

## **LA TRANSFORMACION DEL SECTOR ELECTRICO ARGENTINO**

**LA VISION DE LOS GENERADORES**

*Ernesto P. Badaraco Julio 1998*

### **I) ANTECEDENTES**

- Una de las transformaciones más relevantes en la economía y en la gestión de los negocios se está produciendo actualmente en el sector eléctrico de un cada vez más amplio número de naciones.

Argentina enfrentaba a fines de los años '80 una situación terminal en su sector eléctrico, con una mala relación calidad-precio y desabastecimiento físico de la demanda, a pesar del fuerte sobreequipamiento de su parque de generación térmico y de haber invertido en el período 1970-1990 más de 6.000 US\$ por cada Kw de incremento de demanda.

Esta situación hizo posible poner en marcha sin resistencias políticas un proceso de desregulación y privatización aún más profundo que los iniciados previamente en Inglaterra y Chile.

A partir de los resultados obtenidos y más que en ningún otro sector económico, el sector eléctrico argentino muestra, seis años después del inicio de este proceso, una posición internacional destacada, por haber pasado desde el desabastecimiento a la exportación de energía eléctrica y desde el mencionado promedio de inversión de 6.000 US\$/Kw a menos de 1.000 US\$/Kw, habiéndose alcanzado a través del libre acceso y la competencia, un nivel de precios mayoristas inferior al vigente en los mercados desarrollados, en un contexto donde la calidad del servicio es muy superior a la previa.

Un aspecto adicional, con efectos positivos para la economía en su conjunto, es haber atraído a más de 20 empresas del sector eléctrico, cada una de ellas de primer nivel en sus respectivos mercados de origen, que sólo en generación han invertido 4.000 millones de dólares hasta la fecha y han puesto en marcha proyectos por otros 2.000 millones de dólares, cubriendo así las necesidades de los próximos 5 años, aportando su cultura empresarial y sus vínculos comerciales con los mercados internacionales y contribuyendo además a formar los gerentes que se desempeñarán en este y otros ámbitos de la economía durante los próximos años.

■ En todas las naciones donde se ha iniciado este proceso de reforma del sector eléctrico, existe un fuerte debate teórico sobre las alternativas que podrían asegurar el objetivo de: "mantener la eficiencia asociada a la integración vertical, al mismo tiempo que se impulsa una reducción de los costos - hasta hoy derivados de la regulación monopólica - a través de la introducción de competencia en el ámbito de la generación eléctrica" (1)

Este debate teórico y el análisis de las experiencias regulatorias se ha concentrado también en Argentina en la búsqueda de un mecanismo de formación de precios que torne sustentable en el largo plazo el mercado mayorista eléctrico y en la regulación del sistema de transporte.

1) Objetivo mencionado por Paul L. Joskow: "Restructuring Competition and Regulatory Reform in the US Electricity Sector" -Journal of Economic Perspectives-Summer 1997

■ La principal conclusión respecto de esta transformación es, que un sistema de precios con reducida volatilidad es el aspecto central para asegurar a los clientes valores reducidos de la energía en el largo plazo, debido a que el costo de capital representa la mayor parte del costo total de la energía eléctrica y se incrementa fuertemente frente a situaciones de incertidumbre e inestabilidad en los resultados económicos futuros de las empresas del sector. Y ello debe lograrse manteniendo además, el libre acceso y un máximo grado de competencia en este mercado.

La experiencia recogida por los generadores indica asimismo que, frente a la incertidumbre y la inestabilidad que pudieran derivarse de alguna de las normas vigentes, siempre es una mejor alternativa reducir el volumen de regulación, y dejar que la competencia y el libre acceso resuelvan el problema, en lugar de procurar resolverlo a través de una mayor intervención del Estado.

---

## **II) CARACTERISTICAS DEL MERCADO ELECTRICO ARGENTINO LUEGO DE LA TRANSFORMACION DE 1992**

Las siguientes características del mercado eléctrico deben ser tenidas en cuenta para comprender los problemas derivados de una regulación que, por la falta de antecedentes previos, requerirá una serie de etapas de ajuste hasta alcanzar un modelo sustentable a largo plazo.

### **II) 1. Desintegración vertical para introducir competencia y asignación a los distribuidores de la responsabilidad por asegurar el abastecimiento de la demanda.**

Como consecuencia de la imposibilidad económica de almacenar el producto, de la variabilidad instantánea de la demanda, de los períodos de mantenimiento y de la posible falla de líneas de transporte o equipos de producción, el mercado eléctrico se caracteriza por la necesidad de contar con excedentes elevados de capacidad. Tanto las redes como las unidades de transformación y las plantas de generación requieren gran capacidad de reserva y en un mercado como el argentino, con fuerte aleatoriedad por la elevada participación hidroeléctrica, las reservas térmicas de generación deberán ser aún mayores.

Este requisito de contar con excedentes de capacidad impulsó a los inversores en el sector eléctrico a la integración vertical desde su inicio, con el objeto de poder distribuir la renta entre las diferentes etapas del sistema, independientemente del porcentaje de uso que por razones técnicas pudiera alcanzar cada una y también por ello el equipamiento físico de generación, transporte y distribución tiene productividad inferior al de otras industrias.

El proceso de desregulación puesto en marcha en 1992 en Argentina, decidió la desintegración vertical y la atomización de la propiedad del sistema eléctrico para introducir competencia por comparación en el transporte y la distribución y libre acceso y competencia plena en la generación.

El Marco Regulador del '92 estableció, que la responsabilidad por el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica correspondería a las empresas Distribuidoras. Ello incluye la responsabilidad por orientar la expansión de la generación, con el fin

de asegurar la calidad del servicio establecida como standard y la disponibilidad de potencia con el menor costo total y en forma proporcional a la demanda.

