

Revista Energética

Olade
ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA
DE ENERGÍA

Año 25, número 3, julio-agosto-setiembre 2001

Foros de OLADE iniciaron actividades



- Argelia: Primer País Participante en OLADE
- Reflexiones sobre el proceso de reformas del sector energético en América Latina y el Caribe
Sebastián Bernstein, Consultor Internacional
- El desarrollo del sector energético en Cuba
José González Frances, Viceministro del Ministerio de Economía y Planificación de Cuba
- California: la experiencia de la desregulación modelo de un fracaso en la gestión
Robert A. Laurie, Comisionado de la Comisión de Energía de California
- América Central: eficiencia energética pilar fundamental para el desarrollo del sector eléctrico
- Oportunidades de negocios e inversión en el sector energético

*Reflexiones sobre el proceso de reformas del sector energético en América Latina y el Caribe**



Sebastián Bernstein
Consultor Internacional

retiro total o parcial del Estado de las actividades empresariales.

En el fondo, las reformas se basan en la confianza de que el cubrimiento de la demanda puede ser logrado más eficientemente y en forma automática en un ambiente de mercado y de participación privada.

Origen de la reforma. Conviene observar, en primer lugar, que la reforma se llevó a cabo en los países que ya habían liberalizado o estaban en el proceso de liberalizar y abrir su economía al exterior. En efecto, no es posible un cambio de política energética si no ocurre lo mismo en el ámbito macroeconómico. ¿Qué dio origen a los cambios en el campo de la energía? Fundamentalmente:

- En la mayor parte de los países, la reforma fue la herramienta primaria para subsanar la ineficiente y crítica

situación financiera de las empresas, principalmente las eléctricas, pero también algunas petroleras (Argentina). Esta crítica situación fue el resultado final de la presencia del Estado como propietario, regulador y gestor de las empresas, del uso de las empresas con objetivos políticos o bien con objetivos de desarrollo social, que terminaron siendo contrarios a sus objetivos básicos como empresas. Tal situación se dio, entre otros, en países como Argentina, Perú, Colombia y República Dominicana.

- En otros países, la reforma fue más "ideológica" ya que si bien la situación financiera de las empresas es-

* Conferencia presentada en el Seminario Internacional para Iniciar las Actividades de los Foros de OLADE. El Ingeniero Sebastián Bernstein fue Director Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía de Chile de 1984 a 1990 y participó en los procesos de reforma y privatización del sector eléctrico y desregulación del petróleo y gas en Chile.

- Las conferencias de los señores William Massey y Pierre Thouin se publicarán en la próxima edición de la Revista Energética

¿Qué es lo que caracteriza a las reformas emprendidas en América Latina y el Caribe en materia de electricidad, petróleo y gas, carbón y otras formas de energía?

Fundamentalmente la sustitución de la planificación central y los monopolios estatales por el funcionamiento de mercados competitivos, la regulación eficiente de los segmentos monopólicos y la apertura al capital privado, con el

tatales era razonablemente buena, se reconocía que un mercado competitivo siempre sería un mejor asignador de recursos que una regulación central y que la descentralización permitiría alcanzar mejores niveles de eficiencia que la pretensión de regular monopolios nacionales.

- Por otra parte, se deseaba que el Estado jugara un rol *subsidiario* en la economía, porque se consideraba que su participación activa, sobre todo en monopolios estatales, podría poner en riesgo el buen desarrollo de la industria. La sustitución de capital estatal por privado se convertía así en un objetivo.

Esta situación se dio en países como Chile, a principios de la década de los ochenta, y en El Salvador, a principios de los noventa.

¿Qué queremos decir con subsidiariedad del Estado? Que el Estado no debe ejecutar las actividades que los individuos y organizaciones intermedias –empresas, colectividades locales– pueden cumplir por sí mismos. En el ámbito económico, significa que el Estado no debe incursionar en actividades que el sector privado puede emprender. Significa también que el Estado debe preocuparse de que los sectores más desposeídos accedan a bienes y servicios tales como vivienda, educación, salud, etc.

¿Quiénes promovieron la reforma? Los líderes de la reforma fueron las autoridades económicas, normalmente Ministros de Hacienda o de Economía, a veces de Minería y Energía o bien sus representantes directos, con el pleno respaldo del Poder Ejecutivo. Estas autoridades buscaban resolver urgentemente los problemas económicos y financieros de las empresas del sector y si, por lo general, no conocían el detalle del funcionamiento de la industria, intuían la existencia de instrumentos que permitieran desintegrar los monopolios y establecer mecanismos de

mercado en determinados segmentos de la industria.

A partir de principios de la década de los noventa, el Banco Mundial y el BID empezaron a jugar un papel destacado en el impulso de las reformas, al darse cuenta que su política tradicional de promover préstamos a los monopolios estatales, condicionándolos a resultados en término de sus tasas de rentabilidad, no estaba dando resultados. Así préstamos como los de Ajuste Estructural establecieron como condición la ejecución de reformas para promover mercados libres, participación privada y regulación eficiente de las actividades monopólicas.

¿Qué dificultades enfrentó el proceso de reforma?

Petróleo: En el sector petróleo el proceso de la reforma fue y seguirá siendo sencillo en el plano técnico-económico. En efecto, se trata de una industria en la que casi siempre hubo participación privada (las grandes petroleras mundiales) y en la que tanto el petróleo crudo como sus derivados son productos negociables. Esto permite descentralizar fácilmente esta industria y dejar que juegue la libre competencia tanto en la producción como en refinación e importación y distribución. Los precios pueden ser determinados eficientemente por el libre mercado, teniendo como referencia la paridad de importación o de exportación de estos productos. La descentralización y la participación privada puede, por consiguiente, realizarse en todos los planos, con mayores posibilidades para las grandes empresas petroleras mundiales.

Sin embargo, la reforma en el sector petróleo presentó –y sigue presentando– dificultades en el plano político-institucional. Así, en muchos países pequeños, la existencia de una o dos refinerías pertenecientes a grandes petroleras, que operan bajo régimen de exclusividad de suministro y con contratos de precios que les garantizan un margen, impiden la competencia abierta con importaciones de derivados. Esto lleva muchas veces a que los precios terminen siendo fijados por las autoridades. Tal era el caso en la mayoría de los países de América Central y el Caribe, aunque la presión de la apertura de la economía ha llevado en años recientes a varios de ellos a liberalizar totalmente el mercado de los derivados de petróleo.

Por otra parte, en países donde los precios internos estuvieron subsidiados respecto de su verdadero valor económico, las autoridades políticas evitaron liberalizar los precios y privatizar las empresas estatales del área. Tal situación se dio principalmente en los países exportadores de petróleo en la región, tales como México, Ecuador y Venezuela. Esta situación ha ido revirtiéndose en los últimos años.



