o dos, ya que eran los únicos contratos que iba a ser apoyados legalmente por esta Cámara de Intercambio de Energéticos. Cualquier otro contrato de intercambio de mayor plazo quedaba fuera del sustento legal, lo que ocasionó una gran habia

volatilidad en los precios. A esto se sumó que hubo varios cuellos de botella en las líneas de transmisión que hoy en día ya fueron resueltos pero que llegaban hasta San Francisco, los cuales no permitieron que se pudiera llevar electricidad en las cantidades que se necesitaban a lo largo de todo el Estado.

Otro factor que contribuyó al aumento de los precios en California fue la entrada en mantenimiento de diversas plantas que estuvieron trabajando por encima de su capacidad de generación para lograr cubrir la creciente demanda, por lo que en dado momento requirieron de mantenimiento, esto se combinó con los cuellos de botella en la transmisión y agravó la restricción de la oferta estimulando aún más el aumento de los precios.

Uno de los elementos más importantes a analizar para entender las causas de la crisis en California tiene que ver con el diseño de la regulación, la cual señalaba que los precios para el cliente final estaban fijos, aunque los precios de insumos y de operación del sistema podían cambiar. Esta situación de inflexibilidad en los precios finales originó que los consumidores no respondieran bajando su nivel de consumo ante la escasez de energía, lo que a su vez contribuyó en gran medida a disparar los costos de las plantas de generación y acentuar la crisis.

Otro elemento clave para generar la crisis fue el incremento en los precios de gas natural, principal insumo en el proceso de generación eléctrica en las plantas de ciclo combinado. Y de hecho incluso la suerte tuvo que ver al caer una sequía que inhabilitó las hidroeléctricas para entrar al rescate, lo que obviamente desencadenó el escenario de precios comentado.

No se puede decir que la desregulación creó la crisis de energéticos en California, ya que en realidad ésta

nunca llegó. Solamente hubo un cambio de reglas sin alcanzar un adecuado diseño en el marco regulatorio e institucional y esto es una lección de la cual México puede aprender.

Consideraciones finales

Gracias al análisis experimental de la economía y la forma en la que las personas reaccionan a los incentivos que se van formando a través del tiempo, los diseñadores de las políticas públicas pueden conocer de las potenciales consecuencias no intencionadas que pueden presentarse y que probablemente no se puedan prever, aunque el diseño de las instituciones que ellos diseñen albergue siempre el deseo de lograr la mayor cantidad de beneficios para la sociedad. Un buen ejemplo de diseño de incentivos por el lado de la demanda es cuando los consumidores pueden seleccionar un contrato donde pueden observar las variaciones en precios durante el día de la energía y ellos pueden adaptar sus horarios de consumo a momentos durante el día fuera de las horas pico cuando el precio es más bajo.

Se debe recordar que cuando se tiene una demanda inelástica de electricidad, los consumidores no pueden disminuir su consumo con facilidad a pesar de fuertes aumentos en el precio, o mover su consumo a horarios con un menor precio. Además se está demostrando con la economía experimental que con este tipo de comportamiento (reduciendo el consumo en horas pico), los consumidores evitan que los proveedores ejerzan su poder en el precio del mercado.

La conclusión es que un buen diseño en el mercado de energía eléctrica no debe enfocarse solamente en las grandes reglas de operación en el mercado, sino también considerar la interacción e incentivos entre consumidores y generadores ■

La Reforma del Sector Eléctrico en Brasil

Dr. Mario Pereira *

El sistema eléctrico brasileño en la actualidad

Los mexicanos deben de desarrollar una reforma del sector de acuerdo con el ambiente y la estructura local. Sin embargo, se debe de considerar la experiencia internacional a fin de evitar los errores cometidos en otros lugares del mundo.

Brasil es un país grande, tiene el tamaño de Estados Unidos continental más la mitad de Alaska, en él habitan 180 millones de personas y el Producto Interno Bruto es de 550,000 millones de dólares. En materia eléctrica, Brasil cuenta con una capacidad instalada de 85,000 MW (el doble de la capacidad en México), con una participación del 85% de las hidroeléctricas en la capacidad de generación y hasta de 95% en la generación bruta. La importancia de la hidroelectricidad es porque Brasil cuenta con una gran capacidad en embalses que tardan hasta cinco años en vaciarse en caso de sequía a partir de su nivel máximo.

En cuanto a la transmisión, Brasil puede hacer transferencias desde cualquier punto del país a cualquier otro punto, ya que se tiene una red de interconexión de 70,000 kilómetros de líneas de alto voltaje; mientras que en interconexiones internacionales sólo existen dos líneas con capacidad para 2,000 MW con Argentina, cuya propiedad es de inversionistas privados.

En cuanto al uso de combustibles para la generación de electricidad, en Brasil el carbón es de muy baja calidad, es más ceniza que carbón. Sin embargo, Brasil tiene la opción de importar este mineral a un precio muy competitivo aunque su participación en la generación es muy baja. Por otro lado se tiene un gran interés en construir centrales de gas natural, ya que Brasil ha desarrollado cuencas de este energético. Hoy las reservas de Gas Natural brasileñas son del orden de 22 billones de pies cúbicos, los cuales pueden ser comparadas con el nivel de reservas en México. Brasil también está desarrollando fuentes de energías renovables; actualmente, están por instalarse 3,000 MW en energía eólica, biomasa y mini hidráulicas.

La organización del sector eléctrico brasileño está compuesta por 11 empresas de generación, de las cuales el 15% son privadas en términos de la energía producida; en transmisión existen 26 empresas, 15 de ellas son privadas pero corresponden al 100% de la nueva inversión que representan 10 mil kilómetros de líneas de transmisión de alto voltaje (toda basada en licitación) y la construcción de transmisoras. Esto no significa que se hayan separado los sectores de transmisión y generación, sino que simplemente se están creando otras compañías en transmisión, además de que las empresas estatales siguen siendo muy verticales. En el sector de distribución existen 64 empresas, casi todas ellas privadas. En Brasil se comenzó por la

* Es Presidente de Power System Research en Brasil. Es ingeniero electricista en la Universidad Católica de Río de Janeiro, maestro en investigación de operaciones en la Universidad Federal de Río de Janeiro y posee un doctorado en investigación de operaciones por la misma Universidad. Se ha desempeñado en el sector eléctrico como asesor de países como: China, Colombia, Venezuela y Países Balcánicos. Ha sido consultor del Ministerio de Minas y Energía(MME) durante la crisis del suministro del 2001 y 2002, fue asesor del operador nacional del sistema en mercados mayoristas de energía y de la agencia reguladora de energía. A partir del 2003, con el cambio del gobierno, él actúa como consultor especial del MME, a través de contratos con el BID y el Banco Mundial en temas de regulación, de diseño de mercados y de comercialización de energía.

privatización de la distribución y no de la generación, lo que fue un éxito del proceso.

La organización institucional es muy parecida a la de otros países, se cuenta con un Consejo Nacional de Política Energética que es el lugar donde se decide la estrategia energética nacional; también se cuenta con el Ministerio de Minas y Energía que por ley es el responsable final para el suministro de energía, y por último, en materia de regulación se cuenta con la Agencia Nacional de Energía Eléctrica.

