

INTERCONEXION DE LOS MERCADOS ELECTRICOS

DEL MERCOSUR

#PRERREQUISITOS DESTINADOS A ASEGURAR LA EQUIDAD
EN LA DISTRIBUCION DE LOS BENEFICIOS DERIVADOS DE LA INTERCONEXION

Ernesto P. Badaraco
Marzo 2000

#Trabajo elaborado para ser presentado en el 2º Congreso Latinoamericano y del Caribe realizado por el IAPG el SPE y el CIER en Punta del Este 27 al 29 de marzo 2000
#El autor agradece la lectura del trabajo y los valiosos comentarios realizados por el Ing. Luis F. Scholand.

INTERCONEXION DE LOS MERCADOS ELECTRICOS

DEL MERCOSUR

TEMARIO

I. Hechos observados y consecuencias de los mismos

- I.1) El contexto macroeconómico en el ámbito del Mercado Común del Sur. Su incidencia sobre las decisiones de interconexión
- I.2) Densidad de carga y costo de capital en el ámbito del MERCOSUR. Su comparación con los vigentes en las naciones desarrolladas. Consecuencias.
- I.3) Estructura física de producción en las naciones de la región.
- I.4) La producción de energía eléctrica con gas es tan intensiva en Capital como la hidroeléctrica.
- I.5) Dado los costos de producción de energía eléctrica con gas en el ámbito del MERCOSUR, no es esperable la construcción de nuevas represas hidroeléctricas.
- I.6) La falta de estacionalidad en el mercado de gas de Brasil constituye una fuerte desventaja para la generación térmica.
- I.7) Existen fuertes asimetrías en los marcos reguladores de las naciones integrantes del MERCOSUR.
- I.8) Reflexiones adicionales sobre los 6 hechos observados: En un entorno con tan escasos antecedentes internacionales y tan cambiante la primera condición es la flexibilidad.

II. Aspectos teóricos que han sido tenidos en cuenta para formular las propuestas.

- II.1) Paul L. Joskow: Los objetivos habitualmente considerados para la desintegración vertical y la desregulación del sector eléctrico no son alcanzables con elevado costo de capital.
- II.2) Michael Porter: La estrategia genérica apta para los actuales mercados ampliados de commodities es la de diferenciación, nunca la de mínimo costo.
- II.3) Lester Telser: The Core Theory permite fundamentar porque es imposible competir por costos marginales de corto plazo en un mercado que por razones estructurales debe tener fuertes excedentes de capacidad.

III. Propuestas

- III.1) Modelar las consecuencias de la interconexión
- III.2) Eliminar las asimetrías introducidas por la regulación Argentina.
- III.3) Transferir a los inversores que operan en cada mercado la responsabilidad por la fijación de precios y cantidades y por el movimiento físico de energía.
- III.4) Búsqueda de consenso sobre principios generales: Seis principios generales propuestos en 1995

PARTE I. HECHOS OBSERVADOS Y CONSECUENCIAS DE LOS MISMOS.

I.1) El contexto macroeconómico en el ámbito del Mercado Común del Sur. Su incidencia sobre las decisiones de interconexión.

-Argentina se incorporó al MERCOSUR con la expectativa de disponer de un mercado ampliado y poder enfrentar con un mayor peso específico que el propio las dificultades de un sistema de comercio internacional que si bien es cada vez más abierto ha dado también lugar a un creciente número de presiones internacionales donde las negociaciones se ejercen entre regiones más que entre naciones.

También se buscaba --y se logró-- ofrecer un mercado más atractivo por su volumen para la radicación de inversiones, aspecto que últimamente se ha desvirtuado por el manejo descoordinado que hacen las Autoridades Económicas de Argentina y Brasil y también las autoridades federales de cada uno de los Estados de Brasil al utilizar mecanismos de subsidio abierto o implícito con el propósito de desplazar inversores hacia sus respectivas áreas de influencia política, habiendo incidido estas políticas en el desplazamiento de inversiones que ya estaban instaladas en Argentina.

La decisión de incorporarse al MERCOSUR fue fruto de la convicción respecto a que no sería factible alcanzar una integración comercial con EE.UU (ALCA) en un plazo menor a 15 o más años. Se consideró asimismo que la negociación desde la plataforma del MERCOSUR aseguraría incluso mayor fuerza para ingresar finalmente al ALCA.

Consideraciones similares se efectuaron con respecto a la posibilidad de integrar a Argentina con las naciones de la Comunidad Europea, destacándose que también en este caso se consideró que la condición de pertenencia a un mercado común similar al conformado por la Comunidad facilitaría las tratativas.

#Teniendo presentes estos aspectos positivos, se dejaron en parte de lado elementos técnicos difícilmente discutibles, respecto a que la integración de 2 economías por lazos tan fuertes como una unión aduanera conduce a la igualación de productividades, de niveles salariales y de la distribución del ingreso, tres aspectos con incidencia en el campo económico y potenciales generadores de conflicto social.

-Oportunamente el Banco Mundial señaló, en particular respecto del MERCOSUR, que el mismo habría conducido a “desvío de comercio” reduciendo por lo menos en términos relativos el intercambio comercial con otros mercados para favorecer el comercio interior en el ámbito de este mercado.

-Argentina está percibiendo actualmente y con mucha mayor fuerza desde que la devaluación de enero de 1999 mostró la inexistencia de coordinación de políticas macroeconómicas, que el mayor comercio con Brasil y la integración al MERCOSUR pueden tener consecuencias negativas sobre su desarrollo económico.

Adicionalmente, la integración con una economía de tamaño muy superior a la de Argentina, conduce a que el baricentro del mercado resultante se ubique más cerca de Brasil que de Argentina, con el consiguiente deterioro de las 3 variables mencionadas --distribución del ingreso, nivel salarial, en especial de las personas no calificadas y productividad--.

#Es por este último parámetro --productividad-- que la integración económica en el MERCOSUR debe ser mencionada en relación con la posición de Argentina y de los inversores extranjeros que operan en Argentina respecto de la interconexión eléctrica:

-La integración económica con Brasil podría estar afectando la productividad y la producción de bienes y servicios de muchas formas, entre las cuales es posible mencionar que el cierre de algunas empresas que estaban insertas en las cadenas de valor agregado de ciertos sectores

industriales, habría conducido a la pérdida de eficiencia de los restantes tramos o incluso a la desaparición de todo un sector. De igual forma, cuando la presión para reducir salarios se ejerce muy fuertemente en un sector de la industria, se desplazan las personas más calificadas que operan en el mismo, las cuales buscan otras ocupaciones o se convierten en cuentapropistas en tanto que las empresas incorporan personal con menor capacitación y productividad, degradando paulatinamente la competitividad del sector, en especial si por diferentes razones de política económica y control fiscal, las actitudes de las naciones involucradas con respecto al apoyo a las industrias son también diferentes.

Por último, cabe destacar que si bien aparentemente no tiene una incidencia económica inmediata, las fuertes diferencias en distribución del ingreso pueden ser causales de conflicto social en el medio argentino.

#Es por ello que cualquier aspecto relacionado con la productividad de un sector económico es seguido con atención tanto por las autoridades como por los inversores localizados en Argentina. Y por ello, con la convicción que la asimetría introducida por la regulación argentina del sector eléctrico podría afectar la productividad de las inversiones en Generación Eléctrica y Producción de Gas, es que este trabajo tiene como tema central la presentación de los prerequisites que son necesarios para asegurar equidad en la distribución de los beneficios derivados de la interconexión eléctrica entre ambas naciones. Es decir, que si bien se reconoce en el trabajo que la integración eléctrica conduce a un incremento neto de productividad, el aspecto central es evitar que determinadas asimetrías generadas por la regulación Argentina impidan que los beneficios derivados de la integración se distribuyan con equidad entre los inversores y los clientes ubicados en ambos mercados.

I.2) Reducida densidad de carga y elevado costo de capital en el ámbito del MERCOSUR **Una desventaja competitiva que deberá ser compensada**

Un primer aspecto que debe ser considerado en el análisis de los Sectores Eléctricos del MERCOSUR, es que existe una desventaja competitiva inicial que debe ser superada por las empresas que operan en la región.

-Los 3 elementos que dan origen a esta desventaja competitiva son:

- a) La densidad de carga en el MERCOSUR es muy inferior a la existente en EE.UU., Europa y Japón. Incluso considerando las zonas con densidad poblacional e industrial elevadas, la densidad de carga en Argentina y Brasil es inferior a la existente en zonas equivalentes de las naciones desarrolladas, aspecto que conduce a mayores inversiones de infraestructura por unidad de demanda.
- b) El costo de capital es superior en las naciones integrantes del MERCOSUR
El costo de capital, ya sea considerando el equity o el endeudamiento de las empresas, es muy superior en Argentina y Brasil.
En tanto que la expectativa de rentabilidad en las utilities del Norte difícilmente supera al 10%, los inversores en negocios similares en América Latina aspiran a cifras superiores. (10% a 15%)
Simultáneamente, el costo de financiación externa en proyectos con relaciones equity-deuda 30%-70% oscila entre 5 y 7% en las naciones desarrolladas y se aproxima al 10% -14% en nuestros mercados, existiendo casos en los cuales es imposible obtener financiación.

- c) El negocio de Generación de Energía Eléctrica es fuertemente capital intensivo y también lo son los sectores de producción de combustibles relacionados a la Generación de Energía Eléctrica.

Tal como se presentará en el punto I.4, el 90% de los costos de la unidad de energía generada corresponden a costos de capital.