Este aspecto es probablemente uno de los más positivos de la reforma de 1992 porque conduce al abandono por parte del Estado de su tradicional rol de planificador en el sector Energético

Para asegurar el cumplimiento de esta responsabilidad la Regulación estableció el pago de penalidades 20 veces superiores al valor de la energía que no ha sido suministrada.

#Pero simultáneamente bloqueó la posibilidad de que el distribuidor pudiera atender este compromiso en condiciones económicas aceptables, al prohibir la transferencia a los clientes de los precios que libremente pudieran pactar con generadores en el mercado a término, lo cual inhibió el desarrollo del mismo.

#El mercado spot tampoco cuenta con mecanismos para asegurar el abastecimiento. Dada la inexistencia de compromisos contractuales y garantías y la presencia de un comprador y un vendedor único - el "pool" -, quienes ofertan no pueden diferenciarse de sus competidores, ofertando mayor calidad de servicio a cambio de una retribución económica.

## **II) 2. Las normas han inducido la ruptura de la cadena de responsabilidad por el abastecimiento**

- En cualquier mercado libre de bienes o servicios, el comercializador tiene interés económico en asegurar el abastecimiento, porque en caso de no ser confiable perderá sus clientes a favor de aquel que sí pueda asegurar continuidad en volumen, calidad y precios.

En el sector eléctrico esta responsabilidad está en cabeza de la concesionaria de distribución. Pero la dificultad para instrumentar un mercado a término y los diferentes criterios para penalizar eventuales desabastecimientos provocados por distribuidores, generadores y transportistas han impedido la transferencia de esta responsabilidad a través de los distintos tramos de la cadena de valor agregado del sistema.

Asegurar la disponibilidad de energía a cada cliente tiene un costo para cada nivel de calidad ofertado y si este costo no puede ser transferido adecuadamente a través de la cadena de valor agregado, de forma tal que los clientes puedan conocer las alternativas y optar por una de las posibles combinaciones calidad-precio, la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del sistema no podrán ser mantenidas.

## **II) 3. Dos mercados competitivos forzados a interponerse entre 4 mercados monopólicos y regulados**

- El precio de la energía eléctrica está formado por la suma de valor agregado en seis tramos de los cuales sólo dos - los productores de Gas y los generadores de energía eléctrica - asumen riesgos de precio en un mercado competitivo, en tanto que el transporte y la distribución de Gas y de energía eléctrica operan en forma regulada con márgenes de contribución e ingresos relativamente previsibles y "rentabilidad razonable" asegurada por Ley.

Este aspecto es responsable de las dificultades que enfrentan las autoridades para corregir los problemas que pudieran surgir de la regulación. Estas normas han impulsado comportamientos divergentes en lo solicitado por los inversores en ambos tipos de mercado: Los monopólicos regulados se aferran - y con razón - a lo establecido en los pliegos, los contratos de concesión y la Ley, en tanto que los operadores de mercados competitivos, al enfrentar problemas, sólo solicitan que el Estado se retire y elimine regulación, sin transferirles las consecuencias de aquellos defectos de las normas vigentes que afectan las condiciones de competencia en su propio mercado.

#### **II) 4. La estructura tarifaria crea incentivos artificiales**

- Las empresas de distribución se privatizaron con criterios diferentes en cada provincia. Se incluyeron deformaciones en la estructura tarifaria que implican subsidios cruzados que en muchos casos tienden a favorecer a los clientes residenciales frente a las industrias y comercios. Este problema requerirá en algún momento un rebalanceo tarifario.

Otras distorsiones en los niveles de precios se deben a que algunas provincias fijaron mayores márgenes (mayor Valor Agregado) para la distribución, con el fin de obtener un mayor valor en la privatización y también, a la existencia de contratos previos a la privatización e impuestos que pueden ser evitados al comprar energía en determinadas condiciones.

La estructura tarifaria deformada crea incentivos artificiales para que los grandes clientes tomen o no contratos y soliciten modificaciones en las condiciones de suministro y ha creado conflictos entre transportistas, distribuidores y generadores.

#### **II) 5. La evolución de los precios de la energía eléctrica y el Gas han sido divergentes**

A diferencia de las correspondientes al mercado eléctrico, las regulaciones permiten a los distribuidores de Gas el pass-through a sus clientes de los precios de los contratos a largo plazo entre las mismas distribuidoras y los productores de Gas, Esto ha permitido que en el mismo período en que el precio de la energía eléctrica se redujo desde más de 40 Mills en 1992 a 22 Mills actualmente, el combustible gas, utilizado para generar la casi totalidad de la energía Térmica producida en este mercado, ha elevado sus precios en boca de pozo, los que se mantienen en niveles similares a los internacionales.

Pero incluso, en caso que, como consecuencia de la presión a la baja de precios en el mercado eléctrico, el precio del Gas se redujera fuertemente, el de la energía eléctrica volverá a reducirse proporcionalmente debido a los mecanismos que rigen la formación de precios en el mercado spot, deteriorándose aún más la rentabilidad de los generadores.

## **II) 6. Regulación del transporte de energía eléctrica cuestionada por los generadores**

El Estado privatizó el transporte hundiendo el valor de los activos y asignando al comprador la responsabilidad por la operación y el mantenimiento, pero no por la expansión del sistema.

En la regulación se estipuló un mecanismo para asignar los costos de expansión a los usuarios. Este mecanismo identifica supuestos beneficiarios y les asigna los costos de ampliación en forma proporcional a sus probables beneficios futuros.

Cuando parte de la oferta no puede ser colocada por insuficiencia del transporte, la regulación reduce los ingresos de los generadores, acumulando la diferencia entre esos ingresos y los precios de mercado en una cuenta destinada a pagar la expansión del transporte que permitirá eliminar la restricción.

