

Revista Energética



Año 25, número 4, octubre-noviembre-diciembre 2001

- *Quito fue sede de la XXXII Reunión de Ministros de OLADE*
- *Discurso del Presidente de Bolivia, Jorge Quiroga Ramírez, en la Asamblea de la ONU*
- *El 11 de Setiembre de 2001 y el Futuro, Chakib Khelil, Ministro de Energía y Minas de Argelia, Presidente de la OPEP*
- *Visión Prospectiva sobre el Gas Natural en América del Sur, Pierre Thonin*
- *Regular o Desregular: La Experiencia Estadounidense en la Energía Eléctrica, William Massey, Comisionado de la Comisión Federal de Regulación Energética de los Estados Unidos*
- *Informe OLADE: Mercados y Potencial del Gas Natural en América del Sur*
- *Oportunidades de negocios e inversión en el sector energético*

Regular o desregular: La experiencia estadounidense en la energía eléctrica

William Massey*

Introducción

La reforma del mercado energético es un gran esfuerzo en todo el planeta y su éxito o fracaso bien podría tener impactos globales. Por lo tanto, los encargados de la formulación de políticas deben efectuar un análisis serio y equilibrado de este esfuerzo.

El tema no debe tener una orientación tan rígida como regular o desregular, es preferible pensar en la transición hacia soluciones de mercado para la energía en términos de "liberalización" de la fiscalización regulatoria en vez de una desregulación. Los recientes eventos en los mercados de energía eléctrica en los Estados

Unidos de Norteamérica, especialmente en California, han demostrado que los reguladores todavía tienen un papel significativo en la transición hacia los mercados como una manera de imponer una mayor disciplina sobre los precios y prestar un buen servicio. Los reguladores no pueden simplemente marcharse y esperar que los mercados funcionen bien.

La Comisión Federal de Regulación Energética (FERC) tiene jurisdicción sobre las tarifas, los términos y las condiciones del servicio de transmisión y las ventas en bloque de la energía eléctrica en los Estados Unidos. La reciente experiencia en California ha permitido destacar tres

lecciones importantes para los reguladores. Primero, necesitamos insistir más en un buen diseño de mercado. Segundo, la operación y planificación de la red regional en manos de organizaciones regionales de transmisión es fundamental para una buena operación del mercado. Tercero, los reguladores deben contar con instrumentos efectivos de intervención regulatoria y utilizarlos rápidamente y decisivamente cuando los mercados son disfuncionales.

Antes de analizar esas tres lecciones, es necesario describir los antecedentes sobre la FERC y la evolución de las políticas hacia soluciones de mercado para la energía eléctrica.

Estructura regulatoria estadounidense

La Comisión Federal de Regulación Energética (FERC) es un organismo regulatorio independiente del gobierno estadounidense. Cinco Comisionados fijan la política y resuelven disputas con base en el voto de la mayoría.

Para la industria de gas natural, la FERC regula las tarifas, términos y condiciones del servicio para aproximadamente 120 gasoductos interestatales. También aprueba la localización y construcción de las instalaciones de gasoductos, incluyendo la revisión ambiental. El mercado de los productos básicos de gas es muy competitivo y por ahora sus precios no están regulados.

Para la industria eléctrica, la FERC tiene jurisdicción sobre las ventas al por mayor en bloque de energía eléctrica efectuadas por casi mil vendedores y sobre las líneas de transmisión de alto voltaje de 174 empresas eléctricas. Sin embargo, a diferencia de los gasoductos, la FERC no tiene autoridad para aprobar la construcción de líneas de transmisión eléctrica. Eso es asunto del Estado. También otorga licencias para más de 1.700 instalaciones hidroeléctricas y regula varios oleoductos.

En los Estados Unidos, la jurisdicción regulatoria está dividida entre los gobiernos federales y estatales y eso dificulta -pero no imposibilita- el desarrollo de una política regulatoria coherente y uniforme. La FERC tiene jurisdicción sobre las transacciones al por mayor y el transporte interestatal. Cada uno de los 50 estados tiene una comisión regulatoria con una jurisdicción sobre la distribución local y las transacciones de consumo final. Esas transacciones no están sujetas a la autoridad de la FERC.

Evolución de la política de electricidad

El camino hacia la reestructuración de los mercados eléctricos en los Estados Unidos se ha caracterizado por altibajos. Parte de la dificultad son las características muy especiales de la electricidad y la complejidad que presenta para una reestructuración. Parte de la dificultad es también la división en la jurisdicción regulatoria entre la FERC y los estados, el control fragmentado de la red de trans-

misión de alto voltaje, un manejo de la red mal diseñado y reglas dudosas para la estructura del mercado. Como consecuencia, el diseño de la mayor parte de los mercados eléctricos estadounidenses no es ideal. La FERC está trabajando para corregir esos problemas y sigue comprometida con el enfoque de mercado.

El compromiso con los mercados fluctúa según la jurisdicción. La FERC está comprometida a promover mercados mayoristas competitivos, que son esenciales para que funcione una competencia minorista. Aproximadamente la mitad de los 50 estados han empezado una selección a nivel minorista o tienen el compromiso de hacerlo.

¿Qué motivó la transición hacia la competencia eléctrica en los Estados Unidos? Hay dos razones. Una fue la percepción de que las empresas eléctricas no se desempeñaban bien en los años ochenta. Los eventos económicos experimentados a fines de los años setenta y en los años ochenta provocaron en las empresas eléctricas un exceso de capacidad de generación de altos precios. Los costos de esta capacidad fueron transferidos a las tarifas para el usuario. La segunda razón para promover la competencia fue el mismo factor que ha empujado muchas industrias anteriormente monopólicas, hacia la competencia: el cambio tecnológico. Las economías de escala en la generación bajaron dramáticamente en los años ochenta y se podía poner en marcha nuevas plantas más pequeñas por aproximadamente la mitad del costo de muchas plantas existentes. Además, las mejoras en la tecnología de transmisión permitieron el transporte de la energía eléctrica entre distancias más grandes a voltajes más altos. Estos dos factores determinaron que el sector de generación no fuera un monopolio natural: para obtener servicio, los clientes podían acercarse a generadores que competían entre ellos. Los clientes industriales más grandes, en particular, aplicaron una presión política sobre los gobiernos estatales para permitir que los clientes salieran a buscar la energía eléctrica más económica.