#Los 3 elementos mencionados conducen a que el costo de la energía eléctrica, a igualdad de las restantes condiciones sea superior en los países integrantes de esta región que en las naciones desarrolladas. Esta desventaja competitiva inicial debe ser superada por aquellos que operan en el área.

En el contexto macroeconómico descripto previamente, ninguna nación aceptará perder productividad en términos absolutos frente a un escenario de apertura global de los mercados, y tampoco será aceptada una pérdida de productividad en términos relativos frente a las demás naciones que participan en un mercado libre o una unión aduanera como el MERCOSUR.

La experiencia indica que para compensar una desventaja competitiva derivada de un mayor costo de capital sólo es posible incrementar la productividad de los activos involucrados en la operación. Y sin duda es muy difícil incrementar la productividad de los activos de un sector a través de un mayor volumen de regulación, debiendo buscarse por el contrario mayor flexibilidad, es decir, menor regulación.

#Si bien podría parecer que actualmente existen algunas ventajas competitivas en el caso argentino respecto de Europa o América del Norte, derivadas de un menor valor del gas natural, ello debe ser evaluado en un horizonte de largo plazo. En estas condiciones es difícil afirmar a priori que los costos de desarrollo y puesta en operación de campos de gas en Argentina sean inferiores a los existentes en EE.UU, Canadá o el Mar del Norte y el norte de Africa. La única área gasífera que probablemente conduzca a precios más reducidos que los actuales es Venezuela, pero la distancia existente hasta el ámbito del MERCOSUR descarta la posibilidad de obtener una ventaja competitiva por esa causa. Por otro lado, tampoco es factible afirmar que la construcción de una represa hidroeléctrica o térmica en Brasil o Argentina puede tener costos inferiores a los existentes en cualquier nación desarrollada.

El análisis de esta hipótesis en relación con los precios reales de la Energía Eléctrica que se verifican en los mercados mayoristas desarrollados en comparación con los existentes en Argentina debe ser realizado teniendo presente que Argentina, ha desregulado mucho más profundamente sus mercados de energía eléctrica y gas, en tanto que con el propósito de evitar los stranded cost que afectarían a los accionistas de las utilities propietarias de estos activos en EE.UU y Europa, los precios de venta de la energía se mantendrán artificialmente elevados hasta que luego de un período de transición existirá una convergencia hacia valores representativos de los nuevos costos de expansión en un mercado en competencia en el cual, se reitera, tanto el costo de capital como la densidad de carga y los costos de desarrollo de yacimientos de combustibles y la construcción de nuevo equipamiento son iguales o inferiores a los vigentes en el ámbito del MERCOSUR.

-En síntesis es posible afirmar que la sumatoria de la inversión inicial más el costo de capital más los gastos de operación y mantenimiento y el costo de combustibles son superiores o a lo sumo iguales a los esperables en las naciones desarrolladas.

-El hecho que aún Argentina mantenga un precio de la energía eléctrica en el Mercado Mayorista inferior al vigente en cualquiera de esos mercados se debe a que las reglas de juego obligaron a los inversores a una situación de reducción de costos tan extrema que se han llegado a niveles difícilmente superables durante los próximos años.

Un ejemplo concreto, es que los primeros ciclos combinados instalados en el mercado argentino, obtuvieron precios de los 4 principales proveedores internacionales inferiores a los que actualmente están obteniendo cualquiera de las utilities de los mercados desarrollados para igual producto.

La conclusión es que a igualdad de condiciones y reglas de juego, lo que ocurrirá a medida que avance la desregulación y concluyan los períodos de transición establecidos en EE.UU y la Comunidad Europea para la Energía Eléctrica y el Gas, la energía eléctrica no podrá ser más barata en Argentina y el MERCOSUR que en Europa y América del Norte y esta desventaja competitiva no debe ser incrementada por errores o asimetrías regulatorias introducidas desde Argentina.

I.3)_ Estructura física de producción en las naciones integrantes del MERCOSUR **Consecuencias en caso de interconectar los sistemas eléctricos de la región**

Si se consideran los mercados de Argentina y Brasil en forma conjunta, puede concluirse que el 80% del Parque de Generación existente es hidroeléctrico y tan sólo un 20% térmico. Las energías generadas tienen proporciones aún más significativas de Generación Hidroléctrica debido a que el Parque Térmico es utilizado en Brasil como reserva.

Este desequilibrio, que sin duda no es conveniente desde el punto de vista de la productividad del capital involucrado, es muy superior en Brasil que en Argentina. La existencia de la estructura de producción descrita implica que un gran volumen de activos (cerca de 300.000 millones de US\$ a costos de inversión originales y 80.000 Mill US\$ calculados como costo de reposición con las nuevas tecnologías) tienen la responsabilidad por la mayor parte de los costos de la energía eléctrica en condiciones de capacidad anual de producción difícilmente predecibles.

El Parque de Generación de Argentina se encuentra razonablemente balanceado entre equipos térmicos e hidráulicos. La existencia de centrales hidráulicas, con 3.000 horas medias de generación y otras centrales de pasada con hasta 6.000, permite modular la curva diaria y una vez superado el sobreequipamiento actual, asegurará un elevado factor de carga para los ciclos combinados ya existentes. El equilibrio necesario entre equipos térmicos e hidráulicos ya ha sido prácticamente alcanzado y de aquí en más los inversores analizarán la combinación de incorporación de centrales de ciclo combinado, centrales de ciclo abierto y modificaciones en el empuntamiento de las hidroeléctricas que permitan mayor productividad de los equipos ya existentes y de los nuevos a instalar.

Incluso las ya amortizadas máquinas turbo-vapor existentes, constituyen una reserva de base de bajo costo de capital y aceptable costo de operación cuando deben ser despachadas en años o estaciones secas.

#Pero este no es el caso de Brasil, donde el 90% de la potencia instalada y un porcentaje superior de la energía producida cada año son de origen hidroeléctrico. A pesar que muchos embalses son plurianuales, durante los últimos años, en momentos en que aún se cumplía la condición de diseño impuesta a través de los mecanismos de planificación central del mercado de generación --probabilidad de desabastecimiento de la demanda menor o igual al 5%-- la estructura de equipamiento de Brasil conducía a un vertimiento medio de 30.000 Gwh/año, con períodos estacionales con volúmenes de vertimiento proporcionalmente mayores y fluctuaciones importantes respecto de ese valor medio entre años secos y húmedos.

La magnitud de ese vertimiento se aprecia mejor en términos relativos si se recuerda que es de un volumen similar al total de la generación anual térmica de Argentina.

-La participación de la generación hidráulica en Chile es algo inferior, pero la capacidad relativa de sus embalses es menor que la de Brasil, por lo que la reserva térmica requerida para convertir en firme la energía media de los embalses, puede ser porcentualmente mayor.

-Considerando la potencia total instalada actualmente en las 4 naciones del MERCOSUR y en Chile, aproximadamente el 80% de la generación es hidráulica y sólo un 20% térmico.

OConsecuencias

-Una primera consecuencia de la participación de cada tecnología en la oferta de generación, es que la estructura de costos es esencialmente de costos fijos (fundamentalmente costos de capital), y esto seguirá siendo así en cualquier horizonte de análisis económico de este mercado.

-En segundo término, la preponderancia hidráulica en el Parque de Generación conduce a que para el mercado integrado del MERCOSUR, sean requeridos grandes volúmenes de reserva térmica con bajo factor de carga media para asegurar el abastecimiento en los períodos secos.

-Y si se quiere asegurar que luego de la integración física de estos mercados, la probabilidad de desabastecimiento se mantendrá reducida, será necesario continuar construyendo nuevo equipamiento térmico en forma proporcional a los incrementos de demanda, el cual deberá operar con un bajo factor de carga --30% a 50% promedio durante los próximos 10 años-- creciendo lentamente hasta que el total de la región alcance una estructura balanceada térmica e hidráulica, similar a la que actualmente tiene Argentina.

#La integración física de estos mercados de energía eléctrica en la actual situación de los mismos, tiene un efecto neto positivo, porque permite incrementar la productividad del capital total invertido a la fecha.

Argentina tiene excedentes circunstanciales de capacidad y Brasil podría necesitar el total de esa capacidad excedente porque ello le permitiría posponer inversiones en una compleja circunstancia de desequilibrio fiscal para esta nación.

-La interconexión también tendrá un efecto neto positivo luego de haberse absorbido el actual excedente de capacidad térmica en Argentina, porque la utilización de la capacidad hidráulica instalada en Brasil será más elevada --el vertimiento será menor-- en caso de contar con el respaldo de la potencia térmica actual y futura de Argentina, la que podrá ser modulada en función de la hidraulicidad de cada período anual en la región (en vez de modular sólo en base a la hidraulicidad de Argentina).

#Habiéndose establecido que el efecto neto global para la región es positivo, el motivo de preocupación que subsiste para los inversores y clientes de Argentina deriva de que, a pesar de este efecto positivo, la distribución de los beneficios de la integración podría no ser simétrica.

Con una capacidad de transporte suficiente y la norma de dar prioridad al despacho hidráulico, un despacho “acordado” entre todas las naciones del MERCOSUR conduciría a reducir durante muchos años el factor de carga de los equipos térmicos de Argentina, hasta que la estructura de equipamiento de la región fuera similar a la que actualmente tiene Argentina en su propio mercado eléctrico.

-Por el contrario, un porcentaje muy superior de la energía secundaria de Brasil comenzaría a ser utilizada durante los primeros años de una interconexión fuerte desplazando generación

térmica. El resultado conjunto podría sintetizarse como “mayor productividad (menor vertimiento) para los equipos hidráulicos de Brasil y menor productividad (menor factor de carga) para los equipos térmicos de Argentina”.

