



Centro de Estudios Económicos

www.colmex.mx

El Colegio de México, A.C.

Serie documentos de trabajo

REFORMA DEL SECTOR ELÉCTRICO
CON VISIÓN DE LARGO PLAZO
Alejandro Castañeda Sabido y Luis F. López Calva.

DOCUMENTO DE TRABAJO

Núm. II - 2003

REFORMA DEL SECTOR ELÉCTRICO CON VISIÓN DE LARGO PLAZO*

Alejandro Castañeda Sabido

y

Luis F. López Calva

El Colegio de México

Esta versión: Marzo 2001

* Queremos agradecer a Eytan Sheshinski y Rafael Del Villar, así como a los integrantes de la comisión de energía de la CONCAMIN, por sus opiniones en las conversaciones sostenidas durante la elaboración de este trabajo. También agradecemos a Mabel Andalón, David Mulato y Ericka Rascón por su asistencia en la investigación. Cualquier error es responsabilidad nuestra.

Reforma del Sector Eléctrico con Visión de largo plazo

Resumen Ejecutivo

La literatura económica muestra evidencia robusta del impacto de la infraestructura sobre el crecimiento económico. Asimismo, investigaciones recientes encuentran un impacto significativo de la infraestructura eléctrica sobre el crecimiento manufacturero en México. Debido a la importancia de este sector, así como a cambios en las condiciones tecnológicas que permiten la introducción de competencia, el gobierno ha planteado la apertura a la inversión privada en este sector.

Este trabajo pretende contribuir al debate sobre la reforma eléctrica, con una perspectiva de largo plazo. Para ello, además de la discusión de los principios económicos relevantes, se han revisado las experiencias de los países pioneros en las reformas y de países latinoamericanos con características similares a las de México. Como complemento central en la discusión, se han revisado aspectos del diseño institucional para garantizar una eficaz gobernabilidad del operador del sistema. Creemos que el no considerar los aspectos aquí señalados frustraría el desarrollo real del mercado eléctrico, creando un mercado exclusivamente de excedentes, con menor inversión privada que la requerida y con precios de electricidad por encima de niveles competitivos, en detrimento de los consumidores domésticos y de los usuarios comerciales e industriales.

La teoría y la evidencia disponible muestran que existen tres condiciones necesarias para que la reforma propicie el desarrollo real del mercado eléctrico y que éste funcione eficientemente: i) desintegración vertical, ii) eliminación del poder horizontal de mercado de los generadores y iii) el establecimiento de incentivos correctos para la expansión de la red y la eliminación de problemas de congestión. En términos de estas tres características, como se ha discutido aquí, la propuesta de reforma actualmente en discusión presenta problemas.

La decisión de no privatizar las plantas de generación actuales va en contra de la condición i), pudiendo claramente derivar en poder horizontal de mercado. El diseño de la estructura de gobierno del operador del sistema no es todavía suficientemente clara, pero debe incorporar total independencia entre el COSYME y la CFE, para evitar problemas de acceso preferencial que impidan la competencia. Finalmente, el hecho de que las decisiones respecto a la red de transmisión no sean prerrogativa del operador del sistema hace necesario establecer un sistema de incentivos correcto para que las decisiones de expansión respondan correctamente a problemas de congestión. Aquí se sugiere un mecanismo de TRANSCO, en donde el operador del sistema también tenga a su cargo las decisiones de expansión de la red.

Contenido

Indice de cuadros y gráficas

Glosario de acrónimos

PARTE I. ANTECEDENTES, SITUACIÓN ACTUAL Y PROPUESTAS DE REFORMA

1. Introducción
2. Breve discusión sobre la evolución de la industria eléctrica
3. La situación actual de la CFE y la urgencia de la reforma
 - 3.1 Deficit previsible en generación
 - 3.2 Las ganancias potenciales: evolución de precios en Argentina
4. Las propuestas de reforma
 - 4.1 La propuesta del gobierno de Zedillo
 - Esquema general de organización de la industria*
 - Gobernabilidad del COSEN*
 - Fijación de precios*
 - Regulación de tarifas y decisiones de expansión de la red*
 - 4.2 Breve discusión de la propuesta
 - 4.3 La propuesta de Fox
 - Propuesta de Ley*
 - La operación del sistema*
 - Principios básicos en el diseño del mercado*
 - Solución de disputas*
 - 4.4 Discusión de la propuesta

PARTE II. LOS MODELOS DE REFERENCIA Y LOS PRINCIPIOS ECONÓMICOS BÁSICOS

5. Modelos básicos de referencia: California, PJM, Inglaterra y Gales
 - 5.1 El operador del sistema
 - Esquema alternativo: PJM*
 - Esquema sin contratos bilaterales: Inglaterra y Gales*
 - 5.2 Discusión: el ISO como único operador o esquema basado en contratos bilaterales
 - 5.3 El mercado de servicios conexos (AS)
 - 5.4 Régimen de mercado
 - 5.5 ISO vs. TRANSCO: la administración del sistema una vez más
 - 5.6 Precios regionales vs. precios nodales
 - 5.7 Derechos de transmisión: físicos y financieros

6. La experiencia de reforma en Latinoamérica
 - Generación*
 - Competencia en generación*
 - Transmisión*
 - Regulación de la transmisión*
 - Distribución y comercialización*
 - Regulación por incentivos*
 - Costos de distribución*
 - Costos de congestión*
 - Despacho*
 - Servicios al menudeo*
 - Precios*

PARTE III. DISEÑO INSTITUCIONAL Y DESINTEGRACIÓN VERTICAL

7. Diseño institucional: los sistemas de gobierno corporativo del administrador del sistema
 - 7.1 Modelos básicos de gobierno
 - Modelo 1: Comité multilateral de grupos de interés (stakeholders)*

Modelo 2: Comité sin la participación de grupos de interés

Modelo 3: Comité unilateral

Modelo 4: Corporación privada unilateral no afiliada con los participantes en el mercado

8. Conclusiones y recomendaciones

Consideraciones generales

Las propuestas en mayor detalle

9. Referencias

Índice de cuadros y gráficas

- Cuadro 1. Características del operador del sistema en cuatro países
- Cuadro 2. Estructura de toma de decisiones
-
- Gráfica 1. Capacidad efectiva del sistema eléctrico nacional 1998
- Gráfica 2. Capacidad efectiva del sistema eléctrico nacional 1999
- Gráfica 3. Capacidad efectiva: hidrocarburos 1998
- Gráfica 4. Capacidad efectiva: hidrocarburos 1999
- Gráfica 5. Costo unitario de generación de energía eléctrica
- Gráfica 6. Evolución de precios en Argentina
- Gráfica 7. Potencia efectiva bruta instalada por fuente
- Gráfica 8. Cargos por servicios conexos
- Gráfica 9. Precios en PJM
- Gráfica 10. Precios promedio por hora en California
- Gráfica 11. PJM: Evolución de precios, demanda baja, abril
- Gráfica 12. PJM: Evolución de precios, Demanda alta, abril
- Gráfica 13. PJM: Evolución de precios, demanda baja, julio
- Gráfica 14. PJM: Evolución de precios, demanda alta, julio
- Gráfica A1. Situación actual de la CFE
- Gráfica A2. Esquema con desintegración vertical

Glosario de acrónimos

CFE	Comisión Federal de Electricidad
LFC	Compañía Luz y Fuerza del Centro
ISO	Operador independiente del sistema (por sus siglas en inglés, <i>Independent System Operator</i>)
TRANSCO	Esquema en el que el operador del sistema también posee el control de la red de transmisión y decide sobre inversiones de expansión de la misma
COSEN	Operador del sistema en la propuesta de reforma del presidente Zedillo (<i>Centro de Operación del Sistema Eléctrico Nacional</i>)
REN	Operador de la red eléctrica en la propuesta del presidente Zedillo (<i>Red Eléctrica Nacional</i>)
COSYME	Operador del sistema y del mercado eléctrico en la propuesta del presidente Fox (<i>Centro de Operación del Sistema y del Mercado Eléctricos</i>)
NGC	Operador de la red de transmisión en el mercado británico (por sus siglas en inglés, <i>National Grid Company</i>)
PJM	Mercado eléctrico que incluye tres estados de la unión americana: Pennsylvania, New Jersey y Maryland.
AS	Servicios conexos (<i>ancillary services</i>)
RMR	Contratos de servicios conexos para garantizar la confiabilidad local de la red de transmisión (<i>reliability must run</i>)

PARTE I
ANTECEDENTES, SITUACIÓN ACTUAL Y PROPUESTAS DE REFORMA

1. Introducción

Debido al impacto generalizado de la infraestructura eléctrica sobre el resto de la economía, el abastecimiento de electricidad al menor costo y con altos niveles de confiabilidad debe de ser un objetivo primordial de la política económica del gobierno. La literatura económica muestra evidencia robusta del impacto de la infraestructura sobre el crecimiento económico, mientras que Castañeda Cotler y Gutiérrez (2000) encuentran un impacto significativo de la infraestructura eléctrica sobre el crecimiento manufacturero en México.

En México, desde 1992 se ha permitido la participación del sector privado en la generación de energía eléctrica. Sin embargo, la estructura actual del sector eléctrico (monopolio verticalmente integrado) origina mucha incertidumbre para los participantes del sector privado en cuanto a la posibilidad de recuperar sus inversiones. Debido a esto, las condiciones mínimas que exigen los participantes del sector privado para participar en la industria de generación se vuelven muy costosas y van en contra de la provisión económica de la energía eléctrica.¹

Debido a lo anterior, así como a la incapacidad financiera del gobierno para solventar las inversiones requeridas en el sector, el gobierno de Zedillo envió al Congreso una propuesta de reforma estructural al sector eléctrico, misma que no prosperó. Actualmente, el gobierno del Presidente Fox prepara una propuesta de reforma al sector con modificaciones importantes. El objetivo fundamental será disminuir los costos de provisión de electricidad a mediano y largo plazos. Sin embargo, si no se lleva a cabo una reforma basada en principios económicos sólidos, se abre la posibilidad de que, en el corto plazo, estos costos se eleven significativamente,

¹ Como ejemplo, podemos mencionar la diferencia en el costo de la energía pagado en la planta Merida III y el costo en mercados relativamente competitivos. Los contratos tipo de Mérida III obligan a pagar por capacidad independientemente de si se compra la electricidad o no. Si hubiera un mercado, no habría la obligación de pagar los costos fijos.

perjudicando la viabilidad política de la propuesta y frustrando el objetivo fundamental de la misma: beneficiar a los consumidores.²

En este trabajo se argumenta que la reforma estructural debe estar basada en un diagnóstico sólido sobre la eficiencia del sector eléctrico, aún en el corto plazo, y tratar de diseñar una reforma que elimine hasta donde sea posible cualquier distorsión que vaya en contra de un funcionamiento eficiente del mismo. El objetivo de la investigación es discutir las propuestas de reforma y mencionar en detalle áreas en las que se debe trabajar seriamente para diseñar un esquema de industria eléctrica eficiente.

El trabajo contiene tres partes. La primera, compuesta de cuatro secciones –incluyendo esta introducción, revisa brevemente la historia de la provisión de energía eléctrica y la situación actual en términos de capacidad y costos de generación. Asimismo, ofrece datos sobre los efectos de la reforma en un país con características de ingreso y de desarrollo institucional similares a México, como lo es Argentina. Finalmente, esta parte describe las propuestas de reforma de Zedillo y Fox y se hace una crítica cuidadosa, especialmente de esta última por ser la más relevante en estos momentos.

La segunda parte del trabajo, compuesta por dos secciones, analiza con detalle aspectos del diseño del mercado eléctrico utilizando como referencia tres mercados con experiencias de reforma distintas: California, Inglaterra-Gales y PJM. Esta sección busca hacer énfasis en los detalles que deben plantearse con claridad si se pretende tener una discusión útil sobre el tema, trascendiendo las generalidades de la apertura a la inversión privada. La siguiente sección refuerza la discusión previa al presentar una breve revisión de las características generales de las reformas en el sector eléctrico en países latinoamericanos.

La tercera y última parte se dedica al diseño institucional. Por ser un factor fundamental en el éxito de la reforma, esta parte presenta las estructuras de gobierno alternativas del controlador del sistema, esquemas de propiedad del despacho y la red de transmisión, con sus ventajas y desventajas. Las conclusiones y recomendaciones cierran la discusión.

² Una discusión detallada previa del mercado eléctrico y las alternativas de reforma se encuentra en Kessel y Sup Kim (1997).

2. Breve discusión sobre la evolución de la industria eléctrica

Con anterioridad a la década de los 90, se percibía a la industria eléctrica como un monopolio natural, de tal forma que la generación, la transmisión y la distribución de energía eléctrica se llevaba a cabo por una empresa verticalmente integrada. En México, desde el Porfiriato y hasta los años treinta, existió gran interés de inversionistas nacionales y extranjeros por invertir en el sector. No fue sino hasta 1937, cuando Lázaro Cárdenas creó la Comisión Federal de Electricidad y promulgó la Ley de la Industria Eléctrica (1938), que la inversión privada cayó sustancialmente y prácticamente dejó de fluir. La ley excluía la posibilidad de inversión extranjera, reducía los plazos para concesiones de generación y distribución y daba al estado mucho mayor poder de injerencia sobre los inversionistas privados.

Las características de monopolio natural que surgen en la industria eléctrica, no se deben primordialmente a economías de escala en la generación, más bien corresponden a los atributos de la red de transmisión que necesita coordinarse con las plantas de generación que se encuentran de manera dispersa y debe sostener altos niveles de eficiencia y de confiabilidad en la transmisión de electricidad. El esquema actual de integración vertical se muestra en la figura A1. Uno de los más importantes analistas de este sector ha mencionado que “Es la complementariedad entre generación y las redes de transmisión la fuente fundamental de las economías de escala y alcance en la industria eléctrica” (Joskow, 2000, p. 16). De hecho, trabajo empírico muestra que la hipótesis de rendimientos constantes a escala en la producción de electricidad como un todo (generación, transmisión y distribución) no puede ser rechazada (Wolak, 2000).

Esto último se debe en gran parte a que, en los últimos años, la innovación tecnológica ha permitido reducir el tamaño de escala mínima en la generación de energía eléctrica. La tecnología de ciclo combinado ha disminuido la escala mínima eficiente, lo que implica menores niveles de inversión para operar una planta generadora de energía. En la década de los 90, el Reino Unido, Argentina, Bolivia, Perú, Brasil, El Salvador y Guatemala, así como algunos estados de la unión americana (California, la región de Pennsylvania, Nueva Jersey y Maryland —conocida como PJM— y Nueva Inglaterra) han cambiado del viejo esquema de monopolios verticalmente integrados a esquemas en los que se introducen elementos de competencia. La competencia se introduce en aquellas partes del proceso de producción de electricidad que no presentan elementos de monopolio natural, como es el caso de la generación.³ En dichos mercados, los generadores

³ Como se discutirá más adelante, existen otros países en esta situación, como Noruega, Suecia y Australia (Victoria).

hoy en día compiten por abastecer mercados regionales y las redes de transmisión y distribución se mantienen sujetas a regulación económica.

Los avances tecnológicos en informática y computación han permitido la separación funcional entre generación y transmisión, permitiendo la posibilidad de competencia en generación. Sin embargo, muchas veces esta separación funcional implica resolver problemas de confiabilidad de la red (servicios de frecuencia y voltaje, servicios para mantener la confiabilidad) que se deben de obtener a través del mercado. El funcionamiento adecuado de estos mercados (que antes no existían) se vuelve crucial para que la separación funcional sea exitosa.⁴ El esquema óptimo con competencia se muestra en la gráfica A2.

La introducción de competencia en la generación de electricidad no ha estado exenta de problemas y depende en buena medida del esquema que se proponga para la operación de la red de transmisión. En el estado de California se ha reportado evidencia de que ciertos generadores ejercen poder de mercado en aquellas regiones en las que existen problemas de congestión en la red de transmisión. De acuerdo con Wolak (2000), los resultados en términos de precios al consumidor de energía y en los mercados de mayoreo dependen de manera crucial de las decisiones que se tomen en cuanto a la operación de la red y los mercados que se desarrollen como consecuencia de éstas.⁵

Las propuestas de reforma en México, incluyendo el proyecto de reforma actual del presidente Fox, intentan precisamente introducir competencia en el mercado a nivel de generación, manteniendo el monopolio natural en despacho y transmisión, así como creando monopolios regionales de distribución con participación privada. Como punto de partida para la discusión sobre la reforma, se analizará brevemente la situación actual de capacidad del sistema de la CFE.