En países como los Latinoamericanos lo importante no son las cuestiones de mercado, sino las organizaciones institucionales y en este sentido debe de existir independencia del regulador y transparencia en su operación. En Brasil el operador nacional del sistema es un agente privado, bajo la supervisión del regulador a través de programas computacionales, en donde todos los datos y programas están disponibles como información para los agentes participantes en el mercado.

El proceso de reforma en Brasil

El proceso de reforma en Brasil se dio de la siguiente manera; desde los años 70's hasta los 90's todo era estatal: generación, transmisión y distribución. La mitad de las empresas de generación eran propiedad del gobierno federal y la otra mitad de los gobiernos provinciales, la transmisión pertenecía en gran medida al gobierno federal y la distribución a los gobiernos provinciales o municipales. Este esquema fue efectivo durante los años 70's donde hubo crecimiento económico. Sin embargo, en los 80's se presentaron problemas de inflación donde se registraron alzas en los precios generales de hasta 80% mensual, por lo que el Gobierno trató de controlar estos efectos a través de las tarifas eléctricas, lo que fue un error, ya que no se controló a la inflación y esto destruyó a las empresas eléctricas.

Esta situación tuvo un efecto tradicional que se presenta en muchos países: las tarifas eran muy bajas, entonces las distribuidoras ganaban muy poco dinero y solo una parte se transfería a los generadores lo que desencadenó una deuda cruzada de 50 mil millones de dólares. En 1993 se decidió arreglar esta situación, por lo que se inyectaron 25 mil millones de dólares para solucionar la difícil coyuntura financiera del sector, pero quedó algo muy claro: "La vida es dura, no hay plata para hacer las inversiones necesarias para el desarrollo del sistema".

Un punto importante en el caso de la privatización en Brasil, es que el proceso se da antes de que el sistema estuviera físicamente colapsado, por lo que la gente no había percibido que el sistema estaba en peligro. En 1995 se crearon leyes y reglamentos de concesiones y permisos de privatización en la distribución; se invitó a expertos en el tema de todo el mundo quienes recomendaban que se hiciera primero la reglamentación y después la privatización, aunque en realidad se hizo al revés (la primera distribuidora fue privatizada en 1995 y el regulador fue creado en 1996). A pesar de ello, mucha gente de todo el mundo estuvo interesada en invertir; esto es muy fácil de visualizar al estudiar el caso de China donde no hay un sistema judicial sólido pero existe una gran cantidad de gente invirtiendo, lo que demuestra que la regulación y marco jurídico no es tan importante para algunos inversionistas.

Entre 1998 y 2000 se dio la época dorada del sistema eléctrico brasileño se invirtieron 10 mil millones de dólares por privados a pesar de que no existía un marco regulatorio consolidado. En este periodo se decidió privatizar la empresa distribuidora, ya que presentaba pérdidas y ningún generador iba a firmar un contrato en estas condiciones, lo que se reflejó en un éxito para el Estado, debido a que la ganancia de la venta se pudo reinvertir. Otro éxito de este proceso, se dio en cuanto a las licitaciones de nuevas plantas al lograrse construir 10,000 MW de centrales

hidroeléctricas. Además se pensaba que dichas plantas se construirían con costos de 40 dólares por MWh, pero los inversionistas redujeron esa cifra en 30% y construyeron las plantas más rápido, en tres o cuatro años en lugar de ocho. Por otra parte, se intentó privatizar la generación federal, proceso que se detuvo por oposición política. El resultado fue que Brasil se quedara con un sistema híbrido en donde la distribución es privada y la generación pública, ésta última, con una porción nueva usando productores privados.

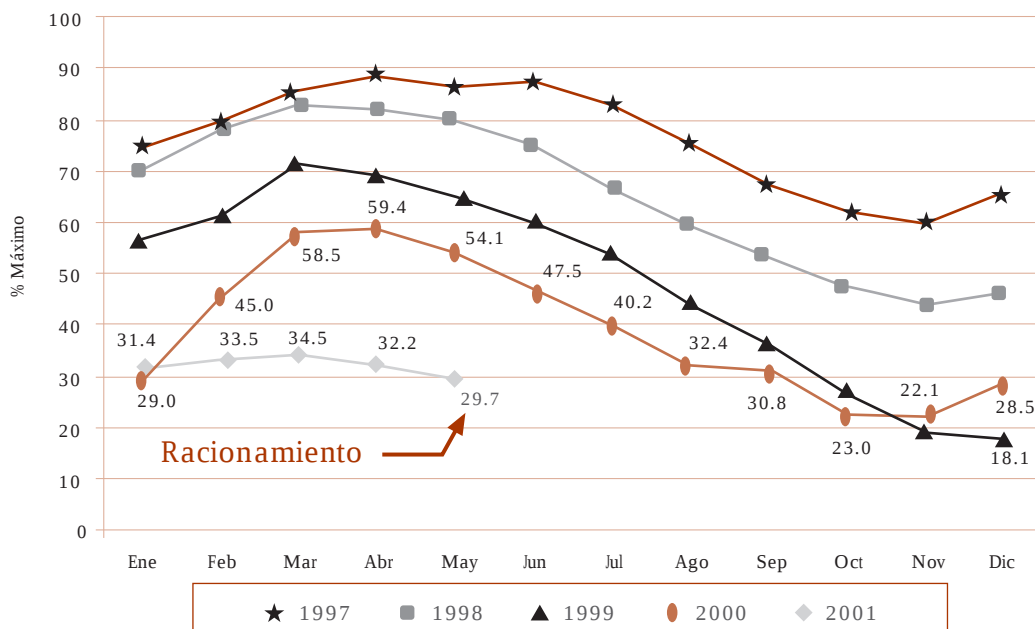
La época de bonanza encontró su límite en 1999 cuando los embalses de las presas redujeron su capacidad dramáticamente, al pasar del nivel normal de 70% a un nivel crítico de 18%. Ante esta crisis, se vio la posibilidad de comenzar una racionalización en el consumo de energía del 50% entre la población, pero por suerte comenzó a llover de nuevo y no hubo la necesidad de racionalizar el consumo. Sin embargo, a finales del año 2000 los embalses bajaron de nuevo y en 2001 se tuvo que racionar en 20% la cantidad de electricidad utilizada; el 80% de la población tuvo que racionar

durante nueve meses, ya que como se mencionó anteriormente, la mayor parte de la generación es a través de la tecnología hidroeléctrica. Las causas físicas fueron que el caudal estaba bajo, pero también hubo errores en el diseño técnico, ya que el 100% de las distribuidoras estaban contratadas pero sin respaldo físico suficiente, y los problemas fueron para los generadores (80% del Estado). A los errores técnicos se sumó una confusión institucional ya que nadie sabía quien era responsable de que actividades o regulaciones, por lo que se decidió crear la Comisión de Gerencia de Crisis dirigida por un súper ministro que era el jefe de la Casa Civil, quien tenía el poder de establecer tarifas, el control de todas las agencias, podía comprar sin licitación y condujo todo el manejo del racionamiento.