Un análisis similar podría efectuarse con respecto a la posibilidad de una integración eléctrica amplia con Chile.

#Pero esta consecuencia física --incremento de productividad global, con pérdida de productividad para Argentina e incremento para Brasil-- puede conducir a resultados finales equitativos y convenientes para los clientes e inversores de ambos países, en caso de compensarse económicamente los efectos de estas modificaciones de las productividades físicas actuales. Y tal como se verá en los puntos III.2 , y III.3 la única forma de lograrlo, es permitir que las partes privadas con intereses en ambos mercados eléctricos puedan negociar y mover libremente precios y cantidades, sin la aplicación de mecanismos únicos que, si bien podrían ser válidos en un único mercado de una sola nación, conduciría en este caso a subsidios cruzados que se producirán en el momento de la integración de los 2 mercados y que las partes considerarán no equitativos y que en el caso argentino afectan su derecho de propiedad.

-Cabe recordar que en un seminario realizado a mediados de 1999 en la UADE (Universidad Argentina de la Empresa) Peter Grainer, ex Secretario de Energía de Brasil expresó claramente su visión de este aspecto, expresando en tono humorístico que “... agradecía a los hermanos argentinos su consideración por querer compartir la elevada volatilidad de un sistema hidroeléctrico como el brasileño...”. Si bien quizás no fueron estas exactamente las palabras pronunciadas, sí lo fue el sentido de la frase, lo que estaría indicando que el mismo ex-Secretario se habría sorprendido de la aceptación de estas condiciones por parte de Argentina.

Con la estructura física de producción de energía eléctrica descrita, si se quiere asegurar una muy baja probabilidad de abastecimiento, será necesario construir durante los próximos años un importante volumen de equipamiento térmico con muy bajo factor de carga (de 30 a 50% promedio durante los próximos 10 años).

#La integración en estas condiciones podría requerir modificar la estructura de equipamiento de Argentina. Para absorber los incrementos de demanda en un mercado fuertemente afectado por los ciclos hidrológicos, el equipamiento más adecuado podrá ser las turbinas de ciclo abierto los cuales serían luego convertibles paulatinamente a ciclos combinados.

La incorporación de equipamiento con un bajo factor de carga implica mayores costos para la energía eléctrica Argentina durante los próximos años a menos que a través de mecanismos como los propuestos en III.2) y III.3), se hundan costos de capital de la energía hidroeléctrica, la cual se vendería a precios muy reducidos para compensar esta reducción de productividad del equipo local.

I.4) La producción de energía eléctrica con gas es tan intensiva en Capital como la generación hidroeléctrica.

-La producción de energía eléctrica mediante equipos de ciclo combinado alimentados a gas es el último tramo de valor agregado de un conjunto integrado por el productor de gas, el transportista y la distribuidora de gas y finalmente la central eléctrica.

-En el caso del productor de gas, la estructura de costos está casi íntegramente formada por costos de capital: la empresa productora concentra un volumen muy importante de inversiones en la etapa de exploración y posterior desarrollo de cada yacimiento. Una vez completada esta

tarea, el yacimiento es puesto en operación y a partir de ahí el volumen de costos variables es sumamente reducido, estando los ingresos correspondientes a la venta de gas del yacimiento destinados a cubrir los costos de capital de las inversiones ya realizadas.

-Excepto en los casos en que la central eléctrica se ubica sobre el yacimiento, es usual la utilización de un gasoducto y una red de distribución para abastecer la central eléctrica. También en este caso el negocio es capital intensivo, dado que una vez construido el gasoducto los costos de operación y mantenimiento son mínimos en relación con el costo del capital que ha sido invertido para la construcción del mismo.

Esto explica porque los contratos de Transporte y Distribución de gas para centrales son en muchos casos realizados con un porcentaje elevado de take or pay.

-Por último, y analizando el caso de la central eléctrica, si se elimina de la estructura de costos de la misma el costo del combustible gas, los restantes egresos incluidos en el estado de resultados son también mayoritariamente gastos fijos relacionados con el costo de capital.

-En todos estos casos se usa la expresión costo de capital englobando tanto a los cargos financieros correspondientes a la porción de financiación como a los ingresos que utilizarán los inversores para satisfacer su expectativa de rentabilidad standard. El costo final dependerá de la participación de equity/deuda en cada proyecto y excepto en Argentina, donde la volatilidad del mercado dificulta la financiación, son usuales en Generación los ratios 30%-70% y hasta 50-50%.

#En caso de unificar el negocio de producción de energía eléctrica en una sola compañía que englobara la producción y el transporte de gas más la generación eléctrica, se dispondría de un estado de resultados consolidados, donde los costos variables serían aproximadamente tan reducidos como en una represa hidroeléctrica.

Por tratarse en consecuencia de inversiones capital intensivas, el conjunto de la producción, transporte y distribución de gas más la generación eléctrica tiene incrementos de costos (o reducciones de productividad) tan elevados como una central hidráulica en caso que la regulación obligue a la central térmica a modular con factores de carga inferiores a los que admiten estos equipos --habitualmente entre 85 y 90%--.

En realidad, las centrales hidroeléctricas están por condiciones de diseño sobreequipadas en su capacidad de generación. Habitualmente esto puede lograrse con una inversión incremental proporcionalmente reducida, agregando mayor cantidad de potencia que la que permitiría un despacho con un factor de carga superior al 60%. Las razones para hacerlo de esta manera derivan de la necesidad de evitar vertimientos en períodos de elevada hidraulicidad pero también del hecho de aprovechar la energía en los períodos horarios de mayor valor económico. Pero simultáneamente este sobre equipamiento de la central hidroeléctrica es el que permite modular con una casi nula pérdida de productividad, aspecto que la diferencia de una central a gas.

Es decir, que en realidad si se consideran razones relacionadas con el óptimo económico, es conveniente el despacho de la central hidroeléctrica modulándola de forma tal que dentro de la flexibilidad proporcionada por la magnitud del embalse se evite la modulación de la térmica, evitando la pérdida de productividad que, para bajos factores de carga sufre la central térmica y reduciendo el total de potencia instalada.

#Y si bien por razones relacionadas con la conservación de energía, parece lógico dar prioridad de despacho al agua con el propósito de evitar el vertimiento, también es posible afirmar que desde un punto de vista estrictamente económico tiene tan poco sentido cerrar transitoriamente pozos, reinyectar gas y encarecer la ecuación económica de las compañías de transporte,

distribución de gas y generación de energía eléctrica como derivar el agua por el vertedero de una represa hidroeléctrica.

En última instancia, en caso de tratarse de un mercado regulado, las normas deben conducir a un óptimo económico con decisiones similares a las que adoptaría un dueño único del parque conjunto hidro y térmico y teniendo presente el hecho mencionado respecto a que dentro de plazos relacionados con la capacidad de los embalses, las centrales hidroeléctricas no pierden la capacidad de generar energía cuando modifican el momento en el cual la misma se despacha, en tanto que para una central térmica toda interrupción de la producción en forma total o parcial –modulación-- conduce a una pérdida total de la capacidad de esa central para generar energía.

Debe tenerse presente en consecuencia que la subordinación a través de normas de despacho de la actividad de generación con gas a la generación hidroeléctrica, implica un incremento de costos medios para el mercado atendido por la generación térmica, debido a la necesidad de mantener estable la tasa de retorno en esta actividad capital intensiva y habitualmente con estructura de financiación muy rígida.

-Y no cabe duda respecto a que los incrementos de costos en generación térmica relacionados con la compensación de las fluctuaciones no controlables en la producción de las centrales hidroeléctricas, debe ser imputado como un mayor costo de estas últimas. Estos costos deben mantenerse acotados al mínimo valor posible y para ello, deben tenerse en cuenta los costos totales de producción y no solamente los costos marginales de corto plazo.

#Consecuencias

Si bien no se pone en discusión la prioridad al despacho hidro, se cree necesario mostrar que no existiría en realidad una razón económica para dar prioridad de despacho a las centrales hidroeléctricas, sino tan solo una razón relacionada con la conservación de los recursos naturales, la cual difícilmente pueda ser valorada económicamente pues implicaría definir el valor presente de hechos cuyas consecuencias y fecha de ocurrencia no son fácilmente determinables.

-La segunda pero principal consecuencia es que cuando el combustible es gas natural, tampoco es sustentable formar precios obligando a las empresas de Generación a participar en un mercado spot donde sólo se compite por costos variables, los que en realidad y de acuerdo con lo expuesto, son costos fijos.

-El carácter de fijo del costo de combustible se evidencia más en el mercado de Brasil que en el de Argentina, donde la estacionalidad del consumo invernal y la posibilidad de los Generadores de contratar suministros interrumpibles ha ocultado el verdadero carácter de los costos del combustible gas.

-El costo de combustible cuando el combustible es gas no es variable en el sentido clásico del término. Para obtener un precio reducido, el productor y el transportista exigirán al Generador un cierto porcentaje de take or pay y sin ese compromiso, los precios pueden subir significativamente, en realidad hasta igualar en promedio los egresos en condiciones take or pay.

-Tampoco parece razonable, la decisión de adquirir yacimientos y construir gasoductos por un consorcio de Generadores, dado que los costos derivados probablemente sean incluso superiores a la compra en condiciones take or pay. Todos quienes invierten en yacimientos de gas y en gasoductos consideran con los mismos standards de rentabilidad que el Generador sus propios negocios y ya sean empresas subsidiarias de un grupo eléctrico o empresas de

petróleo y gas, nunca aceptarán ser la variable de ajuste para hacer competitiva una empresa de Generación Eléctrica.