La FERC adoptó dos políticas en los años noventa para promover la competencia en los mercados mayoristas. Permitió

precios establecidos por el mercado para las ventas de generación. Liberados de las restricciones impuestas por una regulación sobre el costo del servicio, los encargados de desarrollar la generación podían quedarse con las ganancias comerciales que arrojaba un desempeño superior. Y en 1996, la FERC también exigió a los propietarios de la transmisión que proporcionaran un acceso no discriminatorio a la red. El problema principal que se trataba de superar era que la mayor parte de la industria estaba inte-

“...Las economías de escala en la generación bajaron dramáticamente en los años ochenta y se podía poner en marcha nuevas plantas más pequeñas por aproximadamente la mitad del costo de muchas plantas existentes”

grada verticalmente. Así, los propietarios de la red de transmisión tenían todos los incentivos para impedir que los generadores que estaban compitiendo, utilizaran la red para quitarles sus ventas.

Así, en la Decreto No. 888, emitido en 1996, se requirió que todos los propietarios de transmisión hicieran lo siguiente: primero, entregar una tarifa estándar de

acceso abierto por la transmisión; segundo, prestar un servicio de transmisión separado del servicio de generación y exigir que las ventas propias de generación de las empresas eléctricas utilicen el servicio con base en la tarifa de acceso abierto, como todos los otros usuarios de la red; tercero, difundir toda la información relevante sobre el sistema de transmisión, como la capacidad disponible para el servicio y manejar todas las solicitudes de servicio en un boletín informativo electrónico en el Internet, disponible para todo el mundo.

El enfoque de esta política consiste en reducir los reglamentos sobre el sector de suministro o de productos básicos de la industria y, al mismo tiempo, imponer reglamentos más estrictos sobre el sector de transmisión para asegurar servicios abiertos y eficientes de transporte. Nuestras políticas de acceso abierto propor-

- Varios estados como Pennsylvania y Massachusetts han tomado medidas para adoptar programas de selección a nivel minorista.
- Varias empresas eléctricas están desincorporando la generación en sus territorios tradicionales de servicio, principalmente debido a programas de reestructuración del Estado. Eso es significativo, aunque la mayor parte de la industria permanece integrada verticalmente.
- La actividad de fusión de empresas eléctricas ha aumentado dramáticamente en los Estados Unidos, impulsada principalmente por una reestructuración de las industrias de gas natural y energía eléctrica. Es evidente que las empresas eléctricas intentan aumentar su tamaño para poder comprar activos competitivos en

Se puede resumir el estado actual de la reforma del mercado en los Estados Unidos como una obra en construcción. Todavía estamos aprendiendo.

Lecciones de diseño de mercado

Una de las cosas que hemos aprendido es que los reguladores deben insistir en una buena estructura de mercado si queremos tener precios razonables. También se necesita un mercado mayorista que funcione bien para que ocurra lo mismo con el mercado minorista. Este último año en los Estados Unidos, nos hemos vuelto terriblemente conscientes de lo que funciona y de lo que no funciona en términos de estructura y diseño de mercado. El fracaso del mercado en California nos ha dado muchas de estas lecciones. Algunos de los elementos importantes de un buen diseño de mercado, son los siguientes:



cionaron el empuje catalizador para una amplia gama de cambios en la industria eléctrica estadounidense.

- Se han multiplicado los usuarios de la red en forma exponencial a medida que nuevos generadores y comercializadores de energía eléctrica como Enron ingresan al mercado.
- La generación eléctrica que no proviene de las empresas eléctricas y de servicio público cuyos propietarios son empresas como Calpine, Dynegy y Duke Energy, se ha duplicado en los últimos años y ha representado con más de la mitad de la inversión nueva en generación. Virtualmente toda esa generación se basará en el gas natural como insumo.

un esfuerzo para satisfacer las demandas de la competencia. Las empresas extranjeras están comprando empresas eléctricas estadounidenses y los gasoductos de gas natural se están fusionando con las empresas eléctricas.

- Se ha regionalizado la red eléctrica en algunas zonas del país. En California y la parte Noreste de los Estados Unidos, los operadores de sistemas independientes (Independent System Operators--ISO) hoy se encargan de operar la red regional de forma no discriminatoria.
- Los mercados mayoristas en muchas regiones parecen bien estructurados y han producido precios razonables.

A. Cobertura apropiada

El mercado eléctrico de California estaba definido por una política de Estado que promovía una excesiva dependencia del mercado *spot*, que es un mercado volátil. La política estatal de California requería que los suministradores vendieran y que los compradores compraran en los mercados horarios. Pero, por su propia naturaleza, los mercados *spot* son casi siempre volátiles. Imagínese el caos y los altos precios, si el mercado para boletos aéreos estuviera limitado a la compra de su boleto en la puerta al momento de subir al avión. Una dependencia considerable de compras por adelantado, el contar con contratos a largo plazo y la utilización de otros instrumentos de cobertura tales como contratos a futuro y contratos a término son esenciales para

una buena estructura del mercado. Los reguladores deben insistir que este elemento de diseño del mercado esté incluido. Los compradores deben tener la oportunidad de armar un portafolio equilibrado de instrumentos de suministro.

B. Garantía de una capacidad adecuada de generación

Otro elemento de una buena estructura de mercado es una garantía *ex ante* de una capacidad adecuada de generación, incluyendo el requerimiento de un mar-

“...infundir una sensibilidad de la demanda en los mercados de electricidad requiere de dos condiciones: primero, un gran número de clientes deben tener la posibilidad de conocer los precios antes de consumir y, segundo, deben tener una capacidad razonable de ajustar el consumo para responder a esos precios”

gen de reserva. El diseño del mercado de California no exigía ninguna obligación de capacidad. Supuestamente se esperaba que la mano invisible del mercado asegurara que la capacidad apareciera cuando se la necesitaba. No obstante, en vista de que no se puede almacenar la electricidad, el depender únicamente de señales de mercado para tener capacidad de generación, podría significar fluctuaciones significativas en los

precios y en la disponibilidad de capacidad a medida que se ajustan el suministro y la demanda. El papel fundamental que desempeña la electricidad en el bienestar social y económico y en la seguridad pública de una sociedad plantea, sin embargo, que se deberían minimizar grandes fluctuaciones en disponibilidad y precios. Una manera de protegerse contra esas fluctuaciones es imponer un requerimiento de reserva *ex ante* para las entidades de despacho de carga que pueden satisfacerlo como les convenga. Es la práctica actual en el mercado ISO de Interconexión entre Pennsylvania, New Jersey y Maryland (PJM) y, en vista de la abundancia de las adiciones de capacidad de generación que se planifican allí, parece que los suministradores tienen confianza en ese diseño de mercado.

