

Efectos de la Reforma del Sector Eléctrico: Modelización Teórica y Experiencia Internacional

Ciro Eduardo Bazán Navarro*

ULPGC

Enero 2007

Resumen

En este documento se efectúa una revisión de algunos trabajos empíricos que se han desarrollado para valorar los efectos de la reforma del sector eléctrico sobre la eficiencia de las empresas eléctricas y sobre las tarifas cobradas a los usuarios finales en diversos países. Asimismo, se realiza una modelización teórica de un sistema eléctrico elemental con el propósito de mostrar los efectos de la reforma del sector. En particular, se pretende mostrar mediante el análisis teórico de diversos escenarios hipotéticos qué efectos tienen la liberalización de la generación, la desintegración vertical y las condiciones de acceso a las redes eléctricas sobre las tarifas de los usuarios finales en el corto plazo y dentro de un marco estático. La principal conclusión a la que se llega es que si se realiza la reforma del sector eléctrico sin cuidar el correcto diseño de las reglas de acceso a las redes eléctricas y sin adoptar medidas para reducir la elevada concentración heredada del modelo tradicional no se conseguirá mejorar los resultados del mercado. Si tras la reforma no existen ganancias de eficiencia productiva, los consumidores tendrán que pagar precios más altos por la electricidad respecto a los precios del modelo centralizado. No obstante, si la ganancia de eficiencia es lo suficientemente grande, es posible que se produzcan situaciones donde los precios disminuyan tras la reforma.

Palabras Clave: sector eléctrico, pool, reforma, competencia, liberalización, desintegración vertical, acceso a redes, tarifas.

Clasificación JEL: L94, D43.

* Deseo agradecer a Gustavo Nombela por sus valiosos comentarios y sugerencias. Asimismo, quiero agradecer a la Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales de la Universidad de Piura por el apoyo brindado.

1 Introducción

Hasta hace pocos años, el sector eléctrico era considerado un monopolio natural verticalmente integrado. No obstante, en las últimas décadas, muchos países han ido introduciendo reformas en la organización de sus industrias eléctricas. Estas reformas han sido posibles, por un lado, gracias a cambios tecnológicos, que han permitido reducir la escala de las centrales de generación y una mayor competencia; y por otro lado, gracias a una revisión de la función reguladora que desempeñan los gobiernos. El nuevo marco se caracteriza por la desintegración vertical entre las actividades potencialmente competitivas (generación y comercialización) y las actividades reguladas (transmisión y distribución) del sector, introducción de la competencia en la generación y en la comercialización, la creación de mercados eléctricos descentralizados cuya característica fundamental son los mercados eléctricos de contado al por mayor (wholesale electricity spot markets) o pools competitivos¹, la descentralización de las decisiones de inversión en expansión de la red de transmisión y en capacidad de generación, la regulación de las tarifas y de las condiciones de acceso de terceros a las redes eléctricas (que aún se consideran monopolios naturales), y una redefinición de la regulación (desarrollo de un nuevo marco regulador). Adicionalmente, algunos países han realizado privatizaciones en la generación y en la comercialización con el propósito de que inversionistas privados introduzcan recursos financieros en estas fases y con la esperanza de que las empresas busquen reducir sus costos.

En general, todos estos cambios buscan mejorar la eficiencia económica del sector, incrementar la seguridad del suministro eléctrico (confiabilidad del sistema y suficiente inversión en nueva capacidad de generación y transmisión), proteger el medio ambiente y reducir las tarifas para los usuarios finales. Sin embargo, esto no se garantiza automáticamente, como algunas experiencias negativas de diversos países muestran [por ejemplo: Chile, Brasil, Argentina, EEUU. (California)].

En este nuevo ambiente, resultan interesantes algunas cuestiones tales como: ¿La reforma del sector eléctrico puede incentivar a que las empresas del sector operen eficientemente?, y ¿Cuál es el efecto de la reforma en las tarifas de los usuarios finales?

En este documento se ha intentado buscar en la literatura respuesta a las interrogantes anteriores y examinar la evidencia empírica de algunos países. Asimismo, se ha realizado una modelización teórica de un sistema eléctrico sencillo para mostrar los efectos de la reforma del sector eléctrico en un periodo de corto plazo. En particular, se pretende mostrar mediante el análisis de diversos escenarios, que de hecho se presentan en las industrias eléctricas de diversos países, qué efectos tienen la liberalización de la generación, la desintegración vertical (separación de los servicios de generación competitivos de los servicios de transmisión y distribución monopolísticos) y las condiciones de acceso a las redes eléctricas sobre las tarifas de los usuarios finales dentro de un contexto estático y para un horizonte de corto plazo.

Este trabajo está compuesto por seis secciones. En la sección 2 se detallan las características técnico-económicas de un sistema eléctrico. En la sección 3 se realiza una descripción de la organización tradicional del sector eléctrico y de las diversas políticas que constituyen el proceso de reforma de la industria eléctrica. En la sección 4 se hace una revisión de evidencia empírica sobre los resultados de la reforma eléctrica a nivel internacional. En la sección 5 se realiza una modelización teórica de las operaciones de corto plazo de un sistema eléctrico simplificado. Finalmente, se presentan las conclusiones y posibles líneas de extensión.

2 Características técnico-económicas de un sistema eléctrico

La energía eléctrica es un elemento indispensable para el desarrollo de múltiples actividades económicas y es un factor de producción de casi todos los bienes y servicios. Entre las principales características de la electricidad podemos destacar que se puede producir a partir de fuentes energéticas primarias muy diversas y que posee gran diversidad de aplicaciones. Se puede transportar en forma instantánea a grandes

distancias y es relativamente fácil de controlar. No obstante, el mayor inconveniente que presenta la electricidad es que aunque es posible acumularla en pequeñas cantidades, no lo es en grandes cantidades debido a su alto costo.

A todo el conjunto de activos requeridos para hacer llegar la energía eléctrica a los consumidores se le denomina *Sistema Eléctrico*. Las fases o etapas que conforman un sistema eléctrico son: generación, transmisión, distribución y comercialización.

Para aclarar los términos que van a utilizarse a lo largo de este trabajo, definiremos la demanda eléctrica como la energía eléctrica, medida en megavatios-hora (MWh), que es requerida por los usuarios y que es producida por las empresas generadoras en un periodo dado. Con el propósito de estudiar las características de los costos de las distintas fases de un sistema eléctrico se hace en esta sección una revisión de su operación, destacando el papel central que desempeña la red de transmisión.

2.1 Definición y estructura de un sistema eléctrico

Podemos definir un sistema eléctrico como el conjunto de *elementos*² que hacen posible suministrar energía eléctrica a los usuarios en cualquier punto en el que sea necesario su uso, en condiciones apropiadas de voltaje, frecuencia y disponibilidad.

La estructura del sector eléctrico tradicionalmente se dividía en tres fases: generación, transmisión y distribución. Estas fases muestran diferencias claras en sus funciones, en su tecnología, y en sus características de costos. Sin embargo, recientemente, la reforma del sector de la electricidad ha impulsado la aparición de la comercialización, o venta al por menor, de la electricidad a los consumidores finales, como una función separada y distinta a la de distribución. En la Figura 1 se muestra la estructura de un sistema eléctrico, aunque en este esquema no se han separado funcionalmente las fases de distribución y comercialización.

2.1.1 Generación

En esta etapa se genera energía eléctrica por medio de unidades o grupos de generación³ de diversas tecnologías a través de la transformación de alguna otra forma de energía en energía eléctrica a partir de una fuente primaria (recursos hídricos, carbón, gas natural, petróleo, combustible nuclear, recursos renovables, etc.). En esta fase, también se realiza la planificación de la capacidad instalada y de las inversiones a largo plazo.

Es importante señalar que gracias al surgimiento de nuevas tecnologías de generación como las turbinas de gas de ciclo combinado, que han reducido notablemente las economías de escala respecto al tamaño del mercado eléctrico, los costos fijos, los periodos de construcción, las emisiones medioambientales y los costos de interrupción, se ha favorecido la introducción de competencia en esta fase. Por tanto, en principio no parece existir ningún argumento económico que justifique el hecho de que una sola empresa realice esta actividad. Sin embargo, que la competencia sea posible no implica que sea fácil de reformar el sector de modo que un número adecuado de empresas garantice un suministro eficiente de electricidad (López, 1999).

2.1.2 Transporte

La electricidad es transportada a través de redes de transmisión en alta tensión y por redes de distribución en media y baja tensión.

a) Transmisión: Los sistemas de transmisión son el conjunto de redes eléctricas⁴ que transportan energía desde las estaciones elevadoras a la región en que están los centros de consumo. Una vez generada la electricidad en las centrales, para minimizar las pérdidas, se eleva la tensión desde el valor de la generación hasta el de transmisión a grandes distancias que normalmente suele estar entre los 132 kV y los 750 kV. Luego de elevarse la tensión, la energía es transportada a través de una red de interconexión⁵ y a través de una red de transmisión hasta una subestación de transformación⁶ que reduce la tensión a niveles que van desde los 66 kV hasta los 132 kV. A partir de las subestaciones de transformación a través de la red de

reparto⁷ se envía la energía eléctrica, normalmente mediante anillos que rodean los grandes centros de consumo hasta llegar a las estaciones transformadoras de distribución⁸.

La *red de transmisión* provee la energía a países con potencias de miles de MW y a grandes distancias. Para ello utilizan tensiones iguales a las redes de interconexión. Por su importancia económica deben poseer una estructura que asegure continuidad de servicio.

Aparte de la función de transporte de electricidad en alta tensión, la fase de transmisión incluye la operación, la coordinación y el despacho económico de la capacidad de generación existente así como la planificación de la red de transmisión a través de un centro de control de electricidad. El tamaño y las condiciones de la red de transmisión dependen de consideraciones de oferta y demanda, de los costos de construcción y mantenimiento y de los costos por pérdidas de energía eléctrica en forma de calor.

En cuanto al aspecto económico de la transmisión podemos decir que presenta economías de escala que se alcanzan gracias al uso de una sola red. Por otro lado, en esta fase también se pueden conseguir importantes economías de alcance y algunas economías de densidad (Weyman-Jones, 1995)⁹. Debido a que la energía eléctrica es difícilmente almacenable, la electricidad que circula por las líneas de transmisión en cada instante puede considerarse como un multiproducto. Por tanto, en la transmisión se puede hablar de economías de alcance en el sentido que el costo de proveer un conjunto de productos es inferior a la suma de los costos de brindar cada uno de ellos por separado. Las economías de densidad se originan gracias a la interconexión de los diversos centros de consumo (nodos de demanda), en los que los intercambios de electricidad pueden experimentar oscilaciones inciertas e imprevistas. Gracias a la interconexión, el riesgo de no poder abastecer a la demanda en un sistema de nodos interconectados es menor que la suma de los riesgos de no poder atender los requerimientos de cada nodo aislado (López, 1999).

Sólo con las economías de escala y de alcance, así como también con las economías de densidad presentes en esta fase, bastaría para considerar a las instalaciones de la red de transmisión como un monopolio natural, aunque como veremos más adelante, las principales razones que caracterizan a la actividad de la red de transmisión como monopolio natural se desprenden del importante papel que ésta desempeña en la *operación y coordinación* del sistema de energía eléctrica como un todo, y de las externalidades que determinadas decisiones de los generadores ocasionarían sobre otros agentes conectados al sistema.

b) Distribución: Esta fase está compuesta por las redes de distribución de media y baja tensión.