-Eso no impide que se busque optimizar el consumo de combustible utilizando en cada momento los equipos de mayor eficiencia térmica para satisfacer la demanda. Y para poder hacerlo, es necesaria la libertad de decisión de cada participante en cuanto a la fijación de precios y cantidades y también es necesario el funcionamiento de un mercado secundario de gas y de capacidad de transporte para asegurar la flexibilidad derivada del despacho eficiente arriba mencionado.

El optimizar el consumo de combustible es la misión de un despacho centralizado como el que opera actualmente CAMMESA o cualquiera de los OED en todo mercado eléctrico. En un mercado totalmente desregulado las medidas para optimizar el consumo de combustible surgirían del consenso de los competidores, los que decidirían entre sí organizar el despacho de manera tal de satisfacer cada uno de ellos sus propios contratos comerciales al menor costo. (El mecanismo más idóneo parecería ser la declaración libre de costos variables, sin pago por capacidad y con acceso a ese “pool” restringido a solamente los Generadores).

#Finalmente, para comprender porque el mercado spot como mecanismo obligatorio de formación de precios no puede ser aplicado, puede demostrarse que si se extiende al gas el actual mecanismo spot del mercado eléctrico para definir en cada momento el precio del combustible gas, el precio de la energía en el mercado spot tenderá al valor de la capacidad pagado a los Generadores, --6 ó 7 Mills-- a menos que exista un cartel o una muy fuerte concentración de mercado. Es decir, que si en la cadena de valor agregado se obliga a las empresas productoras y transportistas de gas --las que tienen una estructura de costos donde los costos de capital son porcentualmente tan elevados como en la Generación Hidroeléctrica o más--, a operar obligatoriamente en un mercado spot, el mecanismo de “subasta” conducirá a que el precio del gas formado en cada momento tienda a cero.

#Por supuesto que la consecuencia de una caída en los precios de gas por la obligación de formar precios únicamente en un mercado spot sería, al igual que en el caso eléctrico, la suspensión de las inversiones y el desabastecimiento en el largo plazo. Es más, si se quiere comprender porque motivo no es posible la formación obligatoria de precios un mercado spot, debe verse que en caso que Argentina no fuera un país productor de gas, nunca se podría obligar a los proveedores de gas del exterior a formar precios únicamente en un mercado spot, dado que los exportadores de los países vecinos no admitirían otra condición que no fuera la de vender con contratos firmes a largo plazo. El mismo razonamiento puede aplicarse al mercado eléctrico: En caso que Argentina fuera un importador neto de energía eléctrica para atender la demanda, los proveedores desde los países limítrofes sólo aceptarían vender la energía por medio de contratos a largo plazo y a precio fijo y no aceptarían una compulsa horaria en el mercado spot para entregar su producción. Es decir que Argentina carecería de abastecimiento si por no ser país productor de gas ni de energía eléctrica decidiera establecer un mercado obligatorio spot para ambos productos e intentara imponer ese mecanismo de formación de precios a los proveedores del exterior.¹

¹ No debe confundirse el aprovisionamiento desde el exterior, es decir un caso donde la capacidad instalada en Argentina no permite abastecer la demanda local, con el intercambio de energía entre regiones o naciones vecinas como ocurre en EE.UU y en la Comunidad Europea. En este último caso se realizan intercambios de oportunidad a costo marginal, de igual forma que en el pool local harían las Centrales de Generación para satisfacer sus contratos comerciales al mínimo costo.

I.5) Debido a los costos de producción de Energía Eléctrica con gas en el ámbito del MERCOSUR, no es esperable la construcción de nuevas represas hidroeléctricas

-Con los costos ofertados por los proveedores de equipos y el costo de combustible gas en el mercado argentino, parece posible la generación de energía eléctrica a menos de 30 Mills para un factor de carga elevado.

-Para comparar los costos de generación térmica con los de una central hidroeléctrica, deben considerarse como principales variables las horas de utilización anuales firmes, o en caso contrario calcular el costo de la reserva de base necesaria para convertir la energía media e hidroeléctrica en firme. Adicionalmente, debe computarse el costo específico de las inversiones en transporte, que en el mercado argentino o brasileño no son inferiores a 250/300 US\$ /Kw, con un costo de operación y mantenimiento adicional que junto con las pérdidas, debe restarse del precio de la energía hidroeléctrica, dado que habitualmente las centrales de este tipo no se encuentran próximas a los centros de consumo.

-Si bien corresponde incluirlos, no está de acuerdo con la profundidad y el objetivo de este trabajo la consideración de otros elementos más difíciles de cuantificar, como el daño ambiental ocasionado por las centrales térmicas y en parte también por las hidroeléctricas, la mayor probabilidad de falla que por la distancia a los centros de consumo tienen las hidroeléctricas; y también el creciente debate ambiental relacionado con el tendido de líneas de alta tensión.

-En base a los datos expuestos, es posible determinar que difícilmente una represa hidroeléctrica con una inversión superior a 1000 US\$/Kw pueda competir con generación de origen térmico, incluso si las horas anuales de producción son elevadas (4.000 a 6.000) y se dispone de embalses plurianuales que conviertan a la energía hidroeléctrica en energía firme.

Consecuencias

Partiendo del supuesto que los países de la región han utilizado hasta ahora un criterio racional en la selección de sus inversiones en generación hidroeléctrica, sería lógico suponer que todas las obras hidro que resta realizar tendrán mayor costo específico --mayor inversión por Kw-- que las ya existentes. Y por esa razón es factible estimar que no se iniciará la construcción de nuevas centrales hidráulicas una vez concluidas las que --en especial en Brasil-- se encuentran actualmente en obra.

#El único parámetro que podría modificar esta apreciación, es el surgimiento de ofertas de financiación subsidiadas o, lo que es similar, que ciertos inversores considerasen aceptables para proyectos hidro tasas de retorno muy inferiores a las que se exigen a proyectos térmicos. Pero las experiencias recientes en Argentina, donde empresas eléctricas con una elevada calificación por su anterior trayectoria en sus mercados de origen obtienen pobres o nulos resultados con Centrales Hidroeléctricas desde hace varios años a pesar de haber pagado por las mismas no más de 300 a 500 US\$/Kw, parecería indicar que la alternativa sigue siendo al menos, poco probable.

#Si los antecedentes expuestos son considerados válidos, no habrá nuevos proyectos hidroeléctricos y la absorción con generación térmica de tasas de crecimiento que se estima no serán inferiores al 5% en el área, permitirá mejorar la productividad del cada vez más balanceado conjunto termo-hidro.

#El aspecto clave para no trabar este proceso ni incrementar los costos medios de la energía en los países considerados, es preguntar que reglas de juego necesitan quienes desean

invertir en nuevas centrales térmicas a gas en la región. Y las 2 primeras cuestiones que surgen al respecto son:

- a) En primer término, se considera que la utilización conjunta, mediante la interconexión de los mercados de la región, del Parque ya existente hidráulico y térmico y de las nuevas centrales térmicas a instalar, debe producir beneficios marginales mayores que cero para todos los participantes (los Generadores existentes y los nuevos de todos los países que se interconectan y también, los clientes de los mismos países).
- b) Debe permitirse que el mercado busque por sí mismo la estructura de equipamiento óptima evitando subsidios abiertos o implícitos para favorecer ciertos tipos de tecnología en vez de otros.

#Por último, debe destacarse que no es posible aceptar la incertidumbre económica para los inversores derivada de las actuales reglas de interconexión, por lo que incluso si se concreta un mercado de contratos, a menos que se cambie el actual criterio de despacho para la interconexión, eliminando el intercambio aleatorio en base a ofertas “spot” a corto plazo, los inversores no agregarán más capacidad térmica en Argentina o sólo lo harán en condiciones take or pay o con equipos de ciclo abierto y acuerdos take or pay por un factor de carga reducido, lo cual, combinado con la reducción del factor de carga de las centrales térmicas existentes por la importación de energía secundaria, sólo puede conducir en el mediano y largo plazo a incrementar el precio en el mercado local.

I.6) La falta de estacionalidad en el mercado de gas de Brasil --aparente ventaja para el sector gas-- constituye una fuerte desventaja para la generación térmica que se instale en ese mercado. (Deberá pagar el 100% de la capacidad de transporte con despacho inferior al 50%)

-Brasil no ha desarrollado aún su mercado de gas natural por redes. Es de esperar que el mismo crezca rápidamente por las ventajas que tiene el gas como sustituto de la energía eléctrica o del LPG envasado en las aplicaciones familiares, comerciales e industriales.

-Pero dado el clima cálido que en promedio afecta a las regiones de Brasil con mayor consumo, no parece posible que este desarrollo conduzca a una demanda con estacionalidad. Por el contrario lo más probable es que la demanda de Brasil continúe siendo prácticamente plana.

-Esto conducirá a que las centrales de generación eléctrica de Brasil deban pagar el 100% de la capacidad de transporte, poniendo al Generador Térmico en desventaja debido a que por una parte se verá obligado a pagar el take or pay por el gas comprado y el transporte en tanto que su demanda, debido a la prioridad de despacho de las centrales hidroeléctricas y la participación relativa de la producción hidroeléctrica en la producción total de energía durante por lo menos los próximos 10 años los obligará a un factor de carga relativamente reducido (30% a 50%) y establecerá en el mercado un piso de precios superior al esperable a menos que se hundan los costos de la energía hidroeléctrica.