En los Estados Unidos, cada uno de los 50 estados es responsable de la aprobación de la ubicación de nuevas plantas de generación tomando en cuenta aspectos ambientales. Los estados deben situar las nuevas generadoras eléctricas necesarias en forma oportuna para que el suministro y la demanda mantengan un equilibrio razonable.

C. Estándares de interconexión uniformes

Los actores del mercado deben tener la capacidad de responder a señales de los precios. El aumento de suministro es una respuesta crítica que se debe facilitar en lo posible. Para eso, se necesitan estándares y procesos uniformes a través de los mercados para conectar nuevos generadores a la red. Los nuevos generadores deberían tomar sus decisiones de ubicación con base en la economía de mercado, no con base en las regiones que tienen el proceso de interconexión más fácil. En los Estados Unidos, debido a un mosaico de procesos y estándares de interconexión, los generadores que buscan una interconexión se enfrentan a obstáculos innecesarios. Se debe solucionar este problema y se debe modernizar drásticamente este proceso.

D. Manejo de la congestión

Los recientes eventos que han destacado tanto la confiabilidad como el valor de

las señales transmitidas por los precios, configuran un buen esquema para el manejo de la congestión basado en el mercado. Si bien la Comisión no exige ningún método específico para el manejo de la congestión, el modelo de fijación de precios marginales por ubicación (locational marginal pricing—LMP) es muy valioso. Al reconocer el costo incremental de generación de energía eléctrica en varios puntos de la red, el LMP transmite las señales correctas de precios para el uso óptimo de los recursos existentes de generación y transmisión y también alienta una localización eficiente de la futura expansión de generación y transmisión. En el PJM ISO se da el caso de un auténtico éxito mundial en la ejecución del LMP. Hay muy pocas quejas acerca de los mercados PJM y existen muchos nuevos proyectos de generación que están en la cola para participar en ese mercado. La metodología de congestión de PJM funciona bien. La FERC debería promover agresivamente esta metodología en todos los Estados Unidos.

E. Sensibilidad de la demanda

Hasta ahora, todos los elementos del diseño de mercado mencionados se han centrado en el lado de oferta del mercado. Pero los mercados también necesitan una sensibilidad de la demanda relacionada con los precios. En los mercados que funcionan bien, es un medio estándar para moderar los precios, pero que generalmente no se encuentra en los mercados eléctricos. Cuando los precios para los otros productos básicos suben, los consumidores usualmente responden disminuyendo las compras, lo que actúa como freno para las subidas de precios. Si el precio para un cogollo de col sube dramáticamente a US\$50, los consumidores simplemente no lo compran. Sin la capacidad por parte de los consumidores finales de electricidad para responder a los precios, no existe virtualmente ningún límite sobre el precio que los suministradores pueden obtener en condiciones de escasez. Los consumidores solamente ven la factura exorbitante después del hecho. Eso no asegura un buen funcionamiento del mercado.

El infundir una sensibilidad de la demanda en los mercados de electricidad re-

quiere de dos condiciones: primero, un gran número de clientes deben tener la posibilidad de conocer los precios antes de consumir y, segundo, deben tener una capacidad razonable de ajustar el consumo para responder a esos precios. Para asegurar la amplia vigencia de esas dos condiciones se requiere de una innovación técnica. Una respuesta modesta de la demanda, sin embargo, puede tener una diferencia significativa para moderar el precio cuando la curva de suministro está muy empinada.

Una vez que haya un grado importante de sensibilidad de la demanda en un mercado, los clientes deberían tener la opción de ofrecer reducciones de demanda, los denominados "negavattios", dentro de mercados organizados con los megavattios de los suministradores tradicionales. El principio es que la reducción de un MW en demanda tiene tanto valor como un aumento de un MW en oferta y por lo tanto se deben compensar de la misma manera. Esta oferta directa sería la manera más eficiente de incluir el lado de la demanda en el mercado. No importa cómo se logre, queda el hecho importante de que el diseño del mercado no puede simplemente hacer caso omiso de la mitad del mercado, constituido por la demanda, sin padecer dolorosas consecuencias, especialmente durante los períodos de escasez. No había virtualmente ninguna sensibilidad de la demanda en el mercado de California. Los clientes no tenían ninguna manera efectiva de reducir la demanda cuando subían los precios vertiginosamente.

F. Mitigación de precios ex ante

California nos ha mostrado que los mercados eléctricos pueden ser muy volátiles y que los precios se pueden incrementar por órdenes de magnitud en un abrir y cerrar de ojos. Debe haber algún mecanismo instalado para ayudar a prevenir, o al menos a mitigar, tales subidas de precios, especialmente aquellas que se deben a los ejercicios de poder del mercado. El tipo de mecanismo más común en algunos mercados estadounidenses es el de mitigar las ofertas a un precio de referencia predeterminado si existen ciertas condiciones. Esas condiciones pueden ser estructurales, como el poder de mercado por ubicación, o basadas en aumentos porcentuales de ofertas

comparados con un precio de referencia, que a menudo está basado en algún promedio de las ofertas pasadas. Pero es crítico que algún tipo de disyuntor esté previamente instalado. Este dispositivo evita casi completamente los procesos pesados que se necesitan para una mitigación de precios después del hecho y las devoluciones a los clientes, si fuera necesario. Vale destacar el hecho de que la FERC recientemente aprobó un dispositivo de mitigación como éste para el mercado ISO de New York.

Manejo de la red

Hay un elemento crítico adicional que se necesita para que un mercado eléctrico funcione bien; ese elemento es una red de transmisión confiable y administrada con eficiencia a la cual todos los actores pueden acceder de forma equitativa. La red es la carretera sobre la cual todo el comercio eléctrico debe viajar. En los Estados Unidos, sin embargo, los problemas de la forma como se organiza y administra la red están presentando obstáculos para un buen desempeño del mercado. La industria estadounidense en su mayoría ha quedado integrada verticalmente. Las empresas eléctricas que son propietarias de la red de transmisión también tienen sus propios intereses mercantiles en las instalaciones de generación que quieren salvaguardar. Como se mencionó anteriormente, esas empresas eléctricas tienen un conflicto de intereses para proporcionar el acceso a la red y existen constantes alegatos sobre el poder del mercado y las conductas discriminatorias contra los operadores de la red. Se necesita una clara separación entre la transmisión y la generación.