Este mecanismo ha sido cuestionado por los generadores en su carácter de principales usuarios del transporte, porque no es eficiente ni equitativo: Quienes han invertido en forma forzada para construir transporte, no pueden en muchos casos utilizar luego las instalaciones que han pagado con su reducción de ingresos, porque una diferencia mínima de eficiencia térmica - incluso tan reducida que no modificaría su rentabilidad -, los desplaza del despacho

## **O OTRAS CARACTERISTICAS DISTINTIVAS DEL MERCADO ELECTRICO CORRESPONDIENTES A GENERACION**

### **II) 7. Excedentes estructurales de capacidad**

#Parte del valor económico que tienen para los clientes determinados bienes y especialmente servicios, proviene de la circunstancia que los mismos se encuentran siempre disponibles, aunque ello implique, en los mercados con demanda aleatoria e imposibilidad de almacenamiento de oferta, la disponibilidad de grandes excedentes de capacidad y por ende niveles de productividad inferiores a los óptimos teóricos.

La combinación entre la necesidad estructural de contar con excesos de capacidad, el costo de dichos excesos de capacidad y el comportamiento de los prestadores del servicio, de los eventuales competidores y de los clientes, puede conducir a situaciones en las cuales no exista una solución económica satisfactoria para los prestadores y el servicio desaparezca o pierda los niveles de calidad demandados por los clientes, los que no disponen de un procedimiento práctico para explicitar la calidad de servicio que están dispuestos a pagar.

#La privatización del sector eléctrico y de Gas argentinos conformó dos industrias competitivas - generación eléctrica y Producción de Gas - insertadas entre otros cuatro sectores regulados. Los sectores en competencia y los regulados tienen el mismo problema físico: Todos ellos deben tener excedentes de capacidad. Pero los regulados no se ven expuestos a una competencia permanente ("spot") por precio, la que ha mostrado ser un impedimento para la sustentabilidad del modelo en el caso del sector de generación.

Y los productores de Gas, si bien también compiten por precio, no operan sólo sobre la base de una oferta "spot", sino y principalmente, sobre la búsqueda de contratos de largo plazo.

## **II) 8. Elevado volumen de inversión incorporando la última generación en tecnología de Producción de energía eléctrica**

■ Los inversores que participaron en las privatizaciones a partir de 1992, han invertido hasta la fecha más de 4.000 millones de US\$. Esta cifra es superior a la inversión que sería necesario realizar para renovar la totalidad de la potencia privatizada con equipos térmicos de última generación.

■ El incremento de la demanda, hace necesarias inversiones del orden de 400 millones de US\$ por año en generación eléctrica. Pero los inversores privados, han decidido recientemente la realización de inversiones por casi 2000 millones de US\$ adicionales. Estas obras serán completadas en los próximos 2 años.

Esta decisión de inversión masiva de los inversores ha conducido a una situación en la cual el mercado argentino es el que más rápidamente está renovando su equipamiento entre todos los mercados eléctricos de magnitud relevante.

■ Los inversores están incorporando equipamiento impulsados por un conjunto de razones simultáneas:

- Ha sido el único mercado con acceso totalmente libre durante los '90.
- A igualdad de las restantes variables, la sustitución de centrales turbo vapor por ciclos combinados es rentable en sí misma y es una tendencia sin retroceso posible en mercados con gas disponible a bajo costo.
- Ningún inversor quiere perder posicionamiento estratégico.
- Los inversores parten del hecho que, aunque con volatilidad excesiva, el mercado podrá finalmente ajustar precios regulando inversiones.
- El Gobierno no permitirá que, como consecuencia de fallas del marco regulatorio, enfrenten problemas aquellas centrales que, con la mejor tecnología disponible, permiten que Argentina genere energía eléctrica con precios inferiores a los vigentes en los mercados desarrollados.

## **II) 9. El 90% de los costos de energía eléctrica corresponde a costos de capital**

Tanto las empresas de generación hidroeléctrica como las Térmicas tienen un 90% del costo de la energía producida asociado a costos de capital.

En el caso de las nuevas centrales de ciclo combinado que se están instalando en el mercado local, menos del 40% de los costos de generación corresponden a costos de combustible, en tanto que el resto está relacionado con la amortización y la remuneración de la inversión realizada.

Pero estos costos de los combustibles, corresponden también a costos de capital, dado que tanto los yacimientos como la infraestructura de transporte de Gas, se concretan sobre la base de muy fuertes inversiones iniciales, siendo luego reducida la incidencia de los costos operativos en relación con los flujos de fondos de cada proyecto.

## **II) 10. Los mecanismos regulatorios que definen los ingresos de las empresas de generación tienen escaso sustento técnico y dificultan que el mercado sea sustentable a largo plazo**

En 1992 las expectativas eran que los precios del mercado spot se mantendrían en un entorno comprendido entre 30 y 40 Mills en lugar de los 20 ó 21 actuales. Estas expectativas no eran sólo de los inversores sino también las del Estado argentino, y en base a las mismas se formularon contratos a 8 años, previos a la privatización.

La evolución de estos precios hasta alcanzar los actuales niveles no ha sido solamente debida a la competencia, o sea al surgimiento de otros inversores con capacidad para conseguir equipos más eficientes y combustible y capital a menor precio que los que hoy operan en el mercado. Por el contrario, en un porcentaje importante, esta reducción de precios se debe a deficiencias de la regulación que inicialmente no fueron detectadas.

- El mecanismo para remunerar el costo variable es apto para lograr eficiencia en el uso de combustible, pero solamente es aplicable a un sistema de único dueño o a un sistema estatal con planificación centralizada.

- La remuneración del costo de capital que rige el mercado spot fue un mecanismo transitorio que no disponía de sustento teórico. Pero si bien fue justificable la postergación inicial de la definición de esta parte de la regulación, debido a que el margen de contribución inicial relacionado con los costos variables era muy elevado, este mecanismo transitorio requiere hoy ser reformulado.

La remuneración de los costos de capacidad introduce además distorsiones en los valores declarados de costos variables (Combustibles) porque los generadores saben que sólo podrán cobrar esta remuneración a la capacidad si ofertan cada vez una porción menor de sus costos variables.