3. La situación actual de la CFE y la urgencia de la reforma

3.1 Previsible deficit en generación

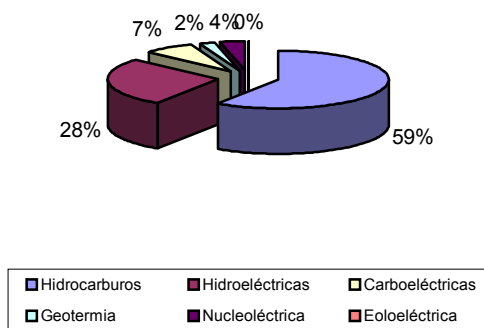
Uno de los argumentos centrales para promover la reforma ha sido la incapacidad financiera del gobierno para llevar a cabo las inversiones para satisfacer la demanda eléctrica en

⁴ En el esquema de monopolios verticalmente integrados estos problemas eran resueltos naturalmente por la empresa integrada.

los próximos años. Las estimaciones indican que la demanda eléctrica crecerá a una tasa del 6% anual en los próximos 10 años.

El sistema de generación actual está integrado por un conjunto de centrales generadoras de diferentes tipos que utilizan distintos combustibles o fuentes primarias de energía. La capacidad efectiva en diciembre de 2000 era de 38,255.53 MW.⁶ El crecimiento de la capacidad de generación en los últimos tres años ha sido menor al 2% anual. De esto, Comisión Federal de Electricidad genera el 88%, Luz y Fuerza del Centro el 2%, PEMEX el 4.1%, generadores privados el 4.7% y Mérida III el restante 1.2%. La participación por tipo de tecnología se puede observar en las gráficas 1 y 2.

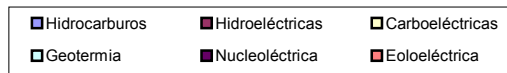
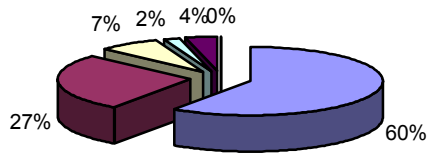
Gráfica 1
Capacidad Efectiva del Sistema Eléctrico
Nacional 1998



⁵ Cabe señalar que, entre los errores importantes que explican los problemas en el mercado eléctrico de California, a diferencia del relativo éxito en lugares como PJM, es el hecho de haber liberalizado los precios en el mercado de mayoreo y mantenido el control de precios en el mercado de menudeo.

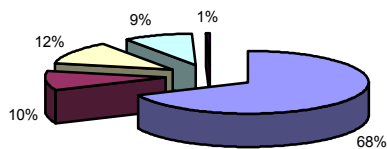
⁶ La actualización se obtuvo a partir de lo instalado en diciembre del año inmediato anterior y se le adicionaron las unidades nuevas, retiros, modificaciones y traslados.

Gráfica 2
Capacidad Efectiva del Sistema
Eléctrico Nacional 1999
Crecimiento 1.7%

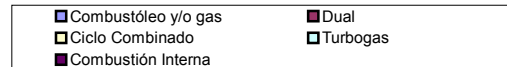
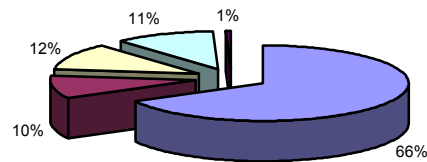


La participación de los distintos hidrocarburos con respecto al porcentaje total (59% de tecnologías) se observa en las gráficas 3 y 4.

Gráfica 3
Capacidad Efectiva, Hidrocarburos 1998



Gráfica 4
Capacidad Efectiva, Hidrocarburos 1999



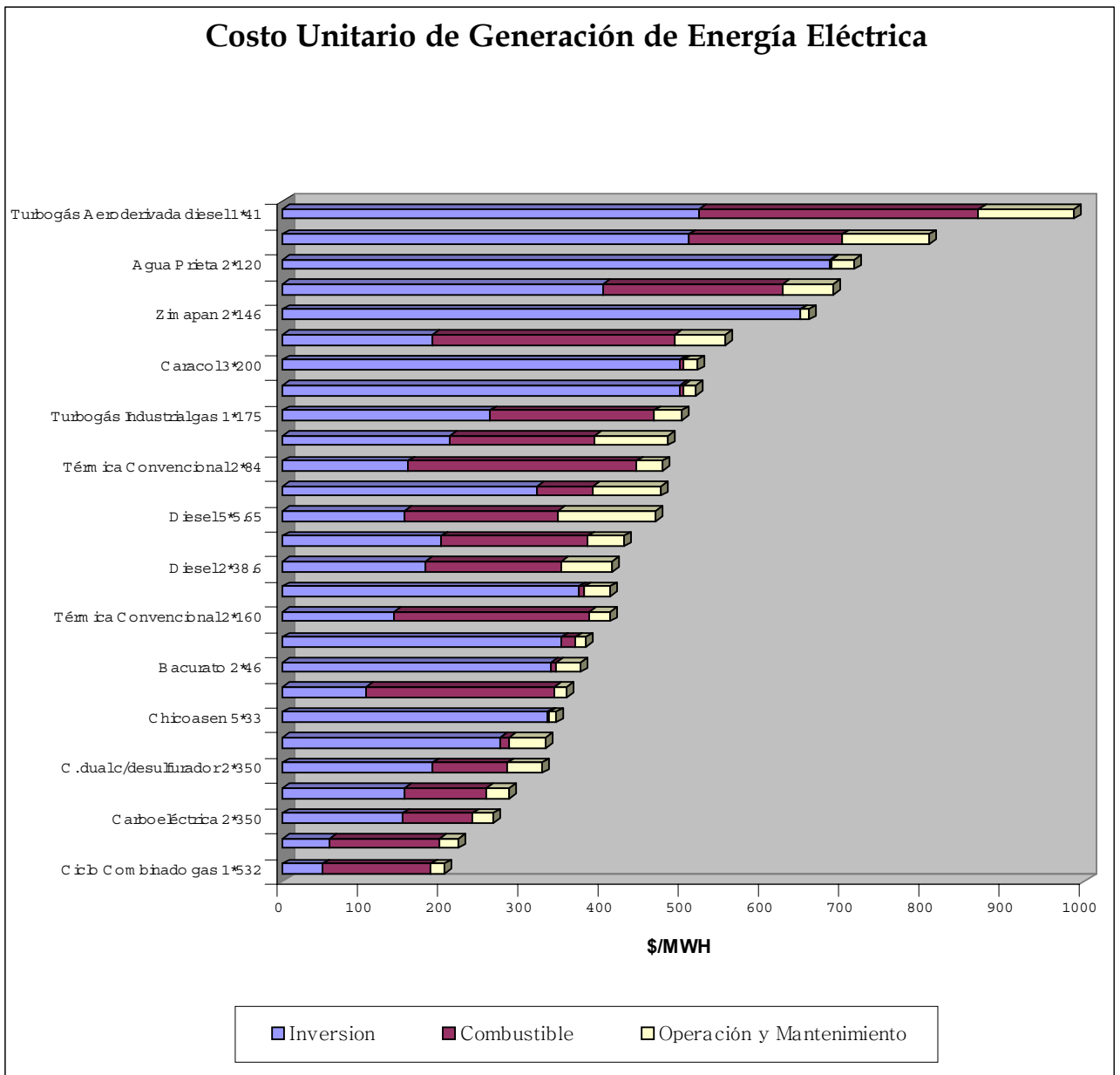
Costos

El costo total de generación es la suma de los costos de inversión, combustible, operación y mantenimiento. Los costos de inversión pueden ser directos (*overnight costs*), directos más indirectos y costos anualizados al inicio de la operación. El costo de inversión puede desglosarse en los siguientes componentes: mano de obra, equipos nacionales, equipos importados, materiales y otros. Los parámetros básicos que influyen en la determinación del costo de generación son el

costo unitario de la inversión, la duración de la vida económica, el periodo de construcción y la tasa de descuento.

Siguiendo a la COPAR se utiliza la central termoeléctrica convencional a base de combustóleo con dos unidades de 350MW como referencia, por esto se le asocia un índice igual a 100. A partir de este índice se reflejan las diferencias relativas de los costos correspondientes a las diversas tecnologías. La comparación de costos unitarios de generación por tipo de tecnología se muestra en el siguiente cuadro.

Gráfica 5



Resulta evidente que la tecnología más eficiente es la de ciclo combinado, que utiliza el gas natural como combustible esencial. Este es el tipo de tecnología que se esperaba que los inversionistas privados privilegien en sus inversiones. Para ello, un aspecto fundamental es la

coordinación entre las políticas de desregulación en el mercado de gas natural y las del sector eléctrico.⁷

Es importante señalar también que el monto de subsidios al consumo eléctrico se ha duplicado como promedio anual entre 1995-1999 cuando se le compara con el promedio entre 1990 y 1994, debido a que a principios de los años noventa se hizo un importante esfuerzo de nivelación de tarifas (Kalifa. et. al., 1999). Además, estudios que analizan la estructura de tarifas y la composición del gasto de los hogares han mostrado que estos subsidios no son progresivos y, de hecho, muestran un ligero grado de regresividad (Dávila, 2000).

La inversión en transmisión, generación y distribución se ha estancado a partir de 1989, cayendo incluso en términos reales y como proporción del PIB. Al mismo tiempo, de acuerdo con la información del Banco Mundial sobre participación privada en infraestructura en países en desarrollo, se observa que la inversión privada en el sector ha pasado de prácticamente no existir a finales de los ochenta a más de 40,000 millones de dólares en 1997. México, sin embargo, no se ha beneficiado proporcionalmente de estos flujos de inversión debido a la lentitud en la reforma.

Un aspecto más que complica la reforma en el caso mexicano es la existencia de redundancia laboral en las empresas públicas. Indicadores de productividad disponibles para 1997, muestran que la CFE tenía alrededor de 230 usuarios por trabajador, mientras que en los Estados Unidos el promedio era cercano a 300 y en Chile, en donde existió una liberalización relativamente exitosa, existían alrededor de 460 usuarios por trabajador (Kalifa, et. al., 1999). Asimismo, si se mide por Kilowatts-hora vendidos por trabajador, México tenía 1000 Kwh, Estados Unidos arriba de 4,000 Kwh y Chile 5,000 Kwh. La productividad de la mano de obra en la CFE es un claro indicador de redundancia laboral. Los pasivos laborales implícitos en los contratos colectivos podrían ser una carga más que afectaría la competitividad de las empresas de la CFE o que dificultarían el proceso de privatización de las plantas. Una posibilidad es utilizar los ingresos de la venta para cubrir parte de dichos pasivos.⁸

⁷ La discusión sobre la situación del mercado de gas natural se presenta en el documento complementario (Rosellón, 2001).

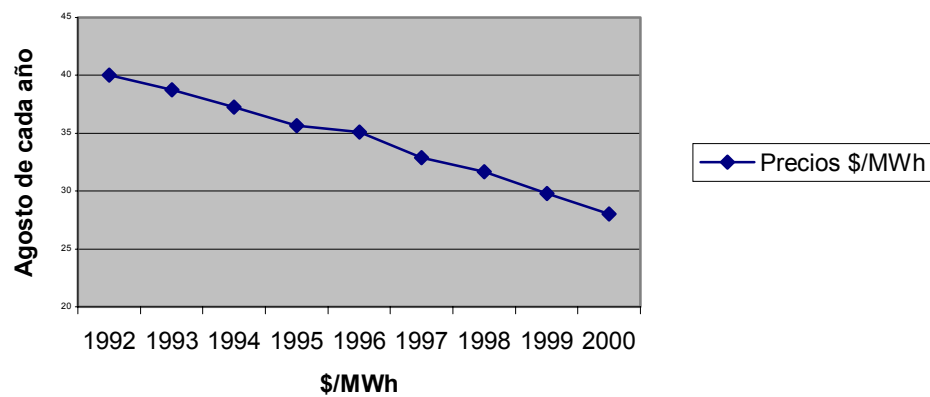
⁸ Como un ejemplo, en el caso de la privatización de Ferrocarriles Nacionales de México (FNM), los ingresos por la venta solamente cubrieron alrededor de la mitad de los pasivos laborales. En Enero de 2001, FNM todavía enfrentaba más de 18,000 juicios laborales que representaban alrededor de 1,200 millones de dólares (López-Calva, 2001).

3.2 Las ganancias potenciales: comentario sobre la evolución de precios en Argentina

Un caso de reforma relativamente exitosa en un país con características de ingreso y de desarrollo institucional similares a México es el de Argentina. La evolución de precios se muestra en la gráfica 6. Entre 1992 y 2000, los precios han caído en un 30%. Cabe señalar, sin embargo, que la reforma en Argentina se llevó a cabo a la par de una agresiva liberalización del sector de gas natural (ver López Calva y Rosellón, 2000). La gráfica 7 muestra, a su vez, el crecimiento proporcionalmente mayor del uso de la tecnología de ciclo combinado, favorecida por la existencia de un sector de gas natural más competitivo.

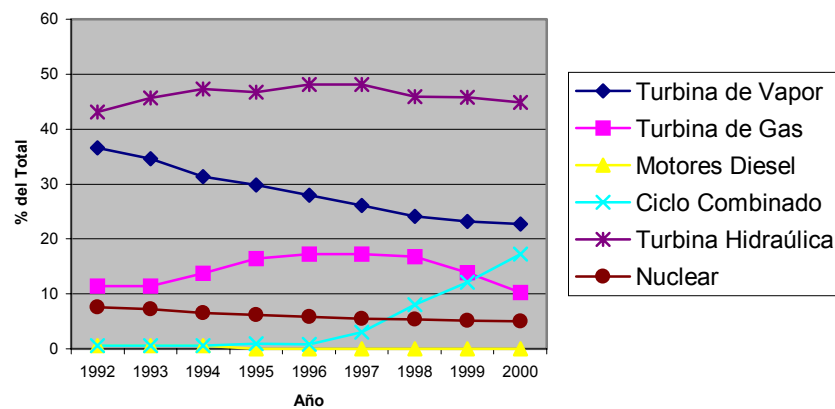
Gráfica 6

Evolución de Precios en Argentina



Gráfica 7

Potencia Efectiva Bruta Instalada por Fuente como Porcentaje del Total



Otro ejemplo relativamente exitoso es el Reino Unido, en donde las tarifas cayeron entre 5 y 6% entre 1991 y 1998. Estos casos, aunque no perfectos, son ejemplos de las ganancias potenciales que podrían obtenerse en México, si la reforma se lleva a cabo de manera adecuada.

4. Las propuestas de reforma

4.1 La propuesta del gobierno de Zedillo

Esquema general de organización de la industria

En la propuesta del gobierno anterior, la generación de energía nuclear y la operación y control de la red nacional de transmisión (despacho eléctrico) se mantendrían en poder del gobierno. La CFE y la Compañía de Luz y Fuerza del Centro se dividirían en diversos organismos públicos que compondrían básicamente a empresas generadoras y de distribución y a una empresa nacional de transmisión para explotar toda la red de transmisión. La explotación y aprovechamiento de la red nacional de transmisión sería concesionada a una empresa denominada Red Eléctrica Nacional (REN). La operación de la red (despacho eléctrico) se asignaría a un organismo público descentralizado que operaría también el mercado eléctrico (Centro de Operación del Sistema Eléctrico Nacional (COSEN).

Las redes de distribución serían transformadas en empresas regionales a las que se asignaría un régimen de concesiones para la explotación. Las concesiones serían otorgadas con una vigencia de 30 años y serían renovables, en la definición de regiones se proponía tomar en cuenta el tamaño mínimo para una operación eficiente y rentable.

Las plantas generadoras de electricidad se agruparían en empresas públicas, propietarias de las centrales eléctricas, mismas que estarían sujetas a permisos de operación otorgados por 30 años y renovables. Se proponía también que la Secretaría de Energía fuera responsable de conducir la planeación para la expansión de la capacidad de transmisión y que la Comisión Reguladora de Energía (CRE) fuera la encargada de regular las tarifas.