Un segundo problema es el carácter fragmentado del manejo de la red. La operación y planificación de la red estadounidense está fragmentada entre más de 100 operadores. Sin embargo, ahora se utiliza la red para apoyar grandes mercados regionales y tiene que ajustarse a un mayor número y complejidad de transacciones. La confiabilidad y eficiencia quedan afectadas por el manejo fragmentado de la red, lo que también obliga a que los mercados mayoristas de energía eléctrica se mantengan artificialmente pequeños, debido a que los comercializadores deben pagar tarifas múl-





“La Comisión debe intervenir agresivamente cuando los mercados no producen precios razonables. Esa es la ley del país en los Estados Unidos de Norteamérica”

tiples de transmisión para transportar energía eléctrica a través de sistemas que están en manos de corporaciones separadas. Esas tarifas múltiples hacen que la energía eléctrica sea demasiado costosa y que los negocios se vuelvan antieconómicos.

El actual manejo de la red en los Estados Unidos no es conveniente para un suministro adecuado y confiable de energía o para precios razonables al consumidor. La estrategia de la FERC para abordar estas deficiencias de la red son las Organizaciones Regionales de Transmisión (regional transmission organizations--

RTO). La meta de la Comisión es tener una RTO que funcione en cada región de los Estados Unidos en diciembre de 2001.

Una RTO es una administradora de red para una gran región geográfica, operada independientemente de los intereses mercantiles de generación, encargada de la confiabilidad a corto plazo, la planificación regional y el monitoreo de mercado. Las RTOs son absolutamente esenciales para el buen funcionamiento de los mercados eléctricos. Las RTOs eliminarán los incentivos conflictivos que ahora tienen las empresas integradas verticalmente para proporcionar acceso. Las RTOs modernizarán los estándares de interconexión y ayudarán a introducir la nueva generación eléctrica en el mercado. Y las RTOs asegurarán acceso a los mercados eléctricos regionales, mejorarán la fijación de los precios de transmisión, la planificación regional, el manejo de la congestión y producirán reglas del mercado uniformes para toda una región. Se comercializarán los recursos en el mercado que resulte más favorable para ellos. El comercio debe estar basado en auténticos principios económicos no en las idiosincrasias de diferentes reglas de mercado en toda la región.

Uno de los temas más críticos con respecto a las RTOs es su alcance y configuración. Para concretar sus múltiples beneficios potenciales, las RTOs deben mostrar un alcance realmente regional, de amplia cobertura y bien formado. Los mercados tienen un alcance regional. Se comprobó eso muy claramente el año pasado cuando los precios en toda la interconexión occidental de 11 estados subieron y bajaron de acuerdo con los eventos de California.

Desafortunadamente, las propuestas voluntarias de RTO realizadas en los Estados Unidos han estado fuera de contexto. Si bien la propuesta para la RTO del Oeste es un excelente inicio, las demás propuestas son, con mucho, demasiado pequeñas en su magnitud. Aunque esas organizaciones auguran facilitar el funcionamiento de los mercados y resolver los problemas operacionales entre ellas en un esfuerzo para ampliar los mercados, queda el hecho de que los límites entre las RTOs son un obstáculo innecesario en el camino del intercambio

comercial. Por lo tanto, mientras más grande la RTO, mejor.

En julio, la Comisión adoptó la meta de lograr cuatro RTOs en todos los Estados Unidos: una en el noreste, una en el sudeste, una en el centro oeste y una en el oeste. Este posible conjunto de RTOs consolidadas representa mejor las realidades del intercambio comercial que lo que han propuesto los propietarios de la transmisión. Un mejor intercambio y el mejoramiento de los medios de planificación y acceso ayudarán mucho a los Estados Unidos a satisfacer sus desafíos energéticos actuales con éxito. Pero la FERC debe emprender una pronta acción vigorosa y decidida si se quiere concretar todo el potencial de las RTOs. Tenemos que insistir en RTOs bien diseñadas.

Existe otro desafío adicional para asegurar las instalaciones del sistema que se necesitan para promover mercados eléctricos eficientes y confiables en los Estados Unidos. Se trata de transferir la autoridad para ubicar nuevas líneas de transmisión al nivel federal. La autoridad para ubicar los sitios está ahora fragmentada entre autoridades estatales y locales. Una red de transmisión adecuada es esencial para apoyar los mercados eléctricos regionales interestatales. Sin embargo, las nuevas instalaciones que se necesitan, a menudo, se encuentran bloqueadas o atrasadas debido a intereses locales pueblerinos. Ahora existen propuestas en el Congreso estadounidense para trasladar esa autoridad a nivel federal. Este cambio ayudaría a que se construyan las instalaciones de transmisión que se necesitan para los grandes mercados eléctricos interestatales.

Intervención regulatoria

Aún con nuestros mejores esfuerzos para instalar mercados eléctricos bien estructurados, puede haber momentos en que esos mercados no cumplan con su función. Cuando los mercados no funcionan, los reguladores deben mostrarse agresivos en su intervención para asegurar que se corrijan los defectos del mercado y que los consumidores aprovechen precios razonables. Después de todo, el propósito final de la apertura es beneficiar a los consumidores eléctricos.



En mercados liberalizados se debe abordar la tarea de asegurar precios razonables de manera muy diferente a la que se utilizaba en el antiguo régimen. Es mucho más difícil ahora. El carácter básico de nuestra tarea regulatoria está cambiando rápidamente de una revisión de precios basados en costos cobrados por vendedores individuales, a la tarea de asegurar buenos resultados en los mercados. Si nuestro enfoque está cambiando, nuestras herramientas analíticas deben corresponder a esa nueva responsabilidad y deben también tomar en cuenta las complejidades únicas de los mercados eléctricos. Se debe equilibrar simultáneamente la oferta y la demanda ya que las condiciones de mercado varían significativamente en intervalos de tiempo relativamente cortos y algunos aspectos de oferta solamente pueden provenir de generadores con ciertas características técnicas.