La racionalización se dio de la siguiente manera: para cada usuario de Brasil se verificó su consumo promedio del año anterior y se pidió que redujera un 20% dicho consumo; por ejemplo, si consumió 1000 KWh el año anterior, entonces debía reducir su consumo a 800 KWh, si se excedía este límite impuesto una vez, entonces

Gráfica 1

Porcentaje de Capacidad de Almacenamiento de Agua



había una multa, si lo hacía dos veces se cortaba el suministro. A su vez se dieron incentivos para aquellos que reducían su consumo en cantidades mayores a la cuota establecida.

La población brasileña es la responsable por el éxito del programa, la televisión jugó el papel de promotor y el hecho de que la mayor parte de la generación sea hidroeléctrica facilitó mostrar un nivel bajo en los embalses por televisión para impulsar la campaña de concientización. Otro punto clave fue el uso de un sistema mixto de cuotas y precios, ya que si hubiera sido sólo a través del precio se hubiera generado malestar social pues quienes tuvieran dinero podrían continuar con los niveles de consumo anterior a la crisis, mientras quienes tuvieran menores ingresos, serían forzados por el esquema a disminuir su consumo.

En el año 2002 se comenzó con el segundo modelo sectorial, básicamente con lineamientos para reforzar los mecanismos de mercado y lograr mayor participación del gobierno como regulador y no como inversionista, así como preservar los derechos de los nuevos jugadores privados. Este segundo modelo sectorial propuso que el 95% del consumo se daría en contratos de largo plazo (tanto de consumidores cautivos y no cautivos); todo contrato se respaldaría con capacidad de producción física y toda contratación de los distribuidores para nueva capacidad se haría por licitación. Sin embargo, aún con la certidumbre que propinó este esquema se tuvieron choques. El primero se debió al racionamiento ya que algunos generadores no cumplieron los contratos y debieron pagar multas de alrededor de 7 mil millones de dólares. Pero como estos generadores pertenecían al gobierno -quien no iba a permitir el pago de dicha deuda- se creó la Ley especial para aumentar la tarifa. Dicha acción no les gustó a los consumidores ya que ellos sí cumplieron con la reducción de sus consumos dentro del programa de racionalización y el Gobierno no respetó los acuerdos y subió el precio de la electricidad,

lo que llevó a la Administración del Presidente Cardoso a perder la elección en el año 2002.

Uno de los resultados del programa de racionamiento se reflejó en la reducción de 5,000 MW promedio en la demanda de electricidad, cuando el consumo promedio anterior era de 48,000 MW, nivel que nunca se recuperó pues los consumidores aprendieron a ser eficientes y se logró una reducción permanente de la demanda, incluso después del racionamiento. Con eso, se creó un exceso de energía en el sistema a partir del año 2002.

Consideraciones finales

El efecto final de todo lo anterior fue que los precios en el mercado mayorista continuaron disminuyendo, producto de un exceso de 8,000 MW promedio en la capacidad de generación. La razón de lo anterior fue principalmente por la reducción permanente en el nivel de consumo y la incapacidad de los generadores de renovar los contratos de energía.

En el año 2003 el Presidente Lula da Silva aprobó una ley en donde el 100% de los contratos deben de estar respaldados por capacidad física -al igual que en el esquema neoliberal propuesto por el gobierno anterior- y la contratación de las distribuidoras se hace a través de licitación utilizando el esquema de precios de mercado. Este nuevo esquema no contempla una oferta de precios de los generadores en el mercado mayorista (había sido propuesto en el comité de 2002) para evitar crear poder de mercado. Es decir, dos gobiernos con visiones ideológicas tan diferentes, han convergido en la misma propuesta.

Finalmente, un punto clave a tomar en cuenta de la experiencia del caso Brasileño es que el precio spot de mercado en el corto plazo no es suficiente para garantizar la expansión del sistema, por ello son tan necesarios los contratos de largo plazo ■

Experiencia Argentina en el Sector Energía

Ing. Carlos Bastos *

Proceso de reformas

Argentina comenzó su proceso de transformación en 1989, cuando se padecía una crisis de abastecimiento de energía muy grande, la cual se sumó a una crisis de hiperinflación que terminó con el gobierno del Dr. Alfonsín. En el año 2004, después de haber atravesado todo un proceso profundo de transformación en el sector energético, Argentina se enfrenta a una nueva amenaza de falta de abastecimiento de energía que aparentemente va a tener una profundidad similar a la de 1989. Ante esto podemos concluir que a pesar de los cambios estructurales algo no funcionó bien y es necesario analizar las causas de esta nueva crisis.

Este proceso de crisis-transformación-nueva crisis acontecido durante el periodo de 1989-2004 será dividido en tres etapas para facilitar el análisis. La primera etapa comprende de 1989 a 1999 y es cuando se llevó a cabo la implementación y consolidación de la transformación económica. Durante estos diez años se creó el funcionamiento del sistema; es decir, se desarrollaron nuevas instituciones, se hicieron los cambios legales necesarios, se crearon las reglas de funcionamiento del mercado y se procedió a la privatización de las empresas de servicio público en el sector energía.

En el segundo periodo que comprende los años de 1999 a 2002, se comenzó a hablar de los síntomas de un sistema eléctrico que había funcionado durante

diez años de manera exitosa pero que empezaba a presentar problemas, los cuales no eran alarmantes pero requerían de una adecuada atención. Y finalmente, en el tercer periodo que va del año 2002 al 2004 se produjo el derrumbe económico y toda la organización que se había implementado, precipitándose al sector eléctrico a una nueva crisis.

Primera etapa

En la primera etapa de 1989 a 1999 se construyó un nuevo sistema eléctrico en Argentina. La nueva arquitectura se basó en la separación de las actividades de generación, transmisión y distribución, es decir, las diferentes empresas tienen que poseer actividades específicas y no pueden estar integradas. Para la generación se creó un mercado en competencia, mientras que la transmisión y distribución fueron reguladas por sus características de monopolios naturales.

Las tarifas a usuarios finales se fijaron bajo el concepto de adicionar a los precios resultantes del mercado libre, lo que se denominó valor agregado de distribución o costo de distribución. Adicionalmente, para conservar la transparencia y equidad en la operación del mercado se creó un organismo de regulación independiente llamado Ente Nacional de Regulación Eléctrica.

En cuanto a la transmisión, se acordó que quien ofrecería el servicio de transporte no debería de hacer transacciones de energía, al mismo tiempo que el

* Es Consultor Independiente e Investigador del Instituto de Estudios de la Realidad Argentina y Latinoamericana. Es ingeniero electricista de la Facultad de Ciencias Exactas en la Universidad de Córdoba y posee un posgrado en Economía de la Energía de la Fundación de Bariloche. Fue Ministro de Infraestructura del Gobierno Argentino en 2001 que incluía áreas como la energía, combustibles, petróleo, comunicaciones y obras públicas, fue Secretario de Obras y Servicios Públicos. Ha sido Consultor Independiente en el área energética, asesorando a la provincia de Córdoba, al Gobierno de Ecuador y al Export-Import de Japón entre otros y Consultor del Banco Interamericano de Desarrollo. Entre sus publicaciones se encuentran temas como las regulaciones y transformación del sector eléctrico en la República Argentina.

acceso a las redes no deberían de presentar restricciones, lo que se conoce como acceso abierto. Lo anterior se hizo tomando en cuenta que si el proveedor del servicio de transmisión tiene la capacidad de comprar y vender energía, entonces posee las llaves del sistema y se crean fuertes incentivos para apropiarse de todas las rentas a través de su poder monopólico, ya que la única forma en que los productores puedan llegar a los usuarios finales es a través de las redes de transporte.