- El mercado de contratos a término funciona principalmente con operaciones a uno y dos años y sobre la base de la señal de precios emitida por el mercado spot, dado que ningún comprador –distribuidores o clientes industriales–, tiene riesgos en el spot, u otra motivación que lo impulse a demandar energía a precios superiores a los que surgen del mercado spot. En particular los distribuidores, que podrían sufrir penalidades en caso de desabastecimiento, observan el sobreequipamiento y consideran que al ser evidente que la actual regulación les impide obtener contratos en condiciones económicas aceptables, el regulador carecerá de autoridad para aplicar penalidades, en caso que una situación de desabastecimiento finalmente se produzca.

---

## **III) PROBLEMAS DETECTADOS EN EL MERCADO ELECTRICO ARGENTINO. SUS CAUSAS**

En el punto anterior se han descrito las características distintivas del mercado eléctrico argentino luego de su privatización. Estas características, o la combinación de algunas de ellas, han generado problemas, que deben ser resueltos para no perder el activo que representa para Argentina el éxito de este modelo.

■ **Aún no ha sido posible conformar un mercado a término**

- Cuando en 1992 la Secretaría de Energía puso en vigencia la actual regulación, expresó que uno de los objetivos centrales de la misma era que la mayor parte de la energía fuera comercializada en un mercado a término. Pero actualmente, menos de la mitad del mercado opera a través de contratos a término y los contratos existentes no son representativos.

Los contratos existentes no son representativos porque los más importantes - los contratos existentes hasta junio del año 2000 entre Edenor, Edesur y las Centrales Costanera y Puerto - fueron concretados por el Estado en forma previa a la privatización para hacer posible la venta de las primeras centrales privatizadas. Y una gran parte de los restantes contratos son a plazos reducidos y han sido incentivados por la diferencia entre los precios obtenibles en los nuevos contratos y las mayores tarifas que deben pagar los clientes a los distribuidores, los que como consecuencia de estos contratos previos a la privatización se ven obligados a comprar y luego revender la energía a precios superiores a los vigentes en el mercado spot.

En otros casos estos contratos tampoco son representativos de la voluntad de un mercado libre porque han sido incentivados por la existencia de tarifas de peaje de distribuidores provinciales excesivamente elevadas y también por la existencia de impuestos discriminatorios que podían ser eludidos en caso de contar con un contrato a término.

#Un mercado a término requiere la libre voluntad de las partes para formalizar acuerdos de largo plazo. Sólo puede desarrollarse si estas partes involucradas ven conveniencia económica en formalizar esos acuerdos.

Si bien aparentemente se trata de un juego de suma cero, dado que al fijar precios en el largo plazo en lugar de aceptar la volatilidad del "spot", una de las partes debería perder en caso que el precio spot sea luego mayor o menor que lo previsto, ello no es así, dado que estos acuerdos se formalizan para proyectos con un extenso período de maduración e involucran inversiones significativas donde los bienes y servicios producidos tienen como costo más relevante, el costo de Capital.

Y tanto los inversores en el capital de las empresas como las entidades financieras aceptan menores tasas de corte, solo cuando el proyecto asegura sus ingresos y/o el nivel de sus costos mediante contratos con suficientes garantías de cumplimiento.

Es esta reducción de costos financieros, que habitualmente acompaña a la evolución desde un mercado de transacciones spot hacia los contratos a término, la que convierte finalmente a estos acuerdos en una ventaja económica para todas las partes involucradas y en especial para los clientes.

■ **Este aspecto debe tenerse en cuenta porque la introducción de un mercado de futuros sin conformar previamente un mercado a término, eliminará la**



**volatilidad pero no los mayores costos del mercado spot, dado que el riesgo de precio seguirá subsistiendo y quien lo tome cobrará por ello.**

- El mercado eléctrico mayorista de Argentina no ha podido desarrollar un mercado a término porque las reglas de juego impuestas a las concesionarias de distribución y al mercado spot han impedido que ello ocurra.

Siempre serán necesarios excedentes de capacidad, pero adicionalmente, en tanto continúe la actual renovación de equipamiento, estos excedentes serán aún mayores. Los precios spot seguirán descendiendo, porque al impedir la diferenciación del proveedor y del producto y simultáneamente obligar a competir sólo sobre la base de "subastas por precio", las reglas del mercado spot han obligado a los generadores a declarar cada vez menores porciones de sus costos variables totales sabiendo que, aunque estas declaraciones no cubren sus costos reales, la alternativa disponible implica un menor despacho y menores ingresos actuales.

Además de no poder cubrir los costos variables, tampoco es posible cubrir en el mercado "spot" los costos fijos de Capital. A pesar que los mismos constituyen la mayor parte de sus costos, en el mercado spot no se puede competir sobre la base de la capacidad de cada empresa para obtener bajos costos de Capital, debido a que la regulación remunera arbitrariamente a todos los generadores estos costos de Capital sobre la base de su declaración de costos variables.

Las normas no incluyen tampoco una señal que muestre los riesgos futuros de desabastecimiento: sólo se pagan remuneraciones elevadas en el momento en el que el desabastecimiento se presenta.

Y a pesar que estos antecedentes demuestran que el mercado spot no permite formar precios representativos de los costos de expansión y por ende no es sustentable a largo plazo, el marco no permite a los distribuidores transferir a los clientes precios superiores al valor que surja del mercado spot.

- Con excedentes de oferta y este conjunto de regulaciones para el mercado spot :

- a) No existen incentivos para que los distribuidores o clientes busquen cubrirse en el mercado a término de los futuros incrementos de precios o del riesgo de desabastecimiento.
- b) Con la pauta de precios que surge del mercado spot, ningún Generador ofrecerá un contrato a largo plazo a distribuidores o clientes.