Red de distribución en media tensión

Son redes malladas¹⁰ que cubren la superficie de un gran centro de consumo (población, gran industria, etc.) uniendo las estaciones transformadoras de distribución con los centros de transformación. La misión de estos centros es reducir la tensión de la red de distribución de media tensión al nivel de la red de distribución de baja tensión. Se encuentran ubicados en los centros de gravedad de todas las áreas de consumo. Las tensiones a las que suelen funcionar estas redes van desde los 3 kV hasta los 66 kV.

Red de distribución de baja tensión

Son redes que, partiendo de los centros de transformación ya mencionados, alimentan directamente los distintos usuarios, constituyendo el último escalón en la distribución de la energía eléctrica. Es la última fase de transformación donde la media tensión se reduce a tensiones menores a 1 kV, normalmente a 380 voltios y 220 voltios. Este proceso se realiza a través de transformadores que se instalan sobre postes o en cámaras subterráneas.

Al igual que la transmisión, la distribución se caracteriza por un uso intensivo del factor capital, una elevada relación entre costos fijos y variables y altos costos hundidos. Además, las redes de distribución presentan importantes economías de densidad, lo que justificaría desde el

punto de la eficiencia técnica darle a los distribuidores derechos exclusivos sobre algún área de mercado, procurando que las áreas asignadas no se solapen y así reducir los costos de distribución totales. Debido a que parece que diseñar redes de gran tamaño significaría que las economías de escala que las caracterizan tenderían a desaparecer en un periodo de tiempo muy corto, se justificaría, para minimizar los costos totales de distribución, un modelo de numerosos monopolios locales con un área de mercado que estuviese inversamente relacionada con la densidad de los consumidores (Kühn y Regibeau, 1998).

2.1.3 Comercialización

La comercialización es una nueva actividad económica de la industria eléctrica que consiste en facilitar la utilización de la electricidad a los usuarios finales. La comercialización asimismo supone el *marketing*, la compra de electricidad al por mayor, la contratación, la medición, facturación y cobro, y puede abarcar servicios de atención al cliente, pero sin ocuparse de la distribución o mantenimiento de la red de transporte de baja tensión. Es decir, la comercialización consiste en prestar un servicio al por menor a partir de un bien producido por otros (los generadores) a través de las redes eléctricas pertenecientes a terceros. En consecuencia, el valor añadido por las empresas comercializadoras es relativamente pequeño, y sus diversos costos que proceden de la generación, transmisión y distribución tienen una enorme influencia sobre el precio de venta (López, 1999).

La competencia en la actividad de comercialización se da en el precio de venta de la electricidad o en el servicio de atención al cliente. Los comercializadores negocian la compra de energía en el mercado mayorista o a través de contratos bilaterales con los generadores, y su venta al por menor con los consumidores finales, accediendo a las redes de distribución de baja tensión mediante el pago de peajes a los propietarios de las redes.

Habitualmente, la comercialización era brindada al usuario final de forma agregada con la distribución. Sin embargo, no hay alguna razón económica que justifique que la comercialización no se pueda realizar de forma separada de la distribución. La comercialización no requiere elevadas inversiones, lo que permite que los costos hundidos sean bajos facilitando así la entrada de nuevos competidores y creando un ambiente apropiado para que se desarrolle la competencia.

2.2 Operación del sistema eléctrico: el papel central de la red de transmisión¹¹

En un sistema eléctrico existe un alto grado de interdependencia entre las fases de generación, transmisión y distribución, de forma que cualquier modificación en algún punto del sistema afecta a todo el resto. Por tanto si se desea que el sistema funcione de manera eficiente se deberá tener en cuenta dicha interdependencia. Ésta se debe principalmente a la interacción de tres importantes características del sistema.

En primer lugar, todo sistema eléctrico debe satisfacer en cualquier instante del tiempo la siguiente restricción de equilibrio:

$$\text{Energía Generada} + \text{Pérdidas de Energía} = \text{Energía Demandada} \quad (1)$$

La ecuación (1) nos dice que la energía generada siempre debe ser mayor a la energía demandada en las pérdidas de energía producidas en la transmisión¹² y en todos los puntos de consumo. La energía por unidad de tiempo que se pierde en el transporte de electricidad en una línea de la red de transmisión es directamente proporcional al cuadrado de la intensidad de corriente eléctrica¹³ que circula por dicha línea y a su resistencia eléctrica.¹⁴

La resistencia depende entre otras cosas de la distancia del conductor y, ésta a su vez depende de la energía que se inyecta y se retira de la red de transmisión en cada instante. Por ello, las pérdidas cambian cada vez que varía la cantidad que se está generando y demandando, es decir, las pérdidas son distintas prácticamente en cada momento del tiempo. Debido a esta característica técnica, se requiere un *alto grado de*

coordinación para mantener el equilibrio del sistema eléctrico debido a que cualquier desequilibrio en el sistema provocaría daños extensos de manera casi instantánea en diversas partes de la red.

En segundo lugar, la energía eléctrica no es un flujo direccional. Esto implica que un usuario conectado a la red de transmisión no sabe de qué central de generación está recibiendo la energía eléctrica que consume y, por lo tanto, sólo en el caso en el que exista una línea directa exclusiva entre el usuario y el generador, se podrán hacer contratos de entrega física de energía desde una central de generación específica. En la actualidad existen muy pocos elementos de control direccional del flujo de energía en manos del operador de una red de transmisión o de los agentes del sector eléctrico.

En tercer lugar, la demanda presenta una evolución compleja y fluctuante con altas variaciones temporales: diarias, semanales, mensuales y estacionales. La demanda de energía eléctrica en el muy corto plazo suele ser muy incierta, porque la cantidad demandada de electricidad depende de las elecciones de un gran número de usuarios y de las cantidades que decidan utilizar. Los factores que suelen afectar la demanda y hacerla incierta en el mediano y largo plazo son las desviaciones de los patrones climáticos usuales en las diversas estaciones del año, las modificaciones en las condiciones económicas de los usuarios, y el tipo de equipos que son conectados a la red para el consumo de electricidad.

Debido a estas tres características, para garantizar la estabilidad, la seguridad y el equilibrio [ecuación (1)] de la red de transmisión *en el corto plazo* es indispensable resolver en tiempo real y de forma casi instantánea los desvíos que se producen en las condiciones de operación de la red, ya sea porque las condiciones técnicas o de seguridad de ésta sufran algún contratiempo, o porque la generación o la demanda no coincidan con sus valores esperados. Además, la seguridad del suministro en el corto plazo obliga al mantenimiento de una capacidad de reserva que exceda en un margen a la demanda de modo que se puedan prever los fallos y las fluctuaciones en la demanda, por lo que ciertas plantas deben estar en condiciones de entrar en funcionamiento para proporcionar energía a la red ante cambios imprevistos.

A la serie de decisiones, gran parte tomadas en tiempo real, que coordinan el despacho de generación y la demanda en las diversas localizaciones de la red, de modo que se pueda efectuar el suministro eléctrico respetando los requerimientos de seguridad, se denomina *gestión técnico-económica de la red de transmisión o gestión del sistema*. Esta gestión impone unos costos que son difíciles de identificar y de asignar en las transacciones entabladas entre generadores y consumidores debido a que tanto las restricciones técnicas como las condiciones de seguridad de la red varían en cada momento. Este problema hace que no sea completamente controlable la entrega física de energía eléctrica estipulada en un contrato de compraventa pactado entre las partes y a que se ocasionen costos en el resto de las negociaciones que únicamente son percibidos cuando se da la explotación conjunta de dicha red (Lasheras, 1999).

La actividad realizada por la red de transmisión tradicionalmente se ha considerado como un monopolio natural por tres razones fundamentales: primero, por la gestión técnico-económica de la red de transmisión (operación y coordinación del sistema como un todo); segundo, por las externalidades negativas que ciertas decisiones de los productores producen en otras partes del sistema; y tercero, por las economías de escala, de alcance y de densidad presentes en la red.

Por otro lado, para poder atender los incrementos en la demanda de energía, en el *largo plazo*, los sistemas eléctricos deben expandirse y para ello se deberá estimar la demanda futura, pero esto no es sencillo ya que la demanda es incierta. De acuerdo al tamaño de la planta generadora que se quiera construir, la expansión de la capacidad de generación de electricidad podría demorar largos periodos de tiempo. Además la expansión del sistema requiere de una cierta coordinación de las inversiones en generación, transmisión y distribución.

Estas cuestiones relativas a las inversiones en ampliación de la capacidad de generación y de la interrelación con la red de transmisión son especialmente interesantes en sistemas eléctricos que han sido objeto de una desintegración vertical, como es el caso de España, Noruega, Inglaterra, California, etc., donde la coordinación entre los diferentes agentes que conforman un sistema ya no es “perfecta” como en el caso de un modelo eléctrico integrado. No obstante, esto no es nuestro objeto central de análisis.

3 Organización tradicional del sector eléctrico y nuevos modelos

La industria eléctrica está bajo reforma en muchos países. El nuevo marco está caracterizado por la introducción de la competencia en la generación de electricidad y en el suministro al usuario final (comercialización), por la garantía del acceso de forma generalizada a las redes de electricidad, y por una redefinición de la función reguladora de los gobiernos.

En esta sección se va a realizar una revisión de las características del modelo tradicional del sector eléctrico, los factores que han impulsado su reestructuración y las nuevas formas de organización de esta industria.

3.1 Antecedentes del proceso de reforma

El primer país que realizó una amplia reforma del sector eléctrico fue Chile. El gobierno chileno en 1978 reorganizó la industria separando verticalmente las actividades que realizaban las empresas eléctricas y dividió las empresas para garantizar la eficiencia de dicha separación. Al mismo tiempo, se confeccionó un programa para privatizar las sociedades resultantes, se establecieron nuevas normas de funcionamiento y se creó un órgano regulador denominado “Comisión Nacional de la Energía” que tomó el control de las actividades desarrolladas por las empresas del sector.¹⁵

También en 1978, en EEUU, las reformas empezaron a un ritmo mucho más lento con la aprobación de la *Public Utilities Regulatory Policies Act* (PURPA) la cual favoreció la aparición de pequeños generadores. A pesar de la aparición de estos nuevos productores, la liberalización avanzó lentamente ya que no existía un marco regulador que garantizase unas condiciones favorables para el desarrollo de la competencia. Hasta 1998 no tuvo lugar la transformación de la industria eléctrica en California, y en la actualidad casi todos los Estados han efectuado ya o tienen en proyecto cambios importantes.

En Europa, el primer país que realizó una reforma de gran magnitud fue el Reino Unido. Entre 1989 y 1990 se realizó una extensa reorganización del sector eléctrico en Inglaterra y Gales, se vendió la mayoría de las acciones que poseía el Estado a las empresas que surgieron como resultado de dicha reestructuración y se aprobó un nuevo marco regulador. Casi al mismo tiempo Noruega emprendió una ambiciosa reforma de su sector eléctrico reorganizando su industria y modificando su regulación, pero sin privatizar las empresas públicas. Reformas muy similares fueron realizadas en Suecia y en Finlandia a mediados de los 90, quienes se unieron a Noruega para constituir un único mercado de compraventa de electricidad.¹⁶

En Centroamérica, Guatemala, Panamá y El Salvador liberalizaron sus mercados eléctricos en 1997. En Sudamérica, siguiendo la senda trazada por Chile, Argentina (1992), Bolivia, Perú, Brasil y Colombia (1996) y Uruguay (1997) también descentralizaron sus industrias eléctricas con el fin de promover la competencia y minimizar los obstáculos de la regulación.¹⁷

Podemos señalar que las reestructuraciones realizadas en cada país tienen en común ciertos principios básicos: la introducción de la competencia en las fases de generación y de comercialización, el libre acceso a las redes de transmisión y en menor grado a las redes de distribución, y a nivel institucional, la separación formal entre las funciones reguladoras y la provisión del servicio.