Gobernabilidad del Cosen

El COSEN estaría administrado por su propio Consejo de Administración integrado por nueve miembros, todos ellos designados por el Secretario de Energía. Habría un representante propuesto por los generadores, otro por los distribuidores, otro por las empresas de transmisión y uno que represente a los usuarios calificados. Los cinco miembros restantes no tendrían

representación particular, se proponía que al menos cinco miembros fueran servidores públicos en activo. El Presidente del Consejo sería designado por el Secretario de Energía. El COSEN sería, de acuerdo con la propuesta, independiente de los participantes en la industria, generadores, distribuidores y operador de red de transmisión para darle credibilidad al proceso y asegurarse que no favorecería a ninguno de estos participantes.

Fijación de precios

En principio, los precios de la energía en el mercado de mayoreo operado por el COSEN serían fijados de acuerdo al mercado. Se anticipaba un mecanismo de mercado con un día de anticipación. Los generadores indicarían la cantidad que estarían dispuestos a ofertar (al día siguiente) y el precio mínimo que estarían dispuestos a recibir, el COSEN procedería a estimar la demanda para el día siguiente y agregaría las ofertas hasta satisfacer la totalidad de la demanda. El precio de mercado sería igual al último operador al que se le aceptó su oferta. Este mecanismo se haría para cada hora del día (o media hora tal vez). La propuesta también anticipaba la posibilidad de que existieran restricciones de capacidad en la transmisión. Los costos de la electricidad serían distintos dependiendo del costo de producción en cada región y de los costos de congestión.

Por último, considerando la posibilidad de que los generadores no recuperaran sus costos fijos sino solamente los costos marginales, la propuesta planteaba la incorporación de un pago por capacidad, incorporado a la tarifa que se cobra en horas pico. Este cobro se determinaría a través de una estimación del costo para los consumidores por sufrir una falla o apagón y la probabilidad de que éste ocurra.⁹ El COSEN sería el responsable de contratar los servicios conexos.

Regulación de tarifas y decisiones de expansión de la red

Respecto a las tarifas de transmisión y distribución se proponía un mecanismo de fijación de tarifas de acuerdo a una metodología de costo de servicio. Estas tarifas se actualizarían a lo largo del período con un mecanismo de regulación por incentivos. La expansión de la REN se determinaría por la Secretaría de Energía, con asistencia del COSEN y de la CRE. La REN no podría ser propietaria de activos de generación o de distribución, ni podría realizar operaciones de compraventa de electricidad. El gobierno mantendría indefinidamente el control del COSEN y de la nucleoelectrónica. Por último, se planteaba un esquema de transición en el que se establecieran

⁹ Este esquema se basaba en el utilizado en Inglaterra y Gales (Ver, por ejemplo, Wolack, 2000).

contratos de largo plazo para las nuevas compañías generadoras estatales a fin de que recuperasen sus costos hundidos. Es importante mencionar que parte importante de estos costos hundidos incluyen los pasivos laborales, sobre los que ya se comentó anteriormente.

4.2 Breve discusión de la propuesta

La propuesta de reforma eléctrica era estándar en muchos sentidos tenía elementos muy positivos. Por ejemplo, la eventual desintegración vertical entre generación, transmisión y distribución era definitivamente deseable.

Dicha propuesta estaba basada en el supuesto de que los mercados funcionarían eficientemente. Sin embargo, existe la posibilidad de que la congestión en la red de transmisión, junto con la poca disponibilidad de plantas generadoras en ciertas zonas generen problemas serios de poder de mercado. Asimismo, en caso de que se optara por crear un mercado de servicios conexos, se podría dar pie a ciertas distorsiones y podría generarse una industria eléctrica más ineficiente que aquella que surgiría en el esquema verticalmente integrado.¹⁰ En relación a los problemas de congestión, la propuesta no discutía a fondo la interacción entre restricciones de transmisión y el precio de la energía, así como la relación con los mecanismos de confiabilidad de la red. En realidad los precios regionales pueden variar en mucho mayor magnitud que la diferencia en los costos marginales de producción y los costos de congestión. Para el caso de California, existe evidencia de que en situaciones de congestión los precios de los servicios conexos están muy por encima del costo marginal de provisión (ver la sección sobre servicios conexos). Asimismo, la estructura de gobierno del COSEN estaba diseñada de tal manera que se corría el riesgo de mantener una integración vertical *de facto*.

La propuesta del presidente Fox es menos ambiciosa en términos de la privatización de plantas generadoras y desintegración de la CFE, pero introduce otros elementos interesantes.

4.3 La propuesta de Fox

La propuesta del presidente Fox plantea que la apertura del sector eléctrico tiene como objeto enfrentar los nuevos retos y necesidades que la nación demanda y cumplir con las metas de crecimiento de la sociedad. Propone una reforma al artículo 27 constitucional que elimina como actividad exclusiva del Estado la generación, la conducción, la transformación, la distribución y el

¹⁰ Como ejemplo, ver el caso de California.

abastecimiento de energía eléctrica, cuyo objeto es la prestación del servicio público. El Estado conserva como actividades exclusivas el despacho y la operación del sistema de transmisión de energía eléctrica. El Artículo 28 Constitucional también se reformaría para establecer la exclusividad del Estado en las áreas estratégicas de operación y control del Sistema Nacional de Transmisión de Electricidad. Actualmente la electricidad en general se considera como área estratégica. La constitución se reforma en sus artículos 27 y 28 para hacer posible la apertura del sector eléctrico, mantener los activos de CFE y LFC en poder de la nación, y que el estado ejerza de manera exclusiva el despacho y la red de transmisión. Esta es una diferencia muy importante con respecto a la propuesta anterior: no se plantea la privatización de los activos de generación propiedad de la CFE.

Propuesta de Ley

La Ley del Sistema Eléctrico Nacional regularía las actividades que constituyen la industria eléctrica, sujetas a la rectoría del Estado. Esta ley incluiría los siguientes aspectos:

- i) La industria eléctrica comprende la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad
- ii) La importación y exportación de electricidad podrían ser efectuadas libremente en los términos de la Ley de Comercio Exterior.
- iii) Las actividades de la industria eléctrica se considerarían de jurisdicción federal.

Esta Ley indicaría también las atribuciones que tienen CFE y el Centro de Operación del Sistema y del Mercado Eléctricos, precisaría la participación del Estado y la organización de la industria eléctrica, y describiría al mercado eléctrico mayorista, abordando lo relativo a tarifas, subsidios, cobertura social, concesiones y permisos. El Estado mantendría la integridad y el funcionamiento eficiente del sistema eléctrico nacional.

Las actividades exclusivas del Estado serían: la conducción de la política en materia de energía eléctrica y su regulación, la generación de energía nucleoelectrica, la operación y el control del Sistema Nacional de Transmisión, la operación del mercado eléctrico mayorista, protección de la seguridad y la soberanía de la nación en el ámbito eléctrico, y realización de programas de electrificación rural y de zonas marginadas. La CFE ejercería las maniobras físicas, la conservación, el mantenimiento y la ampliación del Sistema Nacional de Transmisión, prestaría

el servicio público de distribución a través de organismos descentralizados subsidiarios sin perjuicio de las atribuciones otorgadas a LFC e importaría energía eléctrica para el mercado eléctrico mayorista. Se promoverá su fortalecimiento económico y modernización, con mayor autonomía de gestión, para consolidarse como empresa pública de vanguardia con presencia internacional.

La operación del sistema

El Centro de Operación del Sistema y del Mercado Eléctricos (COSYME) se establecería como un organismo descentralizado, con personalidad jurídica y patrimonio propios, con autonomía técnica y operativa. Sus principales funciones serían: el control del Sistema Nacional de Transmisión y de las redes, mantener la seguridad y estabilidad del sistema, garantizar suficiente capacidad de generación, operar el mercado eléctrico mayorista y participar en los contratos de compraventa de energía, elaborar las reglas de operación del mercado eléctrico mayorista, formular programas anuales para guiar la operación de las hidroeléctricas, aprobar los programas de mantenimiento de las centrales eléctricas y del sistema nacional de transmisión, y efectuar el cobro y pago de las contraprestaciones que les correspondan a quienes participen en el mercado eléctrico mayorista.

La Ley contempla la posibilidad de que exista participación privada en la generación, así como en los monopolios regionales de distribución. Las empresas constituidas bajo las leyes mexicanas estarían sujetas a concesiones y permisos. Los concesionarios y permisionarios deberán contratar seguros para hacer frente a sus responsabilidades. La CRE autorizaría la cesión de los derechos y obligaciones derivadas de las concesiones o permisos. No se podrían ceder, gravar, transferir o enajenar los derechos de las concesiones o permisos a ningún gobierno o estado extranjero.

La Ley contempla como causas de revocación de la concesión o el permiso, entre otras:

- i) Suspender en forma total o parcial, sin causa justificada, la generación eléctrica o la prestación del servicio público de distribución.
- ii) Realizar prácticas discriminatorias en perjuicio de los usuarios.
- iii) Concertar o manipular los precios de venta de energía eléctrica.
- iv) Incumplir con las obligaciones señaladas por el marco regulatorio.

- v) Los concesionarios y permisionarios deberán cumplir con las medidas de seguridad que se dicten con respecto a la industria eléctrica.

De acuerdo con la propuesta, las reglas del mercado eléctrico garantizarían transparencia, eficiencia y calidad en las operaciones y permitirían lograr un despacho fluido y confiabilidad en el suministro.

Principios básicos en el diseño del mercado

El diseño del mercado deberá considerar: la demanda de distribuidores y usuarios calificados, la oferta de generadores y comercializadores, la estabilidad de las líneas de transmisión, el despacho de menor a mayor precio, la transparencia de precios, la medición de flujos en tiempo real, la regulación, tarifas en función de oferta y demanda reguladas a precio máximo, y trato no discriminatorio.

Por otra parte, con base en la Ley del Sistema Eléctrico Nacional y sus Reglamentos, la CRE establecería metodologías para calcular las tarifas de transmisión y distribución y para las contraprestaciones por los servicios del COSYME, además de fijar tarifas máximas de transmisión y distribución (Porteo). Las tarifas no podrían ser discriminatorias ni condicionadas, permitirían que los concesionarios y permisionarios eficientes tengan ingresos y utilidades razonables. En ningún caso garantizarían los ingresos o rentabilidad esperada y se harían del conocimiento de los interesados para aumentar la transparencia de las mismas.

El COSYME no tendrá fines de lucro. El Ejecutivo Federal, a través de la Secretaría de Energía (SENER) y autoridades competentes, promovería la electrificación de zonas rurales y urbanas marginadas y la ejecución de programas de apoyo a los usuarios de bajos recursos. Los prestadores de servicio público de distribución estarán obligados a prestar el servicio a las comunidades rurales y zonas urbanas marginadas.

Atendiendo al artículo 28 constitucional, el Estado otorgaría subsidios federales, estatales o municipales cuando se requieran, los cuales serían transparentes y directos, se otorgarían a través de prestadores del servicio de distribución. Asimismo, se contempla que dichos subsidios no deberían afectar los ingresos ni los costos de los distribuidores, y especificarían la cantidad de energía consumida, el precio y el monto del subsidio.

Solución de disputas

El Estado intervendrá frente a irregularidades en la administración o en la operación de los concesionarios que pongan en riesgo la prestación del servicio público. La SENER podrá intervenir las empresas para administrar y operar temporalmente las instalaciones. El Estado también intervendrá en caso de desastre natural, guerra, grave alteración del orden público o de peligro inminente para la seguridad nacional, la paz del país o la economía nacional del Ejecutivo, pudiendo requisar los bienes muebles e inmuebles necesarios para generar, transmitir y distribuir energía eléctrica.

4.4 Discusión de la propuesta

La propuesta del presidente Fox presenta ventajas y desventajas con respecto a la anterior. La principal ventaja, además de su aparentemente mayor viabilidad política, es el mayor énfasis que se hace con respecto a la independencia del operador del sistema. Sin embargo, todavía no se establecen mecanismos concretos para lograr dicha autonomía. Es fundamental señalar que en éste punto radica probablemente el éxito o fracaso potencial de la reforma. Dado que la nueva propuesta no incluye la privatización de los activos de generación de la CFE, si la operación del sistema no es realmente independiente, se eliminarán las posibilidades de éxito, al mantener a un monopolio verticalmente integrado como competidor en el mercado.¹¹

Un segundo punto es la separación que la propuesta parece plantear entre el operador y el dueño de la red de transmisión. Nos es claro que dicho sistema es el óptimo en términos de incentivos para expansión y manejo eficiente de la red en el caso mexicano. La CFE podría hacer uso de su poder de mercado o beneficiarse del congestionamiento de la red si no se plantean los incentivos adecuados. Es por ello también que en las siguientes secciones se discuten las ventajas y desventajas de un operador independiente del dueño de la red (ISO) o una sola entidad que controle y posea la red (TRANSCO).

La asignación de subsidios del costo fijo para electrificación en zonas rurales o alejadas podría hacerse, algo que la propuesta no contempla, por medio de una asignación competitiva. En principio, las empresas de distribución tendrían los incentivos a pedir subsidio del costo fijo aún en zonas en donde no sería necesario (o lo sería solamente en forma parcial) si no se establecen

¹¹ Las formas de gobierno del operador del mercado se discuten en la sección siete, precisamente por ser uno de los elementos centrales.

correctamente los criterios de asignación. Además, habría que revisar la conveniencia de que sea la CFE quien revise y autorice las concesiones de distribución, al ser un jugador importante en el mercado. Esto es importante sobre todo si la CFE va a ser un productor y comercializador de peso en el mercado.

Por último, un aspecto de gran importancia, la propuesta del presidente Fox, al no plantear la venta de las empresas generadoras de la CFE, plantea una clara posibilidad de que exista poder horizontal de mercado de estas plantas, mientras no exista inversión privada en generación en ciertas regiones. Aún bajo inversión privada, claramente podrían existir condiciones de poder de mercado de generadores de CFE en determinados puntos.

A continuación se discuten con detalle los temas centrales del diseño del mercado para lograr una reforma exitosa.

PARTE II

LOS MODELOS DE REFERENCIA Y LOS PRINCIPIOS ECONÓMICOS BÁSICOS

5. Modelos básicos de referencia: California, PJM, Inglaterra y Gales

5.1 El operador del sistema

El funcionamiento del mercado eléctrico no es un tema simple de analizar. En Estados Unidos, por ejemplo, existen esquemas alternativos para el manejo del despacho eléctrico. En California, existe un operador del despacho eléctrico (ISO) que controla el sistema de transmisión y el mercado en tiempo real (*spot market*) junto con el mercado de servicios conexos (*ancillary service markets*, AS). Sin embargo, con precedencia al mercado en tiempo real, se maneja un esquema en el que los generadores establecen sus horarios de generación de mercado con un día de anticipación. Estos mercados son manejados por los llamados coordinadores de horario, que establecen contratos bilaterales con un día de anticipación, así como los precios. El mayor de estos coordinadores de horarios es el mercado de intercambio de energía (*power exchange*, conocido por las siglas PX) que maneja subastas con un día de anticipación y establece precios y horarios. Este operador también realiza subastas con una hora de anticipación.

El operador de energía de mercados de futuros (PX) efectúa una subasta por hora en la que se establecen los esquemas de oferta y demanda por cada hora. La intersección entre oferta y demanda establece los precios de mercado. El operador del mercado (PX) suma todos los horarios que someten los participantes a fin de obtener horarios balanceados. Como se mencionó, adicionalmente a este operador existen operadores paralelos (lo que llaman *schedule coordinators*) que también maneja contratos bilaterales. El PX y los coordinadores de horario someten al ISO sus esquemas balanceados. Además de los esquemas balanceados, los coordinadores de horario le transmiten al ISO los precios por cambio de horario (para manejar la congestión en transmisión), precios por energía adicional y precios por servicios conexos.

Congestión Inter-zonal

En California el ISO opera un mercado de derechos de transmisión, para manejar los problemas de congestión en la red de transmisión. El ISO opera este mercado después de que el mercado eléctrico manejado por el PX cierra junto con las operaciones de los coordinadores

paralelos. Con la información de estos mercados, el ISO determina la posibilidad de congestión inter-zonal. Las zonas están previamente predeterminadas y se definen de manera que se reduzca la probabilidad de que aparezca la congestión en esa zona. La congestión ocurre entre las zonas geográficas, si existe congestión entre las zonas geográficas el operador va a dar precio a los derechos de transmisión en rutas congestionadas con base en las posturas por ajuste que le entregaron los coordinadores de horario.

