



Universidad de la República
Facultad de Ciencias Sociales
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA

Documentos de trabajo

**Regulación en los mercados eléctricos
competitivos**

Mario Ibarburu

Documento No. 08/01
Diciembre, 2001

Resumen

El objeto de este artículo es describir los grados de libertad y por lo tanto las alternativas que se plantean en el diseño de los mercados eléctricos competitivos en general, y luego analizar la modalidad que los mismos han adoptado en Argentina y Brasil y las perspectivas en el caso de Uruguay. Junto al interés que puedan poseer estos estudios de caso, el análisis comparativo de los tres países puede ilustrar la diversidad de los problemas microeconómicos que deben resolverse en la implementación de esos mercados, y la variedad de las soluciones regulatorias que son posibles, dentro del marco de ciertas ideas generales de competencia en la generación y comercialización de energía.

Abstract

The aim of this paper is to describe the degrees of freedom, and hence the alternatives faced, in designing the electrical markets in general. In a second stage, the analysis is modified so as to study the Argentinian and Brazilian cases, with special emphasis on the expected outcomes for Uruguay. The comparative analysis of the three countries is intended to capture the different microeconomic puzzles to be solved in each case and the diversity of the regulatory frameworks in which solutions can be found using some general concepts related to competition in the energy markets, both the one in which generation takes place and that in which commercialization occurs.

1 Contenido del trabajo

En una primera parte que incluye los puntos 2 y 3 se presenta una descripción de los mercados eléctricos competitivos, de las propiedades de interés económico en su funcionamiento y de las opciones que se generan en su implementación. Como resultado, se establece un conjunto de alternativas básicas que se presentan en el diseño de los mercados eléctricos competitivos, que permiten la existencia en la práctica de una variedad de soluciones en los distintos países, basadas en una misma idea central de competencia en generación.

En el punto 4, se analizan brevemente los mercados mayoristas existentes en Argentina, Brasil y las posibilidades de implementación del mercado en Uruguay, tomando como eje de la discusión las alternativas básicas planteadas anteriormente.

2 La idea de competencia en el sector eléctrico

2.1 Organización institucional del sector eléctrico

En la industria eléctrica pueden señalarse un conjunto de actividades diferentes:

- Generación: producción de energía eléctrica en centrales, en general producción “centralizada” es decir en instalaciones de gran porte.
- Transmisión: transporte de la energía desde las centrales hasta los centros de consumo, mediante redes de alta tensión.
- Distribución: transporte de energía en baja tensión desde estaciones de transmisión hasta los consumidores finales.
- Comercialización: venta de energía a consumidores finales
- Coordinación: prestación de servicios técnicos que permiten que el sistema eléctrico en su conjunto funcione con seguridad.

En sus orígenes, los sistemas eléctricos se desarrollaron por la vía de la expansión descentralizada de pequeñas empresas privadas o municipales de carácter local. A lo largo del siglo veinte en casi todos los países se desarrolló un proceso de interconexión de los sistemas locales de generación y transmisión, en una única red nacional. Ese proceso condujo en buena parte de los sistemas eléctricos a la implantación de empresas integradas verticalmente, es decir realizando la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía (o al menos generación y transmisión), y extendidas horizontalmente, es decir abarcando el suministro de grandes regiones o países enteros. En buena parte del mundo, tuvo lugar también la estatización de las empresas del sector.

La tendencia a la integración vertical y a la consolidación horizontal tuvo lugar incluso en países en los que la propiedad del sector continuó siendo privada y puede interpretarse como una forma, eficiente en su momento, de responder a algunas peculiaridades del sector eléctrico:

- Importancia de los costos de transacción en presencia de cuantiosos activos específicos y coespecíficos en generación, transmisión y distribución, y originados, en menor medida en los problemas de coordinación entre los distintos sectores de la industria.
- Existencia de economías de escala en la generación (en especial hidroeléctrica) y en la transmisión dentro de un “corredor” entre dos puntos dados.
- Existencia de fenómenos de externalidades y de bienes públicos en el “suministro” de seguridad técnica al sistema.

La transmisión en un corredor dado, y la distribución de energía en un área geográfica dada constituyen monopolios naturales. La coordinación es una función que necesariamente debe realizar una única entidad. En cambio, a partir de cierto tamaño del sistema de generación, que varía según la naturaleza técnica de las centrales empleadas, aquél deja de ser un monopolio natural.

Sin embargo, la integración vertical condujo a que de hecho, se regulase a las empresas integradas de generación, transmisión y distribución, o al menos de generación y

transmisión, como monopolios legales y esta regulación desalentó o impidió la entrada de generadores independientes.

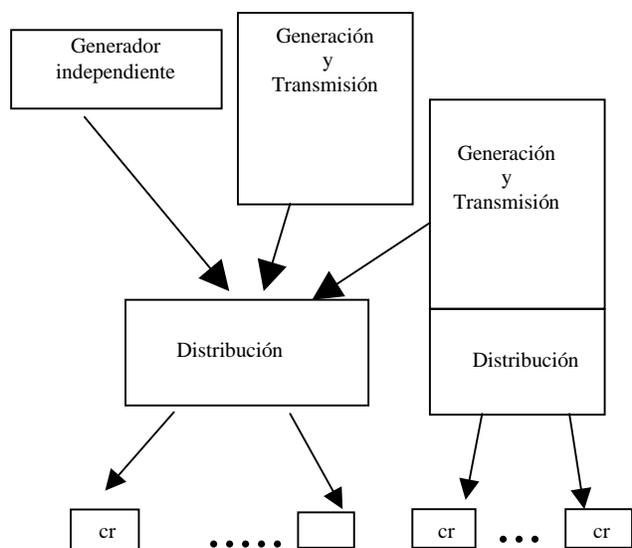


Figura 1 – El modelo tradicional del sector

Las empresas integradas resultantes fueron reguladas en general mediante reglas de precio “cost plus”, más exactamente la regulación de tasa de retorno.

El empleo de este tipo de regulación, naturalmente no sólo en el sector eléctrico, dio lugar a una copiosa literatura sobre los problemas prácticos y económicos de la misma, que tampoco son específicos al sector eléctrico:

- Determinación de los costos “razonables” y “permitidos” que el

monopolista puede pasar a las tarifas

- Determinación de la tasa de retorno adecuada
- Sesgos en la asignación de recursos, en especial el modelo de Averch-Johnson (1962) que sugiere la existencia de incentivos a la sobrecapitalización
- Los intentos posteriores de verificación empírica o de sustitución (Joskow, 1974) de aquél modelo.

A partir de las reformas en el sector eléctrico de Chile (1982) e Inglaterra (1990) se genera un nuevo modelo institucional y regulatorio cuya aplicación (en líneas generales) se extiende rápidamente. Estas reformas responden en parte a modificaciones en la tecnología del sector, pero sobre todo a modificaciones en la visión general acerca del papel relativo de la competencia y la regulación.

Las líneas generales de la reforma del sector eléctrico, que son comunes a los procesos de reforma de varios sectores de servicios públicos, tales como comunicaciones, gas y ferrocarriles, configuran lo que Joskow (1998) ha llamado una receta estándar:

- Desintegrar verticalmente los distintos segmentos de la industria, (en el caso del sector eléctrico, generación, transmisión y distribución) y de lo contrario obtener la independencia de gestión o al menos la separación contable entre dichos segmentos.
- Promover la competencia en los segmentos que no constituyen monopolio natural. En el caso del sector eléctrico el segmento competitivo es la generación, y se busca la competencia mediante la desintegración horizontal de los generadores existentes (cuando esto es institucionalmente posible) y por el incentivo a la entrada de generadores y comercializadores de energía independientes, creando un mercado para la energía.
- Establecer el acceso libre a las redes, que continúan siendo monopolios naturales, en condiciones de igualdad para todos los agentes del mercado (en el sector eléctrico: generadores, comercializadores, distribuidores y clientes finales), lo que requiere establecer reglas y generalmente precios de acceso regulados. Si se mantiene la posibilidad de integración vertical entre generación y transmisión, esto implica evitar que el propietario de las redes monopólicas adquiera por esta razón ventajas en el segmento competitivo de generación.
- Generalmente, la regulación de las redes monopólicas pasa de una modalidad “cost plus” a “price cap” o “regulación por incentivos” (IDB, 1996), si bien en realidad, en su aplicación práctica ambos procedimientos no difieren tan radicalmente como sugiere su planteamiento teórico (Laffont y Tirole, 1993)

En gran parte de los casos, la reforma regulatoria y estructural del sector eléctrico ha sido acompañada por la privatización de los activos estatales en el sector. Sin embargo, se trata de problemas que en un primer análisis pueden considerarse independientes. Por ejemplo, la situación de la Unión Europea, esquematizada en la figura 2, tomada de Rider (1999) muestra que en países en los que la propiedad de los activos del sector eléctrico es estatal, tiene lugar también una “liberalización”, esto es una reforma regulatoria tendiente a la competencia, en el sector eléctrico. Un nexo entre reforma regulatoria y privatización en el sector eléctrico, surge de que la introducción de la competencia en la generación y el



desarrollo de la regulación de la transmisión y distribución, han contribuido a legitimar los procesos de privatización del sector, menos admisibles bajo la situación anterior, de monopolio integrado y en la práctica imperfectamente regulado.