3.2 Organización tradicional del sector eléctrico: operación y planificación centralizada

Uno de los argumentos por los que el sector eléctrico era tradicionalmente considerado como un monopolio natural ha sido el hecho de que la forma más económica de abastecer de energía eléctrica a los usuarios finales era empleando un único suministrador. Las particularidades de la industria de la electricidad (elevados costos de almacenar electricidad, demanda variable en el tiempo, inversiones intensivas en capital, las economías de integración vertical, externalidades y economías de escala, alcance, y densidad de la red de transmisión, etc.) condujeron a ello de una manera espontánea, lo que trajo como consecuencia que en cada país aparecieran empresas verticalmente integradas (públicas o privadas) las cuales se encargaron de desarrollar el sector.

Ante esta situación, muchos países decretaron leyes que explícitamente prohibieron la nueva entrada en el sector de la electricidad, o que lo eximió de las leyes generales de la competencia. En aquellos países donde la provisión del servicio era realizada por empresas de propiedad privada, habitualmente estaban sometidas a una fuerte regulación. Este es el caso, por ejemplo, de EEUU donde el monopolio (privado) era regulado por una comisión reguladora independiente.¹⁸

El suministro de energía eléctrica ha sido tradicionalmente considerado como un servicio público, y las empresas públicas o los reguladores a menudo se responsabilizaban no sólo de la operación del sistema a corto plazo, sino también de la planificación de las inversiones. Las empresas eléctricas, debido a cómo estaba organizado el sector, usualmente se encargaban de ejecutar las normas de los gobiernos. En contrapartida, los reguladores determinaban las tarifas finales a pagar por los usuarios, y se aportaban las subvenciones necesarias de manera tal que todos los costos de las empresas del sector fueran cubiertos, es decir, el regulador remuneraba a las empresas eléctricas en función del costo del servicio.

Debido a su condición de monopolio natural y a su complejidad técnica, parecía lógico que la mejor manera de operar y planificar la actividad del suministro eléctrico fuese de forma centralizada ya que el organismo coordinador (por lo general el Ministerio de Energía) teóricamente poseía la información necesaria para realizar la operación y la planificación de manera eficiente.

Sin embargo durante las dos últimas décadas, la noción de monopolio natural ha sido rechazada en la generación y en la comercialización de electricidad por lo que estas fases de la cadena del suministro eléctrico han sido abiertas a la competencia, pero aún se cree que las redes de transmisión y distribución poseen considerables economías de escala y de alcance que limitan la existencia de una posible competencia en estas fases.

Existen numerosos estudios que han descrito las principales fuerzas conductoras detrás de las reformas del sector de la electricidad (por ejemplo: Joskow, 1994 y 1997; Bacon, 1995; Pérez Amiaga, 1998; World Energy Council, 1998; Czamanski, 1999; APERC, 2000; Bacon y Besant-Jones, 2001). Aunque estas fuerzas no estén presentes todas ellas en cada país que está reformando su sector eléctrico, se pueden resumir en los siguientes puntos:

- Los rápidos cambios en la tecnología tanto en la generación de electricidad y en los sistemas de cálculo usados para medir y despachar la electricidad, hacen posibles nuevas estructuras industriales;
- El desarrollo de la capacidad de interconexión de los sistemas eléctricos que ha conducido a un aumento efectivo de los potenciales mercados relevantes y la aparición de nuevas tecnologías de generación económicamente muy competitivas, que están ampliando el número de potenciales nuevos generadores.
- La pobre actuación de los operadores eléctricos dirigidos por el gobierno en términos de: altos costos, inadecuada expansión del acceso a los servicios de electricidad y suministro no fiable;

- La falta de habilidad del sector público para hacer frente a los costos de inversión y mantenimiento de la industria eléctrica;
- La necesidad de eliminar los subsidios de la electricidad así como liberar recursos para otras áreas del gasto público.

Una de las razones más importantes que ha motivado la liberalización del sector eléctrico ha sido la de ampliar la capacidad de elección de los consumidores, verdadero motor del eficiente funcionamiento de los mercados competitivos.

3.3 La reforma del sector eléctrico: modelos de mercado¹⁹

Pese a las economías de escala en la transmisión y a las economías de integración vertical del modelo tradicional, muchos países se han apartado de este modelo y han reformado sus sectores eléctricos. Estos países han aplicado políticas de *desregulación* o *reestructuración* en sus respectivos sectores eléctricos, es decir, han introducido la competencia en aquellas fases donde esta opción es viable. El proceso de reforma del sector eléctrico que se ha seguido en general en muchos países es el siguiente:

Aplicación de la política de defensa de la competencia: Con el objeto de reestructurar el sector eléctrico, el cual había permanecido bajo el régimen monopolístico durante mucho tiempo, los Estados desarrollaron un nuevo *marco regulador*, impusieron leyes y actuaciones para perseguir las conductas de los agentes económicos del sector contrarias a la competencia, en especial, en aquellos segmentos que seguían estando dominados por uno o un número muy pequeño de operadores (transmisión y distribución) para prevenir el abuso del monopolio.

Aplicación de la política de liberalización: Los Estados con el objeto de mejorar la eficiencia del sistema productivo, la innovación, la receptividad del cliente y para que se produzca la posibilidad real de competencia han eliminado las prohibiciones u obstáculos (barreras a la entrada para nuevos productores, distribuidores y comercializadores, etc.), que ellos mismos introdujeron en la antigua legislación del sector, y que impedía a los productores vender libremente y a los consumidores elegir y contratar suministrador de electricidad.

Diseño de una nueva estructura empresarial: Para que se haga efectiva la introducción de la competencia se realizó la desintegración vertical entre las diversas fases de la cadena de suministro eléctrico. La separación vertical de las fases busca eliminar los incentivos o la posibilidad de discriminación de las compañías verticalmente integradas en contra de sus competidores.

Aplicación de la política de privatización: Se han privatizado las empresas generadoras y las comercializadoras que previamente fueron desintegradas verticalmente. Se espera que las entidades privadas faciliten la competencia y que los inversores privados introduzcan recursos financieros y experiencia directiva en la producción y en la comercialización, dominadas previamente por monopolios públicos.

Mientras que los programas de la reforma del sector eléctrico en la mayoría de países se han realizado teniendo en cuenta los cuatro elementos arriba mencionados, las características de dicha reforma en cada país son distintas. Por ejemplo, en los sectores eléctricos de muchos países en vías de desarrollo coexisten empresas de propiedad privada y de propiedad pública. Además, el grado de competencia permitido puede variar dependiendo de qué modelo de reestructuración ha sido utilizado, por ejemplo: el modelo de acceso de terceros a la red y el modelo de pool competitivo (OECD/IEA, 1999). Asimismo, la regulación puede tomar muchas formas (Gilbert y Khan, 1996; Stern y Holder, 1999).

Para entender las diferencias entre las formas de organización actual del sector eléctrico en los distintos países, vamos a describir los dos modelos principales que persiguen desarrollar una efectiva competencia en los mercados eléctricos: el *modelo de acceso de terceros a la red* y el *modelo del pool competitivo*.

3.3.1 El modelo de acceso de terceros a la red

La condición necesaria para establecer un marco regulador competitivo es el libre acceso a la red de transmisión, ya que de lo contrario se impediría la competencia al no poderse desarrollar libres transacciones de energía entre los agentes del mercado mayorista de generación. El conjunto de reglas que establecen los derechos y obligaciones de los diversos agentes de un sistema eléctrico y que les permite utilizar la red de transmisión de otros recibe el nombre de *Acceso de Terceros a la Red* (ATR).

Dependiendo del tipo de regulación que se utilice, tradicional o de libre mercado, el ATR se ha llevado a la práctica básicamente en dos formas:

Acceso explícito: Utilizado para introducir cierto grado de competencia en aquellos sistemas eléctricos que se encuentran bajo la reforma tradicional (cuyo acceso se caracteriza por ser restringido a los agentes del mercado regulado). Este tipo de acceso se caracteriza porque está basado en transacciones o contratos físicos de energía. Este tipo de transacciones de ATR bilaterales fue inicialmente utilizado en el proceso liberalizador de la industria eléctrica en los EEUU. En la actualidad, la directiva del mercado común de la electricidad de la Unión Europea obliga a los Estados Miembros a permitir el uso de las redes de transmisión a terceros.

Acceso implícito: Este tipo de acceso normalmente se utiliza en sistemas eléctricos desregulados que se encuentran organizados en torno a un mercado mayorista en modo de pool obligatorio (tal es el caso, por ejemplo, de Chile, y Argentina), donde todos los agentes tienen acceso a la red. Los contratos que se establecen en este tipo de acceso son de carácter financiero (contratos por diferencias, contratos por congestión en la red), lo que permite que la eficiencia de las operaciones de corto plazo del sistema no se vea afectada.

3.3.2 El modelo del pool competitivo

Un pool o mercado eléctrico de contado (Pool o Electricity Spot Market)²⁰ es virtualmente distinto a cualquier otro mercado ya que éste debe igualar la oferta y la demanda en cada instante del tiempo para mantener el equilibrio eléctrico de la red de alto voltaje, lo cual requiere que cada planta generadora siga las instrucciones de operación de un despachador central (Operador de la red). Los pools eléctricos son instituciones de mercado diseñadas para permitir el intercambio y la competencia en el suministro energético mientras que de forma simultánea se tiene en cuenta la coordinación y el control de la generación y de la transmisión. Los pools de electricidad proporcionan un bien especificado mecanismo de mercado por el que las ofertas de compra y venta de energía (el precio pujado por el generador y la cantidad ofertada por el consumidor) son transformadas en precios de mercado y cantidades (Fehr von der y Harbord, 1998). El mercado spot desempeña un papel vital en la determinación de qué plantas son despachadas y de cuáles no lo son. Esencialmente, el mercado spot establece un orden de mérito que no se basa en el costo marginal de corto plazo reportado por las unidades de generación, como es el caso de la mayoría de los tradicionales sistemas centralizados, sino que se basa en una subasta de precios. La unidad que hace la puja más baja se despacha primero. La unidad que hace la puja más alta, que aún se despacha, determina el precio del sistema recibido por todos los generadores que están operando en cualquier momento. Las reglas de acceso a la red aseguran que generadores alternativos puedan alcanzar a los consumidores finales dado que el pool es un mercado multilateral de corto plazo para el intercambio de electricidad.