El mecanismo de congestión le asigna un precio a la red de transmisión con base en las posturas que entregaron los generadores para ajustar sus niveles de producción. Estas posturas dicen los precios a los cuales los generadores no desearían generar electricidad. Por ejemplo, si la postura de ajuste es 16 eso quiere decir que el generador no está dispuesto a funcionar si el precio de mercado es menor a 16. Si por ejemplo el precio de mercado es 14, el generador solo tendría que pagar 14 para satisfacer la demanda a la que se comprometió. Tanto el mayor operador de futuros (el PX) y los demás operadores deben ofrecer esquemas balanceados.

Este mecanismo se utiliza para generar los precios de transmisión. Por ejemplo, pensemos en dos comerciantes que tienen posturas sobre dos generadores, cada uno con dos zonas geográficas y que tienen una red de transmisión que las conecta, misma que solamente admite 1000 MW. Por simplicidad supongamos que el comerciante 1 tiene un generador de costos igual a 8 en la zona de bajos precios y un generador con costo igual a 12 en la zona de altos costos. El comerciante 2, por su parte, tiene un generador con costo igual a 10 en la zona de bajos precios y un generador de costos de 12 en la de altos precios. Además, supongamos que la capacidad de generación es de 750 MW en cada uno de los generadores y que la demanda en la zona de altos costos es de 1600 MW y de 200 MW en la de costos bajos. En ese caso la zona dos sería servida de acuerdo al principio del mérito en precios de menor a mayor. Se utilizaría la capacidad de generación excedente de la zona 1, 550 MW del generador de menor costo y 450 MW del generador de mayor costo para abastecer la zona de altos costos. La demanda adicional de la zona de altos costos se abastecería con los generadores de mayor costo (600 MW).

Si el mercado funciona bien, los generadores pujarán sus costos por lo que la postura de ajuste será igual a sus costos. La postura de ajuste entonces será el costo de cada generador, es decir para el comerciante 2 en la zona de precios bajos, la postura de ajuste será 10. Con estas posturas y tomando en cuenta que el ISO utiliza un esquema de méritos en el que primero se usa el generador de postura más baja para abastecer el mercado, se pueden calcular los precios de la

red de transmisión en condiciones de congestión. Como la demanda de la zona de costos altos es 1600 y la de bajos es 200 se abastecerá la de bajos primero y los sobrantes de los generadores se utilizarán para transportarlos a la zona de costos altos. Sin embargo, solo 1000 MW podrán ser transmitidos a la zona de precios altos y el comerciante dos utilizará su generador con costos de 12 para transmitir sus 450 MW que se necesitan para abastecer esta zona. Como este comerciante tiene un generador con costos de 12 en la zona de precios altos, el costo de oportunidad de abastecer la zona con el generador de costos altos es de 2 ($12-10$) y este es el precio de la red de transmisión. El costo de oportunidad del comerciante marginal. Para determinar el costo de transmisión es necesario utilizar las posturas de un mismo comerciante. No se pueden combinar las posturas entre comerciantes.

Una vez que se determina el precio de la red, se le informa a los comerciantes sobre esto para que tengan oportunidad de revisar sus posturas. Se hace una nueva iteración y se calcula el precio de congestión. La congestión adentro de una zona se resuelve calculando el precio en base a las posturas de dos diversos comerciantes. En el caso de congestión intrazonal el cargo se le impone a todos los usuarios de la zona como un sobreprecio.

Después de que termina el mercado por los derechos de transmisión, el ISO maneja un mercado adelantado de servicios conexos que se divide en 4: regulación de frecuencia, reservas en línea y fuera de línea y reservas de reemplazo. La regulación de frecuencia permite al ISO aumentar por minuto la capacidad de generación. Las reservas pueden estar disponibles en línea, fuera de línea (en 10 minutos aproximadamente) y en una hora (reservas de reemplazo). Los oferentes hacen posturas sobre los precios de capacidad que están dispuestos a ofrecer y los precios de la energía, los ganadores se escogen sobre la base de posturas de capacidad, las posturas de precios sirven solamente para determinar si las plantas van a funcionar en el mercado real. El costo de los servicios conexos se recobra cargando el costo a toda la demanda.

Por último, el ISO maneja el mercado de energía en tiempo real. Se usan las posturas de ajuste que se sometieron en la hora previa y la capacidad de generación de los ganadores en los servicios conexos. Si la demanda excede a la oferta el ISO despacha por orden de mérito. El precio real es el precio de la postura de energía más cara en el orden de mérito. Si la oferta excede la demanda, el ISO usa las posturas de ajuste. Todos los ajustes ordenados por el ISO se pagan al precio real cuando la instrucción fue dada. Todo participante que no ofrece la energía propuesta en tiempo real, paga el precio real por esa energía.

Este esquema permite a ciertos generadores ejercer poder de mercado en el mercado de servicios conexos, pues el contrato les permite obtener el precio de postura en caso de que ellos sean los únicos que pueden abastecer el servicio de emergencia que se necesita, al convertirse en el factor determinante del precio en la zona. Esto incrementa el precio de la energía. Se puede poner un límite (*cap*), pero entonces es posible que la capacidad se restrinja aún más. Recientemente ha habido varias propuestas para resolver este problema. Más adelante hablaremos de ellas.

Esquema alternativo: PJM

El mercado de Pennsylvania, Maryland y Nueva Jersey (PJM) funciona de manera distinta. Se organiza un mercado de futuros con un día de anticipación manejado por el ISO en donde los participantes pueden someter posturas de oferta y precio o bien someter esquemas bilaterales, que es como un auto-despacho en el que se especifica los montos de energía que se vana a inyectar a la red y se van a retirar y los horarios en que esto ocurrirá. El ISO establece una predicción de la demanda, basada en las predicciones de compra de los mayoristas que abastecen la electricidad a los usuarios finales. El ISO utiliza las posturas para minimizar costos dada la demanda que no se va a abastecer por los esquemas bilaterales. El orden de mérito se calcula usando un modelo de programación lineal, que garantiza que el despacho sea consistente con las transacciones bilaterales y con las restricciones de confiabilidad de la red. Los resultados del programa nos permiten obtener los precios en los nodos, que corresponden a los multiplicadores de *lagrange*. Los precios en los nodos se les conoce como los precios marginales locales. Reflejan el costo de energía y el costo de entregarla en cada nodo. La diferencia entre los precios de los nodos son los costos de transmisión.

En este esquema las transacciones solo se liquidan una sola vez, en base a los precios de energía en tiempo real. Anteriormente, los precios del día anterior solo servían para organizar a los oferentes y los contratos bilaterales, los precios del día siguiente en tiempo real serían la base para liquidar las transacciones. Ahora tienen un sistema de liquidación que toma en cuenta los precios del día anterior. Actualmente lo que se liquida son las diferencias entre los precios comprometidos el día anterior y los precios que ocurren en tiempo real. Un participante que ofrece un esquema balanceado de generación y demanda de electricidad solo paga por el costo de

transportación entre el punto de inyección y el punto de retiro. Los costos de los servicios conexos se manejan de manera administrativa asignando los costos en proporción al uso de la red.

El cambio de un esquema en el que solo se liquida una sola vez y los precios del mercado del día anterior no valían para efectos de liquidación a un esquema múltiple en el que los precios del día anterior si son válidos para objetos de liquidación constituye una mejora en eficiencia. De esta manera los compromisos que se efectúan en el mercado del día previo son más creíbles que en un esquema de una sola liquidación.

El diseño específico sobre los mercados que se van a operar y como se van a operar es de muy alta relevancia pues puede afectar el desempeño del mercado. El esquema que tenía anteriormente PJM era tremendamente ineficiente desde el punto de vista del combate al poder de mercado. La mayoría de las transacciones (95 por ciento) se efectuaban en el mercado del día previo, sólo el 5 por ciento se efectuaba en el mercado real. Sin embargo, en el esquema anterior, el precio de ese 95 por ciento se afectaba por lo que ocurría en el mercado real en donde solo se operaba el 5 por ciento. Como consecuencia, era muy fácil para los grandes operadores manipular a su favor los precios de las transacciones del día anterior, al operar en el mercado de tiempo real que por naturaleza era muy delgado. Deficiencia en el diseño de mercados ha afectado negativamente el desempeño de mercados como el de Alberta Canadá (véase a Cramton y Wilson, 1998). Una situación similar puede ocurrir en la interacción entre el mercado real y el mercado de servicios conexos, debido a lo delgado del mercado de servicios conexos.

Esquema sin contratos bilaterales: Inglaterra y Gales

En Inglaterra y Gales se maneja un esquema en el que no se permiten los contratos bilaterales (un sistema pool puro). Todos los días los generadores ofrecen al operador del mercado (*National Grid Company*, conocida por sus siglas NGC) sus posturas de precios y las cantidades que van a ofrecer al mercado el día siguiente. Toda esta información se procesa por la NGC, la cual selecciona con base al precio mínimo a menos que se comprometa la integridad del sistema. Con base en esta información se determina el precio marginal del sistema que corresponde al precio de la última unidad de generación aceptada para despachar electricidad y abastecer la demanda que se predice para la siguiente media hora. El precio final es la suma de este costo marginal más un cargo por capacidad que depende de la probabilidad de no abastecer esta demanda por el valor de la pérdida en demanda no abastecida que representa la valuación que

le dan los consumidores a no tener interrupciones de corriente. La probabilidad de no abastecer la demanda se considera como una función decreciente de la capacidad por lo que los grandes operadores pueden restringir su capacidad y así aumentar su pago. Los distribuidores pagan a NGC el precio de mayoreo más un excedente. Este excedente se determina ex-post y constituye el único elemento de incertidumbre en el mercado del día anterior. La diferencia en costos por abastecer la demanda en tiempo real (que diferirá de la demanda que se había previsto el día anterior) se recupera en este excedente. Con este excedente se les paga a los generadores por estar disponibles en caso de necesidad y también para los servicios conexos. Los servicios conexos están sujetos a un esquema de regulación tope para incentivar al NGC a bajar estos costos.

5.1 El ISO como único operador del mercado o esquema con contratos bilaterales

Se considera que para México podría funcionar un esquema similar al de PJM en el que se permitan ciertos contratos bilaterales y el ISO maneje el mercado adelantado y el de una hora de anticipación, así como el modelo de programación lineal que minimice los costos dadas las ofertas establecidas. Los servicios conexos, en un principio, debido a lo delgado de estos, podrían ser manejados administrativamente por el ISO con contratos que tuvieran precios tope. Como se menciona más abajo (en la sección de TRANSCO) el esquema podría ir acompañado por un sistema de regulación por incentivos en el que se premiara la reducción en el costo de los servicios conexos. Lo difícil que ha resultado el funcionamiento de estos mercados en otros países nos hace sugerir que la apertura de los mercados se haga sin un mercado de servicios conexos, por lo menos al principio. Un operador ISO similar al de PJM nos permitirá tener un operador que maneje las interacciones complejas de corto plazo que surjan en la red y nos permitiría al mismo tiempo contar con precios nodales que identificarían inmediatamente la topología de la red.

El ISO debe constituirse como una empresa pública con participación privada independiente (véase discusión sobre gobernabilidad) para que el esquema de regulación por incentivos funcione. Hogan (1999) señala que un esquema que separa las funciones del mercado de las funciones de operación del mercado (como en California el PX versus ISO) genera problemas para que el operador del sistema pueda efectuar un despacho económicamente eficiente. Al operar el mercado de manera separada no se tienen en cuenta los efectos de red y

cuando el ISO tiene que operar la red tiene que tomar en cuenta estos arreglos que pueden ser ineficientes desde el punto de vista de la operación de la red. Al integrar las operaciones de mercado con la regulación del sistema se internalizan las acciones de mercado sobre la red y se puede alcanzar un despacho eficiente. La introducción de una carga a la red en un cierto lugar y la introducción de electricidad en otro tiene un impacto sobre la red y dependiendo de la localización puede tener un impacto diferente sobre los precios en cada nodo. Al juntar las operaciones de mercado y de sistema el ISO puede encontrar el esquema que minimiza conjuntamente los costos para toda la red. En este sentido un sistema puro de ISO en el que no se permitan todos los contratos bilaterales puede constituirse en el más eficiente.

Por otro lado, los contratos bilaterales generan también un mecanismo de disciplina para el operador. Estos contratos se constituyen en un esquema de competencia para el ISO al imprimir disciplina competitiva al mismo, fortaleciendo los incentivos del mercado oficial para responder a las necesidades de los clientes y para controlar costos. Adicionalmente, se convierten en opciones para los participantes del mercado que permiten identificar que tipo de estructuras de mercado funcionan mejor (véase Cameron y Crampton, 1999). Si bien se pierde en términos del despacho más eficiente, se gana en cuanto a opciones de mercado y en disciplina del ISO.

5.2 El Mercado de Servicios Conexos

El esquema de servicios conexos se puede manejar de muy diversas formas. En Inglaterra, como se mencionó anteriormente, los servicios conexos se manejan a través del operador de la NGC que establece contratos con los generadores para la provisión de los distintos servicios. Los costos de servicios conexos se recuperan con un excedente que se le cobra a las compañías distribuidoras. En otros sistemas (California y PJM) existe un mercado de servicios conexos, como se explicó anteriormente, que se maneja de manera paralela al mercado de energía. En éste, los generadores hacen posturas sobre los diversos tipos de servicios. Típicamente los mercados de energía, conexos (y de transmisión) se manejan de manera secuencial. Primero se maneja el mercado de energía (un día de anticipación por ejemplo) después viene el mercado de transmisión (un día de anticipación) en el que se ajustan los flujos de energía y por último se manejan los mercados de servicios conexos. Este orden se maneja en los mercados adelantados y después, en el mercado real, el ISO utiliza las ofertas suplementarias para mantener el balance del sistema.

Como se mencionó anteriormente, en California se hacen ofertas por precio de capacidad y también se plantea un precio de energía que se interpreta como el precio de reserva por debajo del cual los generadores no desean ser llamados. El orden de mérito se establece con base a las ofertas de energía. Si el mercado es competitivo, los postulantes ofrecen su costo marginal en el mercado de energía y el costo de oportunidad en el mercado de capacidad. Sin embargo, si el mercado no funciona de manera competitiva, este esquema permite a los generadores obtener rentas excesivas por poder de mercado. Si los generadores están seguros de que van a ser seleccionados establecen un precio de energía muy alto, como el precio de la energía en tiempo real corresponde al último generador seleccionado, estos generadores pueden cobrar precios exorbitantes por estos servicios. Por esta razón se han propuesto diversos esquemas para resolver el problema de poder de mercado, entre ellos la imposición de precios límite y el cambio en la estructura del contrato de abastecimiento de servicios conexos. Aparentemente los contratos que se propusieron originalmente para mitigar estos problemas no funcionaron de manera adecuada.

En el caso de PJM, también se organizó un mercado de servicios conexos con posterioridad a su arranque. Este mercado se organizó de otra forma. Sin embargo, al igual que en California, en tiempos de escasez estos cuatro mercados (reservas andando de 10 minutos, reservas no andando de 10 minutos, control automático de generación y la capacidad de reserva) tienen precios exorbitantes. Un problema que tiene este esquema es que la demanda es totalmente inelástica pues el operador calcula el costo mínimo de abastecer una determinada demanda. Un problema similar ocurre en California, en donde los consumidores finales no son receptivos a los cambios en el precio de energía debido a problemas para establecer medidores horarios, así como al hecho de que los precios al menudeo se encuentran congelados, lo cual pone en una situación financiera muy complicada a las compañías distribuidoras. En el caso de PJM, se ha encontrado que los precios han variado tremendamente. En épocas de baja demanda de electricidad los precios son muy bajos, pero cuando las reservas son escasas, estos precios se elevan en forma desproporcionada.

Para resolver estos problemas el operador del mercado estableció precios límite. Estos precios límite se introdujeron de manera inteligente al hacerlos dependientes de los precios de energía. Una manera de resolver el tremendo poder de mercado que han enfrentado este sistema es mediante la construcción de una demanda por reservas que vuelva más elástica la demanda. En el caso de PJM se encuentra una situación similar a la experimentada en Inglaterra y Gales, los

operadores tienden a reducir la capacidad disponible para reservas con el fin de incrementar el precio.