Figura 2
Fuente: Rider (1999)

El resultado de las reformas estructurales en el sector eléctrico es la aparición de un gran número de transacciones, esquematizadas en la figura 3:

- Generadores y comercializadores compiten por abastecer a los distribuidores (D) y clientes libres con acceso directo al mercado (CL), a través de contratos
- El mercado spot actúa como bolsa de energía para el conjunto de los participantes del mercado
- Las redes de transmisión y distribución permiten la realización de todas las transacciones anteriores.
- Los distribuidores continúan intermediando en las transacciones de energía para abastecer a los “clientes regulados”, situados en su área de concesión.

2.2 Restricciones técnicas en el sector eléctrico

Algunas peculiaridades técnicas del sector eléctrico introducen restricciones en el diseño y operación de los mercados competitivo de energía eléctrica que se crean:

- El balance producción-demanda debe respetarse instante a instante dentro de tolerancias muy estrechas bajo riesgo de colapso del sistema, y el almacenamiento de energía

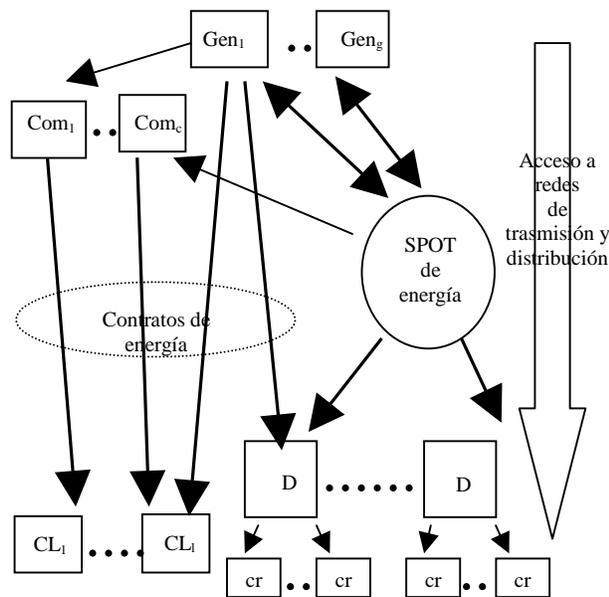


Figura 3 Nuevo esquema del sector

eléctrica no es factible, excepto de manera indirecta, como la energía potencial hidráulica almacenada en los embalses.

- Necesariamente un único operador debe coordinar este balance en cada momento en un sistema eléctrico interconectado: el operador del sistema, denominado de diversas maneras (Organismo Encargado del Despacho-OED, Independent System Operator-ISO en la literatura en inglés)
- La confiabilidad resultante de la adecuada operación del sistema es un bien público para el conjunto de generadores y consumidores.

- Dadas las energías generadas y demandadas, los flujos de energía por la red de transmisión siguen leyes físicas, es decir el transporte de energía no tiene grados de libertad. El conjunto del sistema de generación debe reponer, por otra parte, las pérdidas de energía que ocurren en el transporte, como resultado de esas leyes físicas.

Como se verá más adelante, algunas de estas características técnicas tienen implicaciones económicas en el diseño del mercado competitivo.

3 Grandes alternativas en el diseño de los mercados eléctricos competitivos

El diseño de la regulación de un mercado competitivo de energía eléctrica requiere:

- Establecer un mercado spot competitivo de energía y de otros servicios necesarios para la seguridad del sistema en el corto plazo, que genere decisiones operativas eficientes, respetando las restricciones técnicas y de seguridad específicas del sector.
- Establecer un mercado de largo plazo de energía y reservas de capacidad que elimine o reduzca los mayores costos de transacción originados en la desintegración vertical, permita un nivel adecuado de inversiones y reduzca a niveles adecuados los riesgos de desabastecimiento en el largo plazo.

Una primera observación es que la competencia en los mercados eléctricos no es un producto inmediato de la reestructura empresarial del sector, sino que requiere el desarrollo de reglas, y en particular el diseño de mecanismos.

Dentro del marco muy general descrito precedentemente existe una gran cantidad de alternativas de diseño e implementación de los mercados, con fuertes implicaciones prácticas, que intentaremos mostrar en lo que sigue. En nuestro país recién comienza el proceso de reflexión y decisión sobre esas alternativas, ya que la ley 16832 y el decreto de 22/999, en general no aportan definiciones respecto a las mismas, por lo que el análisis de este tema resulta oportuno. Por su parte, el diseño detallado de los mercados eléctricos competitivos plantea problemas económicos variados y de interés y que abarcan distintas

disciplinas económicas. El tratamiento puramente empírico de esos problemas, conduciría (y de hecho ha conducido en algunos países) a soluciones imperfectas. Por esta razón algunos de esos temas son objeto de un tratamiento económico en la literatura especializada, citada en una pequeña parte en las referencias de este trabajo.

Naturalmente que junto al problema del mercado eléctrico competitivo, los reguladores del sector deben enfrentar el tema de la regulación del servicio de las redes, que continúan sujetas a la regulación de monopolios naturales, con sus problemas específicos y que sólo se mencionará aquí lateralmente, por las implicaciones de la regulación de la transmisión sobre el mercado.

En lo que sigue se consideran los puntos que a nuestro juicio definen alternativas claves en el diseño de los mercados competitivos:

- Amplitud del acceso de consumidores al mercado: competencia mayorista o minorista
- Diseño del mercado spot de energía y forma de alcanzar la operación eficiente en el corto plazo
- Contratos y mercados de largo plazo
- Remuneraciones a la capacidad de generación
- Regulación de los distribuidores como intermediarios de energía
- Problemas de la transmisión: remuneración y expansión

3.1 Amplitud del acceso directo de consumidores al mercado competitivo

En un extremo, la regulación puede establecer que todos los consumidores de electricidad pueden acceder al mercado competitivo de energía, como ocurre en Nueva Zelanda, Inglaterra, California y los países nórdicos. Se separan completamente las funciones de prestación de servicios de red de distribución, y la venta de energía; esta última puede ser suministrada por cualquier generador o comercializador, elegido libremente por el consumidor. A esta modalidad se la suele denominar "competencia minorista". El

distribuidor sólo recibe una remuneración por prestar el servicio de transporte de la energía por su red y no cumple por lo tanto ninguna función de intermediación.

En el otro extremo, sólo unos pocos grandes consumidores industriales pueden acceder al mercado y los restantes clientes deben necesariamente comprar la energía al distribuidor local, que actúa necesariamente como intermediario: es el modelo de competencia mayorista. Esta es la situación que se plantea en Uruguay y que rige en la actualidad en Argentina, Brasil, y Chile, si bien la incorporación de consumidores “medianos” al mercado es muy importante en Argentina. La participación del distribuidor como intermediario necesario de energía, genera una serie de problemas específicos a los mercados de competencia mayorista que son tratados más adelante.

Naturalmente que en ambos casos, competencia mayorista o minorista, el distribuidor sigue proveyendo el servicio de red necesario para el suministro de energía, excepto en los casos, poco frecuentes a menos que exista un error notorio en el cálculo de las tarifas reguladas por dicho servicio, en los que la mayor parte de los clientes finales mayores encuentran rentable construir un bypass, es decir un tramo de red propia "en paralelo" con la red del distribuidor.

El objetivo de asimilar el mercado de la energía eléctrica al de cualquier otra mercancía conduce naturalmente a la implantación de la competencia minorista. La existencia de un mercado minorista activo al que accedan directamente la totalidad de los consumidores tiene a priori ventajas económicas (Goulding y otros, 1999):

- Aumenta las posibilidades de entrada de nuevos participantes en el mercado de generación, al permitirles acceder a contratos de suministro sin depender de los distribuidores.
- Permite que los consumidores en general expresen en su selección de proveedor otros valores además de la búsqueda del menor precio, tales como las preocupaciones ambientales respecto al origen de la energía suministrada.