Hay países como Chile, donde los mercados de crudo y derivados se han liberalizado, pero en los que la empresa estatal tiene una gravitación enorme, principalmente en la refinación y suministro mayorista. Esto hace que si bien las refinerías estatales aplican precios de paridad, es decir eficientes, para competir con importaciones eventuales, en la práctica mantengan una presencia que inhibe competir a terceros. La privatización de las refinerías en Chile, aún parcial, ha tenido una fuerte oposición de los ejecutivos y trabajadores estatales y se ha convertido en un problema de carácter político.

Finalmente hay un grupo de países, entre ellos Argentina, donde la liberalización del mercado y la privatización se llevó a cabo hasta la última etapa. Es así como se privatizó YPF y posteriormente tomó su control Repsol.

Electricidad: Como se sabe, el elemento central de la reforma de la industria eléctrica es la desintegración vertical y horizontal de los monopolios estatales eléctricos, separando empresarialmente las actividades de generación, transmisión y distribución, y el establecimiento de un mercado competitivo libre en generación. Se contempla el libre acceso al sistema de transmisión y distribución para el suministro a grandes usuarios finales. Los precios de transmisión y de distribución son regulados de acuerdo al concepto de mercado subrogado, vale decir de simulación de los precios que existirían si hubiera libre competencia en la provisión de estos servicios. En etapas posteriores se privatiza todo o parte de las empresas.

El primer esquema de este tipo fue implementado en Chile entre 1982 y 1985, seguido por Argentina y Perú en 1992, y luego por un gran número de países

de América Latina, entre los años 1994 y 1998.

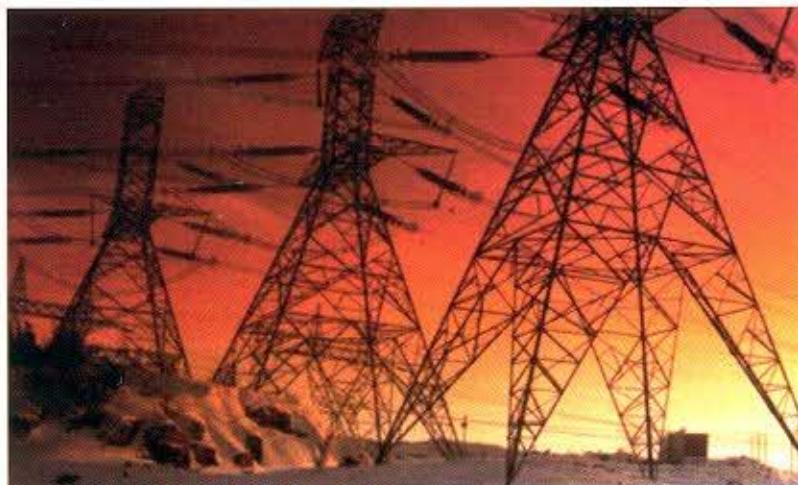
En general, la resistencia a las reformas en la industria eléctrica provino de 4 frentes:

- Oposición de los trabajadores a desintegar el monopolio estatal y temor a perder su fuente laboral cuando el control fuere tomado por las empresas privadas.
- Resistencia a sincerar los precios, incluidas las tarifas reguladas.
- Oposición política a la privatización de empresas estatales.
- Temor a que las empresas privadas, sobre todo generadoras, no se expandan, lo que se traduce en la idea

de mantener la presencia del Estado en la industria.

Gas Natural: Por ser el gas natural un energético que tuvo un desarrollo explosivo desde inicios de la década de los noventa (la excepción constituye Argentina), la progresiva liberalización de los mercados no fue traumática como sí lo fue la reforma en el sector eléctrico, que afectó empresas con muchos años de historia.

En los países en que este recurso es abundante el mercado de gas natural se ha caracterizado por su producción descentralizada, generalmente a través de contratos de exploración y explotación con empresas petroleras privadas.



de mantener la presencia del Estado en la industria.

La aplicación de la reforma requiere un compromiso total del Poder Ejecutivo y las aprobaciones por el Parlamento de la legislación que corresponda.

Aún cuando se supone que el mercado resuelve todos los problemas de funcionamiento y desarrollo de la generación, la reforma exige que las regulaciones a aplicarse, principalmente respecto a las condiciones de suministro a distribuidores, operación del mercado spot y obligaciones de pago entre agentes de dicho mercado, deben estar muy bien diseñadas. Más adelante veremos que no siempre se ha resuelto bien es-

te problema y el tipo de situaciones enfrentadas.

Si bien ha habido importantes avances en la liberalización de los precios del gas, subsisten en algunos países regulaciones directas o indirectas sobre ellos. Así, en algunos casos el precio final a consumidores medianos y pequeños está regulado, lo que lleva a un precio "net-back" en boca de pozo que queda acotado, según los costos de transporte desde el yacimiento al centro de consumo.

En otros países se ha establecido un precio máximo para los yacimientos existentes, hasta una fecha determinada, y precios libres para los nuevos yacimientos que se descubran. En el caso de los países que cuentan con importantes excedentes de producción respecto de su demanda interna y externa, los precios resultan difíciles de prever: así por ejemplo, las exportaciones de Bolivia a Brasil se valorizan por el net-back de sustitución de fuel-oil en São Paulo; por su parte los volúmenes no exportables, en la medida que son significativos, tienden a precios inferiores a los del combustible que pueden sustituir. De materializar-

se exportaciones a través de una planta de LNG, el precio del gas usado se establecerá probablemente a partir del precio del gas en la costa oeste de Estados Unidos.

El transporte de gas está regulado en algunos países y desregulado en otros, tanto en lo que hace al acceso a los gasoductos existentes como a los cargos de transporte. En el Perú los consumidores eléctricos subsidian, a través del cargo por capacidad, aquella parte de los costos de transporte de gas que no queda cubierta por la tarifa regulada para ese servicio.

Por su parte, la distribución de gas natural tiene normalmente precios regulados, salvo en el caso de Chile, donde las diversas etapas de importación, transporte y distribución están desreguladas. El concepto subyacente es que no hay evidencias de rentas monopólicas en la distribución debido a la existencia de sustitutos tales como gas licuado, kerosene, diesel y fuel-oil y leña.

Matices respecto a los marcos regulatorios e institucionales vigentes en la región

En la mayor parte de los países de América Latina y el Caribe, el mercado de petróleo crudo y derivados está desregulado o está tiendiendo a su desregulación. El sistema de precios es entonces muy simple: ellos tienden a su paridad de importación, en el caso de los países importadores, o a su paridad de exportación, en el caso de los países exportadores. No aparecen aquí matices significativos entre países. Si los hay en cuanto a la existencia o no de empresas estatales, en cuanto a la efectiva libertad de los agentes para importar combustibles y en cuanto a la aplicación de impuestos a determinados productos, con objeto de incrementar el presupuesto fiscal. Tal es el caso de las gasolinas, normalmente afectadas por elevadísimas tasas de impuesto específico.