#Consecuencias

Estas circunstancias conducirán a estrategias de equipamiento distintas en Brasil que en Argentina, a menos que la autoridad regulatoria y el Estado intervengan para deformar la

estructura de producción en base a normas, cuyo costo real, en caso de explicitarse sería superior a los mayores costos que se desean evitar.²

En particular, el intento de comprometer con los nuevos generadores condiciones de despacho take or pay, sólo podrá conducir a:

- Mayor vertimiento de agua en años normales y húmedos

- Mayor volumen de energía secundaria

- Mayores problemas para Argentina en el intercambio de energía a menos que el mercado argentino esté protegido con contratos a término que cubran el 100% de la demanda y el intercambio se realice únicamente en base a la decisión de los actores privados, los cuales decidirían tanto el precio como las cantidades de energía que se moverían a través de la frontera.

-Y en caso que los inversores en Generación Térmica de Brasil obtengan del gobierno la regulación de condiciones take or pay para la venta de energía eléctrica en contratos a largo plazo como condición para instalar nuevo equipamiento, esto tendrá consecuencias importantes en el mercado brasileño y también para el argentino.

- En primer término los Generadores con take or pay podrán ofertar un precio de la energía aparentemente más razonable: Quizás algo menos de 35 Mills por Kwh para un despacho en base.

Pero este precio correspondería a los 2,7 US\$/Millón BTU estimados para el mercado de San Pablo aunque el valor real del gas para el factor de carga medio que sería factible obtener en Brasil no sería inferior a 4 US\$.

- Los Generadores Hidroeléctricos de Brasil tendrán, en caso de concretarse esta oferta de take or pay con las centrales térmicas, un mayor vertimiento de agua, lo que los impulsará a negociar la venta a Argentina del incremento de energía secundaria o se verán obligados a aceptar un incremento de vertimiento y como consecuencia menores ingresos que sólo se podrían compensar con un mayor precio en el mercado de Brasil.

- En caso de optar por una mayor venta de energía secundaria a Argentina, el daño económico será trasladado a las empresas de generación y producción de gas de Argentina y en última instancia a los clientes de Argentina.

- Por último, es factible que la contratación take or pay se concrete y que luego el despacho de las centrales térmicas sea reducido para evitar vertimiento en Brasil pagando el estado brasileño la diferencia a la distribuidora que compra o al Generador que vende, bajo la forma de un subsidio al precio de la energía eléctrica.

I. 7) Existen asimetrías en los marcos regulatorios que generan subsidios cruzados desde Argentina a Brasil

-Existen errores en el Marco Regulatorio del Sector Eléctrico de Argentina que han sido detectados por los inversores en base a sus efectos: El Transporte no se ha expandido en la medida necesaria de acuerdo a la evolución de la demanda; los Distribuidores enfrentan el

² Si una interconexión fuerte se establece finalmente, este cambio en el equipamiento y por ende en el costo de la energía, se dará también en Argentina.

riesgo de pagar penalidades por causas que no pueden controlar y los Generadores han encontrado que la formación de precios en el mercado spot no permite obtener una rentabilidad adecuada, a menos que el mercado y las autoridades acepten ciclos de precios deprimidos y explosiones de precios con niveles políticamente inaceptables.

Por otra parte no existen antecedentes de un mercado similar al que se ha desarrollado en Argentina y menos aún de una interconexión entre diferentes naciones en una región donde la generación hidroeléctrica es del orden del 80% y la Térmica de sólo el 20%, y donde no se ha acordado un marco regulador común para los mercados que se interconectan.

#CONSECUENCIAS:

El principal problema derivado de la asimetría en los marcos ha sido introducido por la regulación argentina. En efecto, existen 2 aspectos que potencialmente provocarán daño económico a los inversores y a los clientes de Argentina y ambos son derivados de asimetrías introducidas en la regulación Argentina:

- a) La imposibilidad de formar contratos en el mercado argentino
- b) La decisión del gobierno argentino de intercambiar energía en base a la comparación de ofertas a corto plazo de Brasil con los precios marginales de Argentina.

-Estas asimetrías son las que conducirán a los Generadores del Mercado Eléctrico argentino a reducir la productividad de sus equipos y lo mismo ocurrirá con los productores de gas por los mecanismos desarrollados en el punto I.3).

I.8) Reflexiones adicionales sobre los 6 hechos observados: En un entorno con tan escasos antecedentes internacionales y tan cambiante,

A El primer prerrequisito para evitar daño económico es la “flexibilidad”

En un entorno tan poco conocido, con tan escasos antecedentes además de cambiante y poco previsible, la primera condición para hacer posible el desarrollo de la interconexión eléctrica entre estos países sin riesgo económico es la flexibilidad regulatoria que permitirá al sector privado defenderse por sus propios medios.

Las empresas que participen deberán enfrentar circunstancias no previsibles y los mayores costos de transacción derivados de las mismas sólo podrán mantenerse acotados en caso de no estar sujetos a una regulación rígida. En consecuencia, la interconexión que, como se ha señalado sin duda tiene un efecto neto positivo, requiere flexibilidad y la flexibilidad requerida sólo puede obtenerse con menor regulación.

-Si se desea que el sector privado tenga responsabilidad por los resultados de este nuevo mercado ampliado, los inversores deben tener también autoridad para tomar decisiones en las variables que hacen a su negocio: Las cantidades y los precios.

El mercado no puede ser compulsivo sino solamente de participación voluntaria y sin duda que ello permitirá que los inversores desarrollen soluciones creativas, tanto para definir el equipamiento como el combustible a utilizar.

Los participantes en el mercado de Generación Eléctrica de Argentina consideran que el Marco Regulador actual no incentiva de forma adecuada el ingreso de nuevos equipos aptos para operar en semi base o en punta --turbinas de generación a gas de ciclo abierto--. Se considera que la interconexión con Brasil incrementará la necesidad de este tipo de equipamiento para hacer más eficiente el conjunto, siendo esta una razón adicional para rever las asimetrías regulatorias de las que es Argentina responsable

#B) Una interconexión fuerte --de 4.000 a 6.000 Mw-- requiere aún más flexibilidad y libertad para formular contratos en Argentina y para decidir el movimiento físico y los precios de la energía a través de la frontera.

La decisión de intercambiar energía en base a ofertar a costos marginales de corto plazo entre mercados con tan diferentes normas y estructura de producción inicial es errónea y no responde a las condiciones económicas del mercado real.

Con suficiente libertad regulatoria para hacer factibles los contratos a largo plazo en Argentina y permitir que las decisiones de movimiento físico y los precios a través de la frontera estén en manos de los inversores privados de Argentina y Brasil se podría alcanzar más fácilmente el equilibrio para las diferentes situaciones derivadas de los ciclos de hidraulicidad de la oferta en Brasil. Es posible que como consecuencia de ello un productor hidroeléctrico en Brasil termine recibiendo gas en pago de energía secundaria, tipo de transacción que es impensable si solamente la autoridad regulatoria asume la autoridad para efectuar intercambios.

#C) El desarrollo de un mercado de futuros no reduce los costos derivados de la volatilidad del mercado hidráulico de Brasil

-Algunos técnicos y operadores de los mercados de electricidad y gas, teniendo en cuenta la volatilidad que introduciría la interconexión con Brasil, proponen como solución el establecimiento de un mercado de futuros que permita la eliminación de la volatilidad y del consiguiente costo del riesgo.

Pero un mercado de futuros en el cual, tomadores de riesgos acepten estabilizar precios o ingresos de una contraparte, elimina la volatilidad pero no el riesgo y los clientes pagarán este mayor costo que introducirá quien intermedia tomando el riesgo. Los operadores de ambos mercados no podrán evitar que la reducción de productividad de los equipos sea trasladada a los precios de largo plazo pagados por los clientes.

Este aspecto debe tenerse en cuenta porque la introducción de un mercado de futuros sin conformar previamente un mercado a término y sin permitir que sean los inversores privados a ambos lados de la frontera los que decidan las condiciones de intercambio, incluyendo la fijación de precios y el movimiento físico de la energía, podrá eliminar la volatilidad pero no los mayores costos derivados de operar en un mercado spot y los mayores costos consecuencia de la reducción de la productividad de los equipos térmicos ubicados de este lado de la frontera. Y quien tome riesgos cobrará por ello, con lo cual los costos promedio esperados con alta volatilidad no sólo no se reducirán sino que se verán incrementados por la tasa de retorno de quien participe en el mercado como tomador de riesgos.

PARTE II) ASPECTOS TEÓRICOS QUE HAN SIDO TENIDOS EN CUENTA PARA FORMULAR LAS PROPUESTAS.

#Se ha considerado que los 3 aspectos teóricos presentados a continuación pueden contribuir a fundamentar las propuestas formuladas en la parte III).

La visión de Paul L. Joskow hace referencia a los objetivos de la desintegración vertical, en tanto que se menciona a Michael Porter para fundamentar porque motivo no es posible que funcione exitosamente un mercado en el cual se impide a los actores diferenciarse frente a sus clientes y por último, se presenta una breve síntesis de The Core Theory, trabajo elaborado por Lester Telser, profesor de Economía de la Universidad de Chicago para fundamentar porque razones no es posible competir por precios --y menos aún por costos marginales de corto plazo-- en un mercado que por razones estructurales debe tener fuertes excedentes de capacidad.

II.1) La visión de Paul L. Joskow sobre la reforma regulatoria del sector eléctrico

En una importante cantidad de trabajos, Paul L. Joskow, profesor de Economía en el MIT se ha ocupado de la reestructuración y la introducción de competencia en el sector eléctrico de EE.UU en base a reformas regulatorias.