- Permite que cada consumidor individual adopte decisiones propias en relación con el manejo de los riesgos de precios y aún de suministro, en lugar de dejarlas libradas al distribuidor.
- Puede favorecer la posibilidad de que más consumidores participen de manera activa en el mercado, adaptando sus decisiones de consumo a los precios spot, lo que implica una ganancia de eficiencia.

Sin embargo, la situación real es más compleja por diversas razones.

Existen dificultades prácticas de implantación de los mercados minoristas y en general en la mayor parte de los países el proceso de implantación de la competencia comienza gradualmente, desarrollando un mercado de competencia mayorista, destinado a abastecer principalmente a los distribuidores y al que sólo pueden acceder unos pocos grandes consumidores industriales. Las autoridades regulatorias posponen la introducción de la competencia minorista, que implica dificultades organizativas considerables, hasta después de resolver los problemas centrales del mercado mayorista, de por sí complejo. Este es el caso de los países de la región (IDB, 1999), y las perspectivas en el futuro próximo en la tendencia hacia el mercado único en la Unión Europea (Rider, 1999).

En segundo lugar, la implantación de la competencia minorista implica ciertos costos de transacción y más en general costos incrementales respecto a la situación de competencia mayorista: duplicación de los costos de facturación, medida y atención al cliente en los que ya debe incurrir el distribuidor, costos de marketing bajo la forma de fuerza de ventas destinada a promover el cambio de proveedor y de publicidad masiva. Flain (2000) estima que estos costos para los consumidores residenciales de Estados Unidos pueden representar entre el 8 y el 15% de los costos totales de abastecimiento, aunque esta estimación puede probablemente ser excesiva. Es conocido el fenómeno de dilema del prisionero en la competencia en publicidad y promociones en los mercados maduros de bienes de consumo masivo, dando lugar a niveles de gasto excesivos en publicidad (Scherer y Ross (1990) citando a Lambin (1976)).

Por último, aún en los mercados en los que la regulación permite la existencia de competencia minorista existen dificultades para motivar a los pequeños consumidores a participar activamente en el mercado y considerar la posibilidad de seleccionar un proveedor de energía alternativo al propio distribuidor. La aparición de competencia intensa para abastecer a la gran mayoría de los pequeños consumidores no es inmediata y en los primeros años el mercado competitivo suele restringirse en la práctica a los consumidores mayores. Los distribuidores suelen mantener durante un tiempo considerable una participación de mercado dominante frente a otros comercializadores competitivos (Vickers y Yarrow, 1994), (Shioshansi, 1999), (Flain (2000)).

En resumen, cabe la opción para el regulador entre uno u otro modelo, competencia mayorista o minorista, en el momento de definir el mercado.

3.2 Modelos de despacho y formación del precio spot de la energía

Una singularidad esencial del sector eléctrico radica en que por razones técnicas, el balance entre producción y consumo de energía debe respetarse en cada momento dentro de tolerancias muy estrechas, pues de lo contrario se compromete la estabilidad de la totalidad de la red eléctrica.

Esto obliga a la existencia de una coordinación centralizada de las decisiones instantáneas de generación eléctrica para que se respete ese balance, a cargo de un organismo encargado del despacho (OED/ISO).

Si en el mercado se comercia exclusivamente energía, conocemos la asignación óptima de Pareto para generadores y consumidores: el precio debe igualar en cada momento al costo marginal del sistema de generación en su conjunto y los generadores y consumidores deben encontrar óptima su generación y consumo respectivamente, actuando como tomadores de precios.

En la práctica, en la mayor parte de los países sólo los generadores son participantes "activos" en este mercado, ya que la gran mayoría de los consumidores, presentan al mercado una demanda prácticamente constante e independiente del precio spot. Por razones técnicas (inexistencia de equipos de medición con registro horario) o institucionales (la regulación prescribe a los reguladores intermediarios la fijación de precios finales constantes), los consumidores quedan en gran parte apartados de los riesgos de precios en dicho mercado.

Dado que la cantidad demandada es poco sensible a las variaciones del precio spot, en situaciones de crisis de abastecimiento, suele ocurrir que deben racionarse las cantidades suministradas a cada distribuidor o consumidor libre, ya que el mecanismo de precios no permite equilibrar oferta y demanda. En esos casos, el precio de mercado es determinado por una valorización administrativa de la energía no suministrada, (VLL en Inglaterra, costo de falla en Argentina, Chile y Brasil) lo que mantiene un importante elemento de regulación aún en los mercados más "liberalizados".

En los mercados competitivos las decisiones de despacho tienen lugar en general bajo una de tres formas básicas, entre las que debe optar el regulador: la operación integrada del despacho y de un mercado spot de energía, la operación separada de ambos, y el despacho regulado por costos.

3.2.1 Operación integrada del despacho y el mercado spot de energía

La solución de mercado spot y operación (despacho) integrados y centralizados es la más extendida en la región:

- Los generadores ofertan obligatoriamente precios por su energía a una bolsa o pool centralizado, administrada por el organismo encargado del despacho (OED).

- El OED encuentra la operación óptima, es decir de mínimo costo, tomando como costo de cada unidad generadora el precio ofertado y define el precio spot de la energía como el precio de la oferta más cara aceptada en cada hora (o período menor) del día. En ese caso el mecanismo generaría la asignación eficiente si incita a la revelación de los verdaderos costos y si el algoritmo empleado por el OED realmente minimiza el costo total.
- En hipótesis extremadamente simplificadas (un único período, sin ningún género de aleatoriedad en oferta y demanda, una única central de generación por empresa, y sin considerar las restricciones operativas que hacen el problema dinámico), declarar como precio el costo marginal es un equilibrio de Nash para los generadores (excepto un pequeño apartamiento del generador que margina).

Al considerar el problema en hipótesis más realistas, se evidencia que el resultado eficiente no se obtiene automáticamente. Se ha mostrado (Rudkevich y otros, 1998), (Borenstein y otros, 1999), que con el concepto de equilibrio de Nash y si pocas firmas participan en el mercado, los precios exceden sustancialmente los costos marginales, (especialmente en períodos de pico y cuando existen restricciones de transmisión que impiden el acceso de todos los generadores a todos los consumidores). Otra complejidad adicional viene del carácter repetido de las subastas del OED, que aumenta las posibilidades de colusión (Rothkopf, 1999), lo que es común a todos los juegos repetidos que representan mercados en los que cabe la cooperación entre oferentes.

El especial interés del análisis de los mercados eléctricos radica en la gran disponibilidad de datos sobre costos, precios y ofertas diarias de los generadores, infrecuente en otros mercados. Es posible modelar estrategias de oferta en el pool y poner a prueba los resultados del modelo, como en las referencias citadas.

3.2.2 Operación separada del despacho y el mercado spot de energía

En este caso se intenta separar completamente los mecanismos de mercado y formación de precios de la energía, de la operación del sistema, la que por razones técnicas necesariamente debe continuar realizándose en forma centralizada.

- Una o más bolsas de energía establecen transacciones pactadas libremente entre sus participantes, con cierta anticipación a la operación real del sistema. De esta manera en cada una de ellas se genera un precio de mercado de la energía sin intervención del OED.
- Las transacciones son comunicadas al operador, que a su vez trasmite a las bolsas de energía las restricciones físicas existentes a la realización de las transacciones pactadas, generando un procedimiento iterativo de convergencia hacia una solución técnicamente factible, o bien efectúa correcciones en las ofertas y demandas pactadas en cada bolsa, de acuerdo a pautas predefinidas por los participantes en las mismas.
- En la operación, el OED debe aún resolver los apartamientos de la generación y consumo respecto a lo pactado en las bolsas, con recursos de generación que los generadores ofertan a ese solo efecto.

Los juicios respecto a la conveniencia de este mecanismo respecto al descrito en el punto anterior no son unánimes. Entre las ventajas se contaría el evitar las posibles arbitrariedades en la formación de precios por parte de las autoridades regulatorias que definen las reglas y de los operadores del pool obligatorio y el despacho (Spiller, 1999). Entre las desventajas se ha señalado la mayor complejidad y los elevados costos de coordinación de todo el procedimiento, que sólo favorecería a los intermediarios en las bolsas (Ruff, 1999).

3.2.3 Despacho centralizado con costos regulados

En algunos sistemas eléctricos la regulación establece un procedimiento de determinación de la operación óptima (despacho) y de formación de precios, totalmente centralizado y no basado en declaraciones libres de precios de los generadores.