Las principales características de las diversas variantes del modelo del pool competitivo son:

- Requiere la separación vertical entre la generación y la transmisión y entre la generación y la comercialización. Esto es fundamental para el eficiente funcionamiento de este modelo.
- Debe haber una adecuada competencia en la generación para evitar que el precio del pool sea fijado por encima de los niveles competitivos.
- Se puede permitir cierto grado de integración entre las fases de generación y de distribución siempre que exista competencia en la generación y en la comercialización de modo que junto con una supervisión reguladora se pueda compensar en cierto grado los efectos negativos de la integración vertical.
- En los países que han puesto este modelo en ejecución, el pool es manejado generalmente por una entidad especial, que no tiene ningún interés económico o directivo en la generación o en la transmisión.
- La mayoría de los modelos del pool competitivo de electricidad ofrecen un componente del precio de la energía (por MWh) y un componente del precio de la capacidad (previsto como incentivo a la inversión a largo plazo). También incorporan un margen entre el precio del mercado spot, que se paga a los generadores, y el precio cobrado a los compradores, que incorpora los pagos de aquellos servicios de suministro complementarios.

Este modelo ha sido elegido por Australia, Canadá (Alberta), Nueva Zelanda, Noruega, España, Suecia, el Reino Unido (Inglaterra y País de Gales), y EEUU (California).

4 Evidencia empírica: la experiencia internacional

En esta sección se hace una revisión de algunos estudios empíricos que se han elaborado para valorar los efectos de la reforma del sector eléctrico a nivel internacional. Para realizar una correcta elección entre las diferentes posibilidades de la reforma del sector, es útil hacer una valoración de los resultados esperados de dicha reforma. Existen dos metodologías para efectuar tal valoración: la valoración econométrica y la simulación.

La aproximación econométrica: esta aproximación utiliza datos empíricos de diferentes estructuras de mercado para construir un modelo explicativo de las variables de interés. Las variables comúnmente empleadas son los niveles de precios y los costos de producción. Si una característica específica del mercado se puede relacionar con la reducción de precios o con los costos de producción, entonces se ha encontrado evidencia de que esta característica debería ser considerada en una reforma del mercado.

Dentro de este tipo de aproximación, Pollitt (1997a) ha clasificado los trabajos de investigación en cuatro grupos. Primero, existen estudios que examinan indicadores financieros y físicos. Estos estudios examinan precios, y la rentabilidad y la productividad del trabajo a lo largo del tiempo. Por ejemplo, Yarrow (1992) estudió cómo los precios de la electricidad en Inglaterra y en País de Gales cambiaban en relación a los costos de los combustibles entre 1987 y 1991 mientras la industria era reestructurada y privatizada. En general estos estudios demuestran que la liberalización ha conducido a mejoras en indicadores financieros tales como la rentabilidad pero muestran resultados en distintas direcciones para el efecto sobre los precios (Yarrow encontró precios mucho más elevados que los pronosticados para 1991).

En segundo lugar, algunos estudios (por ejemplo: Bishop y Thompson, 1992 y Haskel y Syzmanski, 1992) han contrastado la hipótesis de que la productividad del trabajo o la productividad total de los factores se incrementaría significativamente después de la liberalización. Para hacer este contraste se ha utilizado un análisis de regresión de las series de la productividad. Ambos estudios encontraron que la liberalización realizada en 1983 no tuvo ningún efecto sobre la productividad de las empresas públicas en el Reino Unido.

En tercer lugar, algunos estudios de frontera han comparado la productividad de empresas liberalizadas a lo largo del tiempo o a través de sección cruzada. Estos estudios utilizan análisis de la envolvente de datos (DEA) o análisis de fronteras estocásticas para generar indicadores de eficacia para las empresas liberalizadas y para las no-liberalizadas. Burns y Weyman-Jones (1994) encontraron evidencia de una mejora en la eficiencia tanto técnica como de costos de las empresas de distribución de electricidad en Inglaterra y en País de Gales.

Steiner (2000), valora el impacto de la liberalización y de la privatización sobre los resultados en la fase de generación de la industria eléctrica en diversos países. Este autor construyó indicadores para un panel de 19 países de la OECD sobre un periodo de tiempo de 10 años (1986-1996) con el propósito de examinar la influencia de la reforma reguladora sobre la eficiencia productiva de las plantas de generación, sobre los precios de venta al por menor de la electricidad y para valorar la eficacia relativa de las diferentes estrategias de la reforma. Mediante aproximaciones diferentes a los datos (sección cruzada y series de tiempo) este autor logra identificar de forma separada los efectos de la regulación sobre cada país. Los principales resultados a los que llega este autor son que mientras que los cambios en las reglas legales pueden ser lentamente traducidos en cambios de conducta, la desintegración de la generación, la propiedad privada, el amplio acceso a las redes de transmisión y distribución, y la introducción de los mercados eléctricos afectan las medidas de los resultados de una manera estadísticamente significativa. En particular, concluye que la liberalización y la privatización de la generación pueden reducir los precios de la electricidad en el largo plazo, la expansión de derechos legales de acceso de terceros a las redes de transporte y el establecimiento y operación de un mercado spot de electricidad son efectivos en la reducción de precios. Finalmente, concluye que las empresas privadas son más eficientes que las públicas debido a sus mejores prácticas administrativas y a su creciente esfuerzo por minimizar los costos.

Delmas y Tokat (2002) han realizado una valoración del impacto en el corto plazo de la desregulación de la venta de electricidad al por menor sobre la eficiencia productiva de 177 empresas eléctricas que representan el 83% del total de la producción de electricidad en los EEUU desde 1998 hasta el 2001. Ellos estiman la productividad utilizando (DEA), esta medida captura la eficiencia de cada empresa en la conversión de los factores de producción en productos comparada con todas las otras empresas del grupo estudiado. Sorprendentemente, ellos encuentran que la eficiencia a corto plazo puede empeorar con la desregulación en lugar de mejorar, como a priori se podría esperar. Esto se debe a que las empresas eléctricas se enfrentan a un ambiente incierto, y a los costos de transición vinculados a los cambios desde una industria regulada a una desregulada. Por otro lado, sus resultados muestran que las estructuras organizativas verticalmente integradas así como también las estructuras no integradas, en el corto plazo, pueden operar eficientemente en el nuevo ambiente desregulado, aunque a través de diferentes estrategias. El primer tipo de estructura se adapta al nuevo ambiente a través de la jerarquía, es decir, las empresas se aíslan de las transacciones de mercado y por tanto de la incertidumbre. El segundo tipo de estructura se adapta a través de los mecanismos de mercado donde las empresas se especializan en tratar con complejas transacciones y evitar los costos de la *pereza organizativa*. No obstante, debido a la falta de series más largas, este trabajo no nos dice si ambas estructuras organizativas seguirían siendo eficientes en el largo plazo.

Yin-Fang y Kirkpatrick (2002) recientemente han publicado un estudio en el que han realizado una valoración econométrica de los efectos de las políticas de privatización, competencia y regulación en el funcionamiento de la industria eléctrica en 51 países en vías de desarrollo durante el periodo 1985-2000. Estos autores han identificado el impacto de estas reformas sobre la capacidad de generación, sobre la electricidad generada, sobre la productividad del trabajo en el sector de generación, sobre el aprovechamiento de la capacidad, y sobre los precios de los clientes industriales y de los clientes residenciales. Ellos han encontrado que la competencia parece causar resultados favorables para una mejor captación de clientes, en la ampliación de capacidad de generación, en la productividad del trabajo y en los precios de los usuarios industriales. Al mismo tiempo, han encontrado que el efecto de la privatización y el hecho de tener un regulador

independiente, en forma separada, es estadísticamente insignificante excepto en el caso del aprovechamiento de la capacidad y de privatización, mientras que la coexistencia de estas dos reformas, parecen estar correlacionadas con una mayor disponibilidad de la electricidad, con más capacidad de generación y con una elevada productividad del trabajo. La principal conclusión a la que llegan los autores en este trabajo es que la sola privatización y regulación no conducen a ganancias obvias en los resultados del sector eléctrico. Además señalan que al privatizar la electricidad bajo condiciones de monopolio, se debe poner énfasis en implementar un marco regulador eficiente y que la introducción de la competencia parece ser más eficaz en llevar a mejores resultados, independientemente de los cambios en la propiedad o en la regulación.

Lo que caracteriza a todos los estudios anteriores es que ellos están sujetos a la crítica de que no tratan directamente la cuestión central si es probable que la liberalización del sector eléctrico sea socialmente beneficiosa. Los estudios que miran precios descuidan la eficiencia productiva, aquellos que miran costos descuidan la eficiencia asignativa. Ninguno procura calcular los beneficios netos que van a diferentes grupos dentro de la sociedad. La mayoría de los estudios también descuidan la valoración de los importantes efectos medioambientales y ninguno identifica explícitamente los costos directos de la liberalización no reflejados en los costos de operación de las empresas.

En cuarto lugar, un grupo de estudios trata de resolver las limitaciones de los estudios anteriores mediante la realización de un análisis costo-beneficio para producir un valor actual neto del proceso de liberalización. Galal et al. (1994), miden el beneficio neto de la privatización de veinte empresas públicas, dentro de las cuales se encontraban dos empresas eléctricas chilenas. Ellos encontraron que el proceso de privatización produjo sustanciales incrementos en el bienestar social, pero que se concentraron mayormente en los accionistas de las empresas privatizadas. Pollitt, (1997b) realiza un análisis costo-beneficio social de la reestructuración (desagregación del monopolio que en 1992 era controlado por el gobierno de Irlanda del Norte en tres empresas generadoras y una empresa transmisora y distribuidora) y de la privatización de la industria eléctrica en el Reino Unido observando los aumentos de eficiencia, la inversión existente y la inversión futura, y los impactos medioambientales del proceso. Pollit (1997b) encuentra que los beneficios netos son equivalentes a una reducción permanente de los costos del 6% por año, que los consumidores pagan precios 4% más altos, y que el gobierno puede esperar ganar alrededor de £1,4 billones en ventas de activos y unos mayores ingresos fiscales. Newbery y Pollit (1997) realizan un análisis costo-beneficio de la privatización y reestructuración de la *generación y suministro eléctrico* en Inglaterra y Gales. Ellos estimaron que los beneficios netos son equivalentes a una reducción permanente de los costos de 5% por año, los que a su vez son equivalentes a un incremento adicional del 40% del rendimiento sobre los activos.

En cuanto al objetivo principal de la reforma, la introducción de la competencia, muchos estudios proporcionan interesantes resultados. A continuación se revisan algunos de los trabajos que abordan este tema mediante simulación.

La aproximación mediante simulación: otra forma de valorar la importancia de una reforma es simular diferentes estructuras de mercado y observar como las variables de interés (usualmente costos de producción y precios) se comportan en cada caso. El principio básico de esta aproximación es construir un modelo analítico integrando las principales características de la situación de interés y luego estudiar la solución obtenida. Esta metodología ha sido utilizada por el U.S Department of Energy (1998) para proporcionar un marco regulador federal que favorezca una mayor competencia al por menor en el sector eléctrico Norteamericano. Se ha construido un modelo de competencia perfecta, relacionado con otros modelos energéticos, para valorar las ventajas de una competencia perfecta sobre un escenario de status quo. Los resultados de la simulación muestran que el escenario de competencia perfecta da significativos mejores resultados que el status quo: los precios decrecen en todos los Estados.

Sin embargo, en el caso de que no todas las condiciones para tener un mercado eléctrico perfectamente competitivo (como en el modelo arriba mencionado) sean satisfechas, la simulación de mercados oligopolísticos podría ser de interés para observar cómo el poder de mercado puede influir en los precios del mercado. Especialmente en una industria dominada por monopolios durante largo tiempo y todavía con algunas economías de escala, un número limitado de empresas probablemente será la característica del mercado. Por tanto, la hipótesis de competencia oligopolística no es del todo irrelevante.