Por su parte, la distribución se reguló indirectamente por la calidad en el servicio que reciben los consumidores finales, y para ello existen indicadores muy simples como: las interrupciones del suministro tanto en duración como en frecuencia, la calidad comercial a través de estadísticas de las quejas de usuarios y la atención, etc. Se acordó que las distribuidoras tuvieran exclusividad por área de prestación del servicio de distribución sobre los usuarios, pero estas compañías tuvieron en contrapartida a ese derecho la obligación de atender la demanda con un nivel de calidad exigido y verificado por el Estado.

En cuanto a la organización y funcionamiento del mercado, el sistema de contratos resulta fundamental por la importancia de que se pueda vender en manera libre pero bajo un contrato que obligue a los generadores a abastecer con energía a los distribuidores. De esta forma, al tener un usuario de energía o distribuidor la posibilidad de hacer un contrato en forma libre, el generador adquiere la obligación de abastecer el 100% de la cantidad contratada y se logra enviar señales muy claras del nivel de consumo a través de toda la cadena productiva hasta el generador, mejorando enormemente la estabilidad del sistema y su planeación. Esta es una cuestión fundamental cuando se piensa en la diferencia operativa de los mecanismos de mercado frente a la planificación centralizada, porque una de las grandes dudas que hay cuando se instrumenta un cambio de sistema de esta naturaleza es ¿quién se va

a hacer responsable de prever las inversiones futuras? Una de las respuestas más comunes es que las propias fuerzas del mercado; sin embargo, cuando no hay interés de invertir ya que los precios son muy bajos o simplemente los proyectos no se realizan a tiempo, el sistema se puede colapsar. En Argentina este problema de previsión se solucionó poniendo esta obligación en cabeza de las distribuidoras y permitiendo los contratos libres. De esta forma los distribuidores son los que reciben de primera mano las señales de la demanda y se encargan de transmitir las a los productores, los cuales a su vez las manejan a través de los contratos de compra-venta de energía.

También se organizó un pool o mercado de corto plazo para el intercambio de energía eléctrica. En este mercado había un conjunto de reglas para la compra-venta de energía por medio de un sistema de precios spot que reflejó los costos marginales de corto plazo (es el costo que presentan los generadores en escala ascendente al ser convocados cada hora, más un precio de potencia al tener esa capacidad de generación disponible). Para mantener una estabilidad relativa en los precios se acordó que los compradores pagaran un precio estacional. Éste es el precio promedio del trimestre en avance calculado por el organismo de despacho -quien es supervisado a su vez por la Secretaría de Energía- y es el precio que se espera para el sistema los próximos tres meses. A manera de ajustar las variaciones no previstas en el precio de un trimestre a otro se creó un fondo que funciona como pulmón, el cual aumenta y disminuye de acuerdo a si los precios spot son superiores o inferiores con los precios estacionales fijados trimestralmente. De esta forma, la Secretaría de Energía iba fijando los precios estacionales o trimestrales con mayor o menor probabilidad precisión y el pulmón entraba a compensar las diferencias entre el precio spot y el precio estacional del sistema.

Entre las reglas complementarias en el mercado mayorista se consideraron dos principalmente: 1) que los generadores no pudieran contratar más de su capacidad instalada -en el caso de los generadores hidroeléctricos estaba limitada a la energía firme que representa aquella excedida en el 70% de las veces, pues depende de la caída de lluvia y 2) se consideró a los grandes consumidores directos (usuarios con una demanda mayor a los 100 Kilowatts por hora) para que pudieran ir al mercado y hacer compras directas y no a través de las distribuidoras, evitando así ser clientes cautivos y elevando al mismo tiempo los incentivos para la competencia entre generadores. Con estas reglas complementarias y considerando el hecho de que la distribuidora tenía que contratar el 100% de la demanda, se dio automática viabilidad al sistema, es decir, se disminuyeron las probabilidades de que el sistema pudiera colapsar en cualquier momento, ya que los usuarios como prevención pactaban contratos con los generadores demandando más energía y generando suficientes incentivos para incrementar las inversiones y la oferta eléctrica a tiempo.

Los principales resultados hasta 1999 de esta transformación fueron: las pérdidas en las distribuidoras pasaron del orden del 30% al 10%, hubo un gran aumento de la calidad medida a través de las interrupciones, reducción en términos reales de tarifas de casi 50% en los momentos de demanda media y 25% en demanda pico. Adicionalmente, el Estado tuvo grandes ingresos por las privatizaciones y la eliminación de cargas presupuestales por los déficit de las empresas públicas, además de un aumento en la recaudación ya que las empresas públicas no pagaban impuestos y las privadas si lo hacían.

Durante el auge de la reforma en la década de los 90's hubo una gran cantidad de inversiones, el crecimiento de la capacidad instalada con respecto a la demanda fue muy superior y se creó un margen de

reserva muy alto. Adicionalmente, las empresas distribuidoras confiaron mucho en el mercado establecido a través del pool, por lo que no realizaron contratos a precios spot, ya que les implicaba tomar riesgos en cuanto a las variaciones del precio que podría quedar por encima de la tarifa al usuario final, diferencia que tendría que ser absorbida por ellos.

Sin embargo, surgieron problemas por restricciones en el sistema de transmisión, ya que en la década de los 90's se hicieron solamente tres grandes líneas de 500 kilovoltios, dos de ellas prácticamente obligadas, porque eran las interconexiones de la central de Yasireta (una gran central hidroeléctrica que se comparte con Paraguay), y solamente una línea adicional de Comague a Buenos Aires.

Segunda etapa

En el año 2001 a través de un decreto se buscó hacer reformas de segunda generación para elevar la competitividad dentro del sector, permitiendo traspasar a los usuarios finales los precios contratados entre generadores y distribuidores para evitar colusiones de intereses entre ellos (al ser los consumidores más sensibles a los cambios de precios). También se propuso una mayor apertura en el sistema de transmisión para permitir una mejor incorporación de los costos transmisión a las tarifas, apertura basada en los derechos de congestión que daban lugar a los mercados secundarios y finalmente, se buscó dar un mayor papel a los comercializadores de energía para elevar la competitividad global del sistema.

En países como el Reino Unido y Nueva Zelanda hubo reformas que se llevaron a cabo para separar a las empresas distribuidoras en dos empresas, una que se denomina la Wire Company y la otra Supply Company. La primera (wire company) es la empresa operadora del cable o de la red, no tiene clientes, solo presta un

servicio; por su parte, las empresas comercializadoras (supply company) son quienes interactúan con los clientes, pero no tienen activos en red de transmisión. Las empresas comercializadoras sostenían contratos de venta a usuarios finales de muy corto plazo (los contratos más largos con los demandantes de energía pueden ser de uno o dos años), aunque también se consideró la creación de un mercado spot con venta a usuarios domésticos, mientras que los productores tenían necesidades de planeación del mercado de muy largo plazo. Esta inconsistencia entre la planeación de los consumidores y productores fue solo temporal pues se abrió oportunidad a la administración de riesgos.