Este tercer tipo de modelo sería preferible en los casos en los que los mecanismos descritos en los puntos anteriores generasen apartamiento muy sustanciales respecto a la situación

eficiente, al no inducir la revelación verdadera de los costos de generación para el conjunto del sistema. En la práctica los modelos centralizados con costos regulados, pueden establecerse en diversas circunstancias:

- Si la estructura o el comportamiento en el oligopolio de generadores permite suponer que las ofertas de precios no son competitivas. En ese caso el regulador puede establecer topes a los precios de oferta de cada generador, basados en sus costos marginales auditados. Naturalmente que la reestructura inicial de los activos de generación es esencial para determinar la intensidad de la competencia en el mercado. Por ejemplo el pool inglés con precios ofertados no regulados, tomado como modelo precursor de las reformas regulatorias en el sector eléctrico, y basado en un duopolio, evidenció en realidad significativos apartamientos respecto a la conducta competitiva (Green, 1994).
- En los sistemas de generación hidráulica con grandes embalses, la gestión del empleo del agua almacenada es esencial para evitar situaciones de escasez y racionamiento. En ese caso, si los generadores hidráulicos pueden ofertar libremente el precio de la energía que generan, el uso de las reservas depende exclusivamente de las expectativas y preferencias temporales de los generadores. El regulador, como responsable político en caso de racionamiento, y poseyendo una agenda propia de objetivos de confiabilidad y estabilidad del sistema, puede querer controlar directamente estos riesgos mediante un despacho centralizado de las centrales con embalse. Esta situación ocurre en Brasil (ASMAE, 2000) y en Chile (CNE, 1989).
- Otra situación peculiar a los sistemas hidráulicos se da cuando existen centrales hidráulicas que operan en cascada, es decir que los caudales turbinados por una central contribuyen significativamente a la disponibilidad de agua en una central aguas abajo. Para que se logre la operación óptima, los propietarios de las centrales en cascada deben lograr una negociación eficiente, en el sentido de Coase, de los precios de oferta de cada una de ellas para maximizar el ingreso de la cuenca, existiendo incentivos al apartamiento respecto a dicho acuerdo (Pereira, 1999). Si el regulador considera dificultosa la realización de esos acuerdos, puede decidir la operación centralizada de los grandes embalses.

3.3 Contratos y mercados de largo plazo

En los mercados competitivos de energía eléctrica, junto al mercado spot existe generalmente un mercado de contratos bilaterales forward de energía. En algunos casos, existen mercados de futuros, de los que probablemente el más activo es el del Nordpool, (Nordpool, 2000), con liquidez hasta tres años. Son corrientes también en los mercados los contratos de opciones call "físicas", en los que el vendedor cuenta con capacidad de generación para suministrar la energía cuando la opción es ejercida por el comprador. Igual que en cualquier mercado, el papel de estos instrumentos es reasignar de forma eficiente los riesgos de precios generados en el mercado spot.

En algunos sistemas eléctricos en los que la mayor parte de las demandas cuentan con contratos de largo plazo, puede describirse al mercado como constituido esencialmente por los contratos bilaterales de largo plazo, y al mercado spot apenas como aquél en que se transan las diferencias entre las cantidades físicas de energía realmente generadas y consumidas y las pactadas en los contratos.

Adicionalmente a su papel de instrumentos financieros, en los países en los que existe un real riesgo de racionamiento, los contratos adquieren un carácter "físico", cuando la compra a futuro genera derechos a disponer efectivamente de la energía durante situaciones de racionamiento.

Interpretados como instrumentos financieros o como contratos de abastecimiento físico de energía, los contratos bilaterales o un mercado de futuros y otros derivados de largo plazo tienden a compensar los mayores costos de transacción generados por la desintegración vertical. Por esta razón el interés de mercados activos de este tipo será mayor cuando:

- La tecnología de generación es más intensa en capital y la tasa de crecimiento del mercado es alta, generando un requerimiento continuo de inversiones en generación.
- La aleatoriedad de los precios es mayor.
- Los riesgos de desabastecimiento para los compradores son mayores.

Estas características aparecen en los sistemas de generación hidráulica de la región. Tiene interés entonces considerar las expectativas respecto a los contratos, de distintos tipos de generadores en un sistema predominantemente hidráulico y sujeto a aleatoriedad en la disponibilidad de energía hidráulica, como los de América del Sur. Si consideramos los contratos de energía en un sistema hidráulico suponiendo que las preferencias respecto a los riesgos de ingreso dependen sólo de la media y la varianza, y que existen sólo dos períodos, actual y futuro, se reproducen algunos resultados básicos del análisis de los contratos futuros en general. La cantidad z_i de futuros que el participante i del mercado venderá para maximizar su utilidad será:

$$z_i = \text{Cov}(p, p.q_i) / \text{Var}(p) - [E(p) - f] / A_i \cdot \text{Var}(p)$$

donde podemos interpretar el primer sumando como las ventas de futuros por motivo protección y el segundo como las ventas por motivo especulación, siendo:

p precio spot aleatorio

f precio futuro

q_i cantidad aleatoria que producirá i , negativa si es un consumidor

A_i aversión absoluta al riesgo de i

Analizando la situación de los generadores que buscan protegerse del riesgo, si se trata de generadores térmicos, $\text{Cov}(p, p.q_i)$ tenderá a ser positiva, ya que los precios son mayores en las situaciones de sequía en las que se recurre a la generación térmica. Es decir que los generadores térmicos serán vendedores a futuro. Los generadores hidráulicos estarán en distinta situación según el signo de $\text{Cov}(p, p.q_i)$. Si la correlación entre la cantidad de energía que generan q_i y la generación total hidráulica, es reducida o de signo negativo, probablemente $\text{Cov}(p, p.q_i)$ sea positivo y sean también vendedores.

En algunos países como Brasil, los sistemas hidráulicos se caracterizan por largos períodos húmedos, cortados por sequías intensas y de más de un año de duración, con largos períodos de recurrencia entre sequías. En esos casos, los precios spot pueden estar

próximos a cero durante un período de varios años, y el esquema simplificado anterior que sólo considera media y varianza de los ingresos no es aplicable; más bien todos los generadores necesitan vender en el mercado de futuros. Esta observación es de importancia cuando se trata de mercados de competencia mayorista, ya que en esos casos los compradores potenciales a futuro son principalmente los distribuidores. Pasa a tener importancia primordial, el tipo de incentivos que la regulación presenta a los distribuidores para la compra a futuro.

3.4 Remuneraciones a la capacidad de generación

En un mercado spot de energía puro, si el precio coincide con el costo marginal de generación (o el valor social de la energía no suministrada, en las situaciones de racionamiento) se reproduce la asignación óptima de Pareto (maximizadora del excedente y minimizadora de costos) que buscaría un regulador benévolo, sin necesidad de la existencia de otras remuneraciones

Sin embargo en la práctica, en la mayor parte de los mercados spot de la región y en muchos otros en el mundo, se han incorporado remuneraciones adicionales a las de la energía, a veces sin justificación teórica clara. ¿Cuál es entonces la lógica económica de estas remuneraciones adicionales a la de energía?

El regulador (y los consumidores) tienen objetivos de confiabilidad del sistema de generación y transmisión, que requieren la existencia de reservas de capacidad de generación disponible, con baja probabilidad de generar, y con costos significativos por mantenerse disponibles, por lo que el mercado de energía puede no dar incentivos para su existencia.

En el caso de las reservas de corto plazo, es decir la capacidad de generación que puede aportar energía al sistema con una demora de entre fracciones de segundo y unas pocas horas, por razones técnicas la confiabilidad que aportan al sistema es un bien público, es decir que no podría generarse un mercado para las mismas. El regulador en general determina la cantidad de reservas que el sistema compra y los participantes del mercado

que las pagan. Esto genera una primera componente de remuneraciones de capacidad de generación. De no procederse así, la cantidad de reservas que establecería un mercado sería inferior a la óptima, problema común a la provisión de bienes públicos.

En cuanto a las reservas de largo plazo de generación, son las necesarias en los sistemas hidráulicos en los que se alternan períodos lluviosos prolongados, durante los que parte de la generación térmica no es empleada, con otros secos en los que se recurre a esas reservas. Estas reservas de largo plazo no constituyen un bien público por razones técnicas, ya que en situaciones de sequía sería posible asignar su capacidad de generación entre los consumidores que las hubiesen adquirido, de modo que los mercados de contratos y futuros de energía deberían resolver el problema.