Al respecto, Joskow ha planteado que existe actualmente un fuerte debate teórico sobre las alternativas que podrían asegurar el objetivo que él considera central en la reforma del sector:

“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”³

Debe tenerse presente que antes de la aparición de la tecnología de ciclo combinado y para valores de gas que en general eran superiores a los actualmente vigentes en Argentina, el mayor costo de la energía eléctrica provenía de los costos de Generación, motivo por el cual es totalmente fundada la intención de abrir a la competencia este tramo de valor agregado del sector para obtener reducciones de costos en el producto final.

#Pero tanto en el Mercado Mayorista de Argentina como en el mercado ampliado derivado de las interconexiones en el ámbito del MERCOSUR, no podrá haber ventajas derivadas de la competencia si por no ser el mercado realmente libre y verse obligadas las empresas a operar bajo reglas que introducen elevada volatilidad e incertidumbre, se elevan los costos de capital.

En efecto, la principal conclusión respecto a la transformación de los mercados eléctricos actualmente en curso en Europa, EE.UU y América Latina, es que la competencia en el Mercado de Generación sumada al libre acceso y a un mecanismo regulatorio que conduzca a una situación de reducida volatilidad son los aspectos centrales 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 el mismo se incrementa fuertemente frente a situaciones de incertidumbre e inestabilidad en los resultados económicos futuros de las empresas del sector.

#Y en relación con el objetivo planteado por Paul L. Joskow, es posible afirmar que no habrá ventajas derivadas de la competencia sí por no ser el mercado realmente libre, se elevan

³ Objetivo mencionado por Paul L. Joskow: “Restructuring Competition and Regulatory Reform in the US Electricity Sector” –Journal of Economic Perspectives-Summer 1997

significativamente los costos de capital, en relación con los costos de capital previos a la desintegración vertical, como ha ocurrido para los Generadores en el Mercado Argentino.

#Quienes defienden la formación de precios en condiciones spot señalan también habitualmente, que la formación de precios en el mercado eléctrico a través de contratos obtenidos en condiciones de competencia y libre acceso entre Generadores y Distribuidores no es conveniente para los clientes, porque estos perderán los beneficios de los cambios tecnológicos que puedan introducirse en el futuro o de las reducciones de costos de capital que puedan tener lugar en el mercado local en el futuro.

Es decir que, se teme que en caso que Generadores y Distribuidores lleven adelante un esquema similar al que realizarían en un mercado totalmente libre, --reduciendo la volatilidad de sus ingresos a través de la contratación de precios y volúmenes a largo plazo-- esta estructura de precios estabilizados no dará a los clientes la posibilidad de contar con las ventajas que teóricamente surgirían de un mercado volátil donde los precios se forman día a día.

-Al respecto cabe preguntarse:

- 1) ¿Qué razón permite afirmar que es menos costoso para los clientes un mercado volátil en el cual los precios recorren ciclos donde en el período de bajos precios no se cubren los costos de capital, para luego, frente a la falta de inversiones crecen explosivamente hasta niveles varias veces superiores?. ¿Permitirá el Gobierno la subida explosiva de precios? ¿Y si no lo permite, como incentivará nuevas inversiones?
- 2) ¿Qué permite afirmar que el valor presente de las reducciones de precios que podrían surgir en el futuro, derivadas de potenciales cambios tecnológicos o cambios de costo de capital en el mercado argentino serán mayores que el mayor costo de capital en que se incurre desde ahora y a lo largo de toda la vida del proyecto y que el mayor costo social de los clientes, los que se verán obligados permanentemente a asignar parte de su tiempo a identificar ofertas y prepararse para ofertar reducciones de consumo si se llegara al extremo teórico propuesto de establecer un “mercado de venta de reducciones de demanda” como único mecanismo para equilibrar la oferta y la demanda?.
- 3) ¿No es esperable acaso que si por alguna razón, estando la totalidad del mercado “calzado” en base a contratos de largo plazo, esas reducciones derivadas de potenciales cambios tecnológicos o reducciones en el costo de capital llegan al Mercado de Generación Mayorista, las empresas se verán obligadas a bajar sus precios para evitar la pérdida de aquellos clientes “libres” que preferirían la búsqueda de ofertas por parte de nuevos Generadores que estuvieran haciendo uso de los cambios tecnológicos o de su acceso a menores costos de capital?.⁴

II.2) La visión de Michael Porter con respecto a que estrategias son posibles en los mercados de commodities

-Michael Porter es conocido probablemente como el autor más respetado en el análisis de las causas que permiten a las empresas ser competitivas en los crecientemente complejos mercados actuales.

⁴ Todo Distribuidor al que se ofrece un contrato a largo plazo, desea establecer como primera condición la reducción de la potencia contratada en caso de perder clientes como consecuencia de contratos ofrecidos por comercializadores a menor precio.

-En su primer libro sobre estrategias competitivas, Porter presentaba 3 estrategias genéricas aptas para el desarrollo de negocios en prácticamente cualquier mercado (mínimo costo; diferenciación y nichos). Pero 15 años después, este autor se refiere en sus presentaciones públicas y en sus trabajos casi exclusivamente a la estrategia genérica de diferenciación, afirmando que prácticamente una empresa no tiene futuro en caso de no contar con una estrategia –dice-- y una buena estrategia implica diferenciarse de sus competidores.

#En gran parte de los sectores industriales y de servicios, las empresas compiten con bienes o servicios que en sí mismos son diferenciables. Pero en los mercados de commodities --y la energía eléctrica es un commodity absoluto-- la empresa enfrenta un problema más complejo para llevar adelante con éxito una estrategia de diferenciación, debido a que el bien o servicio en sí mismo no puede convertirse en diferenciable y por lo tanto la empresa debe lograr que la identifiquen y la diferencien por características independientes del bien o servicio en sí mismo.

Estas características diferenciales, que son las que permiten que una empresa sea competitiva en un mercado de commodities, no están en el producto pero deben acompañarlo en la provisión del mismo a los clientes. Si la diferenciación no la introduce el proveedor, existirá algún otro agente en el mercado que encuentre esta falta de posibilidad de identificación de los diferentes proveedores como una oportunidad de negocio e intervenga --en muchos casos como free-rider-- para tomar ese “valor agregado” proveniente de la diferenciación.

-En el Mercado Eléctrico Mayorista argentino, la forma en la cual CAMMESA interviene entre la oferta y la demanda y la forma en la cual las autoridades estructuran en cada período el denominado “precio estacional” conduce a impedir todo tipo de diferenciación. Y tal como se fundamenta en punto II.3 siguiente, no existiendo posibilidad de diferenciación en un mercado que por razones estructurales debe tener excedentes de capacidad, los precios tenderán inevitablemente a cero a menos que se conforme un cartel o el regulador fije pisos de precios o limite el acceso de participantes en el mercado.

-La subasta por precio, que es el mecanismo por el cual se forman precios e ingresos en el mercado spot eléctrico es exactamente “lo que no hay que hacer” y menos aún en transacciones internacionales. El mercado interno no podrá ser sustentable a largo plazo en caso de formar precios e ingresos en base a “subastas por precio” y por otra parte esta condición es la que introduce la principal asimetría con respecto al mercado de Brasil.

II.3) Lester Telser: The Core Theory permite fundamentar que es imposible competir por costos marginales de corto plazo en un mercado que por razones estructurales debe tener fuertes excedentes de capacidad.

En el capítulo 9 del libro sobre el Sector Eléctrico Argentino publicado en 1998 ⁵ se incluyó el siguiente resumen del trabajo de Lester G. Telser:

#La información disponible 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 de generación eléctrica que se incorporen. ⁶

⁵ Sector Eléctrico Argentino Editorial Manrique Zago, Capítulo 9 “La visión de los Generadores” por Ernesto P. Badaraco 1998.

⁶ 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

- 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 mencionado anteriormente 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 ⁷.

- 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".

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

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.

⁷Lester 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

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.

#Con referencia a la interconexión eléctrica del MERCOSUR, cabe señalar que cuando la competencia por precio se da entre 2 mercados con tan diferentes estructuras de equipamiento, el daño será aún mayor.

Parte III. Propuestas

Cabe reiterar una vez más que la interconexión entre las naciones que integran el MERCOSUR y Chile tendrá un efecto neto total positivo para la región, incluyendo menores costos totales de producción como consecuencia de la mayor productividad de la totalidad de los equipos o del conjunto de los equipos y también un menor costo social debido a la mayor estabilidad del sistema de potencia existente en cada una de las naciones que se interconecten con las restantes.

#Pero simultáneamente debe tenerse presente que la consecuencia de la interconexión es integrar en un sólo mercado 2 sistemas eléctricos, uno de los cuales, el de mayor dimensión (Brasil), tiene menor productividad que el de menor dimensión (Argentina).

Y no cabe duda --porque ha sido expresado públicamente en forma reiterada-- que las autoridades de Brasil no conciben la interconexión sin el reflujo de energía secundaria.

Por esa razón, y si bien es difícil establecer sin el auxilio de un modelo las consecuencias económicas de una Interconexión Fuerte ⁸, puede en cambio afirmarse que en caso de concretarse la misma en el futuro, la operación conjunta de ambos sistemas, dando prioridad de despacho a la generación hidroeléctrica (80% del total) conduce a una nivelación de productividades para el conjunto, nivelación que se acelerará en función de la magnitud de la interconexión y que, si bien tendrá un efecto neto positivo, producirá resultados asimétricos para los 2 mercados, generando un incremento en la productividad de los activos de Brasil y una reducción en los de Argentina.