Tercera etapa

Este decreto que se intentó implementar fue parado en el año 2001 por la oposición política pues ya se presentaban problemas muy serios en la estructura política y económica que llevó a la salida anticipada del Presidente de la Rúa y dio lugar a profundas modificaciones en la organización socioeconómica. Fundamentalmente en 2002, después de la renuncia del Presidente, se creó una ley dentro de la tercera etapa del proceso que introdujo cuestiones como la modificación del régimen cambiario, dejando de lado la convertibilidad de uno a uno entre el peso argentino y el dólar. Con ello todos los contratos entre particulares se convirtieron de dólares a pesos argentinos y se creó una comisión especial para la renegociación de todos los contratos.

La transformación en la paridad cambiaria del peso argentino significó una pérdida total de vigencia de los contratos de concesión y de la norma de funcionamiento del sector, lo que llevó a la quiebra técnica de la mayoría de las empresas involucradas, ya que tenían muchas de ellas deudas en dólares con el exterior. Como resultado se suspendieron las inversiones en ejecución, se abandonaron los nuevos

proyectos, hubo un deterioro creciente en la calidad de servicio, se generó un conflicto internacional porque Argentina tenía firmados muchos contratos de protección a las inversiones con otros países y hubo un enorme problema de liquidez en el mercado mayorista, lo que derivó en mayores controles de precios para disminuir el riesgo de colapso en el sistema.

Otra razón de la crisis en el mercado eléctrico a parte de la convertibilidad cambiaria, fue que fundamentalmente Argentina dependía de manera importante del gas natural para la generación de energía eléctrica. El mercado del gas tiene actualmente un precio en boca de pozos de 4 dólares por millón de BTU frente 1 dólar por millón de BTU que es el costo marginal de producción, lo que significó una diferencia positiva entre precio y costo de 3 dólares. A pesar de esta alta rentabilidad en la extracción de gas nadie está invirtiendo, es decir, se tienen grandes reservas para cubrir la demanda pero no se están perforando pozos adicionales. Esto sucedió en parte porque el gobierno no permitió que las empresas gaseras, petroleras o eléctricas aumentaran las tarifas a los usuarios finales para no perder popularidad. Política que provocó el desmantelamiento de las instituciones encargadas del mercado y generó la creación de una nueva Comisión ad hoc de regulación que solucionara el problema.

En Argentina es bien sabido que las privatizaciones se llevaron a cabo en la época del Dr. Menem y algunos de estos procesos fueron presa de sospecha de corrupción, lo que hizo que el actual gobierno pusiera en una misma bolsa y considerara todo este proceso de privatización como un proceso corrupto y que en definitiva debía ser desmantelado. Por otro lado, el gobierno ha tenido que soportar presiones sectoriales de grandes consumidores industriales que están exportando y quieren tener un precio muy bajo de los energéticos; en este caso el gobierno ha considerado

como solución: 1) dejar a las empresas privadas solo en operación y mantenimiento, 2) que todo aumento de tarifas sea compensado a través de un fondo fiduciario y 3) que las nuevas obras en expansión de capacidad sean responsabilidad del gobierno o quien sea indicado por éste.

Finalmente se puede decir que el sistema diseñado estaba originalmente autorregulado, y aún cuando se tuvo el problema en el régimen cambiario el sistema tenía la capacidad para soportarlo dentro de su esquema de precios y regulación. El problema político de incrementar las tarifas pudo haber sido solucionado muy fácilmente al atender principalmente con subsidio al usuario doméstico que hubiera sido el más afectado con la crisis económica, pero el cual se estima no consume más del 15% del total de la energía.

Consideraciones finales

La crisis eléctrica que Argentina enfrenta en el presente no es un fracaso en el proceso de transformación del sector, sino tiene orígenes claramente políticos. Al día de hoy, ha habido un cambio político y las medidas tomadas por el nuevo gobierno significan implementar un nuevo modelo y el colapso de la anterior organización.

Las conclusiones son que el modelo debe de ser cuidadoso hasta en los detalles, se tiene que pensar en la planificación del sistema: ¿quién va a prever las nuevas inversiones requeridas? y ¿cómo se va a asegurar que la demanda crezca en la magnitud planeada para que esta pueda evitar un colapso de inversiones (oferta) por precios excesivamente bajos?. En Argentina esto se hizo a través de las empresas distribuidoras y los contratos, por lo que se debe evaluar bien si vale o no la pena tener comercializadores, contratos libres y otros muchos detalles para diseñar el modelo a seguir. El papel del Estado debe de ser claro como empresario,

regulador, fijador de impuestos y subsidios. Si el Estado va a ser empresario, puede alterar las condiciones de mercado, ya que puede desplazar a los inversionistas privados además de que corre un menor riesgo al financiarse a través de la Tesorería. Por ello, un mercado híbrido es delicado, ya que el Estado debe jugar un papel fundamental como regulador, es su función esencial y no la puede abandonar porque hay dos áreas que son monopolios: la transmisión y la distribución, que tienen que ser vigiladas de cerca.

En el tema de impuestos y subsidios, el gobierno impone cargas a los particulares y otorga compensaciones, por lo que hay que tener reglas muy claras para evitar distorsiones fundamentales en el mercado. Por ejemplo, en Argentina se tiene una gran contradicción al cargar impuestos a la energía eléctrica que alcanzan casi el 100% en algunos casos de las tarifas al sector comercial y por otro lado no se quiere aumentar las tarifas en ciertos sectores políticamente sensibles dando una especie de subsidio generalizado a costa de las inversiones y sin reasignar los impuestos.

Finalmente, se deben de evitar las oscilaciones pendulares en la organización del sector. En Argentina se había construido un esquema incluso cultural de cómo tratar entre otros factores; el tema de la energía; el papel del Estado y del sector privado; y el comportamiento del consumo. Sin embargo, al cabo de 15 años este esquema de organización se está desmantelando por un cambio de percepción política que es lo peor que puede pasar. Al igual que un individuo, un país no puede perder la seriedad, porque la gente no va a creer si no cumple con su palabra y no respeta los compromisos contraídos, lo que va en camino de la destrucción total. En Argentina, al día de hoy, no se han cumplido los compromisos contraídos en el modelo anterior ■