Sin embargo, esta solución de mercado no se da en forma pura en buena parte de los marcos regulatorios de la región, (IDB, 1999), (CIER, 2000), que establecen remuneraciones específicas a la capacidad de generación de las reservas de largo plazo, es decir que las mismas son adquiridas en cantidad regulada por el conjunto del sistema. La posible racionalidad de este proceder se encontraría en que:

- El regulador no puede comprometerse en forma creíble a racionar de acuerdo a los contratos privados, o a hacer cumplir los compromisos económicos entre partes, con lo que la credibilidad del mercado de reservas de largo plazo se pierde, y los compradores optan por no comprar la cantidad de reservas que requieren por temor a su expropiación en caso de necesidad.
- El regulador cree que las expectativas de los participantes del mercado sobre riesgos de racionamiento son erradas o miopes, y decide intervenir como responsable político de la confiabilidad del sistema.

En ese caso el regulador debe optar entre:

- Fijar un precio a la capacidad de generación de reserva de manera que se ofrezca la cantidad que el regulador estime conveniente.
- Hacer que el sistema compre una cantidad prefijada y el precio resulte de una subasta de reservas de largo plazo en el mercado.

Si bien la teoría de las remuneraciones óptimas a la capacidad está desarrollada, por ejemplo en Pérez Arriaga y Meseguer (1997), donde se evidencia que surgen de las variables duales de las restricciones de confiabilidad en el problema del regulador, las remuneraciones de las reservas de largo plazo han dado lugar a veces a soluciones empíricas no del todo perfectas.

3.5 Regulación de los distribuidores como intermediarios de energía

Se trata de un problema específico de los modelos de mercado de competencia mayorista, en los que el distribuidor mantiene un papel como intermediario monopólico entre el mercado competitivo de energía y la gran mayoría de los clientes, además de prestar naturalmente el servicio de red.

Esto genera la necesidad de regular el precio que los distribuidores pueden trasladar a los consumidores finales. Existen entonces varias alternativas para el regulador:

- Permitir que los distribuidores trasladen automáticamente el precio spot y por lo tanto el riesgo de precios a los consumidores finales regulados.
- Regular un precio fijo a trasladar por los distribuidores, lo que genera un problema severo de asimetría de información, ya que un precio de traslado demasiado alto genera rentas para el distribuidor y uno demasiado bajo puede generar riesgos de abastecimiento. Esta modalidad es la adoptada en Argentina (CIER, 2000) y Brasil (ANEEL, 1999))
- Aplicar la competencia referencial, "yardstick competition" (Shleifer, 1985), que en este caso implicaría que los distribuidores puedan trasladar a los consumidores finales el promedio de los costos de energía obtenidos por la población de distribuidores del mercado, en sus contratos con generadores.
- Regular la transparencia del procedimiento de compra y permitir que el distribuidor traslade a los consumidores finales el precio resultante de esas compras, como ocurre en Colombia, CIER (2000).

Además del problema de regular la intermediación, estos criterios de traslado de precios tienen otro papel quizás más importante, y es que contribuyen a determinar los incentivos de los distribuidores a contratar, que pueden ser claves en el diseño de los mercados de competencia mayorista. Así en Argentina, el costo de estabilización de los precios spot es asumido por el conjunto del sistema, y los distribuidores pueden trasladar a los consumidores ese precio estabilizado. Esto se constituye en un verdadero incentivo para que los distribuidores no compren energía en contratos bilaterales, ya que de hacerlo incurren en riesgos de precios. Por el contrario, en otros sistemas eléctricos, existen incentivos u obligación explícita para los distribuidores de contratar, como en Brasil (80% de la demanda con una anticipación de dos años) o Chile (100% de la demanda)

3.6 El efecto de la red de transmisión en el mercado

Casi todas las consideraciones anteriores parten de la hipótesis simplificadora de que la generación y el consumo de energía tienen lugar en un único punto. Sin embargo, en el mercado mayorista real importa la localización de generación y consumo, ya que existe una red de transmisión costosa y de capacidad limitada, y con pérdidas de energía inherentes a su transporte.

Por lo tanto, en realidad no existe un único precio en toda la red, que permita la asignación eficiente, sino un conjunto de precios nodales de energía (asignados a cada uno de los "nodos" o puntos de la red de transmisión). La forma de esos precios óptimos es (Pérez Arriaga, 1994):

$$\rho_k = p (1 + \partial L / \partial D_k) + \mu \cdot \partial N / \partial D_k$$

siendo:

ρ_k precio en el nodo k de la red

L pérdidas de energía en la red

N vector de restricciones de la red ($N_i \leq 0$)

μ vector de variables duales de las restricciones

Se generaría a partir de estos precios nodales de la energía una forma “natural” de remuneración para el transportista (RT), que le concedería la diferencia de valor entre la energía entregada por sus redes y la energía recibida por las mismas, es decir el "valor" que la red de transporte aporta a la energía:

$$RT = \sum E_k \rho_k$$

extendiéndose la suma a todos los nodos que toca la red del transportista, y siendo E_k la energía saliente (con signo), de la red del transportista en el nodo k, y ρ_k el precio en el nodo k.

Para fijar ideas, en el caso de una red de sólo dos nodos, que llevase energía desde un punto inicial de producción i a uno final de consumo f, sin restricciones de capacidad, el precio en el nodo f, sería igual al costo marginal de suministro en dicho nodo, es decir igual al costo marginal de producción en i, más el costo de las pérdidas marginales.

Desafortunadamente, dadas las peculiaridades técnicas de la transmisión, la remuneración así determinada, que podríamos llamar "basada en los costos marginales de corto plazo", no reúne dos características imprescindibles (Shirmohammadi y otros, 1996):

- No cubre los costos medios del transportista, lo que resulta de la relación técnica entre pérdidas marginales y costos fijos de una red de transmisión bien diseñada para un flujo de energía dado. Por lo tanto, no induciría en absoluto a decisiones de expansión de la red adecuadas.

- No genera decisiones eficientes de operación, ya que el propietario de una concesión monopólica de transmisión encontraría conveniente aumentar las pérdidas marginales, es decir mantener una red subdimensionada en tanto fuese técnicamente posible.

Son necesarios sistemas de precios regulados de la energía por nodo o tarifas a las transacciones que transmiten energía entre nodos, que cubran en su conjunto los costos totales de la transmisión. El problema que se presenta es la asignación de los costos fijos de la red a las energías generadas o demandadas en cada nodo, o a las transacciones entre nodos, para lo que se genera un conjunto de métodos de distinto grado de complejidad y de rigor económico (entre otros, postage stamp, MW-milla, costo marginal de largo plazo).

Estos cargos de transmisión introducen naturalmente un apartamiento respecto a los precios óptimos del "óptimo primero" descritos antes, en las decisiones de corto plazo, e inciden sobre las decisiones de largo plazo de instalación de generadores y en menor grado de grandes usuarios para los que la electricidad es un insumo básico, alterando por lo tanto el resultado del mercado de energía.

Como alternativa a la regulación de los precios de acceso a las redes de transmisión, se presenta la regulación de "mano blanda" (Bergara, 1998), en vigencia en Nueva Zelanda, que deja librados los precios de acceso a la red a la negociación de las partes, lo que podría en algunos casos mejorar los resultados asignativos obtenidos con de la regulación de precios de acceso, pero que mantiene las dificultades de apartarse del óptimo primero y deja dudas sobre las señales para la expansión óptima de la red.

En general se ha evidenciado la necesidad de algún tipo de mecanismo administrado de decisión de las expansiones y sobre la calidad de la red. Estos mecanismos incluyen: la planificación centralizada como en Brasil; procedimientos regulados con intervención de los participantes del mercado Argentina (propuesta de interesados para las ampliaciones, audiencia pública y derecho de veto de grupos de beneficiarios obligados a pagar la expansión) (Dondero y otros, 1997), o el intento de emular administrativamente un mercado por la calidad de red (Spiller, 1999).

Otro problema complejo resultante de la necesidad de precios nodales para la energía, es la aparición de riesgos por grandes variaciones geográficas de los precios cuando existe congestión de la red. En esos casos los costos marginales pueden llegar a diferir sustancialmente entre nodos contiguos de la red, generándose "precios locales". Se genera la necesidad de crear activos transferibles para cubrir esos riesgos (Bushnell, 1999) como los derechos de transmisión financieros (activo de valor igual a la diferencia entre precios de nodo entre los extremos de líneas con probabilidad de congestión), y los derechos de transmisión físicos (derecho de emplear la red para las transacciones propias con prioridad).