Muchos trabajos han tratado los temas de poder de mercado en la industria eléctrica. Por ejemplo, Bolle (1992), Newbery (1995), Green (1996), Brennan y Melanie (1998). Todas estas simulaciones utilizan un modelo de un mercado eléctrico verdadero en escenarios realistas y con un número representativo de participantes. Estos autores concluyen que debido a la manipulación de los precios del mercado, la tarificación a costo marginal no es suficiente para cubrir los costos fijos dado el número de participantes observado. Consecuentemente, la eficiencia del mercado no se consigue.

5 Efectos de la reforma de un mercado eléctrico: modelización teórica

En esta sección se muestran los efectos de la reforma de un sistema eléctrico sencillo sobre los resultados (precios y cantidades) de las operaciones de corto plazo. La Figura 2 muestra un sistema eléctrico, donde existen dos generadores (con distintas tecnologías) situados en áreas geográficas distantes, los cuales están unidos por una línea de transmisión. Todo el consumo se encuentra concentrado en una región próxima al generador 2, y se encuentra unido a éste último a través de una red de distribución.

5.1 Descripción del modelo:

Consumidores de Energía Eléctrica: Demanda

Asumimos que los consumidores derivan utilidad a partir de la función $B(q) = \int_0^q p(q) dq$. Donde $p(q)$ representa la función inversa de demanda de energía por parte de los consumidores, en MWh, cuya derivada de primer orden es $p'(q) < 0$. Además, se supone que $B'(q) > 0$ y $B''(q) < 0$. Finalmente, se asume que la demanda no presenta fluctuaciones aleatorias.

Generadores: Oferta

Los costos del generador 1 vienen dados por: $C_1(q_1) = G_1 + C(q_1)$, donde q_1 representa su producción en MWh. Asumiremos que la función de costo variable $C(q_1)$ es estrictamente creciente y estrictamente convexa, es decir, que sus derivadas de primer y segundo orden son $C'(q_1) > 0$ y $C''(q_1) > 0$ respectivamente. Por otro lado, el costo fijo G_1 limitará la capacidad de producción del generador 1, esto es: $q_1 \leq \bar{q}_1$.

El generador 2 tiene la misma estructura de costos que el generador 1, pero con un costo variable mayor, el cual viene medido por un parámetro $\lambda \geq 1$: $C_2(q_2) = G_2 + \lambda C(q_2)$. Donde q_2 representa su producción en MWh. La función de costos variables base $C(\cdot)$ es la misma que la del generador 1. Igual que antes, el costo fijo G_2 limitará la producción del generador 2, esto es: $q_2 \leq \bar{q}_2$.

Línea de Transmisión

Los costos de la línea de transmisión vienen dados por: $C_T(q_1) = T + q_1 c_T$. Donde "T" representa el costo fijo de la línea de transmisión, y su costo variable viene determinado por " $q_1 c_T$ ", siendo " c_T " el costo marginal de cada MWh transmitido. La capacidad

máxima de la línea de transmisión viene dada por: $q_L = \bar{q}_L$, la cual supone una restricción para q_1 : $q_1 \leq \bar{q}_L$. Al igual que para la generación, el costo fijo limita la capacidad de la línea de transmisión.

Red de Distribución

Los costos de la red de distribución están dados por: $C_D(q) = D + c_d q$. Donde D representa el costo fijo de la red de distribución, y el costo variable viene representado por " $c_d q$ ", siendo " c_d " el costo marginal de cada MWh distribuido. Asimismo, se asumirá que la red de distribución no tiene problemas de capacidad.

Pérdidas de Energía en el Transporte de la Electricidad

Se supone que las pérdidas en la transmisión y en la distribución son despreciables. Por lo que: $q_1 + q_2 = q$ (balance de energía).

Horizonte Temporal

El análisis de las operaciones del sistema es en el corto plazo. Se asume que las capacidades de generación y de transmisión ya están dadas y que los costos fijos de dichas fases no son modificables en el corto plazo.

5.2 Modelo de sistema eléctrico centralizado

Como referencia, vamos a obtener la solución en el caso de un modelo de un sistema eléctrico centralizado (modelo tradicional). Es importante señalar que este modelo no describe exactamente el caso "pre-reforma" ya que en dicha situación, debido a las ineficiencias del sector público, no se resolvía un problema de optimización en la práctica. En este modelo se supondrá que G_1 y G_2 son plantas generadoras de una empresa pública, que también realiza las operaciones de transmisión y de distribución. El sistema eléctrico se considera un monopolio natural verticalmente integrado. Se analizará el caso en el que la línea de transmisión no se encuentra congestionada²¹.

Asimismo, se asumirá que un ente regulador debe realizar la planificación y la tarificación de las operaciones de corto plazo en el sistema. Es decir, el regulador deberá determinar la cantidad óptima de consumo " q " y el reparto de la producción de los generadores G_1 y G_2 tal que se maximice el bienestar social, así como también deberá establecer la tarificación óptima.

El problema a resolver por el regulador es el siguiente:

$$\begin{aligned} \text{Max}_{q_1, q_2} W(q_1, q_2) &= EC(q) + p(q_1, q_2) = B(q) - G_1 - C(q_1) - T - q_1 c_T - G_2 - ?C(q_2) - D - c_d q \\ \text{s.a : } q_1 &\leq \bar{q}_1 ; q_2 \leq \bar{q}_2 ; q_1 \leq \bar{q}_L \end{aligned}$$

La función Lagrangiana viene dada por la siguiente expresión:

$$\lambda(q_1, q_2) = W(q_1, q_2) + \mu_1(\bar{q}_1 - q_1) + \mu_2(\bar{q}_2 - q_2) + \mu_3(\bar{q}_L - q_1)$$

Donde μ_i es el precio sombra de la capacidad de generación del productor G_i ($i = 1, 2$), y μ_3 es el precio sombra de la capacidad de la línea de transmisión.

Las condiciones necesarias de primer orden vienen dadas por las siguientes expresiones:

$$B'(q) - C'(q_1) - c_T - c_d - \mu_1 - \mu_3 = 0 \quad (2) \quad B'(q) - ?C'(q_2) - c_d - \mu_2 = 0 \quad (3)$$

En el equilibrio, el costo marginal de los generadores, corregidos por los precios sombra, se iguala.

$$C'(q_1) + c_T + \mu_1 + \mu_3 = ?C'(q_2) + \mu_2 \quad (4)$$

La condición (4) toma una forma diferente si consideramos que las restricciones de capacidad afectan o no a las operaciones del sistema. Consideraremos como aplicación el caso en que la línea de transmisión no está congestionada, es decir que está operando por debajo de su capacidad. Asimismo, supondremos que en dichos casos los generadores no tienen problemas de capacidad.

Línea de Transmisión no Congestionada y Generadores sin Problemas de Capacidad

$$\text{Suponemos que: } \begin{cases} q_1 < \bar{q}_1 \Rightarrow \mu_1 = 0 \Rightarrow \text{Sin problemas de capacidad de generación.} \\ q_2 < \bar{q}_2 \Rightarrow \mu_2 = 0 \Rightarrow \text{Sin problemas de capacidad de generación.} \\ q_1 < \bar{q}_L \Rightarrow \mu_3 = 0 \Rightarrow \text{La línea no está congestionada.} \end{cases}$$

De las condiciones necesarias de primer orden se obtiene:

$$C'(q_1) + c_T = C'(q_2) \quad (5)$$

La ecuación (5) lo que nos dice es que en el equilibrio el costo marginal para ambos generadores es el mismo. Además si “ c_T ” es muy pequeño, para que la igualdad se satisfaga se tendría que verificar que $q_1 > q_2$.

Tarifificación

Se ha definido $B(q) = \int_0^q p(q) dq$ como la utilidad que obtienen los consumidores por el consumo de “ q ” MWh. A partir de esta

expresión podemos obtener la regla de tarifificación óptima. Si derivamos $B(q)$ respecto de “ q ”, se obtiene: $dB(q)/dq = p(q) = B'(q)$. Por lo que de las condiciones necesarias de primer orden tenemos que:

$$B'(q) = p(q) = C'(q_1) + c_T + c_d + \mu_1 + \mu_3 = C'(q_2) + c_d + \mu_2 \quad (6)$$

Por tanto, la solución óptima con planificación centralizada consistiría en fijar conjuntamente el precio $p(q)$ que se les cobraría a los usuarios finales por cada MWh consumido, y las cantidades “ q_1 ” y “ q_2 ” que deberían producir ambos generadores. La ecuación (6) nos indica que el valor óptimo de $p(q)$ es aquel en donde la utilidad marginal es igual al costo marginal de producción del generador 1, más los costos marginales de transmisión y de distribución, corregidos por los precios sombra de la capacidad del generador 1 y de capacidad de la línea de transmisión respectivamente. De forma equivalente, la ecuación (6) nos indica que el valor óptimo de $p(q)$ es aquel en donde la utilidad marginal es igual al costo marginal de producción del generador 2, más los costos marginales de distribución, corregidos por el precio sombra de la capacidad del generador 2. Dependiendo de la situación en que nos encontremos (trabajando por debajo o en el límite de las capacidades de generación y/o transmisión) algunos de los multiplicadores podrían anularse. Los valores de “ q_1 ” y “ q_2 ” se podrían obtener de las ecuaciones (2) y (3) y de la condición de balance de energía.

Para el caso analizado (sin problemas de congestión en la línea de transmisión y sin problemas de capacidad de generación por parte de G_1 y G_2) la tarifa óptima vendría dada por la ecuación (7).

$$B'(q) = p(q) = C'(q_1) + c_T + c_d = C'(q_2) + c_d \quad (7)$$

5.3 Modelos de sistema eléctrico reformado

En este punto se intenta determinar qué sucede si en el modelo centralizado realizamos una reforma similar (en algunos aspectos) a las adoptadas en diversos países. Dependiendo del modelo analizado, el proceso de reforma podrá incluir una combinación de algunas de las siguientes políticas: desregulación (política de defensa de la competencia, liberalización, reestructuración empresarial) y privatización. Nosotros vamos a estudiar dos modelos: en el primer modelo el generador 2 tiene poder monopolístico y en el segundo modelo se analizará

un pool competitivo. Para el modelo con el generador 2 como monopolista se analizará la situación en la que éste no tendrá problemas de capacidad. En el modelo de pool competitivo se estudiarán dos variantes: en la primera los productores presentarán sus ofertas competitivas al pool como si fuesen precio aceptantes, y en la segunda ambos generadores compiten a la Cournot. Para el modelo de productores precio aceptantes y para el modelo de Cournot se analizará el caso en el que la línea de transmisión se encontrará sin congestión y ambos generadores no tendrán problemas de capacidad.

5.3.1 Modelo con un productor como monopolista

Supongamos que se ha desintegrado verticalmente el sector eléctrico. La separación vertical adoptada no es total ya que se ha separado la transmisión de la generación y de la distribución, pero la red de distribución es controlada por el generador 2. Asimismo, no se ha dado libre acceso al generador 1 a la red de distribución, por lo que los consumidores no pueden elegir ser abastecidos por otro generador que no sea el generador 2. Además, el generador 2 maximiza sus beneficios como un monopolista privado sin regulación de precios. Este modelo intenta reflejar el caso de reforma de un país que no ha considerado la separación entre la generación y la distribución y que no ha tenido especial cuidado en la elaboración de adecuadas reglas de acceso a la red de distribución que permitan una competencia efectiva en la generación.