#El objetivo de la propuesta es asegurar que a pesar de la reducción de productividad física de los activos argentinos que sería consecuencia de una interconexión fuerte con Brasil, los clientes y los inversores de Argentina no sufrirán daño económico y por el contrario, podrían obtener alguna porción del incremento neto de productividad que resulte de la integración.

Lo expresado en la parte I) y en la parte II) de este trabajo procura mostrar a través de antecedentes y fundamentos teóricos que ello no será posible sin la instrumentación de las recomendaciones que se presentan a continuación.

III.1) Modelar las consecuencias de la interconexión:

Para evitar que las discusiones sobre los efectos de una interconexión fuerte con Brasil se den sólo en un plano teórico, se propone en primer término modelar con las reglas actuales la operación de los 2 mercados en forma conjunta, y luego comparar estos resultados con los que surgirían del despacho luego de instrumentar las recomendaciones presentadas en III.2) y III.3).

Para que los resultados del modelo tengan validez, el mismo debería concretarse con el formato de un modelo de despacho de ambos mercados y un modelo económico financiero, conformando un “juego de empresas” para que un cierto número de participantes independientes pueda participar en el uso del modelo, tomando frente a cada salida del modelo de despacho, las decisiones que crea convenientes para “su” empresa hipotética frente a los escenarios semestrales de volumen de agua, precios marginales etc., que el modelo genere en forma aleatoria en base a la historia hidrológica de Argentina y Brasil y a las normas vigentes en ambos mercados.

⁸ Si bien no existe una definición única del término “Interconexión Fuerte”, debe entenderse que se hace referencia a vínculos en alta tensión que hagan factible un promedio de importación de energía secundaria equivalente a no menos del 20% de la generación Térmica de Argentina.

#Sin este sustento técnico, la expresión de las diferentes posiciones con respecto a las consecuencias de una interconexión fuerte será realizada de forma no cuantificable y los debates serán por ende infructuosos.

#III.2) Eliminar las asimetrías que ha introducido la regulación Argentina.

Antes de alcanzar un grado de interconexión fuerte que, --en especial con Brasil-- permita el reflujo de energía secundaria, es necesario contar con un mercado de contratos que cubra el 100% de la demanda y que impida colocar en Argentina --a precios spot, superiores a los que resultarían de las negociaciones en un mercado libre--, energía secundaria sin valor económico en Brasil, desplazando generación local sin compensar los costos hundidos de los Generadores y Productores de Gas argentinos.

-Para evitar distorsiones y transferencias de ingresos entre Generadores locales, los contratos en el mercado argentino deberían cubrir el 100% de la demanda. Complementariamente, correspondería reservar sólo a los Generadores el acceso al mercado spot, y este último --el spot-- debería operar sin pago por capacidad, eliminando de esa forma otra fuente de distorsión introducida por la importación de energía secundaria.

#III.3) Estudiar los mecanismos que permitan transferir a los inversores que operan en cada mercado la responsabilidad por la fijación de precios y cantidades y el movimiento físico de la energía.

Con el mismo objetivo inicial de asegurar que los inversores y clientes de Argentina obtendrán una parte del valor económico de la mejora de productividad, se debería analizar la transferencia a los inversores que operan en cada país de la responsabilidad por el movimiento físico y la fijación de precios y cantidades de la energía que se comercialice a través de la interconexión. Si ello fuera necesario, esta recomendación debería llevarse adelante unilateralmente desde el lado argentino, debido a que este mercado sería el más perjudicado en caso de continuarse rigiendo el intercambio por las normas establecidas en la regulación vigente.

#Fundamentos de las propuestas III.1) y III.2) III.3

-Estas propuestas requieren un grado de elaboración y propuestas de detalle sobre las regulaciones que no ha sido considerado razonable introducir en este documento, en el cual se presenta el problema y los prerequisites mínimos para asegurar equidad en la interconexión.

#Con respecto al desarrollo de un modelo para analizar las consecuencias de la interconexión, cabe destacar que los modelados existentes son sólo parciales. Por ejemplo, cuando se modela el mercado brasileño, incorporando equipamiento térmico para mantener la probabilidad de desabastecimiento en el 5%, se observa que los nuevos equipos térmicos tendrán un despacho no superior al 40% en promedio durante los próximos 10 años. Es posible afirmar en consecuencia que con una interconexión suficientemente fuerte, esta característica - -un despacho del equipamiento térmico no superior al 40%-- se trasladaría en algunos años a la totalidad del mercado ampliado Argentina-Brasil, con las consecuencias señaladas previamente. Pero, se reitera que dada la complejidad de los 2 mercados y de las regulaciones que rigen su actividad resultaría poco serio precisar cifras de resultados económicos sin un modelado previo.

Como consecuencia del ofrecimiento realizado por ALURE, organización para el uso racional de la energía dependiente de la Comunidad Europea, se ha concretado un acuerdo por el cual un modelo de esta naturaleza sería llevado adelante entre ALURE y la Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGEERA).

Si bien la intención del acuerdo establecido entre AGEERA y ALURE era desarrollar conjuntamente un modelo a ser utilizado para verificar las consecuencias del actual Marco Regulador o de futuros cambios del mismo en el Mercado Eléctrico Argentino, este modelo sería apropiado, una vez que se incorpore al mismo el despacho de Brasil para verificar las consecuencias de la interconexión. Si bien el tiempo requerido para el desarrollo del modelo será relativamente extenso, el tiempo disponible también lo es en términos relativos. No se considera factible que una interconexión fuerte con transferencias de más de 3.000 Mw se concrete en menos de un año.

#En caso de demorarse demasiado el desarrollo de este modelo se recomienda que los inversores en el sector de Energía Eléctrica desarrollen uno propio, invitando luego a participar en las evaluaciones que se realicen con el modelo a las Autoridades Nacionales y a los inversores en el sector Gas y a los Grandes Usuarios de Energía Eléctrica y Gas.

Tanto la recomendación de evolucionar en Argentina hacia un mercado donde el 100% de las ventas de energía eléctrica esté sustentada en contratos, como la propuesta de dejar en manos del sector privado las decisiones respecto a precios, cantidades y el movimiento físico de energía a través de las interconexiones, tiene como fundamento la necesidad de evitar el daño económico a clientes e inversores de Argentina debido a la asimetría regulatoria existente, sumada a que la integración de los mercados conducirá, luego de concretarse una interconexión fuerte, a una nivelación de las productividades de los equipos, reduciendo la productividad media de los activos destinados a la Generación y a la Producción de Gas existentes en Argentina y elevando la productividad media de los activos de Generación --90% hidroeléctrica-- existentes en Brasil.

#Pueden ser consideradas varias situaciones diferentes, las que analizadas teniendo en cuenta los antecedentes presentados en la parte I) y los fundamentos teóricos incluidos en la parte II), permiten comprender que deberán ser tenidas en cuenta estas propuestas o mecanismos similares para que la distribución de los beneficios derivados de la interconexión se distribuyan con equidad entre los inversores y los clientes de los 2 mercados.

#A) Interconexión con un mercado argentino que forma precios e ingresos mayoritariamente por mecanismos “spot”, con movimiento físico a través de la frontera acordado en base a costos marginales

Según la regulación vigente, en toda oportunidad en que las previsiones de disponibilidad de agua en el mercado de Brasil permitan la venta de energía secundaria, una empresa eléctrica de Brasil llevará adelante una oferta equivalente a las que realizan los Generadores Térmicos argentinos y será considerada como tal

Posteriormente, cada vez que el valor de esa oferta de Brasil sea inferior al costo marginal en Argentina, los OED de los 2 países acordarán el movimiento físico de energía en precios y cantidades a través de la frontera hacia el mercado local.

#Cabe destacar que:

XEsto sólo podrá ocurrir a partir de la existencia de una interconexión fuerte que permita movimientos de energía secundaria importantes. Interconexión fuerte implica potencias del orden de 4.000 a 6.000 Mw, las que requerirán la construcción de transporte en alta

tensión dentro de territorio argentino para vincular el sistema nacional con la frontera con una capacidad de transporte adecuada, por cierto superior a la actual.

-La regulación Argentina establece que la generación de Brasil no desplazará del despacho a las centrales hidroeléctricas de Argentina.

-La determinación de costos marginales en Brasil y en Argentina se realiza con datos de base diferentes.

-El desplazamiento de generación dentro de Argentina, afecta en especial a los Generadores de mayor costo, los que serán los primeros en no ser despachados --pero si bien las hidráulicas locales no pierden su despacho también se modificará la curva de carga con la cual operan y con ello los precios que perciben--. Además, debe señalarse que en condiciones spot, todo el mercado spot tendrá inicialmente menor remuneración que la actual.

#B) Situación similar a la anterior pero con contratos a término a largo plazo en el Mercado Argentino entre compañías Distribuidoras y Generadoras por el 100% de la demanda.

-En ese caso los Generadores de energía hidroeléctrica de Brasil que prevean un período semestral con excedentes de energía secundaria, tomarán contacto con sus potenciales compradores, los Distribuidores de Argentina. Estos responderán que teniendo el total de la demanda contratada a largo plazo no están en condiciones de formalizar ningún contrato, ofreciendo a lo sumo poner en contacto al productor brasileño con su proveedor (Generador) local para ver si a este le interesa adquirir energía secundaria y quizás compartir con el Distribuidor parte del potencial beneficio.

-En función de cual sea su probabilidad de no ser despachado por la importación, es posible que un Generador local Térmico no esté dispuesto a pagar más que sumas mínimas (por ejemplo 2 a 3 Mills) por la energía secundaria provista desde Brasil.