En tercer lugar, la posibilidad de congestión de la red y la existencia de precios locales complica el problema teórico y práctico de evaluar el poder de mercado de los generadores en las subastas del pool de energía, (Stoft, 1999), (Oren, 1997), a la vez que hace más probable el ejercicio de dicho poder, ya que las restricciones de transmisión impiden que una parte de los generadores compitan para abastecer a una parte de las demandas, que quedan "cautivas" de los generadores locales.

En resumen, los problemas debidos a la existencia de una red de transmisión generan para el regulador la necesidad de optar entre diversos procedimientos de tarificación de los servicios de la transmisión (que apartan al mercado de la solución de óptimo primero), y entre diversos mecanismos de expansión administrada de la red (cuyo funcionamiento defectuoso puede afectar también al mercado).

4 El diseño de los mercados competitivos en los países de la región

El objeto de este capítulo es describir los mercados eléctricos competitivos existentes en Argentina y Brasil ¹, y plantear las principales alternativas existentes en el caso de Uruguay, donde el marco regulatorio permanece aún en gran parte indeterminado. La descripción se hará tomando como referencia la discusión general del punto anterior, es

¹ La descripción resumida de los marcos regulatorios de los países de la región puede verse en CIER(2000)

decir se intentará mostrar de qué manera se ha respondido (o se puede responder en el caso de Uruguay) a los problemas de diseño del mercado en cada país señalados anteriormente.

4.1 Argentina

Argentina es un mercado en transición gradual hacia la competencia minorista en el que el límite inferior de potencia contratada para el acceso al mercado es de 50kW. No obstante, la mayor parte de los consumidores en situación de entrar en el mercado permanecen aún como compradores de energía de los distribuidores.

En cuanto a la estructura del mercado, no se admite la existencia de empresas integradas verticalmente, y en el proceso de privatización se segmentaron las empresas a ser privatizadas y en particular se creó una compañía transportista independiente para la red principal de 500 kV. Existen más de 40 empresas generadoras, y una opinión generalizada respecto al carácter competitivo del mercado spot y de contratos. No obstante, la tendencia a la consolidación de grandes grupos empresariales en el sector, hace que por la vía del control accionario aparezca nuevamente el fenómeno de la integración vertical, (por ejemplo las filiales de Endesa España en generación, distribución y transporte internacional). A su vez, la concentración del mercado del gas, donde Repsol YPF constituye la empresa dominante, y la tendencia mundial a la integración de conglomerados empresariales cada vez más fuertes con actividad tanto en gas como en electricidad, podría en el futuro alterar el carácter competitivo del mercado eléctrico.

El mercado argentino adopta la modalidad de operación integrada de despacho y mercado spot de energía, con un mecanismo de declaración de precios de oferta para la energía de validez estacional, donde incluso los generadores hidráulicos declaran un valor del agua. Algo más de la mitad de la potencia de generación es térmica, con lo que los costos marginales de generación están determinados en general por los precios de oferta de las centrales térmicas aceptadas marginalmente por el despacho.

Si bien la cantidad de participantes en el mercado de generación permite suponer un comportamiento competitivo, no generándose desde ese punto de vista obstáculos a la

revelación verdadera de los costos, pueden observarse dificultades vinculadas con el cálculo de la remuneración por potencia, que podrían generar incentivos a la subdeclaración de los costos variables, como se observa más adelante.

Existe en Argentina un mercado activo de contratos entre grandes usuarios y generadores y comercializadores, pero el mismo no abarca a los distribuidores, que compran la energía en un mercado “estacional” en el que un fondo administrado por el operador del sistema se encarga de estabilizar los precios spot, eliminando los riesgos para los distribuidores, ya éstos están autorizados a trasladar a los consumidores finales los precios a los que compran en dicho mercado estacional

Se genera así un incentivo negativo que induce a los distribuidores a no comprar energía en contratos. Los contratos adquirirían para los distribuidores el carácter de instrumento financiero especulativo, ya que la función de estabilización de precios es cumplida por el mercado estacional. En la práctica, ningún distribuidor ha contratado a un precio fijo con un generador, si se excluye los contratos iniciales realizados con motivo de la privatización de algunas centrales y no renovados a su expiración.

En este marco, en el que los distribuidores carecen de incentivos a contratar, el incentivo a la expansión del sistema sólo puede provenir de las señales que reciban los generadores del mercado spot de energía y de las remuneraciones de capacidad. La disponibilidad de gas natural abundante en Argentina y los costos relativamente bajos de las inversiones en centrales de ciclo combinado a gas natural, permiten que esta expansión haya tenido lugar hasta el presente sin dificultades, y sin la necesidad del desarrollo de un mercado de contratos de largo plazo, de acceso fluido para los generadores.

Un aspecto a analizar del mercado argentino es la vinculación del mercado spot de energía y el de reservas de largo plazo. En efecto, el sistema compra reservas de largo plazo a los generadores, a través de una “remuneración a la reserva base térmica”, pero ambos mercados no están separados, sino que la asignación de las cuotas de reserva compradas a cada generador depende de los precios que declare en el mercado spot de energía (las

máquinas reciben la remuneración de reserva base térmica en la medida en que entren en el despacho para la crónica de aportes más seca registrada históricamente). A su vez, el precio al que el sistema compra esas reservas no resulta del mercado sino que está prefijado. Esto generaría dos consecuencias: i) El incentivo a la subdeclaración de los costos variables en el despacho, ya que de esa manera se obtienen remuneraciones adicionales en el mercado de reservas de largo plazo, y ii) La imposibilidad de generar un verdadero mercado para las reservas de largo plazo, ya que una máquina de elevado costo variable no puede vender al mercado su capacidad de reserva de largo plazo, ya que no entra en el despacho de la crónica más seca (aún cuando aceptase vender dicha capacidad de reserva a un precio ínfimo). De esta manera se genera una tendencia a la salida del mercado de las centrales térmicas de costo variable alto, que podrían suministrar la reserva a costos muy bajos, y un apartamiento respecto al diseño óptimo del parque.

La lógica del mercado de generación en Argentina podría sufrir un cambio sustancial en la medida en que se están desarrollando proyectos de interconexión con Brasil. Los precios spot de Argentina como sistema aislado son relativamente estables. En cambio si se construye una interconexión de capacidad sustancial con Brasil (hoy la interconexión prevista en los próximos años es de orden 2000 MW, algo menos del 20% de la demanda de Argentina, pero la tendencia es al crecimiento), el comercio internacional de excedentes de energía haría que la aleatoriedad de los costos marginales de Brasil se trasladase a los precios spot de Argentina. En ese caso, los reguladores argentinos deberían reconsiderar aspectos centrales del sistema, como los incentivos a contratar de los distribuidores, con el fin de que los generadores argentinos puedan vender en contratos a precios estables, escapando del riesgo del precio spot.

La remuneración de la transmisión en Argentina se caracteriza por un sistema mixto, según se trate de instalaciones preexistentes o nuevas. La gran mayoría de las redes de transmisión actuales fue desarrollada antes de la privatización de 1992, y su remuneración permite cubrir esencialmente los costos operativos y la ganancia prevista por el adquirente en el proceso de privatización. Los usuarios de la red, generadores y distribuidores, pagan por el uso de la red con un sistema de precios nodales como el descrito someramente en 3.6, al

que se agrega un cargo complementario adicional para costear el déficit entre los ingresos por precios nodales y los ingresos requeridos en los contratos de concesión por cada instalación. Los cargos por concepto de esta diferencia se reparten en proporción al uso que los generadores y distribuidores hacen de cada instalación (con un criterio aproximado, ya no existe una solución teórica general para el problema aceptada sin discusión). En cuanto a las redes nuevas, es decir las construidas después de la privatización, su remuneración consiste en un canon capaz de retribuir la totalidad de los costos de los inversores privados, incluso naturalmente la remuneración de la inversión. Esto hace que los cargos por el uso de esas nuevas líneas, excedan sustancialmente los costos marginales de corto plazo.

La regulación argentina previó un sistema de decisión descentralizado y competitivo para la expansión de la transmisión, sin la participación de un planificador central. Una primera forma de expansión, poco aplicable a las grandes redes troncales, es la expansión por acuerdo de partes, en la que sólo los interesados participantes del acuerdo pagan la nueva instalación. El caso general es el de la expansión por concurso público, en la que uno o más beneficiarios de las instalaciones a construirse (con un 30% de dichos beneficios al menos), solicitan al regulador la realización de un concurso público para la construcción, en el que el transportista que solicite el menor canon anual será el adjudicatario. La dificultad de este procedimiento es que si otro conjunto de beneficiarios (y por lo tanto de responsables del pago del canon si se construye la línea) con al menos un 30% de los beneficios, se opone a la construcción de la expansión, la misma no tiene lugar.