Como se señaló, el precio mayorista del gas natural tiende a precios libres pero en diversos países está sujeto a regulaciones indirectas. Los cargos de transporte están a veces sujetos a regulación y en otros casos derivan de procesos libres de Open Season. En materia de distribución de gas natural, los cargos están normalmente regulados sobre la base de costos eficientes, con la excepción de Chile.

“...En la mayor parte de los países de América Latina y el Caribe, el mercado de petróleo crudo y derivados está desregulado o está tiendiendo a su desregulación. El sistema de precios es entonces muy simple: ellos tienden a su paridad de importación, en el caso de los países importadores, o a su paridad de exportación, en el caso de los países exportadores”

Es en el sector eléctrico, por tratarse de un bien no negociable donde aparecen matices más o menos importantes entre los países que han reformado la industria. Podríamos señalar en primera aproximación los siguientes puntos esenciales.

En generación:

- Precios spot basados en costos marginales versus precios ofrecidos (bolsa).

- Componente explícito de capacidad versus inexistencia de este componente.
- Pass-through del precio de compra de distribuidores a sus clientes finales versus tarifa al público basada en un precio de compra referencial.
- Manejo en condiciones de falla: compensaciones.
- Operación de interconexiones.

En transmisión:

- Los países aplican diversos conceptos, pero todos concuerdan con el uso compartido del sistema de transmisión. Las diferencias no son muy relevantes por la incidencia de la transmisión en los precios finales al consumidor.

En distribución:

- Nivel de desarrollo de la competencia en el desarrollo del suministro al detalle (consumidores finales que no están sujetos a regulación de precios y que pueden elegir su suministrador).
- Forma de regular el cargo de distribución: sobre la base de anualidad del Valor Nuevo de Reposición + costo de operación y mantenimiento versus rentabilidad sobre activo depreciado.

Nos centraremos en los aspectos que conciernen a la generación, por cuanto son los más críticos en una industria que debe duplicar su capacidad cada 9 a 14 años. Adicionalmente, los precios de generación inciden en un 70% en los precios a grandes consumidores, y en un 40-50% a consumidores finales.

Precios spot basados en costos marginales versus precios ofrecidos en bolsa

Como se sabe, los precios spot se aplican cada hora a las diferencias entre la producción de un generador y sus contratos para esa hora. Si su producción excede la energía suministrada en con-

tratos, vende el excedente al mercado spot, y compra el faltante si la situación contraria ocurre.

En principio, los generadores compiten por contratos, libremente establecidos, y son los contratos los que impulsan el desarrollo de la generación. Por el hecho de mirar el largo plazo, este tipo de competencia puede desarrollarse, incluso con un número reducido de empresas generadoras.

Sin embargo, en países de tamaño medio o pequeño, los nuevos generadores no logran contratar toda su capacidad sino hasta varios años después. Ello hace que deban operar como planta mercante, vendiendo toda su producción al spot. Para ellos, el buen funcionamiento de ese mercado es una necesidad, tanto desde el punto de vista económico como del financiamiento. Si el número de empresas generadoras es reducido, lo que ocurre en buena parte de los países, el mercado spot puede ser manipulado ya que se basa en ofertas.

Adicionalmente, el precio spot basado en ofertas puede alcanzar valores muy elevados, motivando incertidumbre para los agentes que resultan comprado-

res en dicho mercado. Ello puede llevar a que no se materialicen los pagos.

Entonces la conclusión es que en sistemas con número reducido de productores conviene tener precios spot basados en costos marginales, con alguna flexibilidad. En países de mayor tamaño que cuentan con un elevado número de generadores, como Colombia y Argentina, un mercado spot basado en ofertas puede operar perfectamente.

¿Componente de capacidad?

El componente de capacidad, expresado como un precio por kW de potencia garantizada, puede ser visto como "un seguro" por disponibilidad garantizada de energía cuando el sistema eléctrico lo requiere. Todas las unidades generadoras tienen algún nivel de disponibilidad garantizada o "firme", y el pago por este concepto se efectúa independientemente del despacho real de las unidades.

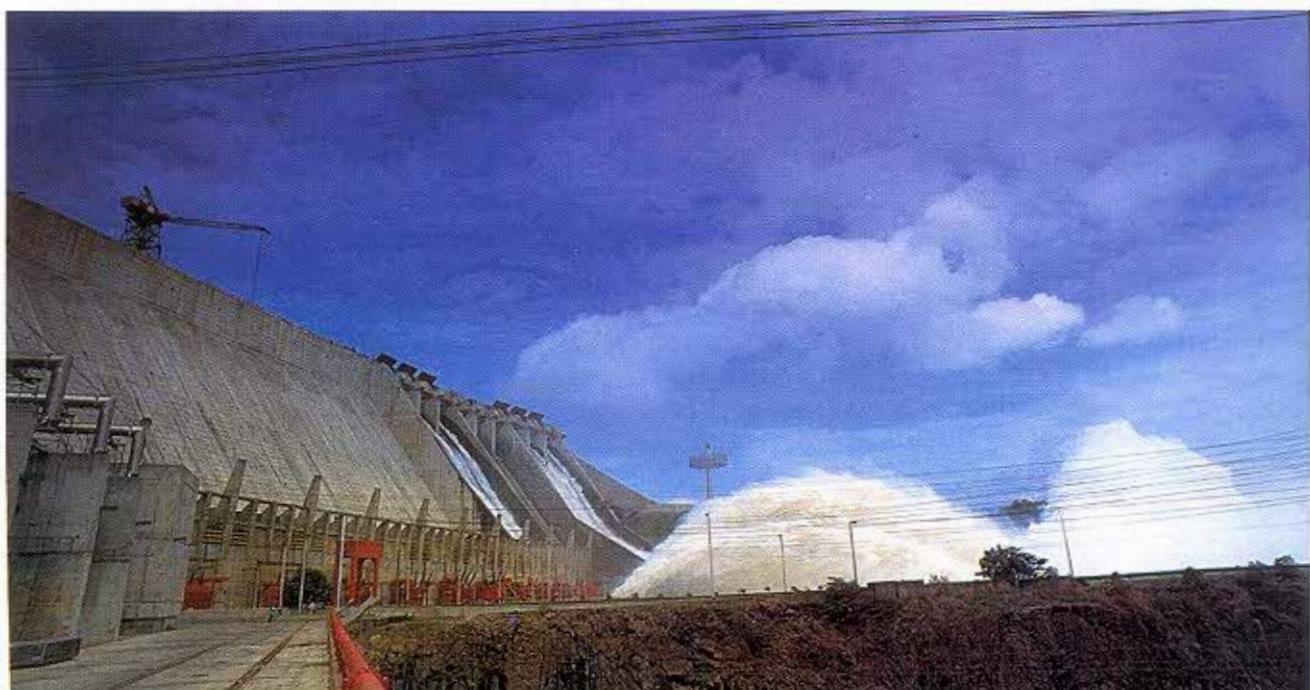
Este esquema tiene la ventaja de sustentar la existencia de unidades de reserva, aunque ellas no estén contratadas.