### **III) 2. El mercado spot es rentable para los generadores en condiciones no convenientes para los clientes**

#Frente a estos antecedentes del mercado spot, cabe plantear dudas respecto de aspectos fundamentales que no estarían siendo considerados en la regulación del mismo:

- a) ¿Qué estaría señalando el hecho que los precios actuales y las estimaciones de precios futuros en los mercados mayoristas de energía eléctrica de Europa y EE.UU., a igualdad de costos de combustible, sean significativamente superiores a los precios vigentes y al horizonte de precios del mercado spot argentino, a pesar de la fuerte diferencia en costos de capital, el mayor componente en los costos de generación eléctrica?

- b) ¿La regulación vigente permitirá que el mercado mayorista inicie un ciclo de ajuste, es decir que luego de tocar un mínimo, los precios comiencen a subir paulatinamente, sin grandes discontinuidades, hasta alcanzar una zona de equilibrio económico?
- c) En vista de los resultados obtenidos en los mercados de reserva fría y en el mercado mayorista (spot) ¿Se considera realmente posible competir sólo por precios y en forma reiterada (semanal o semestral según se trate de reserva fría o de mercado spot) en un mercado que debe tener obligatoriamente excedentes de capacidad para asegurar el suministro y para que exista competencia?

¿Se ha comprendido que, si las ofertas fueran en cambio en un mercado también en competencia y con libre acceso, pero a un plazo de varios años, no podrían ser no rentables, dado que ningún directorio aprobaría un plan de negocios de varios ejercicios con resultados negativos?

■ En un trabajo anterior se afirmó que: (1)

- **Las compañías que producen y comercializan commodities no diferenciables,**
- **En un mercado que por razones técnicas estructurales debe tener exceso permanente de capacidad y**
- **Donde los activos requeridos para la producción tienen elevado costo (sector capital intensivo) y larga vida útil,**
- **No pueden ser rentables si sólo operan en un mercado spot (donde se compite sólo por precio en forma reiterada)**
- **A menos que se regule el acceso de los participantes al mercado o existan carteles de precios**

- Debe destacarse que, si se pretendiera resolver esta situación de falta de rentabilidad que surge de la regulación spot a través de un incremento regulatorio en la remuneración a la capacidad que hiciera rentable la instalación de nuevo equipamiento y manteniendo el libre acceso, se produciría un nuevo ciclo de competencia depredadora, en el cual las empresas con equipamiento térmico volverían a reducir los costos variables declarados para poder acceder a la remuneración a la capacidad.

■ La información disponible también permite demostrar que con la actual regulación es difícil sostener sin falla un precio igual o mayor al necesario para hacer rentables los nuevos proyectos que se incorporen.(2)

(1) "Propuesta de complementos al Marco Regulador del sector eléctrico para hacer factible el mercado a término de largo plazo". Por Ernesto P. Badaraco, Luis F. Scholand y Luis A Erize: Presentado en el Seminario "Gas y Electricidad", el futuro de la integración de negocios en el sector energético", llevado a cabo el 13 y 14 de marzo de 1996 en Buenos Aires en el hotel Hyatt, organizado por el IIR (instituto for Internacional Research).

(2) La demostración se encuentra en el punto III) 4. de la "Propuesta de complementos al Marco Regulador del sector eléctrico argentino" presentado en abril 1997 en el primer Congreso Latinoamericano y del Caribe de Gas y Electricidad, organizado por el Instituto Argentino del Petróleo y Gas, (IAPG), la American Gas Association (AGA) y la Society of Petroleum Engineers(SPE) elaborado por Ernesto P. Badaraco, Luis F. Scholand, Luis A. Erize, Daniel Perrone y Pablo Werning.

- Ello es así porque todas las elaboraciones teóricas realizadas para demostrar que el mercado puede "ajustar", parten de la utilización de hidrologías promedio. Pero cuando se considera la hidrología real de cada año, es visible que un período de baja inversión puede estar inicialmente acompañado por una hidrología elevada y el mercado no percibirá la falta de oferta hasta que surja un año con reducción de generación hidroeléctrica y recién entonces desabastecimiento y precios muy elevados, recuperando los generadores en pocos meses las utilidades no percibidas en los años anteriores, pero con fluctuaciones de precios que los clientes no considerarían aceptables, teniendo además los precios un piso elevado por el Costo Financiero asociado a esta volatilidad.

■ En el mismo trabajo anterior mencionado en (2) se destacó que quien ha propuesto una explicación teórica satisfactoria para explicar la dificultad para alcanzar el equilibrio que tiene el mercado eléctrico argentino bajo la actual regulación es Lester G. Telser (3).

- Lester Telser aporta elementos teóricos que permiten comprender porque el mercado spot de Argentina no es sustentable con la actual Regulación.

Telser ha verificado que existen casos en los cuales un mercado totalmente competitivo falla, o sea no consigue atraer operadores, cuando los mismos deben actuar en el mercado en forma totalmente competitiva sin ninguna clase de acuerdo entre pares o entre grupos de ellos que les permitan diferenciarse o vincularse a largo plazo. Telser define como "mercados con núcleo vacío" (Empty Core), a aquellos mercados en los cuales ningún operador de ese sector industrial tiene interés en operar.

Telser demuestra analíticamente que existen distintas formas por las cuales es posible "resolver" este tipo de situaciones. Un método general requiere a veces la imposición de un determinado límite superior a las cantidades que deberían ser vendidas por ciertos oferentes.

Telser menciona distintos ejemplos de mercados que requieren excedentes de capacidad para poder brindar un servicio eficiente a los clientes: Servicios Públicos de transporte de personas o carga por buque, por ferrocarril o aéreos y menciona en particular el caso del mercado eléctrico. Telser sostiene que un contrato a largo plazo o la integración vertical, pueden a veces resolver un problema de "núcleo vacío". También señala que la integración vertical a través de la consolidación patrimonial (la compra de la otra empresa) puede ser eficazmente sustituida por contratos a término a largo plazo, evitando involucrarse en un negocio ajeno al propio.