La propuesta de resolución de este problema implica razonar bien como operan los participantes en el mercado de energía. Como mencionamos anteriormente, en Inglaterra se incluía además del precio que equilibra el mercado un cargo por capacidad que dependía de la probabilidad de que ocurra un apagón multiplicado por el valor para los consumidores de tal apagón. Cramton y Lien () argumentan que no existe razón alguna para incluir ese pago por capacidad pues en un mercado de reservas que funcione eficientemente, los operadores (que son elegibles para el pago de reservas de acuerdo a sus características tecnológicas) incluyen en su puja de energía el costo de oportunidad de las reservas. El pago adicional induce a los participantes del mercado a actuar estratégicamente, pues saben que obtendrán una remuneración mayor si restringen su capacidad de acuerdo al mecanismo de funcionamiento de pago por capacidad.

Los distintos tipos de cargos por capacidad son :

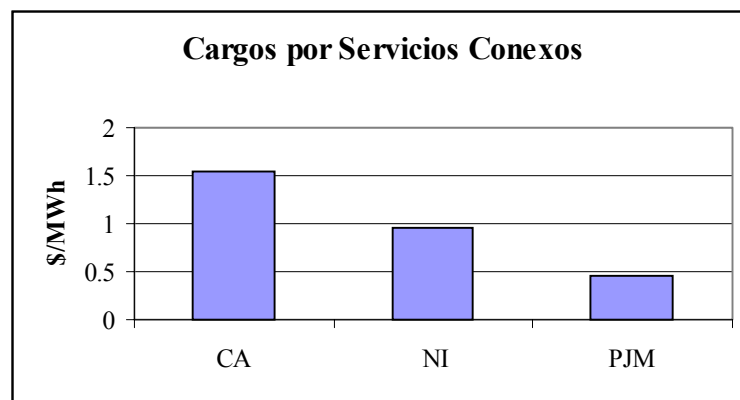
- i) Pagos por capacidad instalada (ICAP, por sus siglas en inglés), utilizados en PJM, Inglaterra y Gales, como se ha descrito anteriormente (no utilizados en California)
- ii) Pagos mediante un mercado de servicios conexos (AS), usados en California y de manera limitada en PJM
- iii) Pagos por “confiabilidad” (*Reliability Must Run*, RMR), enfocados a lograr problemas de confiabilidad local

Los generadores pueden, en general, utilizar su capacidad para ofrecer energía y cobrar pagos por capacidad (ICAP). Sin embargo, deben elegir entre la venta de energía, la participación en el mercado de servicios conexos o los contratos RMR (Singh and Jacobs, 2000). Los supuestos básicos detrás de la necesidad de reservas de confiabilidad son que la oferta y demanda tienen que equilibrarse en cada momento en el tiempo, la imposibilidad de nueva oferta en caso de un momento de escasez y baja elasticidad de la demanda –lo cual puede ocasionar una falla del sistema—y la necesidad de tener reservas de generación en cada momento. El enfoque más liberal en este sentido es el utilizado en California, en donde el mercado de servicios conexos fue diseñado bajo el supuesto de que los precios en momentos de congestión serían las señales suficientes para inducir mayor inversión en generación en esas zonas y resolverían el problema en

el mediano plazo. Existe también la posibilidad de establecer mecanismos regulatorios que obliguen a los generadores a mantener reservas de capacidad. La gráfica x muestra los cargos por servicios conexos en California, Nueva Inglaterra y PJM. Claramente los mayores problemas se han encontrado en California, en donde se muestran los más altos cargos por dichos servicios.

Lo anterior nos ilustra como las políticas de mercado tienen que tomar en cuenta los problemas de poder horizontal de mercado que resultan de la concentración del mercado la imposibilidad de almacenar la electricidad y las inelasticidades de la demanda en ciertos momentos, así como la necesidad de mantener la confiabilidad en la red de transmisión.

Gráfica 8



Fuente: Singh and Jacobs (2000)
California (CA): Abril 98 – Julio 99
NI (Nueva Inglaterra): Mayo 1- Septiembre 20, 1999
PJM: 1998

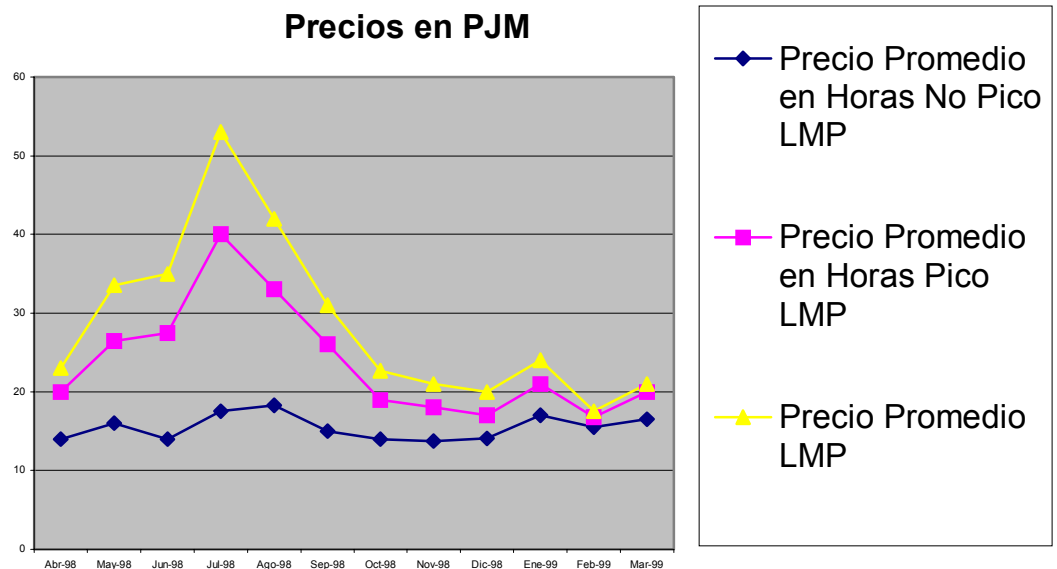
Los diversos países que han introducido cambios en su sector eléctrico han utilizado diversos diseños en el mercado para resolver esos problemas. Sin embargo, una constante aparente en todos estos casos es la presencia generalizada del poder de mercado.

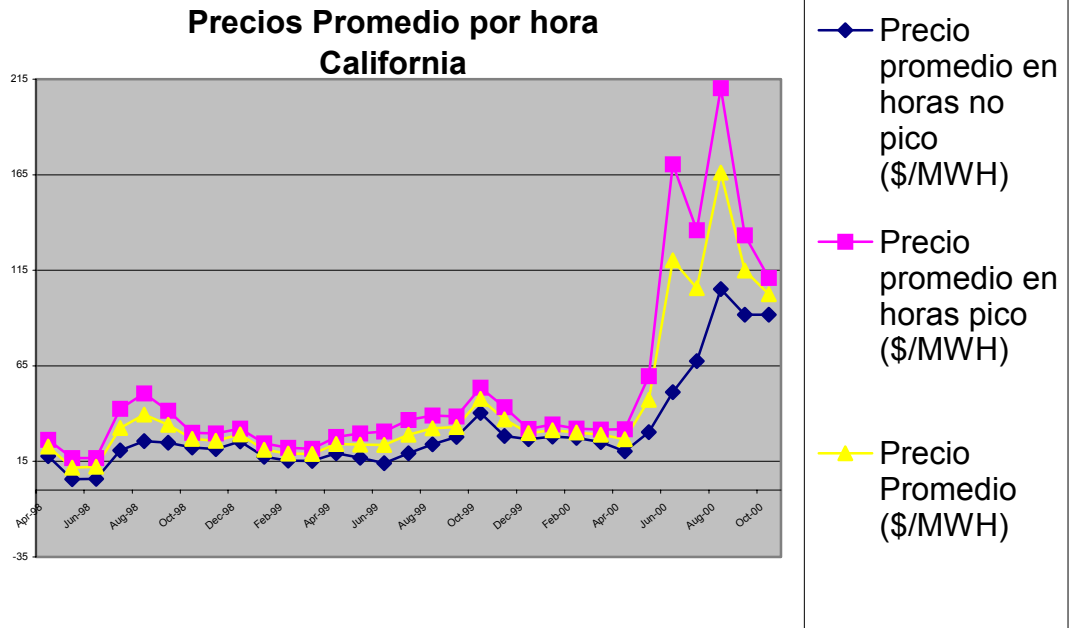
5.3 Poder horizontal de mercado

Resulta difícil pensar en la posibilidad de que el mercado funcione de acuerdo al principio de competencia perfecta. Algunos generadores tienen situaciones estratégicas dentro de la red de transmisión y pueden aprovecharse de ella. Los generadores se distinguen por su región geográfica, costos de arranque y la velocidad de ajuste en su capacidad de generación y todo ello

implica posibilidades distintas para cada uno de los generadores, así como capacidades distintas para ofrecer los diversos tipos de servicios. Algunos generadores son más adecuados para proporcionar los servicios de confiabilidad (conexos) que el ISO requiere, si existen pocos de ellos en una región geográfica, es posible que en situaciones de emergencia estos generadores obtengan precios en exceso por sus servicios. Por ello se debe de identificar claramente las zonas geográficas y establecer la capacidad de los generadores en las distintas zonas. Debe procurarse también, hasta donde sea posible, la separación horizontal de las plantas con características similares dentro de una zona geográfica. Esto, por cierto, podría ser también sujeto de la Ley de competencia.

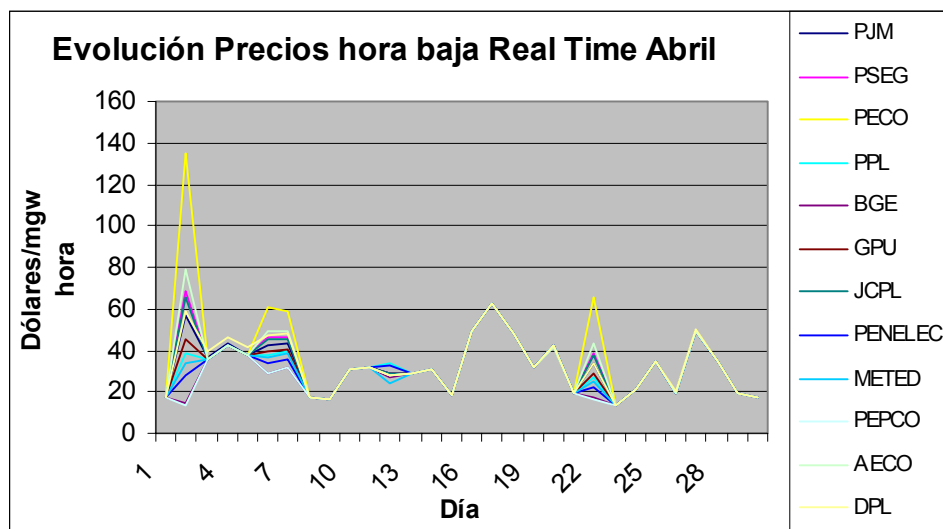
Los precios en PJM y California se muestran en las gráficas 9 y 10.



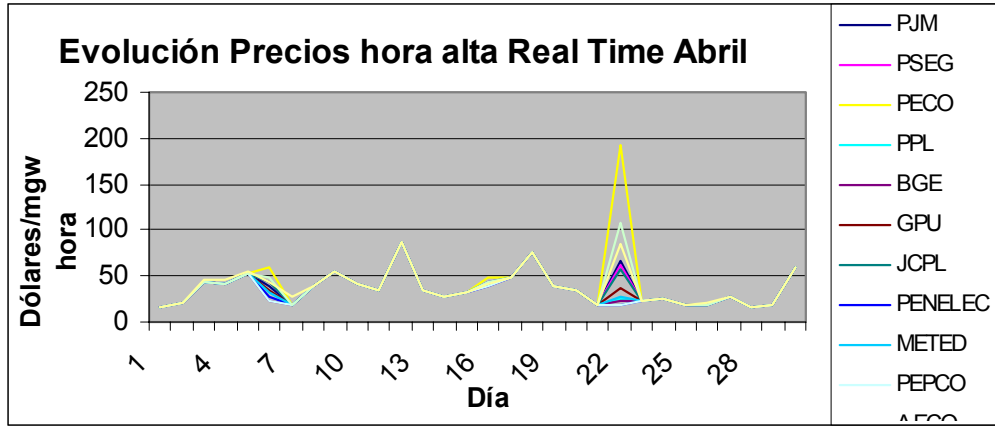


Si observamos los precios regionalmente en PJM, observamos que, si bien el patrón es obviamente muy parecido entre regiones, existen algunas cuyos precios se disparan proporcionalmente más en condiciones de demanda alta (congestión). Observemos las gráficas 11, 12, 13 y 14.

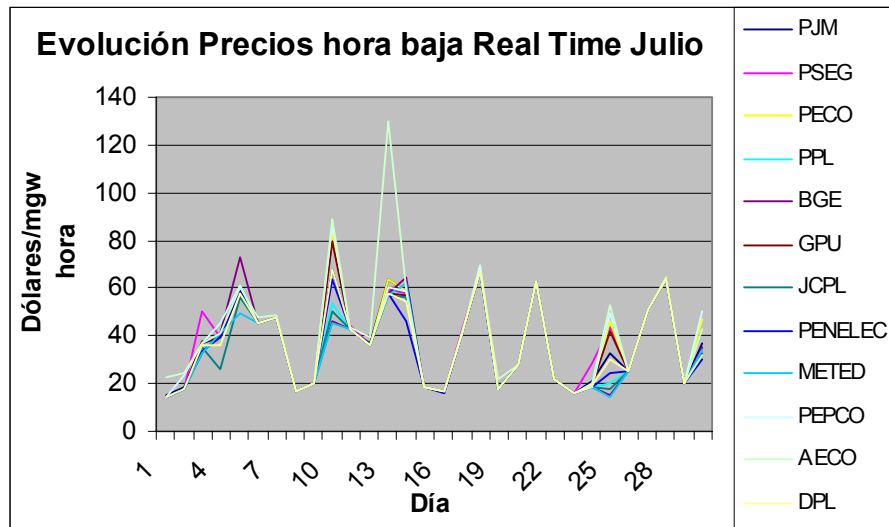
Gráfica 11



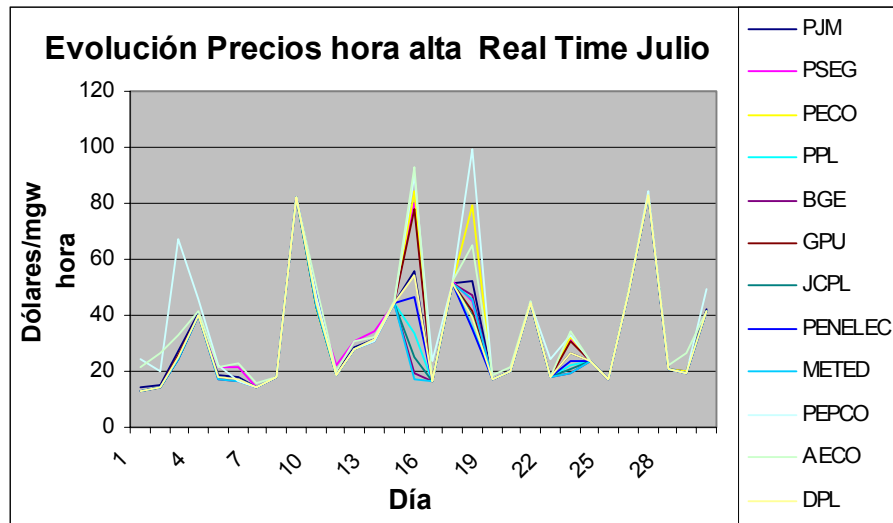
Gráfica 12



Gráfica 13



Gráfica 14



En abril, la región denominada PECO tiende a dispararse en su precio proporcionalmente más que las demás regiones. En Julio (época de calor), destacan PECO, AECO y PPL. Esto podría ser evidencia de poder de mercado horizontal en dichas regiones, lo cual dependerá de el número de generadores en dichas regiones y el tipo de tecnología que utilizan. El ejercicio empírico correcto para verificar la existencia de poder de mercado consiste en un análisis contra-factual. Se plantea un modelo del comportamiento de precios cuando los generadores son precio-aceptantes y se compara con los precios observados para poner cotas mínimas al sobreprecio debido al poder de mercado (Borenstein, et. al., 2000). Una explicación un tanto simplificada sería que, con base en la información disponible, se “simula” el comportamiento de competencia, se toman los precios que arroja el sistema y se comparan con los precios observados.