Si no hay pagos por capacidad, las unidades de reserva que no están contratadas sólo perciben remuneración en las raras ocasiones en que son despachadas. La única forma de remunerarse es entonces ofertando en el spot precios muy altos, en las escasas oportunidades en que son convocadas. Ello puede originar precios altísimos, como se vio en la reciente crisis de California, donde en algunas horas el precio spot alcanzó 120 veces el precio "normal" de la electricidad. Generalmente estas situaciones llevan a crisis de pago y a que el mercado spot deje de funcionar.

La existencia de pagos de capacidad a la potencia firme de las unidades generadoras evita situaciones de inestabilidad de precios spot y provee señales potentes para la instalación de unidades de reserva cuando son útiles para la seguridad del sistema eléctrico.

Pass-through de los precios de suministro a distribuidores versus precios de referencia

La tendencia actual es que los precios de venta de generadores a distribuidores se establezcan a través de licitaciones de suministro, y que los precios



obtenidos sean trasladados a los pequeños usuarios regulados.

Sin embargo en algunos países como Perú, Bolivia, Chile y Ecuador, el precio de traslado es un precio de referencia basado en una proyección de precios spot. Este precio puede resultar inaceptable para los generadores debido a su nivel absoluto y a su volatilidad. En estas condiciones no habrá contratos de suministro y los distribuidores deberán comprar en el spot, lo que implica un riesgo pues podrían quedar comprando energía en bloque a precios muy altos, para luego vender a un precio inferior. Esto puede llevar a una parálisis del sistema. En Perú y Chile la probabilidad de ocurrencia de eventos de esta naturaleza es baja, debido a que la proyección de precios spot debe ajustarse en torno a los precios libres. Pero aún así, en este momento tal situación se está produciendo en Chile.

La solución para todos estos países iría por el camino de eliminar totalmente los precios de referencia.

¿Cómo ha funcionado la reforma?

En materia de **petróleo y derivados**, la liberalización de los mercados ha funcionado perfectamente. Mas bien la pregunta debería formularse al revés: ¿por qué no habría de funcionar eficientemente una industria en la que los demandantes están dispuestos a pagar el costo económico de los combustibles que requieren y en la que siempre es posible importar tales productos a su valor de mercado? Sólo podría concebirse problemas de funcionamiento en caso de boicot de suministro o de incapacidad transitoria de instalaciones (por ejemplo de desembarque y almacenamiento, que pueden solucionarse en plazos cortos).

Precisamente por la importancia que el petróleo y sus derivados tienen en la matriz energética de la región (60% de acuerdo a OLADE) y por su tasa de crecimiento que implica duplicar la demanda cada 12-15 años, es muy im-

portante enfatizar la liberalización de este mercado.

En cuanto al **gas natural**, el crecimiento explosivo de este energético en el área y su comercialización a través de las fronteras se ha impulsado, principalmente, por la liberalización y privatización de la industria eléctrica y por sus atributos de combustible limpio. La velocidad de penetración del gas en electricidad se ha producido por la introducción de ciclos combinados de bajo costo de instalación y de elevada eficiencia. El uso eléctrico del gas queda reflejado en países como Colombia, Argentina, Brasil, Bolivia, México, Chile y Venezuela.

Por otra parte el gas natural se ha convertido en un importante vector para el comercio internacional. Tal es el caso, entre otros, del gasoducto Bolivia-Brasil y de los 5 gasoductos que abastecen Chile desde Argentina. El próximo desarrollo del gas de Camisea en el Perú y de las instalaciones de licuefacción que se desarrollarían con gas venezolano y boliviano son también un ejemplo de la importancia que va teniendo este energético.

En el **sector eléctrico** la experiencia muestra que la dinámica de liberalización y privatización de la industria ha ido resolviendo cuellos de botella que estaban presentes a principios de la década de los noventa en muchos países y que se traducían en racionamientos y baja calidad de servicio, inefficiencia, pérdidas económicas y nula capacidad de crecer.

Por otra parte los precios han ido bajando en la mayor parte de los países que reformaron su industria eléctrica.

El esquema de liberalización de los mercados eléctricos terminó por triunfar respecto de dos modelos alternativos que trataron de competir:

- El primero es el modelo de la empresa estatal integrada verticalmente que firma contratos de suminis-

tro con IPP, los que compiten supuestamente por el contrato inicial pero que después no corren ningún riesgo de mercado. Digo supuesta competencia pues en muchos casos tal competencia no se dio.

“En materia de petróleo y derivados, la liberalización de los mercados ha funcionado perfectamente. Mas bien la pregunta debería formularse al revés: ¿por qué no habría de funcionar eficientemente una industria en la que los demandantes están dispuestos a pagar el costo económico de los combustibles que requieren y en la que siempre es posible importar tales productos a su valor de mercado?”

- El segundo, emparentado con el anterior, es el modelo de comprador único que planifica la expansión de todo el sistema y luego licita contratos de suministro que traspasa a los distribuidores. Este modelo,

que estaba inicialmente en vías de implementarse en Panamá fue transformado posteriormente en un modelo clásico de competencia abierta.

La liberalización de los mercados de generación en los países en que la reforma lleva más tiempo, y en donde se ha podido introducir gas natural, ha dado resultados bastante espectaculares: es así como los precios en dólares reales han caído entre 30 y 50%. En Argentina los precios están alrededor de 27 US\$/MWh, en Chile en 34 US\$/MWh y en Colombia bajo 30 US\$/MWh.

El gas se ha convertido así en el principal competidor de la hidroelectricidad, con la ventaja de plazos cortos de ejecución, menor incertidumbre e impacto ambiental más limitado.

No obstante, en América Central, en los países que reformaron su industria eléctrica, los precios de generación se han manteniendo elevados, en el rango 60-80 US\$/MWh. Ello se debe a que en algunos países se heredaron contratos con IPP a precios muy altos, establecidos muchas veces con urgencia para solucionar racionamientos y establecidos además sin licitación.

Fallas de abastecimiento

El tema de las herramientas para resolver situaciones críticas de abastecimiento está aún pendiente. En la década pasada, Chile sufrió una condición de desabastecimiento derivada de la ocurrencia simultánea de la peor hidrología de los últimos 50 años y de la falla prolongada de una unidad nueva de ciclo combinado. Ello se tradujo en déficit de suministro del orden de 10% durante 3 meses. La situación de

Brasil, por estar aún en pleno desarrollo, es otro ejemplo de la necesidad de contar con herramientas apropiadas para resolver el problema de déficit.