-Pero de acuerdo con la regulación vigente, CAMMESA decidirá igualmente importar en base a la oferta de Brasil al mercado spot de Argentina y a su relación con los costos marginales de Argentina hasta los volúmenes previstos en la oferta de importación. Esta posibilidad de concretar el movimiento físico de energía independientemente de la voluntad de las partes privadas que han negociado un contrato desde Argentina y Brasil, es la que potencialmente puede causar transferencias entre generadores que no teniendo el contrato dejen de ser despachados.

#C) Interconexión con 100% de contratos en el mercado local y decisiones de movimiento de energía, además de fijación de precios y cantidades en manos de los inversores de Argentina y Brasil que intervienen en la operación

A pesar de las ventajas derivadas de la existencia de contratos en el mercado local, la seguridad respecto a que no existirán perjudicados en el mercado Argentino de Generación no podría obtenerse entre otras cosas, por la existencia del actual pago por potencia en el mercado spot. Por el contrario, sin pago por potencia y con 100% de contratos, la reducción del precio spot consecuencia de la importación beneficiaría a los Generadores, y en el mediano plazo, a medida que se licitan nuevos contratos, beneficiará fundamentalmente a los clientes, dado que en un mercado en competencia y con libre acceso, las tasas de retorno tienden a permanecer constantes.

#Para reducir la posibilidad de daño económico, incluso en un mercado local 100% contratado, podrían también estudiarse como alternativas:

- a) O el Generador que importa se ve obligado a reemplazar la energía importada estrictamente con reducción equivalente de su propia Generación, --lo cual equivale a contar con 100% de reserva de la potencia importada--, o
- b) además de un Mercado de Contratos al 100%, con acceso libre al Mercado Spot sólo para Generadores y sin pago de potencia en las transacciones spot, se transfieren las decisiones de movimiento físico a los operadores del mercado local.

-También debe destacarse que en la operación puede tener interés en participar el proveedor de gas, cediendo su gas y conduciendo a una operación triangular.

En última instancia, y reiterando lo expresado en I.8, para operar un mercado con escasos antecedentes y donde, debido a la estructura física de producción previa a la interconexión el riesgo de pérdida de productividad lo asumen los agentes del lado argentino, el primer prerequisite es la flexibilidad.

#En síntesis, para analizar estas 2 propuestas, debe considerarse el hecho que, para que sea conveniente para los inversores y clientes de Argentina la compra de energía secundaria a Brasil, el precio de dicha energía debe ser tal que existan excedentes entre:

- el precio de la energía en el mercado argentino sin la importación y
- el precio de importación,

debiendo estos excedentes poder remunerar a :

- 1) El Productor de Gas, pagando el costo de capital no recuperado al no haber podido entregar un determinado volumen de gas de su yacimiento porque la energía equivalente ha sido importada ese año desde Brasil.
- 2) La empresa Transportista o Distribuidora de Gas, para compensar los costos de capital que no ha podido cargar ese año en un cierto volumen de gas que no ha sido vendido debido a la importación de energía secundaria desde Brasil. Habitualmente estas empresas establecen condiciones take or pay que conducen a que en los hechos la protección exista.
- 3) El Generador de Energía Eléctrica local que podría resultar desplazado ese año como consecuencia de la importación de energía secundaria desde Brasil, para compensar la contribución marginal perdida como consecuencia del volumen de energía no generada.

Teniendo en cuenta estas cantidades, es posible afirmar que el intercambio con Brasil será conveniente sólo si la diferencia entre el valor monómico en Argentina sin importación desde Brasil y el precio de importación es suficiente para compensar estas 3 diferencias e incluso para generar un excedente adicional que pueda ser transferido a los clientes, con el propósito de que exista equidad en la distribución de los beneficios de la interconexión entre la totalidad de los inversores y clientes argentinos y brasileños.

III.4) Búsqueda de consenso sobre principios generales entre las autoridades regulatorias e inversores de la región

La construcción de una estructura regulatoria que afecte los intereses de un gran número de personas físicas o jurídicas, está siempre precedido por la definición de principios generales a los cuales se someten voluntariamente las partes para evitar que en la pugna de intereses se generen conflictos y daño económico, o en los hechos se termine trabando la existencia de la actividad que se pretendía desarrollar.

Es por eso que en toda organización social con o sin fines de lucro, los principios generales se construyen primero y tienen un rango superior a los intereses particulares. Las naciones establecen constituciones previas a las leyes y las regiones establecen acuerdos marco antes de sancionar la operatoria a utilizar en la actividad comercial.

#Teniendo presente estos conceptos, en la presentación de un primer trabajo sobre la interconexión de mercados eléctricos en el ámbito del MERCOSUR elaborado en 1995 se incluyó el conjunto de principios generales que se anexan a la presente, los que mantienen actualmente su validez. ⁽⁹⁾

#SEIS PRINCIPIOS GENERALES PRESENTADOS EN 1995 (9)

#Principios propuestos para el diseño de la regulación de la interconexión.

#Objetivo:

Asegurar que la interconexión de los Mercados Eléctricos del Mercosur introducirá beneficios distribuidos con equidad entre todos los clientes y empresas eléctricas involucradas.

#I. EQUIDAD:

1) La interconexión debe tener un efecto total neto positivo.

Si no existe un beneficio global positivo para los dos países no tiene sentido concretarla.

2) Partiendo del supuesto que habrá un beneficio neto, el objetivo de la regulación sería en consecuencia:

"Asegurar que se distribuye con equidad el beneficio neto de la interconexión entre los cuatro grupos de actores involucrados:

- Clientes de Brasil y Argentina
- Empresas de Brasil y Argentina "

3) En consecuencia la interconexión será conveniente si:

⁹ Estos principios fueron nuevamente presentados en un segundo congreso del IIR en marzo de 1996 en el Hotel Hyatt, posteriormente también en 1998 en un Seminario realizado en el Centro Argentino de Ingenieros sobre la interconexión Argentina-Brasil organizado por la Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica y finalmente en un congreso sobre Energía Eléctrica y Gas organizado en Rio de Janeiro en marzo de 1999

- Los clientes de los 2 países pueden acceder a una reducción de precios respecto de las condiciones sin interconexión.
- Las empresas eléctricas involucradas de ambos países pueden acceder a una reducción de riesgos y/o a una mayor rentabilidad.

4) Es necesario que la regulación de la interconexión tenga en cuenta las demás regulaciones y condiciones ya existentes en ambos mercados.

#II. SIMPLICIDAD

Los mecanismos de intercambio que surjan de la regulación deben ser simples y comprensibles para los gerentes y Directivos de las Empresas Eléctricas y de las Empresas Clientes involucradas.

- Las consecuencias de un contrato debe poder ser analizadas por los responsables de la toma de decisiones en cada empresa.

Si sólo un asesor especializado puede opinar sobre las consecuencias de un contrato, se generarán problemas económicos y legales a largo plazo.

#III . ESTABILIDAD Y PREVISIBILIDAD

- El mecanismo de intercambio que surja de la regulación de la interconexión, debe asegurar un incremento de la estabilidad y la previsibilidad de los mercados respecto de los niveles actuales.

El objetivo es evitar mayor volatilidad en los precios e ingresos y por lo tanto evitar:

- el incremento de la Tasa de Retorno aspirada por los inversores,
- y/o el incremento de las tasas aplicadas por las entidades financieras al financiar la expansión,
- y en consecuencia el aumento de los precios a los clientes.

- Las regulaciones deben también evitar:

- Que decisiones no racionales tomadas en un mercado afecten negativamente al otro mercado.
 - Que diferenciales iniciales o cambios posteriores, tanto en el marco regulatorio como en la estructura de producción de un mercado, afecten en forma no equitativa al otro mercado.
-

#IV. ASIGNACION DE LOS RIESGOS Y COSTOS EVENTUALES DE LA INTERCONEXION A LOS ACTORES QUE RECIBEN LOS BENEFICIOS DE LA MISMA

Existiendo incertidumbre respecto de los volúmenes de energía y potencia que podrán estar disponibles cada año para transacciones en la interconexión, la única forma de asegurar que los riesgos sean tomados por aquellos que reciben los beneficios es que:

- las decisiones de contratar y de
- decidir el movimiento físico de energía (su fecha y cantidad)

queden en manos de los actores privados o por lo menos independientes involucrados, los cuales deberán además tener en cuenta para sus decisiones las regulaciones ya existentes en cada mercado.

#V- CONTRATACION A LARGO PLAZO:

- Excepto para situaciones de emergencia a ser definidas previamente de común acuerdo entre las partes involucradas, las regulaciones deberán establecer períodos mínimos extensos para la vigencia y validez de los contratos.
- El objetivo es evitar que la existencia necesaria y no evitable de grandes excedentes de capacidad en ambos mercados, combinados con las regulaciones ya existentes, incentive la destrucción de capital al competir sólo por precio en cortos plazos.

#VI - NORMA PARA EL CAMBIO DE NORMAS:

- Una vez acordado entre las partes y puestas en vigencia las regulaciones que rijan el intercambio, toda posterior modificación de las mismas debería estar supeditada a lo establecido en una Norma común a ambos mercados y Gobiernos, la que debería ser acordada entre todas las partes en forma previa al inicio del intercambio.
 - La modificación de las regulaciones que rijan el intercambio debería ser realizada de acuerdo con los pasos establecidos en un procedimiento que asegure la participación de todos los actores involucrados y que, excepto para los casos de consenso absoluto, establezca extensos plazos de puesta en vigencia de las modificaciones, para permitir la reacción meditada de los mercados y minimizar los daños económicos.
-