El poder horizontal de mercado no ha sido un problema menor en Latinoamérica (ver sección 6). En Chile, por ejemplo, un solo generador proveía el 60% de la oferta de energía total en 1999. La misma compañía, por cierto, posee los derechos sobre el 70% del agua en la región que podría ser utilizada para producir electricidad (Fischer and Serra, 2000). En Bolivia se cometió el error de otorgar derechos de monopolio a los tres generadores después de la privatización por cinco años, lo que derivó en nula inversión en capacidad durante el período.

5.4 Regimen de mercado

El mercado de California es sin lugar a dudas el mercado más sofisticado en cuanto a liberalización. En otros países se le ha dado poca participación al mercado quedando en manos del operador la mayoría de las decisiones sustantivas. La presencia de varios mercados adelantados (de futuros) con un día de anticipación y su interacción con el ISO le otorga a los generadores una tremenda flexibilidad. Mucho se ha dicho de que la liberalización tan fuerte ha sido la causa de la crisis actual en California. Al revisar la literatura encontramos que uno de los problemas fundamentales ha sido la presencia de poder de mercado sobretodo en zonas donde existe poca competencia. También ha influido la rigidez del precio de electricidad al consumidor final y la elevación de los precios del gas. Estos elementos sugerirían que la razón de la crisis en California no está en la apertura al mercado. Sin embargo, en California la apertura al mercado se acompañó de una diversificación horizontal en las unidades de generación. Las tres compañías (integradas verticalmente) que existían hasta antes de la reforma fueron obligadas a vender gran parte de su capacidad de generación (*fossil fuel*) lo que en principio permitió más competencia. También hubo, aparentemente, errores serios en la regulación de los mercados de servicios conexos y de energía que permitieron que los generadores ejercieron serio poder de mercado. En PJM como se mencionó anteriormente, el ISO centraliza las operaciones de mercado residuales y se permite la presencia de contratos bilaterales. Una constante de todas las reestructuraciones es la imposibilidad de establecer un esquema de incentivos adecuado

Resulta muy difícil pensar que en un esquema como el mexicano en el que se planea abrir al mercado con una participación de la CFE del 96% en generación se implemente una apertura al mercado tan radical como la de California. Es preciso apuntar que dadas las evidencias de que la red de transmisión no está bien mallada exista mucha posibilidad de poder de mercado en la apertura, lo que implicaría establecer algún esquema de precios topes o bien el diseño de contratos de largo plazo que permitan aminorar el impacto sobre la transición. Los contratos de largo plazo tienen adicionalmente un efecto sobre el poder de mercado pues al comprometerse en gran parte la capacidad a un cierto precio, los generadores tienen un incentivo menor a explotar las posibilidades de poder de mercado. Esto se debe a que los generadores solo se preocupan por la capacidad excedente y están dispuestos a ofrecerla a un precio menor. Este mecanismo debería ser acompañado con una separación horizontal de la capacidad de generación de la CFE en

empresas paraestatales o en sociedades anónimas que permitan la inversión privada (algo similar a lo ocurrido en aeropuertos). Esta separación horizontal es necesaria si se quiere promover un mercado (ver gráfica A2). Asimismo, resulta razonable dadas las restricciones políticas pues no implica la privatización.

Una constante en la apertura a mercados en diversas partes del mundo tiene con la posibilidad de hacer responsiva la demanda a los cambios en los precios de electricidad. En California, por ejemplo, y en la mayoría de los países, la demanda final de electricidad es tremendamente inelástica pues se les garantiza a los consumidores un precio independientemente del consumo que realicen, esto significa que los distribuidores y comercializadores tienen que obtener la electricidad al precio que sea e ir al mercado de mayoreo para comprar la electricidad (si bien existe la posibilidad de comprar coberturas). En épocas de alta demanda el precio de los consumidores no cambia lo que hace insensible su comportamiento en el mercado de usuarios finales. Esta insensibilidad en el comportamiento de los consumidores a las fluctuaciones en precios se traduce en una insensibilidad de la demanda de los mayoristas en el mercado mayorista lo que vuelve la demanda de mercado más inelástica y permite a los oferentes (generadores) incrementar sus precios en épocas de alta demanda. Una manera de resolver estos problemas es introducir medidores horarios en los hogares que permitan medir el consumo de los usuarios dependiendo de la hora del día y así poder cobrar precios diferenciados a los consumidores finales.

5.5 ISO vs. TRANSCO: la administración del sistema una vez más

Como se mencionó anteriormente, en California se llevó a cabo una amplia reforma que pretendió introducir mecanismos de mercado a todo el sistema. Siguiendo esta filosofía de descentralización, se le otorgaron al ISO responsabilidades mínimas en el proceso de coordinación de horarios para la generación. Esto se realiza por un conjunto de coordinadores de horarios que compiten entre sí. En PJM todo el proceso de coordinar la entrada de generación a la red corre a cargo del ISO excepto por los contratos bilaterales. Hogan () plantea que debido a las interacciones de red resulta difícil distinguir entre las funciones de operación del mercado y las funciones de operación de la red. De acuerdo a Hogan esta separación impide que el ISO efectúe sus operaciones de mercado de manera eficiente pues se reducen sus opciones y se acrecientan sus restricciones.

En ambos esquemas el operador de la red no es el dueño de la red de transmisión. Un impedimento para que esto ocurriera en California fue la estructura de propiedad de la red de transmisión que se encontraba dividida entre varias empresas que estaban originalmente verticalmente integradas. En PJM existió una situación similar. La solución fue mantener al dueño de la red de transmisión independiente del operador. En Inglaterra, en contraposición, el esquema fue diferente, se creó una compañía que controlara el mercado (*pure pool*) y que fuera al mismo tiempo dueño de la red de transmisión. De acuerdo con Joskow (2000), para los esquemas implementados en Estados Unidos no existe un mecanismo institucional que garantice las condiciones de expansión de la red de transmisión para garantizar una competencia efectiva entre los generadores. Esta incapacidad del ISO para expandir la red de transmisión se ha traducido en libertad para los generadores para ejercer poder de mercado. De acuerdo a Hogan (2000) debido a la estructura de propiedad de la red de transmisión existente en Estados Unidos, resulta difícil imponer un TRANSCO, y la pretensión de implementarlo podría generar pequeños TRANSCOS regionales, con problemas de compatibilidad entre ellos. Debido a esto, el prefiere un gran ISO que homogeneice las reglas de mercado entre las diversas regiones. El autor nos argumenta que una vez que se implemente un esquema de mercado con ISO similar al de PJM, los precios nodales nos señalarán los incentivos adecuados para expandir la red de transmisión. Sin embargo, para el caso de México, la estructura de propiedad de la red de transmisión no es un impedimento para implementar un TRANSCO, pues la red de transmisión se encuentra actualmente bajo el mando de un solo operador. Para resolver los problemas de expansión de la red de transmisión se sugiere la creación de un TRANSCO que opere el mercado eléctrico y que sea además dueño de la red de transmisión, esto implica la potestad plena sobre la red de transmisión incluyendo operaciones de mantenimiento. Esto siempre y cuando se respeten los lineamientos de independencia del TRANSCO.

Un esquema de regulación por incentivos a un TRANSCO podría resolver los problemas de congestión y de confiabilidad de la red. El esquema debe permitir que el operador y dueño de la red internalice los costos de congestión de la red. De esta forma, los altos costos de los servicios conexos y los problemas de poder de mercado en ciertas zonas geográficas pueden ser resueltos. En Inglaterra y Gales se han implementado un esquema en el que se calculan los costos de congestión y se le otorga un incentivo al operador si alcanza un costo por abajo del objetivo (Véanse los documento de la Oficina del Regulador de Electricidad). Si los costos son menores a

un cierto objetivo, el TRANSCO (NGC) puede quedarse con un porcentaje de la diferencia hasta un cierto nivel. Si los costos son mayores el TRANSCO paga un porcentaje de la diferencia.

Aunque de manera incipiente, existen ya propuestas que plantean un esquema de precios límites en dos partes Vogelsang (2000), con cargo fijo y cargo variable, de tal forma que cuando existe congestión en una línea el cargo variable se puede aumentar y cuando existe capacidad ociosa se puede bajar el cargo variable y aumentar el cargo fijo hasta que aumente la utilización. En épocas de congestión el cargo por uso se aumenta y se convierte en un cargo por congestión, si los cargos por congestión son mayores a los costos marginales de adicionar capacidad la empresa va a agregar capacidad. De esta forma se induce a la empresa a internalizar los problemas por congestión.

Cabe señalar que en los países latinoamericanos como Chile, Colombia y Bolivia, la expansión de la red no se decide por el operador del sistema, sino fundamentalmente con base en demandas de los usuarios y, en algunos casos, inversiones de los mismos grandes usuarios, con autorización del operador.

5.6 Precios Regionales vs. Precios Nodales

Tanto el esquema de precios nodales como el esquema de precios regionales, pretenden determinar los precios de obtener la energía en una cierta región. El esquema de precios regionales que se ha utilizado en California establece precios para regiones geográficas dentro de las cuales no se considera que existe congestión en la red de transmisión. La racionalidad está en que si no existe congestión en la red de transmisión en una cierta región geográfica, entonces existe competencia entre todos los generadores de la zona y se puede definir un precio único. Entre zonas geográficas los precios varían pues la congestión en la red de transmisión impide el arbitraje entre zonas. Para impedir la congestión dentro de una zona se contratan servicios de energía con generadores para conservar la estabilidad de la red. Si el esquema de diseño de estos servicios falla, entonces existirán precios diferenciales dentro de una misma zona pues aumentará la congestión de la red en la zona.

5.7 Derechos de transmisión: físicos y financieros

En una versión un tanto simplificada del mercado, las posibilidades incluyen los casos extremos de un mercado basado en subastas con derechos de transmisión financieros

comerciables o uno basado en contratos bilaterales con derechos de transmisión físicos. Los derechos financieros otorgan a quien los posee una fracción de los cargos por congestión que recibe el operador de la red en caso de la congestión exista. Los derechos físicos, por su parte, le otorgan a quien los posee el derecho para utilizar la capacidad de transmisión escasa sin pagar cargos adicionales por congestión. Los beneficios de cada uno de estos tipos de derechos de transmisión dependen de los costos de transacción de hacer creíbles ambos tipos de contratos, de manera que faciliten la oferta de energía, así como de la rapidez con la que la oferta de estos derechos pueden ajustarse cuando existen cambios en la capacidad de transmisión de la red.

Un punto importante es que bajo el esquema de derechos físicos de transmisión el papel del operador es considerablemente más pasivo. Cuando el mercado se basa en derechos financieros de transmisión el poder de mercado de los generadores puede incrementarse, bajo supuestos razonables (ver Joskow and Tirole, 2000). En el caso de los derechos físicos, si bien también pueden prestarse a juegos estratégicos de los generadores, éstos pueden corregirse o reducirse mediante la imposición de “obligaciones de liberación de capacidad” (*capacity release rules*) que le impidan retener capacidad para utilizar su poder de mercado. Un mercado con precios nodales es más consistente con derechos financieros de transmisión, ya que los derechos físicos en ese caso no están claramente definidos. En dicho sistema, lo relevante es el voltage que se introduce al sistema en ciertos puntos y el que se extrae en otros, por lo que cargos por transmisión en el sentido físico no son relevantes, por que no se trata de el transporte específico de “ciertos electrones”, sino de compra y venta de energía disponible en distintos puntos.

6. La Experiencia de Reforma en Latinoamérica

Varios países latinoamericanos han llevado a cabo reformas en sus mercados eléctricos. En muchos casos –con la excepción importante de Chile que ha sido un pionero en términos de sus reformas—estos modelos han tomado como referencia alguno de los modelos discutidos anteriormente. Resulta de particular importancia, dada las similitudes económicas e institucionales entre estos países y México, describir algunos detalles de la organización de los mercados en los distintos países.

Generación

En la mayoría de los países en donde se han llevado a cabo reformas en el sector eléctrico, la legislación solamente permite competencia en el mercado al mayoreo. Los compradores en

dicho mercado se pueden dividir en dos grupos: los grandes consumidores que compran la energía para su propio consumo y las empresas comercializadoras que la compran para revenderla a los pequeños consumidores.

Como se ha venido mencionando, Existen dos transacciones posibles en el mercado al mayoreo: contratos de largo plazo y ventas *spot*. La legislación de América Latina con excepción de Brasil y El Salvador establece que el operador del despacho es el responsable de minimizar el costo de la electricidad en el corto plazo independientemente de que existan contratos de oferta de largo plazo. Introducir competencia en los contratos al mayoreo ha sido una pieza central, por ejemplo, en la reforma chilena. En Chile, las compañías de generación de energía, los grandes clientes y las compañías de distribución, establecen contratos de largo plazo.

En los países que desregularon recientemente sus sistemas de electricidad, como Bolivia y El Salvador, los generadores pueden subastar precios y cantidades. En Chile todos los usuarios están obligados a tener contratos, de ahí que el mercado *spot* se use solamente para realizar transacciones entre los generadores. En Bolivia y Argentina los generadores no llevan a cabo contratos con los distribuidores, la mayor parte de la energía se compra en el mercado *spot* y los contratos de largo plazo son poco comunes.

En Bolivia se ha dado el caso especial de que el precio *spot* es usualmente mayor al precio regulado. Los generadores no ofrecen contratos a este precio, así que las compañías distribuidoras tienen que comprar al precio *spot* y vender al precio regulado. El gobierno compensa a los distribuidores gravando a los usuarios con una cantidad adicional cada tres meses para cubrir las pérdidas (factor z , lo cual implícitamente, significa precios más altos).

Competencia en Generación

Un problema importante en la mayor parte de los países latinoamericanos es que no hay competencia en la generación de energía. Este problema es muy grave en Chile y Bolivia, como ya habíamos mencionado en la sección 5. En el sistema principal de interconexión de Chile el índice *Herfindahl* de concentración es muy alto, con sólo tres participantes en el mercado. La compañía generadora más grande junto con sus filiales posee cerca del 60% de la capacidad instalada, además de las instalaciones de transmisión y la compañía de distribución de electricidad más grande que provee más del 50% de la demanda regular de los consumidores. Además esta compañía posee más del 70% de los derechos de uso de agua, insumo potencialmente importante

como generador de electricidad. Esta excesiva concentración del mercado, aunada a la compleja legislación, ha eliminado la posibilidad de entrada de otros participantes después de la privatización. A los entradores potenciales les preocupa que exista discriminación del despacho.

En Bolivia, si se hubiera dado acceso a la libre competencia, los generadores se hubieran visto forzados a echar a andar nuevas plantas. En el caso de Argentina, en cambio, el mercado permite una intensa competencia y por tanto los precios son muy bajos. En Colombia también hay muchos competidores pero, gracias a que se ha impedido que las empresas se integren horizontalmente.