En Chile la ley eléctrica contemplaba que en caso de déficit por sequía o falla prolongada de unidades térmicas, los generadores debían pagar a los distribuidores con los que tuvieran contratos, una compensación por cada kWh no suministrado. Esta compensación es igual al costo de falla que rige en el mercado mayorista en estas condiciones.

En teoría el esquema funciona pues la aparición del costo de falla, de unos

150 US\$/MWh, constituye un incentivo para que los consumidores reduzcan voluntariamente sus consumos, porque se les paga por tal reducción. Al mismo tiempo el pago del costo de falla a autogeneradores y productores independientes constituye un incentivo para entregar energía al mercado.

Es lo que hacen las líneas aéreas cuando sobrevenden sus vuelos: ofrecen pagar a los pasajeros que se bajen y buscan un precio que despeje la sobreventa.

El mecanismo parece simple pero falló parcialmente en Chile, pues la ley establecía que en caso de sequía más fuerte que la registrada en la estadística, no se pagaría la compensación. Como ese era el caso, el mecanismo del precio no pudo ser introducido. Debe reconocerse sin embargo que para evitar la compra de energía spot a costo de falla los generadores con déficit se apresuraron a comprar turbinas a gas diésel para limitar la falla. Se introdujeron

así cerca de 600 MW en un período inferior a 6 meses.

Para solucionar el problema de las compensaciones, se pasó una ley que establecía que debían pagarse en toda circunstancia, sin límite de sequía ni extensión de ésta en el tiempo.

El resultado de esta legislación extrema, en un país de alta fluctuación hidrológica, ha llevado a que los generadores se resistan a firmar contratos con los distribuidores, por el riesgo que involucra. Ello ha llevado a que algunos distribuidores cuyos contratos vencían se hayan quedado sin nuevos contratos.

Las regulaciones en este campo son extremadamente sensivas y deben ser cuidadosamente evaluadas antes de implementarlas. Posiblemente la solución, en el caso chileno, esté en que se ponga un límite al riesgo a través de un límite al pago de compensaciones que deban pagarse, por ejemplo como una fracción del monto anual de cada contrato de suministro.

Integración vertical

Un tema que está apareciendo recurrentemente es el de la integración vertical generación-distribución, que puede limitar la competitividad, sobre todo en sistemas pequeños. La prohibición total de integración conspira en contra de la dinámica empresarial y el desafío es encontrar un punto de equilibrio razonable.

La regulación y desregulación de la energía es un tema fascinante. Sin duda alguna OLADE es una instancia excepcional donde los especialistas en este campo y las autoridades energéticas de nuestras naciones pueden intercambiar experiencias. Ello es absolutamente necesario dados los niveles de integración creciente entre nuestras naciones en gas, electricidad y petróleo.



Energy Magazine



Year 25, number 3, July-August-September 2001

OLADE's Forums start up their activities



- Algeria: First Participating Country in OLADE
- Thoughts on the energy sector reform process in Latin America and the Caribbean
Sebastián Bernstein, International Consultant
- Energy sector development in Cuba
José González-Frances, Vice-Minister of Economy and Planning of Cuba
- The California deregulation experience: A model of managerial failure
Robert A. Laurie, Commissioner of the California Energy Commission
- Central America: Energy efficiency, a mainstay for the development of the electric power sector
- Business and investment opportunities in the energy sector

*Thoughts on the Energy Sector Reform Process in Latin America and the Caribbean**



What characterizes the reforms undertaken in Latin America and the Caribbean in electricity, oil and gas, coal, and other forms of energy?

Essentially the substitution of central planning and state monopolies for competitive markets, efficient regulation of monopolistic segments, and the opening up to private capital, with the total or partial withdrawal of the State from business activities.

**By Sebastián Bernstein
International Consultant**

At bottom, reforms are carried out because there is the confidence that demand can be met more efficiently and automatically in a market environment, with the participation of the private sector.

Origin of the reform: It should be observed, first of all, that the reform took place in those countries that had already liberalized their economy, or were in the process of liberalizing it and opening it up to the outside world. A change in energy policy is really not possible unless the same change takes place at the macroeconomic level. What gave rise to the changes in the energy sector? Basically:

- In the majority of the countries, reform was primarily used as a tool to tackle the inefficient and critical situation of the companies, espe-

cially the power utilities, but also some oil companies (Argentina). This critical situation was the final outcome of having the State act as owner, regulator, and manager of the companies and of using state companies to achieve political objectives or social development objectives, which ended up by being contrary to their basic business objectives. This situation was apparent in countries like Argentina, Peru, Colombia, and the Dominican Republic, among others.

- In other countries, the reform was more "ideological": although the financial situation of the state

* Presentation made at the International Seminar that was held to start up the activities of OLADE's Forums. Sebastián Bernstein was Executive Director of the National Energy Commission of Chile from 1984 to 1990 and was involved in reforming and privatizing the electric power sector and deregulating the oil and gas sector in Chile.

- The presentations by William Massey and Pierre Thouin will be published in the next issue of OLADE's Energy Magazine.

enterprises was reasonably sound, it was recognized that a competitive market would always allocate resources better than centralized regulation and that decentralization would permit reaching higher levels of efficiency than the pretense of regulating national monopolies.

- In addition, the intention was to have the State perform a subsidiary role in the economy, because it was considered that its active participation, especially in state monopolies, could jeopardize the sound development of the industry. The substitution of state capital for private capital was thus transformed into an objective.

This situation prevailed in countries such as Chile, at the start of the eighties, and in El Salvador at the start of the nineties.

What do we mean by the subsidiarity of the State? That the State should not carry out activities that intermediate individuals and organizations, that is, companies, local collectivities, can do for themselves. In the economy, this means that the State should not be involved in activities that the private sector can take care of. It also means that the State should be concerned about ensuring that the neediest sectors of the population gain access to goods and services such as housing, education, health, etc.

Who promoted the reform? The leaders of the reform were the economic authorities, normally the Ministers of Finance or the Economy, sometimes the Minister of Mining and Energy, or their direct representatives, with full support from the executive branch. These authorities urgently sought to resolve the economic and financial problems of the sector's companies. Although as a rule they ignored the detailed operation of the industry, they had a sense of what instruments could be used to

break up monopolies and to establish market mechanisms in given segments of the industry.

At the start of the nineties, the World Bank and IDB began playing a major role in fostering reforms, when they realized that their traditional policy of promoting loans to state monopolies, on condition they led to sound rates of profitability, was not yielding any results. Thus loans such as those for structural adjustment were granted on condition reforms were implemented to promote free markets, private-sector participation, and the efficient regulation of monopolistic activities.

The reform process faced what difficulties?