En particular, Telser afirma que "la integración vertical a través de acuerdos o contratos a largo plazo, entre ciertos pares de compradores y vendedores, fuerza a cada uno de ellos a reconocer sus intereses comunes de largo plazo y reduce sus incentivos a tomar ventajas temporarias de cada uno de los otros".

(3) Lester G. Telser. Profesor Departamento de Economía de la Universidad de Chicago. "Usefulness of the Core Theory in Economics". Journal of Economic Perspectives, 1996. "A Theory of Efficient cooperation and competition". Cambridge University Press, 1987 "Economics Theory and the Core". University of Chicago Press, 1978

Telser menciona también específicamente que la manera menos costosa de satisfacer la demanda requiere en muchas oportunidades capacidad de reserva disponible (stand by) antes que se conozca cual será efectivamente la demanda real. Surge de esta manera el problema de como generar suficientes ingresos para cubrir los costos de capacidad de reserva, como así también asignar los costos fijos o de estructura a la demanda que realmente se materializa o concreta .

"La teoría del núcleo (The Core Theory) - afirma Telser en un párrafo especialmente asignable al MEM argentino - muestra como el comportamiento oportunista de los consumidores puede destruir un equilibrio eficiente y como por el contrario acuerdos o contratos a medida entre consumidores y proveedores bajo la forma de integración vertical pueden algunas veces restaurar un equilibrio eficiente en un mercado".

### ■ **Conclusión:**

Telser ha elaborado un desarrollo teórico donde trata con commodities sin ninguna o con reducida diferenciación. En aquellos mercados donde tanto los bienes o servicios como los proveedores puedan ser diferenciados, la condición de comportamiento oportunista se dará con más dificultad.

- Este aspecto es especialmente relevante debido a que una de las características que en forma creciente muestra la producción de bienes y servicios, es que cada vez más los costos de estructura y en particular el costo de capital, tienen una incidencia porcentual mayoritaria en los costos de los bienes y servicios comercializados. En esas condiciones, si en un mercado las reglas conducen a competir solamente por precios y los distintos oferentes no encuentran mecanismos aptos para diferenciar sus productos y evitar esta competencia sólo por precio, se inicia una espiral con ciclos de reducción de precios que conduce a tasas de retorno cada vez inferiores, competencia que no pueden detener hasta que algunos de los operadores aceptan la pérdida del mercado y se retiran del mismo o en determinados casos, se concretan carteles de precios o surge una empresa dominante que impone de ahí en adelante sus condiciones al mercado.

■ Los antecedentes elaborados por Lester Telser fueron pensados para mercados no regulados. Pero son especialmente válidos para entender porque en el mercado eléctrico, que sólo puede operar confiablemente con fuertes excedentes de capacidad, una regulación que impida la diferenciación y obligue a competir en base a una subasta permanente por precios, sólo puede conducir al surgimiento de fuertes problemas en el mercado, a la concentración del mismo en un muy reducido grupo de operadores, o al retorno a una planificación centralizada con mayor intervención del Estado.

- De estos antecedentes surge la conveniencia de liberar al mercado a término de las actuales trabas que le impiden operar satisfactoriamente.

### **III) 3. La responsabilidad por asegurar niveles standard de calidad en el sistema de interconexión**

La reconstrucción de la cadena de responsabilidades por el abastecimiento de la demanda debe ser un objetivo prioritario en toda propuesta de modificación de la regulación.

- Desde un punto de vista técnico, la entrega de energía en el nodo de un distribuidor puede ser realizada con diferentes niveles de calidad, y cada uno de ellos tendrá a su vez diferentes costos en función de las reservas de capacidad de generación y transporte involucradas para soportar el suministro.

- El regulador definió inicialmente y en forma indirecta, un determinado nivel standard de calidad como objetivo, al establecer determinados montos de penalidad que son aplicados en caso de desabastecimiento. Y el regulador asumió en nombre de los clientes que este era el nivel de calidad deseado.

Dado que la responsabilidad del suministro ha sido asignada al distribuidor, resulta lógico suponer que el mismo se hará cargo de mantener ese nivel de calidad.

También es entendible que el distribuidor reclame a los generadores y a los transportistas que entreguen la energía en su nodo, con un nivel de calidad acorde con el expresado a través de las penalidades que le son impuestas por la Secretaría de Energía en representación de los clientes.

Pero lo que el distribuidor no puede hacer, es solicitar a los generadores y al transportista que entreguen energía en su nodo con un determinado nivel de calidad sin remunerar a ambos (generadores y transportistas) los costos asociados a mantener ese nivel de calidad. Y la regulación no permite al transportista cobrar mayor tarifa en caso de aceptar las penalidades que podría querer transferirle el distribuidor y en el mercado spot, al cual venden los generadores, por su mismo carácter (spot), no es posible introducir mecanismos para remunerar niveles de calidad diferenciados a cambio de pagar las penalidades por desabastecimiento.

■ El objetivo de la regulación del mercado eléctrico en lo referente a calidad en el SADI debería ser: "Como asegurar que a largo plazo sean mínimos para el cliente los costos de los generadores y transportistas asociados a un nivel de calidad que es dato" (o sea, como asegurar que entre todas las posibles alternativas para obtener en un nodo ese nivel de calidad que es dato, se elija aquella alternativa que a largo plazo tiene mínimo costo para el cliente).

La posición de los generadores ha sido que la única forma de asegurar este objetivo a los clientes consiste en que la definición de las inversiones y los gastos necesarios para asegurar el nivel de calidad fijado como objetivo, surja de mecanismos de mercado, permitiendo que diversos agentes en competencia, en un mercado de generación con libre acceso, ofrezcan sus alternativas para satisfacer el requerimiento del distribuidor en su nodo.