La Reforma del Sector Eléctrico: La Experiencia Chilena

Dr. Hugh Rudnick *

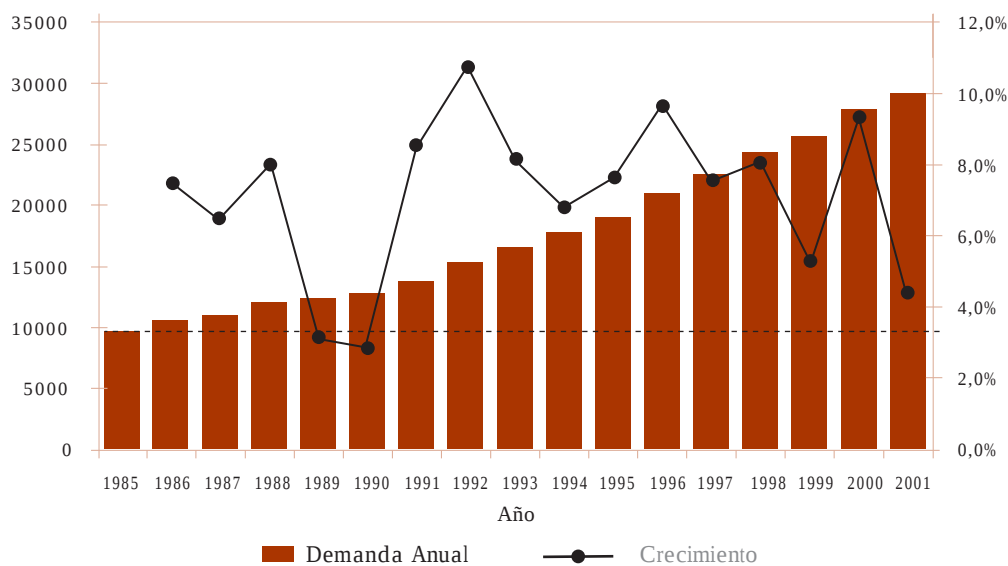
Introducción

El mercado eléctrico en Chile es pequeño en comparación con los mercados de Brasil, México o Estados Unidos, ya que representa alrededor de 10,000 MW de capacidad instalada para una población de

alrededor de 15 millones de personas. No obstante, las proyecciones recientes estiman una alta tasa de crecimiento de la demanda de aproximadamente 10% o 12% anual como se muestra en la Gráfica 1, lo cual implica importantes desafíos para el sistema ya que tendría que duplicar su capacidad de generación cada 10 años.

Gráfica 1

Demanda de Electricidad



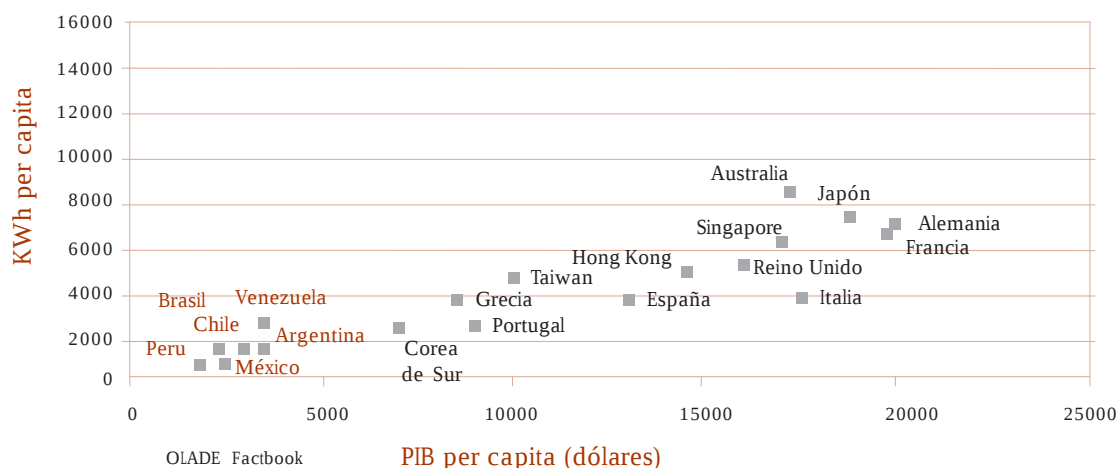
El consumo actual de electricidad per capita en Chile es de 2,000 KWh por año y el PIB per capita menor a 5 mil dólares anuales, cifras similares a otros países de América Latina. Sin embargo, se espera aumentar

ambas variables, ya que como se muestra en la Gráfica 2 existe una correlación positiva entre el desarrollo económico y el consumo de energía per cápita.

* Es Socio Director de SYSTEP Ingenieros Consultores y profesor titular de la Pontificia Universidad Católica de Chile en la escuela de ingeniería. Es ingeniero civil electricista de la Universidad de Chile, tiene maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica por la Universidad Victoria en Manchester, Reino Unido y posee un doctorado en ingeniería eléctrica por la misma Universidad. Ha realizado contribuciones como Consultor Investigador en los procesos de desregulación y reestructuración del sector eléctrico en América Latina, tanto en tarifas como en regulación, transmisión y distribución, también ha trabajado como consultor en inversiones del sector eléctrico y en el sector de gas

Gráfica 2

Crecimiento Económico contra Consumo Eléctrico



Proceso de reformas

Aparentemente, el proceso de reforma en Chile se dio en sentido contrario a lo visto en el resto del mundo ya que fue pionero en la introducción de inversión privada en el sector eléctrico. El desarrollo privatizador en Chile comenzó a fines del siglo XIX y hasta los años 1930's, en donde básicamente fue el sector privado el que desarrolló la infraestructura eléctrica. Pero a raíz de la Gran Recesión de la época (1929), en Chile las inversiones privadas comenzaron a ser insuficientes por lo que el Estado creó instancias estatales de electrificación como la Empresa Nacional de Electricidad. Esta nueva empresa estatal cumpliría con el gran objetivo de responder a lo que hasta fines de los años 60's no estaban haciendo los privados para expandir dicho sector, pues su participación era limitada, ya que se concentraba esencialmente en las grandes ciudades.

Durante esta etapa de reestructuración a partir de los 60's, el sector estuvo verticalmente integrado bajo una gran empresa estatal, altamente regulada y planificada centralmente, estrategia que ayudó a solucionar el problema de abastecimiento. Sin embargo, otros

problemas surgieron a raíz de la integración vertical como: sobreinversiones o inversiones ineficientes en grandes centrales y en sistemas de transmisión, además de decisiones de inversión que se tomaron bajo un contexto político y la manipulación de tarifas que elevaron el costo de los subsidios. Adicionalmente, se presentó un problema crónico de América Latina en cuanto a las altas pérdidas técnicas y no técnicas (robo), así como la operación de grandes empresas estatales donde se constituyeron grupos de poder que en muchas ocasiones llegaron a enfrentar al Estado. Esto generó graves problemas para la viabilidad eléctrica de Chile, principalmente por la manipulación de tarifas que empujó a las empresas a caer en crisis: con un Estado obligado a duplicar las instalaciones cada diez años, fue prácticamente imposible de sostener los altos niveles de inversión pública que el sector demandaba.

En 1982 se inició con una reforma eléctrica que en realidad fue pionera, no solo en Latinoamérica, sino a nivel mundial ya que no contaba con un paradigma de referencia. Por esta razón en Chile se cometieron errores en el diseño, ya que la gran reforma eléctrica después de Chile tiene lugar en el Reino Unido en 1990 y la de

Argentina en 1989 ó 1990. La reforma eléctrica chilena se dio bajo un contexto político muy particular. Con un gobierno militar con una política neoliberal y una empresa estatal que abastecía pero de forma ineficiente, el objetivo principal de la reforma fue el de establecer condiciones de eficiencia económica en la generación. El segundo gran objetivo fue atraer a la inversión privada por la incapacidad presupuestal del Estado para expandir la inversión. A partir de esto, se decidió dar al sector eléctrico una orientación de libre mercado y se comenzó con un paulatino proceso de descentralización a través de una segmentación vertical del mercado, pero se mantuvo el papel subsidiario del Estado con la responsabilidad de proveer de servicio donde los privados no tuvieron incentivos para hacerlo, como en zonas rurales y de baja rentabilidad económica. Bajo este contexto, se planteó la desregulación en el mercado mayorista en donde los grandes consumidores tenían una libertad de precios. Además se creó un mercado competitivo en generación, con un modelo de pool centralizado basado en los costos de generación y no en una subasta de precios. Con este esquema no se ofrecen precios sino que los precios son fijados a través de los costos.