Oil: In the oil sector, the reform process was and will continue to be technically and economically simple. Indeed, the industry has almost always involved private-sector participation (the large world oil companies), where both crude oil and oil products have been handled as tradable commodities. This makes it easy to decentralize this industry and facilitates open-market competition not only in production but also in refining and imports and distribution. Prices can be efficiently set by the market, using as a reference the import or export parity price of these products. Decentralization and private-sector participation can therefore occur at all levels, with greater potential for the world's large oil companies.

Nevertheless, reform in the oil sector came up—and continues to come

up—against political and institutional difficulties. Thus, in many small countries, the existence of one or two refineries belonging to large companies that operate under an exclusive supply scheme and with contracts at prices that guarantee a profit margin, prevents open competition with imported oil products. This oftentimes means that the prices end up by being set by the authorities. This was the case in the majority of the countries of Central America and the Caribbean, although pressure coming from the economy's liberalization has led many of them to liberalize the market for oil products completely.

In addition, in countries where domestic prices were subsidized with respect to their true economic value, political authorities avoided liberalizing prices and privatizing the area's state enterprises. This situation was apparent principally in the region's oil exporting countries, such as Mexico, Ecuador, and Venezuela. Over the last few years, this situation has reversed.

There are countries like Chile, where the markets for crude oil and oil products have been liberalized, but where



the state company is preponderant, mainly in refining and wholesale supply. Although state refineries apply parity prices, that is, efficient prices, to compete with eventual imports, in practice their presence inhibits third-party competition. The privatization of refineries in Chile, although partial, has been heavily opposed by state executives and workers and has become a political issue.

Finally, there is a group of countries, among which Argentina, where market liberalization and privatization were carried out to the very end. That is how YPF was privatized and then taken over by REPSOL.

Electricity: The central element of the electric power industry's reform is vertical and horizontal breakup of state electric power monopolies, separating power generation, transmission, and distribution activities into different companies and the establishment of an open competitive market for power generation. Free access to the transmission and distribution system is being envisaged for supply to large end-users. Power transmission and distribution prices are regulated in line with the subrogated market concept, in other words, the simulation of prices that would exist if there were open competition for the supply of these services. In later stages, all or part of the utilities are privatized.

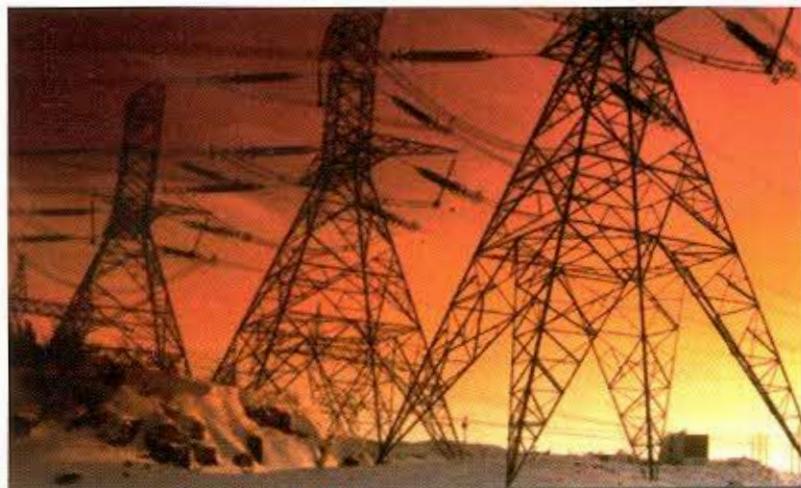
The first scheme of this type was implemented in Chile between 1982 and 1985, followed by Argentina and Peru in 1992 and afterwards by a large number of Latin American countries, between 1994 and 1998.

As a rule, resistance to reforms in the

electric power industry come from four fronts:

- Opposition from workers to the breakup of the state monopoly for fear of losing their jobs when private companies take over.
- Resistance to putting prices, including regulated tariffs, on par with economic costs.
- Political opposition to the privatization of state enterprises.
- Fear that private enterprises, especially power generation utilities, will not expand, which means keeping the State in the industry.

The application of reforms requires total commitment by the executive



branch and approval of the corresponding legislation by Parliament.

Even when it is assumed that the market is capable of resolving all power generation operation and development problems, the reform requires that the regulations that are to be applied, mainly regarding supply conditions to distributors, spot market operations, and payment obligations between the agents of this market, should be well designed. Further on, we will see that this problem and the situations that have been tackled have never been well resolved.

Natural gas: Because natural gas is an energy source that had an explosive

development from the start of the nineties (the exception is Argentina), the progressive liberalization of its markets was not traumatic as was the reform for the electric power sector, which affected companies that had a long history.

In the countries where this resource is abundant, the natural gas market has been characterized by decentralized production, generally through exploration and production contracts with private oil companies.

Although there has been major progress in liberalizing gas prices, in some countries there continue to be direct or indirect regulations on these prices. Thus, in some cases, the final price to medium-sized and small consumers is regulated, which leads to a netback price at the well head which is set in accordance with transport costs from the field to the consumption center.

In other countries, a peak price has been established for existing fields up to a given date

and open prices have been set for new fields that are discovered. In the case of countries that have large production surpluses in terms of domestic and foreign demand, prices are difficult to forecast, thus, for example, exports from Bolivia to Brazil are set on the basis of the fuel oil substitution net-back in São Paulo. As for the non-exportable volumes, to the extent they are significant, they tend to show prices that are lower than those for the fuel they can substitute. If exports materialize through the LNG plant, the price of gas used will probably be established on the basis of the price of gas on the west coast of the United States.

Gas transport is regulated in some countries and deregulated in others not only for the access to existing gas lines but also transport fees. In Peru, electric power consumers subsidize, through charges for capacity, that part of gas transport costs that is not covered by the regulated tariff for this service.

Furthermore, natural gas distribution normally has regulated prices, except for Chile, where the various phases of import, transport and distribution are deregulated. The underlying concept is that there is no evidence of monopolistic revenues in distribution because of the existence of substitutes such as liquefied gas, kerosene, diesel and fuel oil, and firewood.

Distinctions regarding regulatory and institutional frameworks currently in force in the region

In the majority of the countries of Latin America and the Caribbean, the market for crude oil and oil products is deregulated or is tending toward deregulation. The price system is therefore very simple: in the oil importing countries, the tendency is toward import parity prices, whereas in the oil exporting countries, the tendency is toward export parity prices. There are no significant distinctions between the countries. There are distinctions, however, regarding the existence or nonexistence of state enterprises, the effective freedom of agents to import fuels and the levying of taxes on given products in order to increase the State's budget. This is the case for gasoline, which is normally affected by extremely high specific tax rates.

As indicated, the wholesale price of natural gas tends toward open market prices but in various countries it is subject to indirect regulations. Transport fees are sometimes subject to regulation and, in other cases, stem from open season processes. Regarding

natural gas distribution, the fees are normally regulated on the basis of efficient costs, except for Chile.