Transmisión

El marco regulatorio de todos los países cuyos mercados se han desregulado considera que la transmisión es un monopolio natural que requiere regulación. Sin embargo, los países que recientemente privatizaron, como Argentina, Colombia y Bolivia, han instaurado reglas no discriminatorias de acceso abierto en transmisión y además se permite a las compañías de generación y de distribución negociar libremente las tarifas de transmisión.¹² Además, estos países han escogido esquema multilateral donde la red común es financiada por todos los usuarios. Este esquema es congruente con la regla de costo mínimo del despacho. El reto es desarrollar reglas eficientes para distribuir el costo de la red entre los usuarios. Una distribución ineficiente puede desincentivar la competencia en el mercado de mayoreo y proveer señales económicas inapropiadas para la expansión del sistema eléctrico. En El Salvador, por ejemplo, la compañía de transmisión es responsable de la expansión del sistema mientras que en otros países los usuarios proponen y financian las expansiones. A pesar de que todos los países de Latinoamérica otorgan concesiones a los inversionistas privados para la construcción de nuevas líneas, aun cuando la red principal es propiedad del gobierno, la propiedad del sistema difiere entre regiones. En la mayor parte de los países de Sudamérica la compañía de transmisión es controlada por el gobierno. Aún cuando muchos países han planeado privatizar los sistemas de transmisión, sólo Argentina, Bolivia y Brasil lo han logrado. Argentina utiliza dos esquemas para financiar las expansiones de la red. El primero consiste en un acuerdo entre la compañía de transmisión y los usuarios que financian la expansión en donde los usuarios tienen los derechos

¹² En el caso de Bolivia, estas regulaciones entran en vigor a partir del vencimiento del periodo de monopolio otorgado inicialmente.

de rentas de congestión durante el periodo de amortización de la inversión (15 años). El segundo esquema es cuando un porcentaje de los beneficiarios eventuales solicitan una expansión. En este esquema el operador del despacho estima la distribución de los costos fijos de expansión para los beneficiarios eventuales. El proyecto se rechaza cuando más del 30% de los beneficiarios se oponen a él. Si el proyecto se acepta el regulador lleva a cabo una subasta pública para la construcción, mantenimiento y operación. Los subastadores compiten con base en el gravamen que pagarán los beneficiarios. Este esquema facilita los acuerdos reduciendo los *free-riders*.

Los países de Centroamérica actualmente buscan integrar sus mercados para que se reduzca el poder de mercado horizontal de los generadores, aumente la seguridad a un costo razonable y se puedan tomar ventajas de las economías de escala

Regulación de la transmisión

Los sistemas de regulación de la transmisión son diferentes entre países. Chile por ejemplo, ejerce una regulación laxa, basada en tasa de rendimiento. Las concesiones de transmisión se sujetan a las reglas de acceso abierto pero no están obligadas a construir nuevas líneas, además las nuevas concesiones para construir líneas no son evaluadas por el regulador. El regulador sólo provee un plan de inversión para generación y transmisión de 10 años que minimiza el valor presente de los costos de inversión. Algunos otros países como Argentina, Bolivia y Brasil regulan la transmisión más estrictamente. El operador del despacho paga a la compañía de transmisión una tarifa anual fija que después es dividida entre los usuarios. En Guatemala se regula de tal manera que se restringe la propiedad cruzada de los generadores o los distribuidores y el sistema de transmisión, tratando de maximizar el nivel de competencia.

Distribución y Comercialización

Las compañías de distribución entregan la electricidad que llega de la red de transmisión a los pequeños usuarios. Los corredores, de hecho, compran electricidad en el mercado al mayoreo y pagan tarifas de transmisión y distribución reguladas. El precio al que los distribuidores venden a los pequeños consumidores incluye el valor agregado de la distribución (VAD). Los objetivos principales de los esquemas regulatorios son el autofinanciamiento de las compañías, lograr eficiencia y transferir las ganancias de la eficiencia a los consumidores. Los sistemas de regulación regional muestran diferencias significativas. Con respecto a las regulaciones de control

de calidad algunos países se han concentrado en establecer estándares técnicos mientras que otros países han decidido medir los estándares de servicio.

Regulación por incentivos

Existen dos versiones de la regulación de incentivos que son el modelo de *price caps* y el modelo de eficiencia de la empresa. Chile fue el primer país que introdujo explícitamente regulación de incentivos. Su legislación define esquemas para establecer tarifas basados en costos marginales de empresas eficientes simuladas en computadora. El VAD se recalcula cada cuatro años, determinando los costos de operación y mantenimiento de una empresa eficiente y estableciendo tasas para proveer una tasa de rendimiento del valor de reemplazo de los activos de 10%. Estas tasas se aplican después a las compañías existentes.

Brasil, Colombia, El Salvador, Nicaragua, Panamá y Perú usan *benchmarking* para definir estándares eficientes. En Brasil grandes compañías de distribución se separaron y fueron vendidas a diferentes inversionistas así que las ciudades más grandes tienen ahora dos o tres distribuidores que compiten entre sí. Bolivia prefirió adoptar *price caps*, mientras que en Argentina los distribuidores operan con las reglas de un contrato de concesión por 95 años que se separan en periodos de manejo de 10 años (excepto el primero que es de 15 años). Antes de que empiece cada periodo el regulador establece las tarifas que deberán ser aplicadas en ese tiempo y después convoca una subasta competitiva para adquirir el control de la compañía distribuidora.

Costo de distribución

Para establecer los pagos de distribución entre los usuarios se requiere identificar: i) el sistema de pago y ii) los costos que deben cubrirse. En los países de Latinoamérica, con excepción de Argentina, el propietario del sistema de transmisión recibe un pago pre-definido que cubre los costos de operación y mantenimiento, así como el valor de reemplazo anualizado de largo plazo de las líneas y demás equipo que la red requiere. En Argentina el costo de inversión no es remunerado.

Argentina, Chile y Perú escogieron aplicar los pagos de transmisión a los generadores. En Perú, sin embargo, se les permite a los generadores explícitamente pasar parte de ese costo a sus consumidores. Colombia y Bolivia dividen los costos de transmisión entre los generadores y

consumidores. De hecho, la regulación en Colombia que estos costos deben ser divididos igualmente entre consumidores y generadores.

El uso de la red de transmisión se mide simulando la operación esperada del sistema considerando reglas de despacho económicamente óptimas en un horizonte finito o, como en el caso de Argentina, usando datos históricos. Ningún país coteja *ex post* las predicciones con los flujos realizados.

Costos de congestión

Algunos países excluyen los costos de congestión que surgen de las restricciones de transmisión de la red y los sustituyen con un cargo fijo. Esto representa un problema grave cuando se sabe que cuesta mucho trabajo distribuir el costo fijo entre los usuarios. Por otra parte, si los dueños de la red se quedan con las rentas de congestión se crean incentivos perversos para el dueño de la red para manipular el despacho y desincentivar la expansión de la red. Argentina usa un sistema en el que los usuarios pagan las rentas por congestión y esto genera un fondo del cual se financia la expansión de la red.

Despacho

Bolivia, Chile y Perú tienen un sistema de despacho por orden de mérito en el cual el operador del despacho ordena las plantas con base en costos operativos marginales de corto plazo y despacha a las empresas con los costos marginales más bajos, similar al esquema descrito en secciones anteriores. Colombia, sin embargo, adoptó el sistema de Inglaterra, en donde a raíz de la liberalización del mercado *spot*, las compañías generadoras pueden pujar con base en precios y cantidades. El operador del despacho utiliza dicha información para construir una curva de oferta de energía, es decir, una función de menor costo de despacho para el siguiente día. Argentina tiene un sistema de despacho intermedio: las firmas ofrecen con base en sus costos marginales promedio de los últimos seis meses. En El Salvador y Brasil no se permiten contratos directos con los generadores y el despacho funciona más como un *pool* puro, al estilo de Inglaterra y Gales.

Servicios al menudeo

Brasil y el Salvador optaron por introducir la competencia en los servicios al menudeo. Colombia está planeando reducir el nivel mínimo de demanda que permite a los usuarios hacer

contratos directamente con los generadores. Para asegurar competencia real es necesario que los reguladores establezcan acceso abierto no discriminatorio a las redes de distribución. Esto se logra más fácilmente si las compañías de comercialización se excluyen de este proceso. Algunos países permiten a los distribuidores y comercializadores competir en el mercado para proveer la energía a los consumidores finales. En Brasil, los distribuidores deben mantener separadas sus cuentas de las actividades de comercialización y los subsidios cruzados están prohibidos. En El Salvador, los contratos de las compañías de distribución que ofrecen energía a los usuarios finales son revisados anualmente por el regulador. En Chile no hay competencia en el mercado minorista, los generadores solamente compiten para abastecer a los grandes compradores de energía.

Precios

Es difícil que los pequeños consumidores puedan cubrirse contra las variaciones en el precio de la electricidad. Debido a esto, varios países optaron por regular los precios. Se establecieron esquemas de precios que cambian lentamente de acuerdo a las condiciones de la oferta. Los precios en Bolivia, Chile y Perú tienen pequeñas fluctuaciones debido a que se determina un precio de la energía a mediano plazo. Chile y Perú trabajan con un sistema de bandas, más que de precios tope.

Los servicios al menudeo son, por lo general, muy regulados. La mayor parte de los países de Latinoamérica otorgan franquicias de distribución que obligan a los distribuidores a proveer el servicio en el área concesionada. En Chile, por ejemplo, el precio regulado para los pequeños consumidores tiene dos componentes: el precio al que los distribuidores compran la energía y el valor agregado por la distribución. Los precios son calculados de tal manera que, en principio, una compañía de distribución eficiente puede lograr obtener una tasa de rendimiento positiva razonable. Los países que reformaron más recientemente, como Brasil y El Salvador, separaron la transportación local de los servicios de comercialización para inducir competencia en los servicios al menudeo. Los pequeños consumidores contratan directamente con cualquiera de los vendedores.

De esta manera, vemos que el diseño de mercado en estos países varía considerablemente. Países como Brasil y El Salvador han aprendido de otras reformas anteriores y han aplicado esquemas más liberales. El caso chileno, es el de un mercado muy regulado y poco competitivo a nivel de generación. En todos los casos, sin embargo, resulta crucial la forma en que se estructura

el manejo del despacho y el control de la red de transmisión. El principio fundamental en países con mejor desempeño es la desintegración vertical real para promover la competencia. Debido a esto, a continuación se discuten formas distintas de estructura de gobierno del operador del sistema.

PARTE III

DISEÑO INSTITUCIONAL Y DESINTEGRACIÓN VERTICAL

7. Diseño institucional: los sistemas de gobierno corporativo del administrador del sistema

Los principios económicos propuestos, como en este caso la desintegración vertical, requieren de un diseño institucional adecuado para su instrumentación. Debido a esto, las decisiones con respecto al gobierno corporativo del administrador del sistema son fundamentales para el éxito de la reforma. Con el objetivo de apoyar esta discusión, se revisan aquí los esquemas utilizados en la actualidad, así como sus ventajas y desventajas. En el cuadro x se muestran las características del mercado y la administración del sistema en cuatro casos en que se han llevado a cabo procesos de desregulación. Como se puede ver, hay diferencias interesantes en las estructuras y ello refleja características como: desarrollo institucional, tradición de toma de decisiones y condiciones iniciales en el momento de la reforma.

Las estructuras de gobierno y las distintas formas en que se pretende lograr la independencia del administrador del sistema con respecto a los intereses de competidores particulares se presenta a continuación.

7.1 Modelos Básicos de Gobierno

Existen cuatro modelos básicos de toma de decisión dominan las discusiones sobre la gobernabilidad del administrador del sistema eléctrico.

Modelo 1. Comité multilateral con participación de los grupos de interés (stake-holders)

Un comité multilateral de grupos de interés es un enfoque legislativo a la gobernabilidad. En su estructura de gobierno, la mayor parte o todas las clases de usuarios y propietarios están representados en el comité gobernante. Está diseñado para el auto-gobierno colectivo por todos los que participan en el mercado. Este modelo busca alcanzar independencia a través de la votación de asignaciones y reglas que pretenden equilibrar los frecuentes conflictos de intereses de diferentes clases. Ha sido descrito como “independencia por difusión”. Esta, sin embargo, falla en el objetivo de generar independencia si una compañía o una clase tiene el poder en la votación para bloquear las acciones que todos los demás apoyan.

Cuadro 1
Características de los operadores del sistema en cuatro países

	Inglaterra y Gales	Victoria (Australia)	Alberta (Canada)	Noruega
¿Los generadores poseen instalaciones de transmisión?	No	No	Sí	Mínimo
¿El operador del pool es también el operador de la red?	Sí	Sí	Sí	Sí, a través de sus filiales
¿El operador del sistema es el dueño de la red?	Si	No	No	Sí
¿El operador del sistema toma las decisiones de expansión de la red?	Sí	Sí	No	Sí
¿El operador del sistema tiene el monopolio de las transacciones físicas?	Sí	Sí	Sí	No

Fuente:

Modelo 2. Comité sin participación de grupos de interés

Un comité sin participación de los grupos de interés intenta alcanzar la independencia directamente. Este comité no pretende ser un comité representativo. Los miembros del comité tienen explícitamente prohibido tener intereses financieros presentes o futuros en alguno de los mercados participantes. El objetivo es crear un comité que representará el “interés público” general, no los intereses comerciales de algún mercado participante en particular. Usualmente se requiere que los miembros tengan la capacidad profesional y la experiencia apropiada para las actividades del administrador del sistema. El peligro principal de un comité sin grupos de interés es que puede aislarse y politizarse. Para minimizar este problema, en Victoria, por ejemplo, se combinan los Modelos 1 y 2.

Modelo 3. Comité unilateral

En un comité unilateral, un grupo controla la toma de decisiones. Este ha sido el modelo histórico para la mayoría de los antiguos y firmes administradores del sistema eléctrico que han operado en Estados Unidos. Es también el actual enfoque en Chile, donde el administrador del sistema más grande es efectivamente un círculo de grandes generadores. La dominación unilateral puede lograrse directamente al limitar a una sola clase a los miembros con derecho de voto. También puede alcanzarse indirectamente al dar autoridad para la toma de decisión independiente a comités dominados por una clase o permitiendo seleccionar los miembros del comité a la clase favorecida, los cuales no son realmente independientes.

Modelo 4. Corporación privada unilateral no afiliada con los participantes en el mercado

La mayoría de los administradores de sistemas eléctricos alrededor del mundo están organizados como asociaciones no lucrativas o corporaciones poseídas o controladas por algunos o todos los mercados participantes. Una alternativa es crear una corporación unilateral privada que no esté afiliada con ninguno de los mercados participantes. Si se adopta este enfoque, la gobernabilidad se convierte en un asunto corporativo interno para la corporación privada. La *Nord Pool* se aproxima a este enfoque. Es una corporación privada que pertenece indirectamente a los gobernantes de Noruega y Suecia.

La gobernabilidad colectiva por grupos de interés (Modelo 1) es actualmente la forma más común de gobernabilidad. Consideraciones políticas y prácticas de corto plazo que conducen la decisión de empezar con gobernabilidad colectiva: Primero, la gobernabilidad colectiva ayuda a crear apoyo político (o al menos reducir la oposición) para las reformas generales del sector eléctrico. Segundo, es ampliamente visto como “justo” dar voz a todos los grupos de interés. Tercero, asegura la participación directa de generadores y distribuidores que tienen la experiencia y habilidad para evaluar las consecuencias físicas de distintas reglas de administración del sistema.

Las desventajas de este modelo se notan más una vez que es adoptado. La principal desventaja es que tiende a crear comités grandes y poderosos. La gobernabilidad colectiva puede resultar ineficiente porque frecuentemente su operación es costosa y difícil de cambiar una vez establecida.

Los sistemas con gobierno colectivo han experimentado varios problemas, por ejemplo:

Vetos unilaterales. Clases individuales pueden bloquear reformas que afectarían sus intereses comerciales aún cuando el cambio aumentara la eficiencia del administrador del sistema en su totalidad. Los vetos unilaterales dificultan las reformas a menos que alguna otra entidad externa tenga la autoridad para anular el veto.

Integración vertical de facto. La gobernabilidad colectiva parece funcionar mejor cuando los participantes en el mercado se adaptan a clases bien definidas en términos de su separación vertical. Cuando una sola entidad realiza funciones múltiples (e.g., generación y distribución) y por lo tanto entra en diferentes clases, la gobernabilidad se complica. Una opción es requerir a los participantes que estén representados por una sola clase, lo cual disuade la integración vertical. Otra opción es permitir a los participantes dividir sus votos, esta opción fortalece la integración vertical.

Votación ponderada mal diseñada. El peligro de la votación ponderada es que las entidades más grandes pueden manipular el proceso de gobernabilidad para reforzar su poder de mercado. Es preferible el sistema de “una persona, un voto” porque es más fácil de implementar y previene la dominación del mercado por las entidades más grandes.

Un comité sin autoridad. Cuando todos los miembros votan aunque existe un Comité Ejecutivo, hay una falta de autoridad lo que hace más lento el proceso de toma de decisiones e incrementa el costo de gobernabilidad.