Adicionalmente, la fijación de precios se dio para pequeños consumidores y se regularon los monopolios de transmisión y distribución con dos conceptos similares a los planteados en Argentina: libre acceso a la transmisión para permitir la competencia en generación y una base de incentivos de eficiencia. También se implementó un esquema en donde el mercado de generación fuera competitivo y las empresas pudieran caer en la quiebra u obtener grandes niveles de ganancias.

Como parte del cambio estructural se crearon dos monopolios; por un lado el de la transmisión, en donde todos los participantes deben de tener acceso libre al sistema bajo la asignación de una renta con base en su eficiencia, y por otro lado el de la distribución en un

ámbito monopolístico de franquicia geográfica con la obligación de servir al consumidor, por lo que ganancias de las empresas son generadas con base en mejoras a la eficiencia. Por su parte, las empresas estatales se segmentaron en dos partes: la primera comprendía generación y transmisión, mientras que la segunda sólo distribución. El primer error en el diseño fue no separar la generación de la transmisión, aunque esto se hizo posteriormente y se separó además horizontalmente la generación en varias compañías públicas compitiendo entre sí.

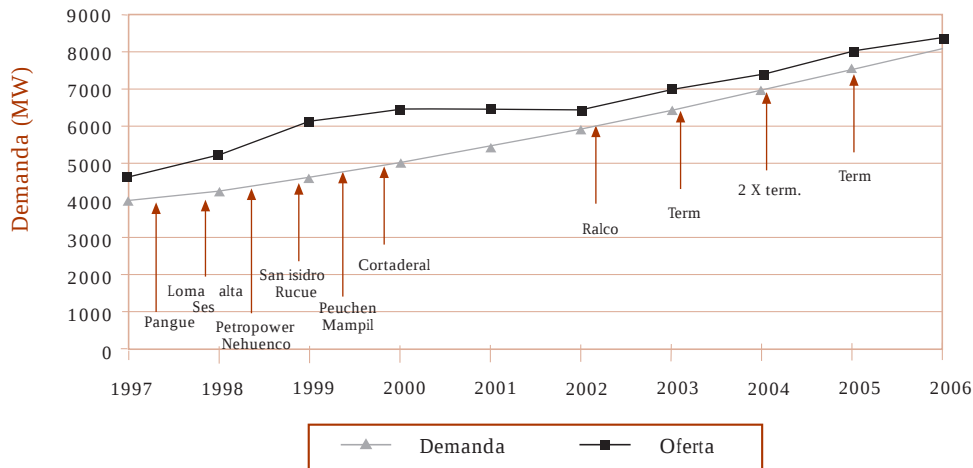
En un primer paso hacia la apertura privada, se cambió la ley para que las empresas estatales compitieran entre sí y se establecieron claramente las reglas del juego antes de entrar a un proceso de privatización. En este proceso, Chile contó a su favor con la disposición de capitales nacionales a través la utilización de los fondos de pensiones emergentes que fueron invertidos en el sector eléctrico, y después de un proceso de ajuste y mejora de la infraestructura, se procedió a la venta de las empresas a inversionistas privados extranjeros.

Los éxitos de la reforma fueron claros: un incremento en la eficiencia económica a través de las empresas privadas, un flujo creciente de inversión privada que respondió adecuadamente al aumento de la demanda como se muestra en la siguiente gráfica, un modelo de costos y fijación de precios que limitó al poder del mercado con el que cuentan los participante privados. Adicionalmente, el Estado pudo liberar recursos para aplicarlos a áreas socialmente prioritarias mientras los participantes privados se hacían cargo de la inversión en el sector eléctrico, quienes a su vez obedecían a la oficina de regulación. Dicha oficina tenía el papel fundamental de la planeación, coordinando el tiempo y el lugar de las inversiones privadas.

Sin embargo, el éxito de la implementación de la reforma fue más limitado en otras áreas de gran importancia para que el modelo funcionara, como: la atomización

Gráfica 3

Inversiones



de la generación, el reflejo de los costos reales de la energía en los precios a los consumidores finales, así como la reducción y consecuente desaparición de los subsidios.

Uno de los resultados más palpables de la reforma fue en la reducción de pérdidas técnicas y no técnicas en forma dramática; por ejemplo, la empresa Chilectra en Santiago del año 1987 a 1992 bajó las pérdidas del 20% al 12% y lo sigue bajando a niveles cercanos al 6%, al igual que otras muchas empresas.

La reducción de los precios después de la reforma ha sido notable. Entre 1997 y 1999 los privados decidieron utilizar un energético que estaba disponible en Chile; el Gas Natural importado principalmente desde Argentina. Sin embargo, esto últimamente ha causado problemas por la situación económica en Argentina y las restricciones de exportación. De todas formas, el precio final para los consumidores ha ido bajando gradualmente en lo que se refiere al servicio de distribución, básicamente por los incentivos que la competencia trae para la utilización de mejores tecnologías y la reducción de costos, lo que ha llevado a Chile a tener precios

relativamente bajos en comparación con el nivel internacional.

Todos los éxitos de la privatización estuvieron acompañados por riesgos diversos que fueron corregibles al tomar a tiempo las medidas necesarias. ¿Qué riesgos? riesgos como el hecho de que en realidad no se privatizó privilegiando la competencia y atomizado lo suficiente el mercado de generación con el fin de crear un mercado atractivo a las empresas interesadas en invertir. Además el papel del Gobierno como un operador independiente causó problemas en la operación del mercado. Por otra parte, la fijación de precios en el mercado mayorista también ha sido difícil, se creó un fondo de compensación como en el caso Argentino para hacer frente a una sequía centenaria que elevó inesperadamente los precios. Finalmente, la reducción gradual de los precios hizo poco atractiva la inversión en el sector y favoreció una creciente concentración, ya que el 50% de la generación en el sistema central es propiedad de la empresa española Endesa.

La sequía prolongada y la reducción de embalses para la generación hidroeléctrica, puso a prueba

prematuramente la solidez del nuevo modelo en el mercado eléctrico. De igual forma, la escasez de gas natural presionó al sistema de ciclo combinado ocasionando una reducción transitoria en la oferta que llevó a la necesidad de implementar apagones rotatorios. Esta situación empeoró cuando una falla en el sistema de precios no permitió pasar los costos reales a los consumidores finales y se creó una distorsión desestabilizadora en el mercado.