Because electricity is a non-tradable commodity, in the electric power sector there are more or less important distinctions between the countries that have reformed the industry. To begin with, we could highlight the following essential aspects:

In the majority of the countries of Latin America and the Caribbean, the market for crude oil and oil products is deregulated or is tending toward deregulation. The price system is therefore very simple: in the oil importing countries, the tendency is toward import parity prices, whereas in the oil exporting countries, the tendency is toward export parity prices

Generation:

- Spot prices based on marginal costs versus bid prices (exchange).
- Explicit capacity component versus absence of this component.
- Pass-through of the purchasing price of distributors to their end-users versus the tariff to the public based on a referential purchasing price.

- Management in outage conditions: compensations
- Operation of interconnections

Transmission:

- The countries apply various concepts, but all agree with the shared use of the transmission system. The differences are not very relevant owing to the incidence of transmission in end-user prices.

Distribution:

- Development of competition in the development of retail supply (end-users that are not subject to price regulation and can choose their supplier).
- Way of regulating distribution fee: on the basis of the annual payment of the new replacement value plus operating and maintenance cost versus profitability on the depreciated asset.

We will be focusing on aspects concerning generation, because they are the most critical in an industry that has to duplicate its capacity every 9 to 14 years. In addition, power generation prices determine 70% of the price for larger users and 40-50% of prices for end-users.

Spot prices based on marginal costs versus prices offered on the exchange

Spot prices are applied each hour to the differences between production from a generator and its contracts for that hour. If its production exceeds the energy supplied in contracts, it sells the surplus to the spot market and buys the missing amount if the opposite occurs.

In principle, generators compete for freely established contracts and the contracts are the driving force behind the development of generation. With a

long-term perspective, this type of competition can be developed, even with a limited number of generation utilities.

Nevertheless, in medium-sized or small countries, new generators do not manage to contract their entire capacity until various years later. This makes them operate like a merchant plant, selling their entire production at the spot price. For them, the sound functioning of this market is a necessity, not only from the economic standpoint but also in terms of financing. If the number of power generation utilities is low, which is actually the case in a large part of the countries, the spot market can be manipulated because it is based on bids.

In addition, the spot price based on bids can reach very high values, leading to uncertainty for agents that turn out to be buyers on this market. This can prevent payments from being made.

Therefore, the conclusion is that, in systems with a small number of producers, it is advisable to have spot

prices based on marginal costs with some flexibility. In larger countries that have a high number of generators, such as Colombia and Argentina, a spot market based on bids can operate perfectly.

Capacity component?

The capacity component, expressed as a price per kW of guaranteed power capacity, can be seen as an "insurance" for the guaranteed availability of energy when the electric power systems requires it. All generation units have some level of guaranteed or "firm" availability, and the payment for this is made regardless of the real dispatch of the units.

This scheme has the advantage of sustaining the existence of reserve units, although they are not contracted.

If there are no payments for capacity, the reserve units that are not contracted will only be remunerated on the rare occasions they are dispatched. Therefore, the only way to receive remuneration is bidding very high prices on the spot market, on the few

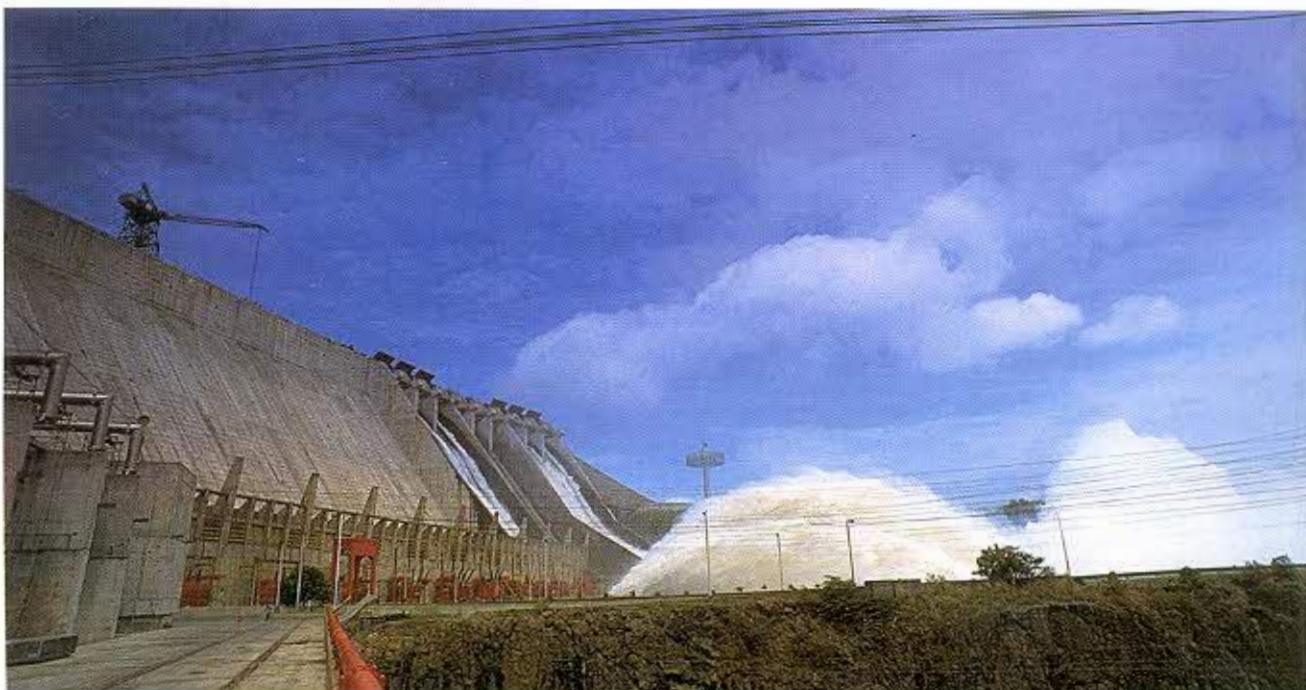
occasions they are invited. This can lead to very high prices, as was evident in the recent crisis in California, where during several hours, the spot price amounted to 120 times the "normal" price of electricity. Generally, these situations lead to payment crises and to a stoppage of the spot market.

The existence of capacity payments for the firm power capacity of power generation units avoids situations of spot price instability and provides powerful signals for the installation of reserve units when they are useful for the security of the electric power system.

Pass-through of supply prices to distributors versus reference prices

The current trend is that the sale prices of generators to distributors are established by supply bidding processes and that the prices obtained are passed on to small regulated users.