El desempeño del mercado está fuertemente afectado por esas características y debe medirse utilizando un análisis sofisticado. Aunque no podemos esperar que los mercados eléctricos alcancen el ideal de la competencia perfecta, el concepto de competencia funcional puede resultar útil para el análisis de mercado. Una competencia funcional ha sido definida como una competencia que lleva a un resultado razonable o aceptable socialmente en las circunstancias de una industria particular. Así, es un estándar pragmático que toma en cuenta las condiciones únicas de una industria. Se pueden considerar los siguientes puntos cuando se decide si un mercado es funcionalmente competitivo:

Primero, examinar la concentración de los oferentes, pero eso se debe definir con precisión considerando los precios de la energía, la capacidad de transmisión y los precios de transmisión, ya que

todos son factores que pueden afectar el alcance del comercio. También se debe tomar en cuenta la dimensión del tiempo de la oferta y demanda. Con eso, se quiere decir que hay que analizar segmentos horizontales de la curva de oferta a varios niveles de carga, tal como períodos pico, en el pico, fuera de pico y de valle, para medir la concentración de los oferentes. Pueden necesitarse enfoques aún más sofisticados para evaluar la concentración en los mercados eléctricos actuales.

Si bien la concentración es una estadística bastante útil, no debe limitarse el análisis del mercado eléctrico únicamente a temas de concentración de oferentes. Hay que determinar si las reglas del mercado están creando incentivos perversos u obstáculos a un comportamiento competitivo y eficiente por parte de los participantes en el mercado. Se tiene que ver si las reglas del mercado promueven los elementos de un mercado que funcione bien.

Los modelos para simulación computacional se han vuelto esenciales para determinar si los mercados son competitivos en términos funcionales. Dichos modelos pueden tomar en cuenta la interacción de la estructura del mercado, las reglas del mercado y otras condiciones tales como sensibilidad a la demanda, para calcular el comportamiento del oferente y cliente y el resultado sobre precios al consumidor.

Además de análisis sofisticados de mercado, los reguladores deben desarrollar claras normas de comportamiento aceptables para el mercado. No podemos esperar que los actores respeten reglas que no hayan sido difundidas. También tenemos que asegurar que los mercados estén adecuadamente monitoreados por organismos que son independientes de intereses mercantiles y que el tra-

bajo de monitoreo y vigilancia cuente con los datos correctos y los recursos humanos suficientes para llevar a cabo el trabajo. Y cuando los monitores indican que se está ejerciendo el poder del mercado, no debemos hacer caso omiso de sus reclamos para una interconexión.

De hecho, la Comisión debe intervenir agresivamente cuando los mercados no producen precios razonables. Esa es la ley del país en los Estados Unidos de Norteamérica. Los nuevos mercados eléctricos requieren mucha atención. Solo ahora están empezando a surgir después de casi un siglo de regulación monopólica. Además, las características únicas de la energía eléctrica hacen que los mercados eléctricos sean excepcionalmente vulnerables al poder del mercado y al potencial para subidas vertiginosas de los precios cuando se reduce la oferta. Miles de millones de dólares de los consumidores están en juego, por lo tanto debemos llevar a cabo investigaciones rigurosas y corregir los defectos del mercado. Tenemos que estar dispuestos a imponer un receso a los mercados que no funcionan bien. Todos los mercados de productos básicos más sofisticados del mundo tienen sus recesos para impedir que se derrumben los propios mercados.

Conclusión

Este último año, el mercado eléctrico de California ha sido penosamente aleccionador. Debemos poner atención a las múltiples lecciones que han surgido y aplicarlas a medida que avanzamos. Los consumidores de energía eléctrica insistirán en que la liberalización del mercado les beneficie. Sin dichos beneficios, simplemente no tiene ninguna razón de ser.

* El Señor William L. Massey, es Comisionado de la Comisión Federal de Regulación Energética de los Estados Unidos. Ha participado en todas las decisiones de reestructuración de las industrias de gas y electricidad de los Estados Unidos, en los últimos 8 años.

Tiene un doctorado en Jurisprudencia de la Escuela de Derecho de la Universidad de Arkansas. Ha desempeñado un papel clave en la evolución de la política energética de los Estados Unidos, particularmente con respecto a los mercados eléctricos. Su período actual como Comisionado se extiende hasta junio de 2003.

El texto de este artículo corresponde a la conferencia que el señor Massey presentó en el Seminario Internacional para Iniciar las Actividades de los Foros de OLADE (Quito, Ecuador – 9 al 11 de setiembre de 2001).

Energy Magazine



Year 25, number 4, October-November-December 2001

- *Quito hosts XXXII Meeting of Ministers of OLADE*
- *Address delivered by the President of Bolivia, Jorge Quiroga-Ramírez, to the General Assembly of the United Nations*
- *September 11, 2001 and the Future, Chakib Khelil, Minister of Energy and Mines of Algeria, President of OPEC*
- *Prospects for Natural Gas in South America, Pierre Thouin*
- *To Regulate or Desregulate: The U.S. Electricity Experience, William Massey, Commissioner of the U.S. Federal Energy Regulatory Commission*
- *OLADE Report: Natural Gas Markets and Potential in South America*
- *Business and Investment Opportunities in the Energy Sector*

To Regulate or Deregulate: the U.S. Electricity Experience

William Massey*

Introduction

Energy market reform is an important effort around the globe, and its success or failure could well have global impacts. So policy makers must give serious and reasoned consideration to this effort.

I do not think the issue is that starkly delineated, whether to regulate or deregulate. I think of the transition to market solutions for energy in terms of "liberalization" of regulatory oversight, not deregulation. Recent events in electricity markets in the United States, espe-

cially in California, have demonstrated that regulators still have a significant role to play in the transition to markets as a way to discipline price and provide good service. Regulators cannot simply walk away and expect markets to perform well.

The Federal Energy Regulatory Commission (FERC) has jurisdiction over the rates, terms, and conditions of transmission service and wholesale sales of electricity in the United States. The recent California experience has brought home three important lessons for regu-

lators. First, we need to be more insistent on good market design. Second, regional grid operation and planning in the hands of independent Regional Transmission Organizations is essential to good market operation. And, third, the regulators must have sharp regulatory intervention tools and use them quickly and decisively when markets are dysfunctional.

Before analyzing these three lessons, a little background on the FERC and the policy evolution toward market solutions for electricity have to be provided.

U.S. Regulatory Structure

The Federal Energy Regulatory Commission (FERC) is an independent regulatory agency of the U.S. government. Five Commissioners set policy and resolve disputes by majority vote.

For the natural gas industry, FERC regulates rates, terms and conditions of service for about 120 interstate natural gas pipelines. It also approves the siting and construction of pipeline facilities, including the environmental review. The gas commodity market is highly competitive and is not now regulated as to price.