La alternativa a esta propuesta es la "planificación centralizada", la cual ya ha mostrado su ineficiencia para asegurar la mejor relación calidad precio a los clientes, además de que desvirtuaría la filosofía con que fue diseñado el modelo.

■ Para los generadores es posible ofrecer en condiciones de competencia la calidad que el distribuidor demanda en su nodo, organizando la estructura de generación y transporte que con el mínimo costo asegure ese nivel de calidad.

- Para asegurar que la relación calidad-precio sea la deseada por los clientes, el mecanismo posible es que los generadores ofrezcan absorber las penalidades de los distribuidores relacionadas con fallas externas al distribuidor.

Para hacer su oferta con riesgos económicos acotados, el Generador deberá asegurar que el transportista tome determinados recaudos, tanto en inversiones como en gastos operativos, para asegurar que la energía sea entregada en el nodo en esas condiciones de calidad preestablecidas. El Generador deberá haber previsto además su propia disponibilidad o las reservas necesarias para reemplazarlo. Y si bien surgirán externalidades, todos los mercados las tienen en mayor o menor grado y las mismas, a lo sumo obligarán a una mayor negociación y terminarán reforzando la seguridad del sistema.

El mecanismo descrito implica la ejecución de inversiones que aseguren el objetivo de mínimo costo esperado. Por ello, esta propuesta sólo es instrumentable en un contexto donde sea posible formalizar, a través de contratos de largo plazo, la remuneración de dichas inversiones.

#Dado que en el esquema de remuneración actual el transportista no prevé este tipo de acuerdos, los generadores ofertaron a la Secretaría de Energía su disposición a negociar acuerdos con el transportista de manera tal que el total de sus propios costos de generación y Reservas, más lo que pueda solicitar el transportista como remuneración para lograr el nivel de calidad objetivo, más la esperanza matemática del costo de las penalidades, resulte un mínimo.

■ **Este costo total, al ser proporcional a las penalidades vigentes, es el precio seleccionado por el Cliente y como ha sido obtenido de un pedido de precios en condiciones de competencia y libre acceso, será el mínimo obtenible en ese mercado.**

■ Un aspecto adicional planteado por los generadores a las autoridades regulatorias, es que en caso que los generadores que tengan interés en ofertar sus contratos a un distribuidor, consideren que la cifra solicitada por el transportista para asegurar el nivel de calidad fijado como standard es demasiado elevado, y existiendo la posibilidad de que por su carácter monopólico, el transportista pueda absorber toda la renta, el Generador podrá solicitar el arbitraje del Ente Regulador, y de acuerdo con el mismo, tomar luego decisiones para construir nuevas instalaciones de transporte, o instalar reservas o incluso toda su oferta de generación directamente en el nodo del distribuidor, evitando los cargos por transporte.

#### **IV) PROPUESTAS**

Las publicaciones del sector y las dedicadas a temas económicos mencionan con frecuencia en EEUU y Europa la evolución de este debate sobre formación de precios en los mercados mayoristas eléctricos y la regulación del transporte.

Todas las naciones que han iniciado procesos de desintegración vertical y privatización de estas empresas han encontrado problemas, y han encarado soluciones con mayor o menor éxito.

- Una vez reseñados los antecedentes y los problemas detectados en el caso Argentino cabe formular dos tipos de propuestas:

- a) Recomendaciones generales sobre la metodología para encarar las modificaciones que el Marco requiere y seguirá requiriendo en el futuro.
- b) Propuestas específicas destinadas a resolver los principales problemas actuales.

#### ■ **RECOMENDACIONES GENERALES:**

■ En primer término, reconocer que no disponiéndose de antecedentes y existiendo tantas inversiones comprometidas sobre la base de la Ley y las regulaciones vigentes, los cambios deben ser prudentes y lograr el mayor consenso antes de ser introducidos. En caso contrario, es preferible mantener la regulación actual sin modificar y esperar el resultado de las experiencias que se están realizando en EEUU y Europa.

Las recomendaciones siguientes pueden contribuir a hacer mínimo el costo del camino a recorrer:

#### ■ Las modificaciones que se introduzcan deben resolver los problemas detectados:

Se han destacado los principales problemas que enfrentan los generadores, los clientes y los demás agentes. Las propuestas que se formulen deben resolver estos problemas en forma integral y no introducir otros adicionales.

#### ■ El mercado debe ser sustentable a largo plazo:

La Secretaría de Energía ha reiterado que el funcionamiento del mercado eléctrico debe ser "sustentable", es decir que las modificaciones propuestas serán positivas para los clientes, y también, que servirán para que los inversores en todos los sectores encuentren un marco de estabilidad económica y seguridad jurídica que los impulse a participar, asegurando a largo plazo el abastecimiento de la demanda. Para que esto sea así, las modificaciones deben tener consenso. Y para lograr consenso, es necesario tener en cuenta las necesidades estratégicas de cada sector.

#### ■ Deben establecerse principios básicos:

Cuando una transformación afecta tan profundamente a un mercado, es imprescindible establecer los principios básicos que deben regir el proceso, para que luego, los mismos puedan ser aplicados a cada propuesta o cambio de normas.

- Los antecedentes muestran la validez de un primer principio: En el mercado mayorista, la tendencia debe ser siempre hacia una mayor libertad, para que los precios se formen sobre la base de decisiones de los participantes privados, manteniendo como norma básica que la cantidad de regulación deberá ser cada vez menor.

Una vez instalados en un mercado bajo condiciones de libre competencia, las empresas prefieren la continuidad de un mercado libre porque brinda mayor seguridad jurídica a los inversores.

Y el mercado libre puede ser sostenido como un principio, porque la experiencia indica que además permite el mayor crecimiento económico general.