Nevertheless, in some countries such as Peru, Bolivia, Chile, and Ecuador, the pass-through prices is a reference price based on spot price forecasting. This price can turn out to be unaccept-



able for generators owing to its absolute level and volatility. Under these conditions, there will be no supply contracts and the distributors will have to buy on the spot market, which involves a risk because they might be buying energy in bulk at very high prices only to sell it afterwards at a lower price. This can bring the system to a standstill. In Peru and Chile, the probability that events of this nature might occur is low because the forecasting of spot prices must be adjusted to open-market prices. But even so, this situation is occurring right now in Chile.

The solution for all these countries would be to eliminate reference prices completely.

How has the reform worked?

For **oil and oil products**, market liberalization has worked perfectly. The question that should be asked is quite different: why shouldn't an industry where the consumers are willing to pay the economic cost of the fuels they require and where it is always possible to import these products at their market value function efficiently? Problems of functioning can only be conceived when there is an embargo on supply or a temporary shutdown of facilities (for example, unloading and storage facilities, which can be resolved over the short term).

Precisely because of the high share of oil and products in the region's energy matrix (60% according to OLADE) and their growth rate, which requires duplicating demand every 12-15 years, it is very important to emphasize the liberalization of this market.

As for **natural gas**, the explosive growth of this energy source in the area and its cross-border marketing have been driven mainly by the liberalization and privatization of the electric power industry and its attribute as a clean fuel.

The speed of the penetration of gas in power generation has occurred owing to the introduction of combined cycles that can be installed at a low cost and are highly efficient. The use of gas for electric power generation is reflected in countries like Colombia, Argentina, Brazil, Bolivia, Mexico, Chile, and Venezuela.

Furthermore, natural gas has become an important vector for international trade. This is true for the Bolivia-Brazil gas pipeline and the five gas lines supplying Chile from Argentina, among other cases. The upcoming development of gas from Camisea in Peru and liquefaction facilities that will be developed with Venezuelan and Bolivia gas are also examples of the importance that this energy source has been acquiring.

In the **electric power sector**, experience shows that the impetus for liberalization and privatization of the industry has been disentangling the bottlenecks that prevailed at the start of the nineties in many countries and that led to power rationing and low-quality service, inefficiency, economic losses, and zero growth capacity.

Furthermore, prices have been declining in the majority of the countries that reformed their electric power industry.

The scheme for liberalizing electric power markets ended by prevailing over the two alternative models that were competing:

- The first is the vertically integrated state enterprise model, where the utility signs supply contracts with IPP, which supposedly compete for the initial contract but then do not run any market risk. I say supposedly because in many cases this competition never occurs.
- The second, associated to the previous one, is a single-buyer model

that plans the expansion of the entire system and then invites bids for supply contracts for transfer to distributors. This model, which was about to be implemented in Panama, was later transformed into a classical model of open-market competition.

For oil and oil products, market liberalization has worked perfectly. The question that should be asked is quite different: why shouldn't an industry where the consumers are willing to pay the economic cost of the fuels they require and where it is always possible to import these products at their market value function efficiently?

Power generation market liberalization in the countries where reform had been carried out earlier and where it was possible to introduce natural gas has yielded spectacular results: thus, real

prices in dollars fell by between 30% and 50%- In Argentina, prices were around US\$27 per MWh, in Chile US\$34 per MWh, and in Colombia under US\$30 per MWh.

Gas has thus become the principal competitor of hydropower, with the advantage of shorter installation periods, less uncertainty, and lower environmental impact.

Nevertheless, in Central America, in the countries that reformed their electric power industry, power generation prices have remained high, in the range of the US\$60-80 per MWh. This is because in some countries the power industry inherited contracts with IPP at very high prices, often-times drawn up to tackle rationing problems urgently and without any bidding process.

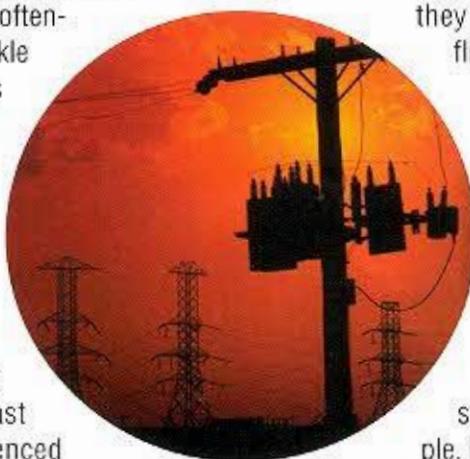
Supply outages

The subject of tools to tackle critical supply problems is as yet unresolved. In the past decade, Chile experienced shortages because of a situation that combined the worst hydrological conditions in the past 50 years and the prolonged shutdown of a new combined cycle unit. This led to a supply deficit on the order of 10% over the last three months. The situation in Brazil, because it is still in the process of evolving, is another example of the need to have suitable tools to resolve shortage problems.

In Chile, the electric power law provided that, in the event of outages due to drought or prolonged shutdown of thermoelectric units, generators should pay to those distributors with which

they had drawn up contracts a compensation for each kWh that is not supplied. This compensation is equal to the outage cost prevailing on the wholesale market under these conditions.

Theoretically, the scheme works because the appearance of the outage cost of about US\$150 per MWh is an incentive for consumers to voluntarily reduce their consumption, because they are paid for this reduction. At the same time, payment of the outage cost to self-generators and independent producers is an incentive to deliver energy to the market.



This is what airlines do when they overbook their flights: they offer to pay passengers to get off the flight and look for a price that gets rid of the overbooking.

The mechanism seems quite simple, but partially failed in Chile, because the law provided that, if the drought was more severe than what was recorded in the statistics, no compensation should be paid. Since this was the case, it was not possible to introduce the price mechanism. It should be recognized, however, that to avoid buying spot energy at the outage cost, the generators that had a deficit rushed to buy diesel gas turbines to limit the outage. Thus, close to 600 MW were introduced over a period of less than six months.

To resolve the problem of compensations, a law was passed providing that

compensations be paid in all circumstances, without any limit because of drought or its continuation over time.

The result of this extreme legislation in a country with high hydrological fluctuations is that generators are recalcitrant to sign contracts with distributors because of the risk involved. Because of this some distributors whose contracts were expiring have remained without any new contracts.

The regulations in this field are extremely sensitive and should be carefully evaluated before they are implemented. Possibly the solution, in the case of Chile, is to set a limit on the risk by establishing a ceiling on the payment of compensations that have to be made, for example, a fraction of the annual amount of each supply contract.

Vertical integration

A subject that is constantly surfacing is that of the vertical integration of generation and distribution, which could constrain competitiveness, especially in small systems. To completely forbid integration goes against the grain of good business practices, so that the challenge is to find a reasonable balance.

Energy regulation and deregulation is a fascinating topic. There is no doubt that OLADE is an exceptional forum where specialists in this field and the energy authorities of our countries can exchange experiences. This is absolutely necessary in view of the growing levels of integration between our countries in gas, electricity, and oil.