For the electric industry, FERC has jurisdiction over wholesale bulk power sales by almost 1,000 sellers and over the high-voltage transmission wires of 174 utilities. However, unlike natural gas pipelines, FERC does not have the authority to approve the construction of electric transmission lines. This is a state matter. It also licenses over 1,700 hydroelectric facilities and regulates a number of oil pipelines.

In the United States, regulatory jurisdiction is split between the federal and state governments, and that makes it difficult—but not impossible—to develop a coherent and consistent regulatory policy. The FERC has jurisdiction over wholesale transactions and interstate transportation. Each of the 50 states has a regulatory commission with jurisdiction over local distribution and end-use transactions. Those transactions are not subject to FERC authority.

Electricity Policy Evolution

The road to restructuring electricity markets in the United States has been a bumpy one. Part of the difficulty is the very unique attributes of electricity and

the complexities that they pose for restructuring. And part of the difficulty is due to the split in regulatory jurisdiction between the FERC and the states, the splintered control of the high-voltage transmission grid, poorly designed grid management, and questionable market structure rules. As a result, the design of most U.S. electric markets is not ideal. The FERC is working to correct these problems and remains committed to a market-based approach.

The commitment to markets varies by jurisdiction. The FERC is committed to furthering competitive wholesale markets, which are essential for retail competition to work. About half of the 50 states have either started retail choice or are committed to it.

What motivated the move to electricity competition in the United States? There are two reasons. One was perceived poor performance by regulated utilities in the 1980s. The economic events of the late 1970s and 1980s left many utilities with excess high-priced generation capacity. The costs of this capacity were rolled into consumer rates. The second reason for moving to competition was the same factor that has driven many formerly monopoly industries to competition: technological change. Scale economies in generation dramatically declined during the 1980s, and the new smaller plants could be brought on line for about half the cost of many of the existing plants. In addition, improvements in transmission technology allowed power to be moved over greater distances at higher voltages. These two factors meant that the generation sector was no longer a natural monopoly: customers could reach out to competing generators for service. The larger industrial customers in particular brought political pressure on the state governments to allow customers to shop for cheap power.

The FERC adopted two policies in the 1990s to promote competition in wholesale markets. It allowed "market-based pricing" for generation sales. Freed from the confines of cost of service regulation, generation developers could keep the trade gains that superior performance allows. And in 1996, the FERC also required transmission owners to provide non-discriminatory access to the grid. The principal problem it was

“...Scale economies in generation dramatically declined during the 1980s, and the new smaller plants could be brought on line for about half the cost of many of the existing plants”

trying to remedy was that most of the industry was vertically integrated. Thus, the owners of the transmission grid had every incentive to prevent competing generators from using the grid to take away their sales.

So, in Order No. 888, adopted in 1996, all transmission owners were required to do the following. First, file a standard open-access transmission tariff. Second, provide transmission service separately from generation services, and require the utility's own generation sales to take service under the open access tariff just like all other grid users. This is known as "unbundling". And third, post all relevant transmission system information such as capacity available for service, and conduct all service requests, on an Internet-based electronic bulletin board that is available to everyone.

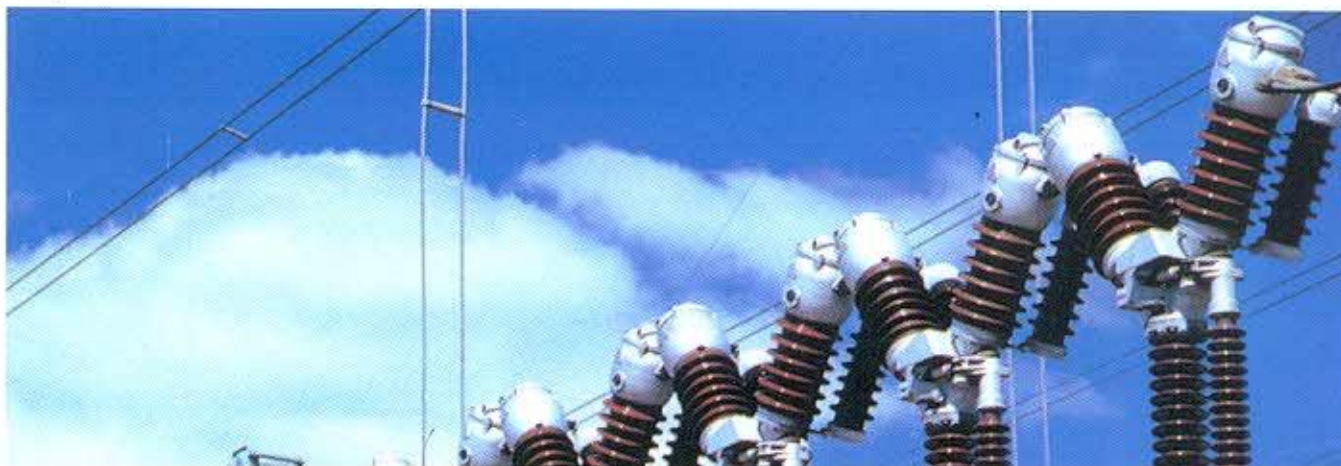
The thrust of our policy has been to lighten regulation of the supply, or commodity, sector of the industry but to tighten regulation of the wires sector to

- A number of states such as Pennsylvania and Massachusetts have moved to adopt retail choice programs.
- A number of utilities are divesting generation in their traditional service territories, primarily because of state restructuring programs. This is significant, although the bulk of the industry remains vertically integrated.
- Utility merger activity in the United States has dramatically increased, driven in large part by the restructuring of the natural gas and electric industries. Utilities are obviously attempting to bulk up, to purchase competitive assets, in an effort to meet the demands of

The current state of market reform in the United States can be summarized as a work in progress. We are still learning.

Market design lessons

One of the things that we have learned is that regulators must insist on a good market structure if we are to have reasonable prices. A well-functioning wholesale market is also needed for a well-functioning retail market. Over the last year in the United States, we have become painfully aware of what works and what does not in terms of market structure and design. The market meltdown in California has provided many of these lessons. Some of those



ensure open and efficient transportation services. Our open access policies provided the catalyst for sweeping changes in the U.S. electricity industry.

competition. Foreign companies are purchasing U.S. utilities, and natural gas pipelines are merging with electric utilities.

important elements of good market design are discussed below.