Aunado a lo anterior, el sistema de contratos no funcionó de forma eficiente ya que obligó a los generadores a entregar la energía o a compensar en caso de incumplimiento, lo que ha llevado a pensar en la importancia de las reformas de segunda generación. El esquema de California era muy atractivo para dichas reformas, utilizando un sistema de Bolsa para compra-venta de electricidad y un mayor rol de mercado vía contratos bilaterales físicos. Sin embargo, estos planteamientos fueron rápidamente muy cuestionados, no solo por el fracaso en California sino por las características hidroeléctricas del sistema chileno y su alta concentración de propiedad. Por ello, Chile decidió formular otros instrumentos que lo llevaran al objetivo deseado, tales como: aumentar la segmentación horizontal no solo en generación, sino a través de la creación de un comercializador que por el momento no se ha logrado; también se pensó en incrementar la competencia a niveles más minorista bajando el nivel de clientes libres de 2 MW a 500 KW, todo esto en una ley que se

acaba de aprobar en el año 2004; se optó también por establecer precios regulados más cercanos a los de mercado y por el desarrollo de un mercado de servicios complementarios para seguridad y calidad de servicios, reactivos, regulación de franquicias, etc.; además de fortalecer el libre acceso de distribución para aumentar el grado de competencia y se mejoró sustancialmente el esquema de transmisión.

Consideraciones finales

Finalmente, los desafíos emergentes son de todo el mercado eléctrico regional, particularmente el Sudamericano. Estos desafíos son producto del surgimiento de mercados energéticos integrados que incluyen al gas natural y la creación de interconexiones a pesar de la ausencia de regulación al respecto en los mercados supranacionales, tema que se debería de comenzar a desarrollar para evitar monopolios regionales de empresas trasnacionales que puedan ejercer poder de mercado.

Debido al deterioro del atractivo de los mercados energéticos para inversiones, existe la tentación como en el caso de Argentina de que se vuelva a un mayor control del Estado a través de medidas proteccionistas que distorsionan aún más el mercado. Por su parte, la falta a los acuerdos de intercambio de gas natural entre Argentina y Chile ha debilitado la seguridad energética de la región ■

Clausura del Seminario

Juan Camilo Mouriño Terrazo *

Es para mí un gran honor extenderles mis sinceras felicitaciones por la realización y por el éxito alcanzado en este importante Seminario Sobre Políticas Públicas en Materia Eléctrica, donde distinguidos académicos, analistas y expertos, nacionales e internacionales, han presentado desde conceptos básicos, económicos, tecnológicos y jurídicos, para el diseño de políticas públicas en materia eléctrica, hasta las propias experiencias internacionales alcanzadas en la implementación de las mismas en diferentes sistemas eléctricos del mundo, como son los casos de Estados Unidos, Argentina, Chile y Brasil.

Los retos, sin embargo, que en materia de políticas públicas el sector eléctrico en nuestro país enfrenta, siguen latentes, y por lo tanto, todo esfuerzo que se realice para analizar con objetividad y con seriedad la forma de estructurar nuestro sector es sin duda importante.

Ejercicios como el que hoy concluye son parte de un largo análisis, en el que han participado las últimas tres legislaturas, período de tiempo en el que han presentado iniciativas de reforma al sector eléctrico, el titular del Ejecutivo en dos ocasiones y los cinco principales grupos parlamentarios representados en este Honorable Congreso.

Esto en sí, es señal inequívoca de que compartimos la preocupación por resolver un problema estructural de

fondo, que requiere del acuerdo de los principales grupos parlamentarios para poner en marcha el beneficio de todos los mexicanos.

Es importante reconocer que lo que ha resultado de esta discusión, de este debate, ha generado reflexiones en nuestro país con respecto a otras economías, tanto de nuestro Continente como del resto del mundo.

La parte aprovechable de esto, es que nos permite acumular un gran conocimiento de las experiencias en materia de reformas eléctricas en el mundo; se conoce de sus éxitos y de sus limitaciones, de sus aciertos y de sus errores. Nos ha permitido entonces desechar lo que no ha funcionado, recoger lo que ha dado resultados, adaptarlo a la realidad económica, política y social de nuestro país y presentar, en consecuencia, propuestas que generen tanto certidumbre como viabilidad a largo plazo en nuestro Sistema Eléctrico Nacional.

Muchas de estas propuestas observan coincidencias importantes, garantizan el abasto de electricidad con la participación complementaria de la inversión pública y privada directa; garantizan la rectoría del Estado, fortaleciendo las instituciones regulatorias y manteniendo la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional; mantienen también como exclusivas del Estado, tanto las redes de transmisión como las redes de distribución y lo más importante, lejos de privatizar a las empresas

* En la Secretaría de Energía se desempeñó como asesor del C. Secretario de Energía y Subsecretario de Electricidad. Es Licenciado en Economía por la Universidad de Tampa, Florida, en la cual también se diplomó en Finanzas y Mercadotecnia, también cuenta con un posgrado en contaduría con especialidad en finanzas. Ocupó un escaño como Diputado en el Estado de Campeche dentro de la LVI Legislatura local y como Diputado Federal en la LVII Legislatura, donde presidió la Comisión de Energía. Fue director de finanzas del Corporativo GES en Campeche y consejero de la COPARMEX, así como vicepresidente de la Asociación Civil Nuevo Entorno y asesor del programa desarrollo empresarial de Campeche. También ha sido presidente estatal en Campeche del Partido Acción Nacional y candidato a Presidente Municipal por la ciudad de Campeche

públicas las fortalecen, dotándolas de nuevos regímenes fiscales y mayor autonomía en su gestión.

Invito pues al Congreso, y en particular a los integrantes de la Comisión de Energía, a comparar de manera detallada las diferentes propuestas de reforma pendientes de dictaminar, con lo que han expuesto aquí los conferencistas en este Seminario.

Podrán observar, a la luz de lo expuesto en este foro, que varias de las propuestas recogen los elementos esenciales que deberán ser retomados para proponer una estructura industrial que resuelva el problema de abasto competitivo en el sector eléctrico mexicano.

Las propuestas no son ajenas a lo que aquí se comentó de las propias limitaciones de la ley de la oferta y la demanda, cuando de electricidad se trata, tampoco omiten la reconocida necesidad de seguir contando con empresas públicas fuertes y con instituciones regulatorias, aptas para garantizar en su conjunto la rectoría del Estado sobre un Sistema Eléctrico, con participación mixta, pública y privada, que resuelva

los retos actuales del sector y se pueda desarrollar de manera sustentable.

Aprovechemos entonces la realización de este seminario y lo que en su desarrollo expertos de diversos países han expuesto, aprovechemos las coincidencias que existen en las diversas propuestas, presentadas ante las Cámaras del Honorable Congreso de la Unión, aprovechemos los muchos debates y discusiones que legisladores, funcionarios, académicos y expertos hemos llevado a cabo los últimos cinco años, para pasar de la fase del análisis y de la reflexión a la fase de las decisiones y de las soluciones.

Esta es, sin duda, una buena oportunidad para que esta Legislatura concluya lo que las dos últimas dejaron pendiente: La Reforma Estructural del Sistema Eléctrico Mexicano.

Señoras y señores, los felicito de nuevo por el éxito alcanzado en el presente evento, que seguro resultará positivo en las decisiones que en la materia se deberán tomar en nuestro país ■