El problema de optimización a resolver por el generador 2 se presenta a continuación:

$$\begin{aligned} \text{Max}_{q_2} \quad & p(q_2)q_2 - G_2 - ?C(q_2) - D - c_d q_2 \\ \text{s.a:} \quad & q_2 \leq \bar{q}_2 \end{aligned}$$

La condición necesaria de primer orden que se obtiene al derivar $p(q_2)$ respecto a la cantidad producida por dicho productor es:

$$q_2 \cdot dp(q_2)/dq_2 + p(q_2) - ?C'(q_2) - c_d - \mu_2 = 0 \quad (8)$$

Generador 2 sin Problemas de Capacidad

Supongamos que no hay problemas de capacidad de generación, es decir que: $\mu_2 = 0 \Rightarrow q_2 < \bar{q}_2$.

De la condición necesaria de primer orden, tenemos que:

$$p(q_2) = ?C'(q_2) + c_d - q_2 \cdot dp(q_2)/dq_2 \quad (9)$$

Se observa que el precio es mayor a los costos marginales de producción y de distribución ya que $dp(q_2)/dq_2 < 0$, por lo que se observa que el monopolista obtiene beneficios extraordinarios.

De forma equivalente, tenemos que:

$$p(q_2) - ?C'(q_2) - c_d = -q_2 \cdot dp(q_2)/dq_2 \Rightarrow [p(q_2) - ?C'(q_2) - c_d]/p(q_2) = -q_2/p(q_2) \cdot dp(q_2)/dq_2 = 1/\epsilon_{q,p} \quad (10)$$

La ecuación (10) representa el índice de Lerner, el cual mide el poder de mercado de la empresa monopolística. El generador 2, si no tiene problemas de generación, cobraría un precio igual al costo marginal de producción de q_2 , más el costo marginal de distribución, más un margen de monopolio que depende de la elasticidad de la demanda (cuanto menor sea $\epsilon_{q,p}$, entonces el margen será mayor). Se observa que la tarifa cobrada a los consumidores es más elevada que la tarifa de la solución centralizada.

5.3.2 Modelo de pool competitivo

Modelo con Productores Precio Aceptantes

En este modelo, las fases del sector eléctrico modelado están separadas verticalmente, hay libre acceso a la línea de transmisión y a la red de distribución, existe competencia en la generación y los consumidores compran electricidad a través de un mercado mayorista. Las ofertas realizadas por los generadores y la demanda agregada de electricidad se casan en un "pool", donde la intersección de la oferta y la demanda

agregada proporciona el precio y la cantidad de equilibrio en el Pool. Una entidad pública gestiona el pool, la línea de transmisión y la red de distribución. Dicha entidad cobra una tarifa por la transmisión igual a sus costos marginales de transmisión (c_T) y por la distribución cobra una tarifa igual a sus costos marginales de distribución (c_d). De forma equivalente, se podría pensar que la distribución es realizada por una empresa privada que está regulada y que debe cobrar el costo marginal de distribución, y que la entidad pública que gestiona el mercado y la línea de transmisión cobraría una el costo marginal de transmisión.

Ambos generadores optimizan sus beneficios eligiendo las cantidades que van a producir considerando que no son lo suficientemente grandes como para influir en los precios del pool. Pese a que esta simplificación es poco realista dado que en este modelo sólo hay dos competidores, el objetivo que se persigue es determinar cuáles serían los resultados de un sistema eléctrico reformado en el que hubiese verdadera competencia entre los generadores (equivalente a muchos generadores compitiendo entre si).

A continuación se muestran los problemas de optimización a resolver por el generador 1 y el generador 2 respectivamente:

$$G1 : \begin{cases} \text{Max}_{q_1} & pq_1 - G_1 - C(q_1) - c_T q_1 - c_d q_1 \\ \text{s.a} : & q_1 \leq \bar{q}_1 ; \quad q_1 \leq \bar{q}_L \end{cases} \quad G2 : \begin{cases} \text{Max}_{q_2} & pq_2 - G_2 - C(q_2) - c_d q_2 \\ \text{s.a} : & q_2 \leq \bar{q}_2 \end{cases}$$

Las condiciones necesarias de primer orden del generador 1 y del generador 2 respectivamente, vienen dadas por:

$$p - C'(q_1) - c_T - c_d - \mu_1 - \mu_3 = 0 \quad (11) \quad p - C'(q_2) - c_d - \mu_2 = 0 \quad (12)$$

Donde los precios sombra (multiplicadores) son los mismos que se utilizaron para las restricciones del modelo centralizado.

Línea de Transmisión sin Congestión y Generadores sin Problemas de Capacidad

Suponemos que: $\begin{cases} q_1 < \bar{q}_1 \Rightarrow \mu_1 = 0 \Rightarrow \text{Sin problemas de capacidad de generación.} \\ q_1 < \bar{q}_L \Rightarrow \mu_3 = 0 \Rightarrow \text{La línea no está congestionada.} \end{cases}$

$$p - C'(q_1) - c_T - c_d = 0 \quad (13)$$

Suponemos que: $\{q_2 < \bar{q}_2 \Rightarrow \mu_2 = 0 \Rightarrow \text{Sin problemas de capacidad de generación.}$

$$p - C'(q_2) - c_d = 0 \quad (14)$$

De las ecuaciones (13) y (14) se obtienen las ofertas de ambos productores, que sumadas nos proporcionan la oferta agregada. De la intersección de la oferta y demanda agregadas se obtienen el precio y la cantidad de equilibrio. Se comprueba que este modelo de mercado competitivo replica la solución óptima para un modelo centralizado (con precios iguales a los costos marginales).

Modelo de Cournot

En este modelo, las características de la reforma del sector son las mismas que en el caso anterior de productores precio aceptantes. Supongamos que, ambos generadores optimizan sus beneficios eligiendo las cantidades que van a ofertar en el pool teniendo en cuenta la producción de su competidor (ambos productores conocen la estructura de costos de su competidor). Una vez determinadas las cantidades ofertadas por ambos productores, se puede obtener la cantidad total ofertada sumando las ofertas individuales. Con la cantidad total ofertada y con la curva de demanda agregada se puede determinar el precio de equilibrio.

Es importante resaltar, que se ha podido elegir el modelo de Bertrand con restricciones de capacidad en lugar del modelo de Cournot. Sin embargo, aunque en la resolución de los problemas de maximización de los beneficios de los generadores (*modelo de pool competitivo*) se ha considerado la posibilidad de que existan restricciones de capacidad en la generación, con el propósito de no extender demasiado la exposición del presente trabajo, únicamente se han analizado las situaciones en que los generadores no presenten problemas de capacidad.

En consecuencia, en este trabajo no se hace uso del modelo de Bertrand con generadores que presentan restricciones de capacidad para analizar los resultados de los diversos escenarios planteados en el pool competitivo.

A continuación se muestran los problemas de optimización a resolver por el generador 1 y el generador 2 respectivamente:

$$G1 : \begin{cases} \text{Max}_{q_1} p(q_1 + q_2)q_1 - G_1 - C(q_1) - c_T q_1 - c_d q_1 \\ \text{s.a. : } q_1 \leq \bar{q}_1 \quad ; \quad q_1 \leq \bar{q}_L \end{cases} \quad G2 : \begin{cases} \text{Max}_{q_2} p(q_1 + q_2)q_2 - G_2 - C(q_2) - c_d q_2 \\ \text{s.a. : } q_2 \leq \bar{q}_2 \end{cases}$$

Las condiciones necesarias de primer orden de los generadores vienen dadas por las siguientes expresiones:

$$p + \frac{\partial p(q_1 + q_2)}{\partial q_1} q_1 - C'(q_1) - c_T - c_d - \mu_1 - \mu_3 = 0 \quad (15) \quad p + \frac{\partial p(q_1 + q_2)}{\partial q_2} q_2 - C'(q_2) - c_d - \mu_2 = 0 \quad (16)$$

Donde los precios sombra (multiplicadores) son los mismos que se utilizaron para las restricciones del modelo centralizado.

Línea de Transmisión sin Congestión y Generadores sin Problemas de Capacidad

Suponemos que: $\begin{cases} q_1 < \bar{q}_1 \Rightarrow \mu_1 = 0 \Rightarrow \text{Sin problemas de capacidad de generación.} \\ q_1 < \bar{q}_L \Rightarrow \mu_3 = 0 \Rightarrow \text{La línea no está congestionada.} \end{cases}$

$$p + q_1 \cdot \partial p(q_1 + q_2) / \partial q_1 - C'(q_1) - c_T - c_d = 0 \quad (17)$$

Suponemos que: $\{q_2 < \bar{q}_2 \Rightarrow \mu_2 = 0 \Rightarrow \text{Sin problemas de capacidad de generación.}$

$$p + q_2 \cdot \partial p(q_1 + q_2) / \partial q_2 - C'(q_2) - c_d = 0 \quad (18)$$

Las ecuaciones (17) y (18) se pueden reescribir de la siguiente forma:

$$p = [C'(q_1) + c_T + c_d] / (1 - \eta_1 / \epsilon_{q,p}) \quad (19) \quad p = [C'(q_2) + c_d] / (1 - \eta_2 / \epsilon_{q,p}) \quad (20)$$

Donde $\eta_i = q_i / (q_1 + q_2)$ representa la cuota de mercado de la empresa "i" ($i = 1, 2$), y donde $\epsilon_{q,p} = -p / [(q_1 + q_2) \cdot (\partial p / \partial q)]$

representa la elasticidad precio de la demanda. De acuerdo a las ecuaciones (19) y (20), se puede notar que si tras la reforma se produce competencia a la Cournot, el impacto de dicha reforma podría ser negativo en el sentido de que los precios podrían incrementarse y la producción decrecer. Sin embargo, se debe notar que el resultado es muy sensible al valor de $\epsilon_{q,p}$. Consecuentemente, si la demanda se hace más elástica, por alguna razón, la reforma podría conducir a precios más bajos y a incrementar la producción en este caso. De la ecuación (17) se obtiene la función de reacción del generador 1; $q_1(q_2)$, e igualmente de la ecuación (18) se obtiene la función de reacción del generador 2; $q_2(q_1)$. El equilibrio de Nash-Cournot de este modelo son las producciones q_1^*, q_2^* , tales que: $q_1^* = q_1(q_2^*)$ y $q_2^* = q_2(q_1^*)$. Es importante resaltar que para los modelos antes vistos, los generadores recibirían por cada MWh producido una cantidad igual al precio que pagan los usuarios finales menos los costos marginales de distribución y de transmisión, según sea el caso.

5.4 Análisis de un caso particular

Para tener expresiones analíticamente comparables entre los diversos escenarios anteriormente vistos, vamos a analizar un caso particular escogiendo una demanda lineal y unos costos de producción cuadráticos. Se ha elegido este tipo de funciones debido a que son sencillas de operar y a que permiten trabajar con pocos parámetros. Asimismo, se resalta que los parámetros de las funciones de costos y de demanda deberán escogerse de manera tal que el modelo tenga significado económico. La función demanda es $p(q) = \alpha - q$, y los costos para los generadores 1 y 2 son $C_1(q_1) = G_1 + aq_1 + q_1^2$ y $C_2(q_2) = G_2 + 2aq_2 + 2q_2^2$.