A. Appropriate hedging

- Users of the grid have multiplied exponentially as new generators and electric marketers such as Enron have entered the market.
- Non-utility generation owned by companies such as Calpine, Dynegy and Duke Energy has more than doubled in the last ten years, and has contributed over half of the new investments in generation. Virtually all of this will be fueled by natural gas.

- Regionalization of the power grid has occurred in some areas of the country. In California and the northeastern part of the United States, Independent System Operators (ISOs) are now charged with operating the regional grid in a nondiscriminatory manner.
- Wholesale markets in many regions have produced reasonable prices and appear to be well structured. PJM is a good example.

The California electricity market was defined by a state policy that promoted an over-reliance on the volatile spot market. California state policy required suppliers to sell, and purchasers to buy, on the hourly markets. Yet, spot markets are almost by nature volatile. Imagine the chaos and high prices if the market for airline tickets was limited to purchasing your ticket at the gate as you board the plane. Substantial reliance on purchasing in advance, relying on long-term contracts, and using other hedging

instruments such as futures and forward contracts are key to good market structure. Regulators must insist that this market design element is in place. Purchasers must have the opportunity to assemble a balanced portfolio of supply instruments.

B. Assurance of adequate generating capacity

Another element of good market structure is an ex ante assurance of adequate generating capacity, including a reserve margin requirement. The California market design did not call for any capacity obligations. Presumably, it was expected that the invisible hand of the market would ensure that capacity would show up when needed. Yet, given that electricity cannot be stored, relying solely on market signals for

capacity could mean significant fluctuations of price and capacity availability as supply and demand adjust. The fundamental role that electricity plays in the social, economic, health and public safety of society, however, argues that substantial fluctuations in availability and price should be minimized. One way of guarding against these fluctuations is to place an ex ante reserve requirement on the load-serving entities that they could meet however they see fit. This is the current practice in the Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection ISO market, PJM, and given the abundance of generation capacity additions planned there, suppliers seem to have confidence in that market design.

In the United States, each of the 50 states is responsible for the environmental siting approval of new generation. States must site necessary new generation in a timely manner, so that supply and demand stay in reasonable equilibrium.

C. Uniform interconnection standards

Market players must be able to respond to price signals, and increasing supply is a critical response that must be made as easy as possible. For that, uniform standards and processes across markets for connecting new generators to the grid are needed. New generators should make their location decisions based on market economics, not on which regions have the easiest interconnection process. In the United States, because of a patchwork of interconnection processes and standards, generators wanting interconnection face unnecessary obstacles. This problem must be solved, and the process must be sharply streamlined.

D. Congestion management

Recent events have also driven home both the reliability and price signal value of a good market-based congestion

management regime. While the Commission does not require a specific congestion management method, the locational marginal pricing, or LMP, model is very valuable. By recognizing the incremental cost of generating power at various points on the grid, LMP sends the correct price signals needed for optimal use of existing generation and transmission resources and also encourages efficient siting of future generation and transmission expansion. We have a real-world success story of LMP implementation in the PJM ISO. There have been very few complaints about the PJM markets, and there are many new generation projects queued up to participate in that market. The PJM congestion methodology works. The FERC should aggressively promote this methodology across the United States.

E. Demand responsiveness

So far, all of the market design elements that were mentioned have focused on the supply side of the market. But markets also need demand responsiveness to price. This is a standard means of moderating prices in well-functioning markets, but it is generally absent from electricity markets. When prices for other commodities get high, consumers can usually respond by buying less, thereby acting as a brake on price run-ups. If the price, say, for a head of cabbage spikes to \$50, consumers simply do not purchase it. Without the ability of end-use electricity consumers to respond to price, there is virtually no limit on the price suppliers can fetch in shortage conditions. Consumers see the exorbitant bill only after the fact. This does not make for a well-functioning market.

Instilling demand responsiveness into electricity markets requires two conditions: first, significant numbers of customers must be able to see prices before they consume, and second, they

“...Instilling demand responsiveness into electricity markets requires two conditions: first, significant numbers of customers must be able to see prices before they consume, and second, they must have reasonable means to adjust consumption in response to those prices”

must have reasonable means to adjust consumption in response to those prices. Accomplishing both of these on a widespread scale will require technical innovation. A modest demand response, however, can make a significant difference in moderating price where the supply curve is steep.

And once there is a significant degree of demand responsiveness in a market, customers should be allowed to bid demand reductions, or so-called "negawatts," into organized markets along with the megawatts of the traditional suppliers. The principle here is that a one-MW reduction in demand is as valuable as a one-MW increase in supply, and should be compensated accordingly. This direct bidding would be the most efficient way to include the demand side in the market. But however it is accomplished, the important point is that market design simply cannot ignore the demand half of the market without suffering painful consequences, especially during shortage periods. There was virtually no demand responsiveness in the California market. Customers had no effective means to reduce demand when prices soared.

F. Ex ante price mitigation

California has shown us that electricity markets can be very volatile and prices can increase by orders of magnitude in the blink of an eye. There must be some mechanism in place to help prevent, or at least mitigate, such a price run-up especially those due to market power exercises. The most common type of mechanism in some U.S. markets is for bids to be mitigated to some pre-defined reference price if certain conditions exist. Those conditions can be structural, such as locational market power, or based on percentage increases in bids compared to a reference price, which is often based upon some average of past bids. But it is critical that some type of circuit breaker

be in place before the fact. Such a device avoids almost completely unwieldy processes needed for after-the-fact price mitigation and refunds to customers, if necessary. I might point out that the Agency recently approved a mitigation device like this for the New York ISO market.

Grid management

There is one additional critical element needed for a well-functioning electricity market, and that is a reliable, efficiently managed transmission grid to which all players can gain access on a fair basis. The grid is the highway over which all electricity commerce must travel. Yet, in the United States, problems in the way the grid is organized and managed are presenting major impediments to good market performance. The U.S. industry remains mostly vertically integrated. The utilities that own the transmission grid also have their own merchant interests in generation facilities that they want to protect. As was mentioned earlier, those utilities have a conflict of interest in providing access to the grid, and there are constant allegations of market power and discriminatory conduct against those grid operators. A sharp separation of transmission from generation is necessary.

A second problem is the fractured nature of grid management. The operation and planning of the U.S. grid is splintered among well over a hundred operators. Yet, the grid is now being used to support broad regional markets and must accommodate an increase in the number and complexity of transactions. Reliability and efficiency suffer due to this fractured grid management, which also keeps wholesale power markets artificially small because traders must pay multiple transmission rates to move power over systems owned by separate corporations. These multiple rates make the





“The Commission must aggressively intervene when the markets are not producing reasonable prices. That is the law of the land in the United States”

power too expensive and deals become uneconomic.