Las dificultades de transmisión existentes en Argentina, en años anteriores la demora en la construcción de la cuarta línea desde la región generadora del Comahue hasta Buenos Aires, y en la actualidad las restricciones existentes como resultado de la exportación a Brasil, han generado cierto consenso respecto a la necesidad de cambiar el régimen de expansión. Recientemente, el Poder Ejecutivo, ha adoptado la decisión de desarrollar ciertas líneas clave por procedimientos directos, a través de un Plan Federal de Transmisión.

4.2 Brasil

Brasil es un país en el que la mayor parte de la generación procede de las centrales hidráulicas, situadas en un gran número de cuencas distribuidas en todo el país, y que poseen en su conjunto una capacidad de embalse de energía plurianual, lo que genera un complejo problema técnico de optimización intertemporal del uso del agua en la operación. Las centrales térmicas son hasta el momento una proporción reducida del total, con lo que el verdadero costo de oportunidad económico para el sistema, de la energía contenida en el agua de los embalses, y por lo tanto el costo marginal de corto plazo para el sistema, están determinados por el valor esperado de los ahorros de energía no suministrada (y en menor medida de combustibles), que pueden obtenerse por mantener una cantidad de agua adicional en cada embalse (es decir el llamado "valor del agua").

En la actualidad, una gran parte de la expansión del sistema de generación deberá tener lugar mediante la construcción de centrales térmicas empleando gas natural argentino y sobre todo boliviano, ya que el desarrollo de nuevas centrales hidráulicas requiere un período de maduración de cuatro o cinco años al menos. El retraso de las inversiones ha generado en Brasil incertidumbre respecto a la seguridad del abastecimiento, y el Gobierno Federal ha lanzado un Plan de Emergencia de Centrales térmicas.

Si bien el diseño del mercado de Brasil coincide con el de Argentina en cuanto a la determinación conjunta de la operación óptima y los precios de mercado, el de Brasil, a diferencia del de Argentina, es un caso de despacho centralizado con costos regulados. Al despacho concurren las centrales térmicas con sus precios de oferta, pero las centrales hidráulicas, que aportan la mayor parte de la energía, son consideradas en un modelo centralizado en el que se determina la operación óptima de largo plazo. El objetivo del modelo es minimizar el valor actual de los costos esperados de combustible y energía no suministrada. De este modelo centralizado resulta la operación de los grandes embalses, la cantidad de energía a generar por cada central hidráulica y térmica y el precio de mercado, que depende del valor del agua descrito antes. Cabe observar que el sistema hidráulico de

Brasil presenta las peculiaridades descritas en 3.2.3, que pueden generar para el regulador fuertes incentivos a mantener una operación centralizada del sistema.

La existencia de embalses multianuales y la posibilidad de ocurrencia de sequías muy prolongadas, semejantes a aquéllas de las que existe registro histórico, alternando con largos períodos de costos marginales casi nulos, generarían riesgos insostenibles para los generadores que quisiesen vender exclusivamente en el mercado spot. Seguramente como consecuencia de este hecho, la regulación de Brasil establece que los distribuidores tienen la obligación de contratar con generadores, al menos el 85% de la demanda de sus clientes regulados. En la actualidad el límite de potencia para que los grandes consumidores participen libremente en el mercado varía según los casos entre 10 y 3 MW, si bien no existe un mercado fluido de contratos con grandes consumidores, e incluso en el tema de los peajes en la distribución aún está sujeto a incertidumbres.

Los distribuidores y los generadores tanto privados como estatales (estos últimos aún constituyen la mayor parte de la capacidad de generación, en tanto el gobierno no ha procedido a la privatización de las grandes empresas hidráulicas CHESF, Furnas y Eletronorte), han firmado los llamados “contratos iniciales”, como parte del proceso de reorganización y privatización del sistema. En la medida en que los contratos iniciales comiencen a caducar paulatinamente, a partir del 2001, los distribuidores demandarán energía en contratos.

Un punto complejo en el marco regulatorio de Brasil, es el del traslado de los precios mayoristas a los clientes finales por parte de los distribuidores. En la actualidad, existen disposiciones que establecen un “valor normativo (VN)” que el distribuidor puede pasar a las tarifas de sus clientes regulados, fijado administrativamente. El objetivo de este valor es evitar que la transición al mercado genere elevaciones abruptas en los precios a los consumidores finales.

A su vez, el mercado del gas natural, que como se indicó antes será el combustible necesario para la expansión de la generación en los próximos años, está sujeto a grandes incertidumbres para los generadores, dada la posición dominante de la estatal Petrobrás.

Los dos puntos anteriores constituyen el nudo del problema regulatorio en Brasil en este momento, al menos en lo relativo al mercado de generación: los potenciales interesados en invertir en generación térmica tienen incertidumbres respecto a sus costos, los distribuidores pronto estarán obligados a contratar pero no pueden pasar a tarifas los precios de un mercado libre de contratos. Una vez más se observa la importancia de las reglas de traslado a precios aplicables a los distribuidores en los mercados competitivos mayoristas, en este caso, como elemento capaz de distorsionar los mecanismos de expansión del sistema de generación.

En cuanto a las redes de transmisión, la solución adoptada en el marco regulatorio de Brasil es bien diferente de la adoptada inicialmente en Argentina. Un organismo centralizado y público de planificación, el CCPE, establece el plan de expansión de la transmisión, y las ampliaciones requeridas son licitadas. Los transportistas reciben una remuneración que cubre la totalidad de los costos, incluso la retribución del capital. Los distribuidores, clientes libres y generadores pagan el transporte mediante el empleo de un sistema de precios nodales, pero que a diferencia del descrito brevemente en 3.6, refleja los costos marginales de largo plazo de inyectar o extraer potencia de la red en cada punto, resultantes de un modelo de optimización conjunto de la red y la generación, operado por el regulador.

4.3 Uruguay

El marco regulatorio de Uruguay está apenas esbozado en la ley 16832 y el decreto 22/999 de enero de 1999. La única materia en la que el decreto entra en detalles capaces de hacer operativa su aplicación, es la de los peajes por el uso de las redes de transmisión y subtransmisión, los que aún no se han aplicado en la práctica.

Esto significa que están abiertas todas las cuestiones enumeradas en los puntos anteriores, en lo que se refiere al diseño del mercado competitivo. Como se ha visto, aún considerando solamente los dos países vecinos, se evidencian diferencias en el diseño de esos mercados, si bien siempre en torno a la idea central de establecer la competencia.

Una primera observación de carácter general es que la intensidad de la competencia en el mercado local dependerá de la participación en el mismo de los generadores y comercializadores de Argentina. En los próximos años, en la medida en que existan restricciones físicas, o elevados costos de transacción para el comercio con Argentina, que afecten en particular la importación tanto para la distribución como para los clientes libres, la situación se alejaría de la de un mercado competitivo y se aproximaría más a la de regulación de precios mayoristas con criterios de eficiencia marginalista, en un duopolio de empresas de propiedad pública. El marco regulatorio del mercado debería ser ante todo robusto frente al cambio de estos escenarios.

Analicemos en lo que sigue los puntos que definen alternativas en el diseño del mercado y las posibilidades que parecerían más adecuadas para el sector eléctrico uruguayo.

En relación a la amplitud del acceso directo de los consumidores al mercado, es decir la definición del conjunto de clientes libres, si bien este punto tiene una definición en las disposiciones vigentes (clientes mayores a 1 MW de potencia), es necesario que las disposiciones del marco regulatorio que se va a diseñar, sean compatibles con variaciones en este límite, en previsión de eventuales modificaciones al mismo.

En cuanto a la naturaleza del mercado spot y del despacho, no parece adecuado plantearse soluciones que separen la función de despacho de la determinación de precios del mercado spot, dado el reducido número de participantes, su carácter de empresas públicas y la relativa sencillez del cálculo de los precios de mercado. Por otra parte, el pequeño número de participantes en el mercado, parece sugerir la solución de despacho centralizado con costos regulados, donde exista una cota superior para los costos variables declarados por las empresas.