Las fallas en la gobernabilidad colectiva no se resuelven requiriendo a los miembros del comité que representen el “interés público”. Este requerimiento no puede hacerse válido porque los miembros del comité siempre pueden tener explicaciones muy creativas de porqué coincide el interés público con el bienestar económico de su compañía. Ningún esquema de gobernabilidad que requiera que los tomadores de decisiones actúen en contra de sus propios intereses económicos funcionará. Son inevitables los límites regulatorios a la gobernabilidad.

Los gobiernos no permitirán que los administradores de sistemas, ya sean gobernados colectiva o corporativamente, operen sin regulación.

Un enfoque mixto es probablemente preferible para la gobernabilidad puramente colectiva. Este enfoque apenas está surgiendo. Bajo este enfoque, comité multilateral de grupos de interés (modelo 1) le reporta a un comité independiente sin grupos de interés (modelo 2), el cual tiene la autoridad para tomar la decisión final.

La ventaja principal del enfoque mixto es que combina la independencia con un conocimiento operativo de la red. También reduce las posibilidades de que el administrador de sistemas se vea encerrado en un dilema por conflictos de intereses comerciales. Un comité independiente sin grupos de interés debería poder tomar decisiones más rápidamente que un regulador porque tendría mayor flexibilidad en el proceso.

El cuadro x muestra la estructura en la toma de decisiones en el administrador del sistema en cuatro mercados desregulados. Como se puede ver, no existe un modelo “puro” sino más bien combinaciones de los modelos descritos anteriormente. Cualquiera que sea el modelo elegido, es fundamental garantizar la desintegración vertical real y la eficiencia y rapidez en la toma de decisiones.

La mayoría de los esquemas plantean un solo operador de la red. Este debe mantener la integridad física de la red, utilizar los recursos que tenga a su disposición para mantener el balance entre oferta y demanda, manejar los problemas de congestión y utilizar las reservas disponibles así como mantener el voltaje, la frecuencia y la estabilidad (Hogan, 1999). Sin embargo no todos están de acuerdo en el papel que este operador debe realizar en cuanto al manejo de mercados. En California, por ejemplo, no se le permite al operador manejar los mercados adelantados (con el fin de crear más instituciones que regulen el funcionamiento del mercado). En PJM el operador maneja todos los mercados posibles pero se permite la presencia de contratos bilaterales. En Inglaterra y Gales el sistema corresponde al llamado *pool*, el operador centraliza el mercado y no se permite la presencia de contratos bilaterales existen contratos por diferencias que permiten a los generadores asegurarse contra las variaciones de precios, sin referirse al abastecimiento de electricidad en concreto.

Cuadro 2
Estructura de Toma de Decisiones

	Inglaterra y Gales	Victoria (Australia)	Alberta (Canadá)	Noruega y Suecia
Nombre del Grupo	Electricity Pool of England and Wales	Victorian Power Exchange (VPX)	Power Pool of Alberta	Nord Pool ASA
Tipo de entidad	Desincorporada, sin fines de lucro, asociación privada	Sin fines de lucro. Corporación propiedad del gobierno	Corporación sin fines de lucro	Compañía sin fines de lucro propiedad de los gobiernos de Noruega y Suecia (50/50)
Fecha de Establecimiento	1-Abril-1990	Octubre-1994	Enero-1996	Enero 1993 Noruega Enero 1996 Noruega y Suecia
Participantes	55	20	35	120
Consejo de Gobierno	Comité Ejecutivo del Pool (CEP)	Comité Consultivo del Pool (CCP)	Consejo de Electricidad del Pool (CEP)	Gobierno Corporativo
Presidente	Dos años. Asalariado. Sin derecho a voto. Seleccionado por todos los miembros	Seleccionado por el Consejo de Gobierno designado	Elegido por el Consejo de Electricidad del Pool. Dos años.	Un año. Se rota entre los miembros de Noruega y Suecia
Composición del Consejo de Gobierno	Generadores =5 Ofertantes =5 Total =10	Presidente =1 Generadores =3 Distribuidores =1 Revendedores =3 Transmisión =1 Administrador del Pool =1 Administrador del Sistema de Seguridad =1 Total =11	Empresa verticalmente integrada =3 Distribuidores =4 Electricidad Rural =1 IPPs =1 Consumidores =1 Ministros =0 Total =10	Propietarios noruegos =2 Propietarios suecos =2 Independientes =4 Empleados =1 Total =9
Papel de los Comités	ores del consejo. Algún tipo de autoridad pero el Comité debe revisar todas las acciones	al CCP. El CCP crea comités temporales para lidiar con problemas específicos	Comités que reportan al CEP	miembros del Consejo de Mercado ores del consejo

Los diferentes esquemas llevan a diversas formas de operación de la red. En California, por ejemplo se establecen los precios de transporte de acuerdo al esquema explicado anteriormente. Si una ruta está congestionada, los usuarios le pagan al ISO los costos de congestión calculados. Estos costos son después reembolsados a los tenedores de los derechos de transmisión firmes en esa ruta. En el esquema de *pool* con contratos bilaterales, como en PJM, se establecen los precios nodales y a partir de ello se fijan los precios por transmisión, los generadores compran derechos financieros que les permiten obtener una participación de las rentas de congestión como dividendos de acuerdo a la proporción de derechos que poseen. También en California existen contratos bilaterales. En un *pool* puro, como Inglaterra y Gales, no existen este tipo de contratos y el administrador del sistema tiene mayor discrecionalidad en la asignación del despacho.

8. Conclusiones y recomendaciones

La provisión eficiente y barata de electricidad es una condición fundamental para el crecimiento. Después de un largo periodo en el que la provisión de este servicio se llevó a cabo mediante un monopolio verticalmente integrado, la innovación tecnológica ha permitido introducir competencia en este mercado, a nivel de generación y comercialización. Esto, además, ha permitido, en países que han llevado a cabo estas reformas, liberar recursos fiscales para otros usos. Sin embargo, si el diseño de la reforma no es cuidadoso no se podrá introducir verdadera competencia y se frustrarán los objetivos planteados inicialmente. Reformas eléctricas correctamente instrumentadas llevan a una reducción de los precios de electricidad, como lo demuestran los casos de Argentina y el Reino Unido.

Consideraciones generales

La teoría y la evidencia disponible muestran que existen tres condiciones necesarias para que la reforma propicie el desarrollo real del mercado eléctrico y que éste funcione eficientemente: i) desintegración vertical, ii) eliminación del poder horizontal de mercado de los generadores y iii) el establecimiento de incentivos correctos para la expansión de la red y la

eliminación de problemas de congestión.¹³ En términos de estas tres características, como se ha discutido aquí, la propuesta de reforma actualmente en discusión presenta problemas.

La decisión de no privatizar las plantas de generación actuales va en contra de la condición i), pudiendo claramente derivar en poder horizontal de mercado. Resulta difícil imaginar la operación de un mercado en donde el 96 por ciento lo provee una sola empresa (CFE y CLFC). Una posible solución intermedia, sería la división de las generadoras de la CFE y CLFC en empresas de participación estatal y con participación privada, que tengan generadores en zonas geográficas cercanas a fin de promover la competencia.

El diseño de la estructura de gobierno del operador del sistema no es todavía suficientemente clara, pero debe incorporar total independencia entre el COSYME y la CFE, para evitar problemas de acceso preferencial que impidan la competencia. Finalmente, el hecho de que las decisiones respecto a la red de transmisión no sean prerrogativa del operador del sistema hace necesario establecer un sistema de incentivos correcto para que las decisiones de expansión respondan correctamente a problemas de congestión. Es debido a esto que aquí se sugiere un mecanismo de TRANSCO.

Existen otras medidas complementarias. Por ejemplo, debido a la eficiencia de la tecnología de ciclo combinado, es indispensable profundizar las reformas a la industria de gas natural a fin de garantizar un funcionamiento adecuado del mercado de generación.¹⁴ Además, existe evidencia de la redundancia laboral en la industria eléctrica nacional. Debería esperarse que la apertura a la competencia en generación eliminara esta redundancia. La pregunta que surge es si se logrará la desconcentración horizontal, con la posible división también de los contratos colectivos.

Las propuestas en mayor detalle

Entrando a la discusión en mayor detalle, aquí se sugiere que en el mercado mexicano se debería implementar un mecanismo de TRANSCO. Asimismo, se sugiere un sistema de determinación de precios nodales similar al de PJM y que el algoritmo de cálculo de precios nodales debe de ser transparente para todos los participantes. El cálculo de precios nodales tiene

¹³ Obviamente, existen otras decisiones relevantes, como el diseño del mercado de servicios conexos, la existencia o no de competencia en el mercado de menudeo, etc (ver discusión en los párrafos siguientes). Sin embargo, las condiciones señaladas son los pilares básicos de la reforma.

¹⁴ Ver documento anexo respecto al mercado de gas natural.

la ventaja de tomar en cuenta la solución del modelo de manera global de tal forma que los precios incorporen todas las restricciones e interacciones de la red, lo que resulta en precios eficientes de proveer la electricidad en cada nodo. El esquema particular sobre el funcionamiento del mercado se tiene que cuidar, no se deben cometer errores en cuanto a la validez de las posturas en los mercados de futuros, como sucedió en PJM. Los detalles pueden marcar la diferencia.

En un principio sería deseable que no existiera un mercado de servicios conexos sino que el TRANSCO fuera el encargado de obtener estos servicios a través de contratos (similar al Reino Unido). El esquema de regulación por incentivos al TRANSCO obligaría a éste a reducir este tipo de costos. La regulación por incentivos en términos del costo de servicios conexos no es necesariamente contradictoria con la presencia de mercados en este tipo de servicios. Sin embargo, dados los problemas que se han enfrentado en otros esquemas, se debe de ser cauteloso al principio y no pretender iniciar con un mercado en este tipo de servicios.

Aunado al tema de la apertura está el de la posibilidad de permitir contratos de largo plazo con las nuevas compañías que se formen. El contrato de largo plazo tiene la ventaja de que hace más competitivo el mercado spot. Si una empresa generadora tiene comprometida parte de su capacidad en un contrato de largo plazo, tendrá un incentivo a fijar un precio mas bajo en el mercado spot. Por otro lado, el establecimiento de contratos de largo plazo, antes de la creación del TRANSCO, sería muy riesgoso, pues lo podrían diseñar personas que no serían totalmente ajenas a los intereses de los generadores. Creemos que el tema de los contratos de largo plazo tiene que ser analizado con más detenimiento.

La reforma debe ir también acompañada con un cambio en los esquemas de medición a los usuarios finales, con el fin de hacerlos más responsivos a los cambios en las condiciones de generación y en los costos de provisión de la energía. Medidores horarios contribuirían a incrementar el grado de respuesta de los usuarios finales. Un incremento en el grado de respuesta de los usuarios finales se traduce en una demanda final más elástica, lo que ayuda a combatir el poder de mercado que se genera en situaciones de alta demanda.

En caso de existir congestión en la red, se debe permitir a los usuarios de la red la adquisición de derechos de transmisión financieros (consistentes con el esquema nodal) que les otorgue un rendimiento sobre las rentas de congestión. No se debe permitir al TRANSCO obtener beneficios por congestión pues podría inducirlo a no expandir la red adecuadamente. Una alternativa sería a lo mejor usar un sistema similar al de Argentina.

Este trabajo pretende contribuir al debate sobre la reforma eléctrica, con una perspectiva de largo plazo. Para ello, además de la discusión de los principios económicos relevantes, se han revisado las experiencias de los países pioneros en las reformas y de países latinoamericanos con características similares a las de México. Como complemento central en la discusión, se han revisado aspectos del diseño institucional para garantizar una eficaz gobernabilidad del operador del sistema. Creemos que el no considerar los aspectos aquí señalados frustraría el desarrollo real del mercado eléctrico, creando un mercado exclusivamente de excedentes, con menor inversión privada que la requerida y con precios de electricidad por encima de niveles competitivos, en detrimento de los consumidores domésticos y de los usuarios comerciales e industriales.

9. Referencias

Borenstein, S., J. Bushnell, and F. Wollack (2000), "Diagnosing Market Power in California's Restructured Wholesale Electricity markets," California Energy Institute, PWP-064.

Castañeda Cotler y Gutiérrez (2000), "The Impact of Infrastructure on Mexican Manufacturing Growth", *Economía Mexicana*, vol. IX, no. 2.

Cameron and Cramton (1999), "The Role of the ISO in US Electricity Markets: A Review of Restructuring in California and PJM," *The Electricity Journal*.

Cramton, P. and J. Lien (2000), "Eliminating the Flaws in New England's Reserve Markets," Mimeo.

Cramton, P. and R. Wilson (1998), "A Review of ISO New England's Proposed Market Rules," Mimeo.

Fischer, R. and P. Serra (2000), "Regulating the Electricity Sector in Latin America," *Economía*, Journal of the Latin American and Caribbean Economic Association, Volume 1, Number 1.

Hogan, William (2000), "Regional Transmission Organizations: Millennium Order on Designing Market Institutions for Electric Network Systems" Mimeo, May.

Dávila, E. (2000), "Distribución del ingreso e instrumentos de política económica," mimeo, SHCP.

Joskow, P. (1998), "Regulatory Issues for Privatized Infrastructure in Developing Countries," Presentado en la Annual Bank Conference on Development Economics.

Joskow, P. (2000), "Deregulation and Regulatory Reform in the U.S. Electric Power Sector," mimeo, MIT.

Joskow, P. and Jean Tirole (2000), "Transmission Rights and Market Power on Electric Power Networks," MIT, mimeo.

Kalifa, S., P. Quintanilla y J. F. Fernández (1999), "La inversión privada en la industria eléctrica: experiencia internacional y el caso de México," CADE, Nuevo León, México.

Kessel, G. y Chong Sup Kim (1997), "Estructura Industrial y Opciones de Regulación para el Sector Eléctrico Mexicano," mimeo.

López Calva, L.F. y J. Rosellón (2000), "The Reform in the Natural Gas Market in México: Effects on Production and Distribution," El Colegio de México, CEE Documento de Trabajo No. XIII-2000.

López Calva, L.F. (2001), "Private Participation in Infrastructure and Labor Issues: The Privatization of Railroads in Mexico," World Bank-Working Paper, Washington, D.C.

Vogelsang, I. (2000), "Price Regulation for Independent Transmission Companies" 2000, mimeo.

Wollack, F. (2000), "Market Design and Price Behavior in Restructured Electricity Markets: An International Comparison," Stanford University, mimeo.

Figura 1
Situación actual de la CFE

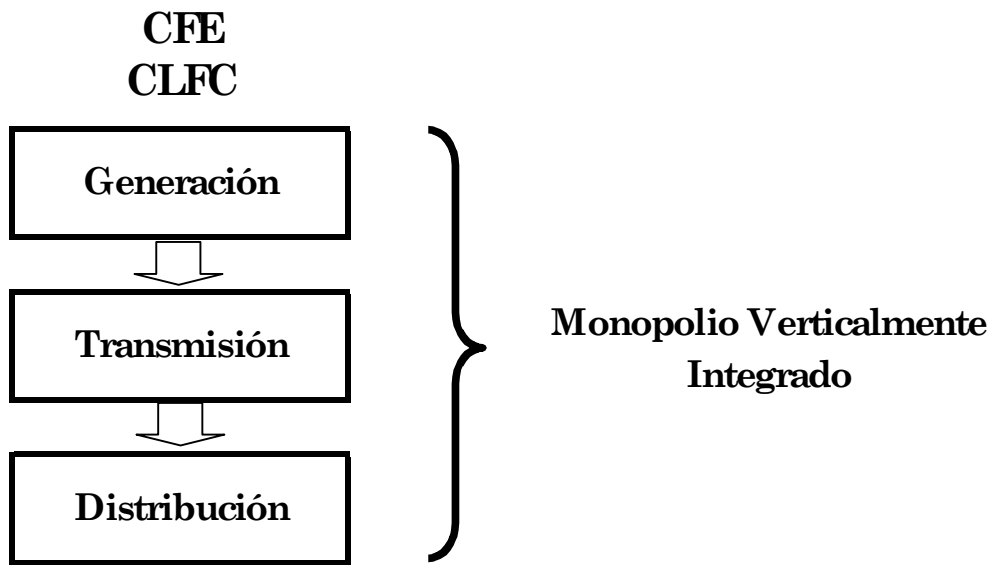


Figura A2
Esquema sin integración vertical