The current grid management in the United States is not conducive to an adequate reliable supply of energy or to reasonable consumer prices. The FERC's strategy for addressing these grid inadequacies is Regional Transmission Organizations, or RTOs. The Commission's goal is to have a functioning RTO in every region of the United States by December 15 of this year.

An RTO is a grid manager for a large geographic region, operated independently of merchant generation interests, responsible for short-term reliability, regional planning and market monitoring. RTOs are absolutely essential for the smooth functioning of electricity markets. RTOs will eliminate the conflicting incentives vertically integrated firms now have in providing access. RTOs will streamline interconnection standards and help get new generation into the market. And RTOs will ensure access to regional power markets, improve transmission pricing, regional planning, and congestion management, and will produce consistent market rules across a region. Resources will trade into the market that is most favorable to them. Trade should be based on true economics, not the idiosyncrasies of differing market rules across the region.

One of the most critical RTO issues is scope and configuration. To realize their many potential benefits, RTOs must be truly regional in scope—large and well-shaped. Markets are regional in scope. This has been well demonstrated over the last year as prices over the entire 11 state Western Interconnection rose and fell with events in California.

Unfortunately, the voluntary RTO proposals made in the United States have been off the mark. While the proposal for RTO West is an excellent start, the remaining proposals are far too small in scope. Although these organizations promise to smooth the markets and operational seams between them in an effort to expand the markets, the fact remains that boundaries among RTOs are an unnecessary bump in the trading road. Thus, the larger the RTO the better.

In July, the Commission adopted as its goal four RTOs across the United States: one in the Northeast, one in the Southeast, one in the Midwest, and one in the West. This set of possible consolidated

RTOs better represents trading realities than what has been proposed by the transmission owners. Better trading, and the improved means of planning and access, will greatly help the United States meet its current energy challenges successfully. But the FERC must take bold and decisive action soon if it is to realize the full RTO potential. We must insist upon well-designed RTOs.

There is one additional challenge to ensuring the grid facilities needed to support efficient and reliable electricity markets in the United States, and that is transferring the authority to site new transmission lines to the federal level. Siting authority is now splintered among many state and local authorities. An adequate transmission grid is essential to supporting the regional, interstate electricity markets, yet needed new facilities are often blocked or delayed due to parochial local interests. There are now proposals in the U.S. Congress to move transmission siting authority to the federal level. This change would make it much more likely that the transmission facilities necessary for large interstate power markets are actually built.

Regulatory intervention

Even with our best efforts to put in place well-structured electricity markets, there may be times when those markets fail to do their job. When markets fail, regulators must be aggressive in stepping in to ensure that market flaws are corrected and that consumers see reasonable prices. After all, the whole point of liberalization is to benefit electricity consumers.

The task of ensuring reasonable prices must be addressed far differently in liberalized markets than under the old regime. It is much harder now. The basic nature of our regulatory task is quickly moving from reviewing cost-based prices charged by individual



sellers to ensuring good performance by markets. Our focus is shifting, and our analytical tools must track this new responsibility. Our tools must also account for the unique complexities of electricity markets. Supply and demand must be balanced simultaneously, market conditions vary significantly over relatively short time intervals, and some aspects of supply can come only from generators with certain technical characteristics.

Market performance is heavily affected by these characteristics and must be measured using a sophisticated analysis. While we surely cannot expect electricity markets to attain the ideal of perfect competition, I believe that the concept of workable competition might prove useful to market analysis. Workable competition has been defined as competition that leads to a reasonable or socially acceptable performance in the circumstances of a particular industry. Thus, it is a pragmatic standard that takes into account the unique conditions of an industry. The kinds of things that might be appropriate to consider in deciding whether a market is workably competitive are indicated below.

First, one has to look at supplier concentration, but this must be defined accurately by considering energy prices, transmission capacity and transmission prices, all factors that can affect the scope of trade. We must also take account of the time dimension of supply and demand. By that, I mean analyzing horizontal slices of the supply curve at various load levels—such as peak, super

peak, off peak and shoulder periods—to measure supplier concentration. Even more sophisticated approaches may be needed for assessing concentration in today's electricity markets.

While concentration is a very useful statistic, market power analysis should not be limited merely to supplier concentration issues. We should also determine if market rules create any perverse incentives or obstacles to competitive and efficient behavior by market participants. It has to be seen if the rules in the market promote the elements of a well-functioning market.

Computer simulation modeling is becoming essential to determining if markets are workably competitive. Such models can take into account the interaction of market structure, market rules and other markets conditions such as demand responsiveness, to estimate supplier and customer behavior and the result on consumer prices.

In addition to sophisticated market analyses, regulators need to develop clear standards of acceptable market behavior. We cannot expect players to follow rules that have not been posted. We must also ensure that markets are adequately monitored by entities that are independent of merchant interests, and that the monitoring and policing task is equipped with the right data, and with sufficient manpower, to do the job. And when market monitors tell us that market power is being exercised, we must not ignore their pleas for interconnection.

Indeed, the Commission must aggressively intervene when the markets are not producing reasonable prices. That is the law of the land in the United States. New electricity markets need a lot of attention. They are just emerging from almost a century of monopoly regulation. Moreover, the unique characteristics of electricity make the markets exceptionally vulnerable to market power and to the potential for breathtaking price run-ups when supply is short. Billions of consumer dollars are at stake, so we must conduct tough-minded investigations and correct market flaws. We have to be willing to impose a time-out on markets that are not functioning. All of the world's most sophisticated commodity markets have time-outs to prohibit market meltdowns.

Conclusion

The past year in the California electricity market has indeed been painfully instructive. We must heed the many lessons learned and apply them going forward. Electricity consumers will insist that market liberalization benefit them. Without such benefits, there is simply no point to it.

* William L. Massey is Commissioner of the U.S. Federal Energy Regulatory Commission (FERC). Over the last eight years, he has participated in all the decision making for restructuring the gas and electric power industries in the United States.

He earned a doctorate in law from the Law School of the University of Arkansas. He has played a key role in the evolution of U.S. energy policy, especially with respect to electric power markets. His current term as Commissioner extends to June 2003.

The text of this article is drawn from the lecture delivered by Mr. Massey at the International Seminar to Start Up OLADE's Forums (Quito, Ecuador, September 9-11, 2001).