Respecto al papel de un mercado de contratos y a los incentivos al distribuidor para la realización de contratos, que como se ha visto es un aspecto central en los mercados de competencia mayorista, las particularidades del sistema eléctrico de Uruguay a considerar son: i) la amplitud de la aleatoriedad de los precios spot, que la integración con el mercado argentino podría mitigar, pero que volvería a incrementarse por un comercio intenso con Brasil y ii) la fuerte importancia que pueden adquirir los intercambios spot internacionales y en particular la importación spot. Estos dos aspectos parecen señalar la importancia de los contratos en el mercado competitivo de Uruguay: ya que: i) los contratos son un mecanismo de estabilización de ingresos de los generadores ante la aleatoriedad de los precios spot y ii) los contratos permiten generar un balance entre oferta firme y demanda, que no se obtiene si el abastecimiento depende exclusivamente de importaciones spot, fundamentales para la optimización del despacho regional, pero inadecuados como base para un abastecimiento seguro.

De aquí resultaría el interés de que existan incentivos para la contratación de una gran parte de la demanda de los distribuidores, y que los contratos sean la herramienta de equilibrio entre demanda y oferta de energía firme (es decir energía disponible con alto grado de certidumbre). A semejanza de Brasil, la existencia de contratos iniciales podría constituirse en un elemento que aporte previsibilidad a la gestión financiera de las empresas estatales del sector, lo que sería deseable como contribución a la política fiscal.

En un mercado de competencia mayorista basado en los contratos de compra de los distribuidores, es de importancia central una regla adecuada de traslado de precios mayoristas a los clientes regulados del distribuidor. Al existir una única empresa distribuidora, queda excluido el procedimiento de competencia referencial para determinar el precio de traslado. La fijación de un precio de traslado en forma administrada, al estilo del precio estacional de Argentina (valor esperado futuro del spot) y el VN de Brasil, parece exponer a riesgos considerables de error, por ejemplo, en la previsión del comercio internacional spot que se emplea en el cálculo de un precio estacional. Por esta razón, este tipo de criterio podría ser de aplicación en el caso de contratos iniciales establecidos

también administrativamente, pero no para nuevos contratos resultantes de un mercado competitivo. En esos casos, el regulador no debería fijar un precio máximo trasladable por el distribuidor a los clientes regulados, sino supervisar la transparencia de los procedimientos de compra y permitir el traslado a las tarifas de los clientes de los precios resultantes.

Si bien los contratos constituyen un mecanismo adecuado de equilibrar oferta y demanda, el regulador, y más en general las autoridades encargadas de la política energética, pueden requerir un mecanismo adicional de aseguramiento del suministro. Los contratos de importación pueden ser una componente esencial del abastecimiento, pero su renovación en el largo plazo está sujeta a la disponibilidad de capacidad de generación en un país vecino, y de capacidad en las redes de interconexión y en las redes locales de ambos países que permiten el comercio. El regulador puede entonces considerar prudente incentivar la instalación de un nivel mínimo adecuado de capacidad de generación local, como previsión para situaciones de escasez energética (en una región sujeta a sequías) o a contingencias en las redes de transmisión (en una región en la que no existe una red densamente mallada y con redundancias). Las remuneraciones a la capacidad de generación local, adicionales y separadas del mercado de energía, parecerían ser la herramienta adecuada del regulador para obtener este objetivo.

El régimen de peajes de la transmisión, recogido en la ley 16832 y en su decreto reglamentario, establece el principio de la retribución al transportista de los costos totales de capital y operación y mantenimiento de sus instalaciones. Dentro de este marco, los puntos más importantes a considerar en el futuro son la definición de la forma de expansión del sistema, sobre la que no existe ninguna norma hasta el presente, y el perfeccionamiento de las señales contenidas en los peajes de transmisión. En materia de peajes sería de interés analizar los eventuales efectos de la aplicación del régimen de peajes vigente sobre los incentivos a la localización de los generadores y al bypass de las redes por los grandes usuarios, lo que podría sugerir un ajuste fino de los criterios para la asignación de los peajes.

La enumeración de los puntos anteriores y las observaciones esbozadas respecto a ellos, pretenden justificar el interés de que aspectos concretos del marco regulatorio y en particular del mercado mayorista en nuestro país, sean objeto de discusión económica sistemática en el ámbito académico, dada la complejidad de los problemas involucrados, y las implicaciones prácticas para el sector eléctrico.

5 Referencias

- ANEEL (1999). Resolucao No. 233, de 29 de julio de 1999
- ASMAE (2000). Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia (2000). Regras de Implementação, Rascunho 10/08/2000.
- Bergara, M. (1998). "La dureza de los marcos regulatorios: un enfoque institucional". XIII Jornadas anuales de Economía del Banco Central del Uruguay, Montevideo 1998.
- Bushnell, J. (1999). "Transmission Rights and Market Power". *The Electricity Journal*, Vol 12. No. 8. Octubre 1999.
- CIER (2000). Proyecto CIER 03-Fase II. Documentos de Trabajo. Comisión de Integración Energética Regional. Montevideo.
- CNE (1989). "El sector energía en Chile". Comisión Nacional de Energía de Chile. Diciembre 1989.
- Dondero, G., González, M., Casamitjana, L. (1997). "Expansión del sistema de transporte de energía eléctrica- Experiencias del modelo del sector eléctrico adoptado en Argentina y propuestas de solución". Trabajo presentado en el VII Encuentro Regional Latinoamericano de la CIGRE, Puerto Iguazú, Argentina.
- Flain (2000). "The Big Retail "Bust": What will it take to Get True Competition?". *The Electricity Journal*, Vol 13. No. 2. Marzo 2000.
- Goulding, A.J., Rufin, C. y Swinand, G. (1999). "The Role of Vibrant Retail Markets in Assuring that Wholesale Markets Operate Effectively". *The Electricity Journal*, Vol 12. No. 10. Diciembre 1999.
- Green, R. (1996). "Britain's Unregulated Electricity Pool". En *From Regulation to Competition: New frontiers in electricity markets*, editado por Michael Einhorn. Kluwer Academic Press.
- IDB/BID (1996). On Restructuring, Regulation, and Competition in Utility Industries: Experience in the United Kingdom and Implications for Latin America. Working Paper Series 329. Washington D.C.
- IDB/BID (1999). *Profiles of Power Sector Reform in Latin America and the Caribbean*. Environment Division.

Laffont, J.J. y Tirole, J. (1993). *A theory of Incentives in Procurement and Regulation*. The MIT Press.

Lambin, J.J. (1976). *Advertising, Competition and Market Conduct in Oligopoly over Time*. Amsterdam, North Holland.

Nordpool, (2000). Nordpool, The Nordic Power Exchange.

Oren, S. (1997). "Economic Inefficiency of Passive Transmission Rights in Congested Electricity Systems with Competitive Generation". *The Energy Journal*, Vol.18, No. 1.

Pérez Arriaga, I. y Meseguer, C. (1997). "Wholesale Marginal Prices in Competitive Generation Markets", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.12, núm. 2.

Pereira, M.F.V. (1999). Gerenciamiento de Riscos para Derivados de Energia. Seminario Comercializacáo de Energía. Sao Paulo, marzo de 1999.

Rider, G. (1999) "Ten Lessons for the Changing European Electricity Landscape", *The Electricity Journal*, April 1999.

Rothkopf, M. (1999). "Daily Repetition: A Neglected Factor in the Analysis of Electricity Auctions", *The Electricity Journal*, Vol.12, núm. 3.

Rudkevich A., Duckworth, M. y Rosen, R. (1998). "Modelling Electricity Pricing in a Deregulated Generation Industry: the Potential for Oligopoly Pricing in a Poolco". *The Energy Journal*, vol 19, num. 3.

Ruff, L. (1999). "Competitive Markets: One size should fit all", *The Electricity Journal*, Vol 12, núm. 9.

Scherer, F. M. y Ross D. (1990) *Industrial Market Structure and Economic Performance*. Houghton Mifflin Co. Boston, 1990.

Shioshansi, F. y Morgan, C. (1999). "What can be Learned from California's Restructured Electricity Market thus far?". *Energy Policy* 28 (2000), p.81-85

Shirmohammadi, D., Vieira, X, Pereira, M. (1996) "Some Fundamental Technical Concepts about Cost Based Transmission Pricing". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.11, no. 2, mayo 1996.

Schleifer, A. (1985). "A theory of yardstick competition". *Rand Journal of Economics* 16, pag. 319-327.

Spiller, P. (1999) Innovaciones Institucionales en el Sector Eléctrico. Transparencias de la conferencia del 20/7/99 en la Universidad ORT, Montevideo.

Stoft S. (1999). "Financial Transmission Tights meet Cournot: how TCCs Curb Market Power". *The Energy Journal*, Vol 20, No. 1.

Vickers, J. y Yarrow G. (1994). "The British electricity experiment". En *From Regulation to Competition: New Frontiers in Electricity Markets*, editado por Michael Einhorn. Kluwer Academic Press.