■ Tener en cuenta antecedentes internacionales y debatir por escrito:

Cabe recomendar la metodología de la Secretaría de Energía de EEUU, donde las propuestas de nuevas normas son circuladas entre los clientes y agentes, los cuales emiten también por escrito sus comentarios. La Secretaría de Energía responde una por una estas observaciones, incorporando el conjunto como anexo a los fundamentos de la decisión final adoptada, estableciendo así porqué razones acepta o descarta cada opinión de los agentes.

■ Los cambios deben efectuarse teniendo en cuenta la totalidad del Marco Regulador. No es conveniente la introducción de modificaciones parciales que no tengan en cuenta el marco en su conjunto. La situación resultante será probablemente peor que la previa.

■ Las alternativas que reducen la volatilidad convienen a los clientes.

Un mercado de baja volatilidad, con ingresos y costos estables y previsibles, que surgen en condiciones de libre competencia y libre acceso, asegura los menores costos de la energía para los clientes, porque reduce la prima de riesgo que los inversores y acreedores financieros imponen para financiar estos proyectos.

■ **PROPUESTAS ACTUALMENTE EN DEBATE**

En primer lugar, se destaca la necesidad de eliminar las restricciones que hoy traban las operaciones a término, única forma en la cual el mercado de generación podrá ser sustentable a largo plazo y con costos mínimos.

La iniciativa de la Secretaría de Energía, respecto a reducir el límite de potencia para permitir la libre contratación, podría constituir un paso en ese sentido. Pero elimina el concepto original del modelo, donde se había designado al distribuidor como responsable de planificar el abastecimiento contratando proveedores ("portfolio manager") alternativa que podría convertirse en sustentable con escasos cambios, y se inclina por profundizar el modelo de "customer choice", del cual la regulación Argentina ya tomó la libertad de contratación para grandes usuarios.

Paul L. Joskow (4) destaca que estas son las dos variantes actualmente en debate en aquellos mercados con procesos de transformación similares al argentino. Y si bien en principio ambas podrían ser una respuesta válida al tema central, que es la necesidad de desarrollar un mercado a término, el modelo de "customer choice", - que tiene a favor requerir menor supervisión del Estado en la formación de precios - ha sido menos probado que el actual, por lo que es sólo posible realizar inferencias sobre los resultados esperables. Y como en todo modelo, los resultados dependerán del conjunto total de "nuevas reglas" que se introduzcan para ponerlo en vigencia.

(4) Obra citada



Por esta razón esta propuesta podría no ser conveniente a menos que se analice y busque consenso para condiciones adicionales:

#Respecto al mercado spot, es necesario partir del hecho que no es factible que un sector económico con activos de larga vida útil, con requisitos estructurales de excedentes de capacidad, con múltiples actores en competencia y con libre acceso, obtenga sus ingresos a partir de una operación spot.

Pero el mercado spot es en cambio necesario como respaldo físico para las operaciones comerciales. Es un mecanismo de "Clearing" que permite que los participantes compensen instantáneamente entre sí y al menor costo, los faltantes y excesos de un bien no almacenable.

El mercado spot es en consecuencia sólo una necesidad técnica de los generadores para hacer mínimos los costos de abastecer sus compromisos comerciales.

Para permitir que el mercado spot pueda cubrir ese rol, sería necesario transferir a los mismos generadores las "decisiones de despacho" de equipos y sus riesgos. Una alternativa para lograrlo es eliminar la referencia del precio estacional y el pago a la capacidad. Y debido a que la forma en que un Generador decide si ingresa o no al mercado es por medio de su declaración de costos, esta deberá ser libre y emitida con la frecuencia que el Generador solicite. Pero en esas condiciones no debería concederse acceso al mercado spot excepto en emergencia y a costo de falla.

■ Respecto al mercado a término, y si se intenta además avanzar con la alternativa de "customer choice", es necesario establecer previamente por medio de que mecanismos estarán asegurados a largo plazo el abastecimiento y la calidad, en un modelo donde no hay aún acuerdos para designar los responsables de planificar la oferta y evitar ciclos de excedentes y faltantes de reservas que podrían ser cada vez más frecuentes. Y desde ya, se reitera que no es aceptable que el Estado vuelva a tomar a su cargo la responsabilidad por la calidad o el abastecimiento.

El aspecto central para hacer posible la formación de un mercado a término es la posibilidad de diferenciarse, y la necesidad de diferenciación exige, o una alternativa que económicamente no es aún viable, **basada en la desconexión física individualizada de cada cliente cuando la central Eléctrica o el vínculo de la misma con el cliente se hayan interrumpido**, o, en caso contrario, sea quien sea el comercializador, deberá asegurarse que no pueda actuar como "free-rider" eludiendo su responsabilidad en caso de desabastecimiento.

■ El establecimiento de un mercado a término también permitirá evitar los problemas derivados de una interconexión fuerte (3.000 a 5.000 Mw) con los países limítrofes que implique importación de energía secundaria.

■ En cuanto al transporte, los generadores coinciden con ideas que analiza la Secretaría de Energía en cuanto a otorgar "derechos de uso" a quienes tomen a su cargo las inversiones para llevar adelante las expansiones necesarias.

Asimismo, y con el propósito de resolver el problema de calidad que se presenta actualmente en el sistema interconectado, es necesario que los generadores tengan posibilidad de ofertar a clientes o a distribuidores combinaciones de calidad y precio en los nodos del sistema que estos indiquen.

■ Finalmente, cabe reiterar que, la propuesta de eliminar la mayor cantidad posible de regulación, está sustentada por la convicción en que en esas condiciones, siempre será posible para los clientes, distribuidores, transportistas y generadores llegar a acuerdos mutuamente convenientes, sabiendo además que el Ente Regulador y la Secretaría de Energía son las reales garantías previstas en este modelo para mantener la equidad y la seguridad jurídica en aquellos casos puntuales en que ello no pudiera ser logrado a través de la negociación directa entre las partes.

Ernesto P. Badaraco  
Julio 1998