Estamos utilizando un valor de $\lambda = 2$ para los costos variables del productor 2, para penalizar a G_2 de manera que el modelo resulte interesante y que el productor G_1 , a pesar de encontrarse más lejos de los consumidores, les resulte económicamente atractivo.

Luego de hallar los resultados para cada modelo, vamos a introducir un parámetro “e” que represente la ganancia de eficiencia productiva en las estructuras de costos de ambos productores, con el propósito de ver qué diferencias hay entre un modelo eléctrico reformado y otro organizado tradicionalmente, bajo el supuesto más realista de que en un entorno competitivo las empresas generadoras tratarán de operar lo más eficientemente posible. En seguida se presentan los resultados obtenidos, para este caso particular, en cada modelo antes visto.

Modelo de Sistema Eléctrico Centralizado: Línea de Transmisión no Congestionada y Generadores sin Problemas de Capacidad

$$q_1 = (4\alpha - 5c_T - 3a - 4c_d)/14, \quad q_2 = (2\alpha - 5a - 2c_d + c_T)/14 \quad (21)$$

$$q = (3a - 2c_T - 4a - 3c_d)/7, \quad p = (4a + 2c_T + 3c_d + 4a)/7 \quad (22)$$

Modelos de Sistema Eléctrico Reformado

(a) Modelo con Generador 2 como Monopolista: Generador 2 sin Problemas de Capacidad

$$q_2 = (a - 2a - c_d)/6, \quad p = (5a + 2a + c_d)/6 \quad (23)$$

(b) Modelos de Pool Competitivo: Modelo con Productores Precio Aceptantes, Línea de Transmisión sin Congestión y Generadores sin Problemas de Capacidad

$$q_1 = (4a - 5c_T - 3a - 4c_d)/14, \quad q_2 = (2a - 5a - 2c_d + c_T)/14 \quad (24)$$

$$q = (3a - 2c_T - 4a - 3c_d)/7, \quad p = (4a + 2c_T + 3c_d + 4a)/7 \quad (25)$$

Es importante resaltar que en esta solución, los valores de “q” y “p” coinciden con los valores del caso del modelo centralizado.

Modelo de Cournot

Los Generadores 1 y 2 respectivamente tienen que resolver los siguientes problemas de optimización:

$$G1 : \begin{cases} \text{Max}_{q_1} & p(q_1 + q_2)q_1 - G_1 - C(q_1) - c_T q_1 - c_d q_1 \\ \text{s.a.} & q_1 \leq \bar{q}_1 ; q_1 \leq \bar{q}_L \end{cases} \quad G2 : \begin{cases} \text{Max}_{q_2} & p(q_1 + q_2)q_2 - G_2 - C(q_2) - c_d q_2 \\ \text{s.a.} & q_2 \leq \bar{q}_2 \end{cases}$$

Donde: $p(q_1, q_2) = \alpha - (q_1 + q_2)$

Las condiciones necesarias de primer orden del generador 1 y del generador 2 respectivamente, vienen dadas por:

$$\partial p(q_1, q_2) / \partial q_1 = [a - (2q_1 + q_2)] - a - 2q_1 - c_T - c_d - \mu_1 - \mu_3 = 0 \quad (26)$$

$$\partial p(q_1, q_2) / \partial q_2 = [a - (q_1 + 2q_2)] - 2a - 4q_2 - c_d - \mu_2 = 0 \quad (27)$$

Línea de Transmisión sin Congestión y Generadores sin Problemas de Capacidad

Suponemos que: $\begin{cases} q_1 < \bar{q}_1 \Rightarrow \mu_1 = 0 \Rightarrow \text{Sin problemas de capacidad de generación.} \\ q_1 < \bar{q}_L \Rightarrow \mu_3 = 0 \Rightarrow \text{La línea no está congestionada.} \end{cases}$

$$\partial p(q_1, q_2) / \partial q_1 = [a - (2q_1 + q_2)] - a - 2q_1 - c_T - c_d = 0 \quad (28)$$

Suponemos que: $\{q_2 < \bar{q}_2 \Rightarrow \mu_2 = 0 \Rightarrow \text{Sin problemas de capacidad de generación.}$

$$\partial p(q_1, q_2) / \partial q_2 = [a - (q_1 + 2q_2)] - 2a - 4q_2 - c_d = 0 \quad (29)$$

De las ecuaciones (28) y (29) se obtienen las funciones de reacción de los generadores 1 y 2 de donde se deriva el equilibrio de Nash-Cournot (q_1^*, q_2^*), y a partir de q_1^* y q_2^* se obtiene la producción total y el precio cobrado a los usuarios finales.

$$q_1^* = \frac{5a - 5c_d - 4a - 6c_T}{23}, \quad q_2^* = \frac{3a - 3c_d - 7a + c_T}{23} \quad (30)$$

$$q = q_1^* + q_2^* = \frac{8a - 8c_d - 11a - 5c_T}{23}, \quad p = a - q = \frac{15a + 8c_d + 11a + 5c_T}{23} \quad (31)$$

Si calculamos la diferencia de precios entre el modelo de Cournot [de (31)] y el modelo de productores precio aceptantes [de (25)], se obtienen la siguiente expresión:

$$\Delta p = [13(a - c_d) - 15a - 11c_T] / 161 \quad (32)$$

Generalmente, Δp será mayor que cero porque “ α ”, que representa el punto de corte de la demanda, debe ser mucho mayor en magnitud que “ c_d ”, “ a ” y “ c_T ” para que el modelo tenga sentido económico. El resultado de $\Delta p > 0$ podría no verificarse para todos los casos, y la intuición es la siguiente: al disminuir los generadores del modelo de Cournot su producción con respecto a la producción del modelo de productores precio aceptantes, los costos de producción también disminuyen.

Ganancias de Eficiencia

Si realmente al reformar el sector eléctrico se gana eficiencia productiva (se reducen los costos de producción), podremos observar este efecto a través de un ejemplo donde a las estructuras de costos de ambos productores se les introduzca un parámetro “ e ” que represente la ganancia de eficiencia interna, donde: $0 < e < a$. Con el propósito de poder tratar analíticamente los costos de producción, de forma simplificada, se ha modificado dichos costos de la siguiente forma:

$$C_1(q_1) = G_1 + (a - e)q_1 + q_1^2 \quad (33) \quad C_2(q_2) = G_2 + 2(a - e)q_2 + 2q_2^2 \quad (34)$$

Sólo vamos a mostrar los resultados que se obtienen al introducir el parámetro “ e ” en los costos arriba mencionados para el modelo de Cournot, debido a que es el único modelo que desde el punto de vista económico tiene interés ver el tema de ganancia de eficiencia (en un modelo verdaderamente competitivo se obtendrían los mismos resultados de un modelo tradicional, por lo que de hecho si los productores operasen de manera más eficiente se mejorarían los resultados respecto al modelo centralizado).

Modelo de Cournot

Línea de Transmisión sin Congestión y Generadores sin Problemas de Capacidad

Los resultados obtenidos al introducir la ganancia de eficiencia interna en la función de costos de ambos productores son:

$$q_1 = (5a - 5c_d - 4a - 6c_T + 4e) / 23, \quad q_2 = (3a - 3c_d - 7a + c_T + 7e) / 23 \quad (35)$$

$$q = q_1 + q_2 = (8a - 8c_d - 11a - 5c_T + 11e) / 23, \quad p = \alpha - q = (15a + 8c_d + 11a + 5c_T - 11e) / 23 \quad (36)$$

Ahora vamos a determinar la ganancia de eficiencia productiva e^* tal que el precio del modelo de Cournot resulte menor o igual al precio del modelo centralizado.

$$e^* \geq [13(a - c_d) - 15a - 11c_T] / 77 = (23 \cdot \Delta p) / 11 \quad (37)$$

Donde Δp , definido en la ecuación (32), representa la diferencia de precios entre el modelo de Cournot y el modelo de productores precio aceptantes si no hubiera ganancia de eficiencia. En este caso, si se verifica la ecuación (37), entonces la reforma del sector eléctrico modelado beneficiará a los consumidores.

6 Conclusiones y posibles líneas de extensión

En este trabajo se ha abordado el tema de la reforma del sector eléctrico a través de la revisión de la literatura y mediante una modelización teórica simplificada dentro de un contexto estático y para un periodo temporal de corto plazo.

Si se efectúa la reforma del sector eléctrico, fundamentalmente se pierden economías de integración vertical (especialmente economías de coordinación) en las decisiones acerca de qué centrales deben operar para realizar la generación a un mínimo costo. No obstante, la introducción de competencia en las fase de generación y comercialización, junto con un adecuado diseño de las condiciones de acceso a las redes eléctricas pueden incentivar a las empresas del sector a mejorar su eficiencia productiva.

La evidencia empírica internacional muestra diversos resultados de la reforma del sector eléctrico. En general, se puede decir que la valoración de diferentes estructuras de mercado muestra que la competencia favorece la productividad del trabajo en la fase de generación, la reducción de costos y de precios a nivel industrial y residencial, pero que el poder de mercado podría impedir conseguir las reducciones esperadas. Una simple solución a este problema consistiría en incrementar el número de empresas en la fase de generación, separando las empresas existentes o fomentando la entrada de nuevas empresas sin olvidar aplicar políticas de defensa de la competencia que eviten la formación de cárteles o la adopción de conductas colusivas.

Las principales conclusiones que se derivan de la modelización teórica realizada en la sección 5 son las siguientes:

- Se puede observar que la competencia (imperfecta) entre las empresas eléctricas depende en gran medida de las reglas de acceso a las redes de transmisión y distribución que se adopten tras la reforma, y de que en el sistema no se presenten problemas de congestión, es decir, que el sistema cuente con suficiente capacidad para realizar los intercambios de electricidad entre regiones distantes.
- Si se realiza la reforma del sector eléctrico sin cuidar el correcto diseño de los nuevos mecanismos institucionales que gobiernen el acceso a las redes eléctricas y sin adoptar medidas para reducir la elevada concentración heredada del modelo tradicional no se conseguirá mejorar los resultados del mercado eléctrico respecto a los del modelo tradicional. Si tras la reforma del sector eléctrico no existen ganancias de eficiencia productiva (reducción de costos de producción), los consumidores tendrán que pagar precios más altos por la electricidad consumida respecto a los precios del modelo centralizado. No obstante, si la ganancia de eficiencia productiva es lo suficientemente grande, es posible que se produzcan situaciones donde los precios disminuyan tras la reforma del sector.

Se debe resaltar que en este documento no se han analizado cuáles serían los efectos de la reforma del sector eléctrico en las inversiones en capacidad de generación y de transmisión en el largo plazo. Asimismo, cabe señalar la importancia de realizar una modelización para un sistema eléctrico que posea una red de transmisión, y comprobar las conclusiones a las que se ha llegado para un sistema con una sola línea de transmisión. Finalmente, sería de gran interés realizar un análisis empírico del comportamiento productivo de las empresas que operan en un mercado eléctrico liberalizado bajo un contexto dinámico.

Bibliografía

- APEREC (2000):** “Electricity Sector Deregulation in the APEC Region”, Asia Pacific Energy Research Centre, Institute of Energy Economics, Japan.
- Bacon, R. (1995):** “Privatisation and Reform in the Global Electricity Supply Industry”, *Annual Reviews Energy & the Environment*, Vol. 20, pp. 119-143.
- Bacon, R. y Besant-Jones, J. (2001):** “Global Electric Power Reform, Privatisation and Liberalization of the Electric Power Industry in Developing Countries”, *Annual Reviews Energy & the Environment*, Vol. 26, pp. 331-359.
- Bishop, M. y Thompson, D. (1992):** “Regulatory Reform and Productivity Growth in the UK’s Public Utilities”, *Applied Economics*, Vol. 24, Nº 11, pp. 1181-1190.
- Borenstein, S. y Bushnell, J. (2000):** “Electricity Restructuring: Deregulation or Reregulation?”, *The Cato Review of Business and Government: Regulation*. Vol. 23, Nº2.
- Bortolotti, B., Fantini, M. y Siniscalco, D. (1998):** “Regulation and Privatisation: the Case of Electricity”, Working Paper, Department of Economics and Finance, University of Turin.
- Burns, P. y Weyman-Jones, T. (1994):** “Productive Efficiency and The Regulatory Review of Regional Electricity Companies in the UK”, Regulatory Policy Research Centre, Discussion Paper Nº1.
- Czamanski, D. (1999):** “Privatisation and Restructuring of Electricity Provision”, Westport, Conn.: Praeger.
- Delmas, M. y Tokat, Y. (2002):** “Deregulation, Restructuring and Productivity: The U.S. Electric Utility Sector”, MIT 2002, Mimeo.
- Fehr, N.H. von der y Harbord, D. (1998):** “Competition in Electricity Spot Markets: Economic Theory and International Experience, Mimeo.
- Fernández, M.A. (2000):** “La Competencia”, Alianza Editorial, Madrid.
- Galal, A., Jones, L., Tandon, P. y Volgelsang, I. (1994):** “Welfare Consequences of Selling Public Enterprises – An Empirical Analysis”, Oxford: Oxford University Press.
- Gilbert, R.J. y Khan, E.P. (1996):** “International Comparisons of Electricity Regulation”, Cambridge. Cambridge University Press.
- Haskel, J. y Szymanski, S. (1992):** “The Effects of Privatisation, Restructuring and Competition on Productivity Growth in the UK Public Corporations”, Queen Mary and Westfield Department of Economics Working Paper, Nº 286.
- Hjalmarsson, L. (1996):** “From Club-Regulation to Market Competition in the Scandinavian Electricity Supply Industry”, en Richard J. Gilbert y Edward P. Kahn (eds.), *International Comparisons of Electricity Regulation*. Cambridge. Cambridge University Press, pp. 126-178.
- Joskow, P. y Schmalensee, R. (1983):** “Markets of Power: An Analysis of Electric Utility Deregulation”, The MIT Press, Cambridge.
- Joskow, P. (1994):** “Competition in the U. S. Electric Power Sector. Some Recent Developments”, Inform Working Paper, Ref. 94-13. MIT.
- Joskow, P. (1997):** “Restructuring Competition and Regulatory Reform in The U.S. Electricity Sector”, *Journal of Economic Perspectives*, Vol. 11, Nº 3, pp. 119-138.
- Kühn, K-U. y Regibeau, P. (1998):** “¿Ha Llegado la Competencia? Un Análisis Económico de la Reforma en el Sector Eléctrico en España”, Instituto de análisis Económico, CSI, Barcelona.
- Lasheras Merino, M. (1999):** “La Regulación Económica de los Servicios Públicos”, Editorial Ariel S.A. Barcelona.
- López Millá, J (1999):** “La Liberalización del Sector Eléctrico Español. Una Reflexión a la Luz de la Experiencia de Inglaterra y Gales”, Facultad de Económicas de la Universidad de Alicante. Tesis Doctoral.
- Newbery, D. y Pollit, M. (1997):** “The Restructuring and Privatisation of Britain’s CEBG – Was it Worth it?”, *Journal of Industrial Economics*, Vol.45, Nº 3, pp. 269-303.
- OECD/IEA (1999):** “Electricity Market Reform”, An IEA Handbook, OECD, Paris.
- Pérez Arriaga, J.: (1998):** “Fundamentos Teóricos de la Nueva Regulación Eléctrica”, Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, Mayo. Ref.: DT 004/98.
- Pollit, M. (1997a):** “The Impact of the Liberalization of the Performance of the Electricity Supply Industry: An International Survey”, *Journal of Energy Literature*, Vol. 3, Nº 2, pp. 3-31.
- Pollit, M. (1997b):** “The Restructuring and Privatisation of the Electricity Industry in Northern Ireland: Will it be Worth it?”, University of Cambridge, Department of Applied Economics, Working Paper Nº 9701.
- Ramos Real, F. (2000):** “Economías de Integración y Productividad en el Sector Eléctrico Español en el Periodo 1983-1996. Un enfoque Multiproductivo”. Tesis doctoral no publicada.
- Rodríguez Pardina, M. (2001):** “Mecanismos de Governance de Mercados Eléctricos en Latinoamérica: Una Asignatura Pendiente”, Institute of the Americas Program on Effective Institutions for Efficient Markets. Temas Críticos.
- Rubio, F. J. (1999):** “Metodología de Asignación de Costos de la Red de Transporte en Un Contexto de Regulación Abierta a la Competencia”, Tesis Doctoral.
- Spiller, P. y Viana, L. (1996):** “How should it be done? Electricity Regulation in Argentina, Brazil, Uruguay, and Chile”, en Richard J. Gilbert y Edward P. Kahn (eds.), *International Comparisons of Electricity Regulation*. Cambridge. Cambridge University Press, pp. 82-125.
- Steiner, F. (2000):** “Regulation, Industry Structure and Performance in the Electricity Supply Industry”, Economics Department Working Papers Nº 238, Paris: OECD.
- Stern, J. y Holder, S. (1999):** “Regulatory Governance: Criteria for Assessing the Performance of Regulatory Systems: An application to Infrastructure Industries in the Developing Countries of Asia”, *Utilities Policy*, Vol. 8, pp. 33-50.
- Weyman-Jones, T. (1995):** “Problems of Yardstick Regulation in Electricity Distribution”, in Mathew Bishop, John Kay y Colin Mayer (eds.), *The Regulatory Challenge*. New York. Oxford University Press, pp. 423-443.
- World Energy Council (1998):** “The Benefits and Deficiencies of Energy Sector Liberalisation”, Vol.1, World Energy Council, London.
- Yarrow, G.K. (1992):** “British Electricity Prices Since Privatisation”, Oxford: Regulatory Policy Institute.
- Yin-Fang Z. y Kirkpatrick, C. (2002):** “Electricity Sector Reform in Developing Countries: An Econometric Assessment of the Effects of Privatisation, Competition and Regulation”, University of Manchester and David Parker Aston University. Octubre. Paper Nº 31.

Figura 1. Estructura de un sistema eléctrico

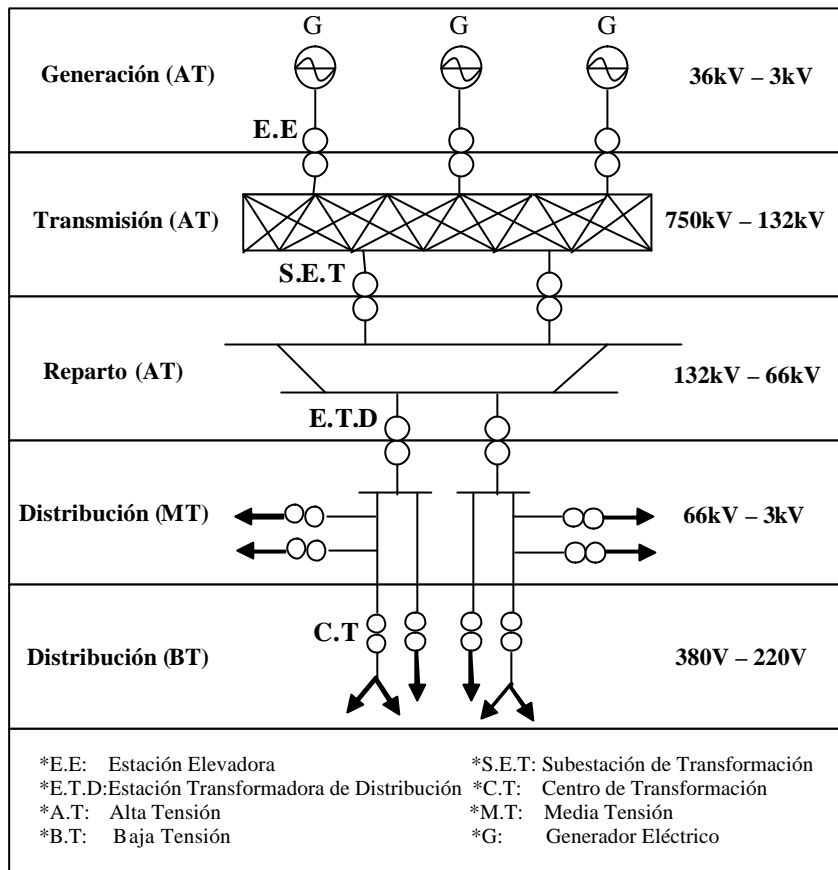
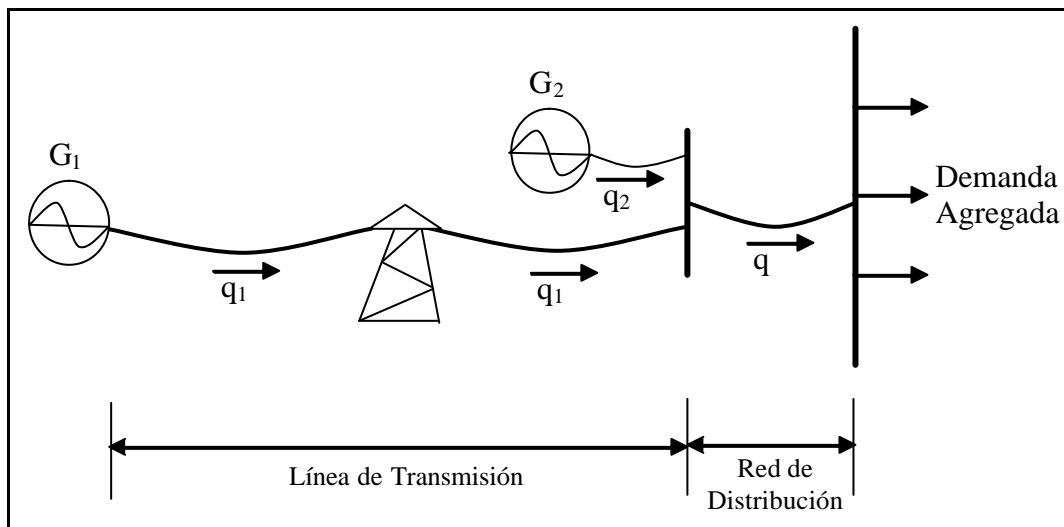


Figura 2. Esquema del sistema eléctrico modelado



Notas

¹ Los *pools competitivos* son mercados eléctricos de contado (electricity spot markets) en donde los generadores compiten para suministrar energía eléctrica a través de sus ofertas de precios o pujas (subasta simple). Existen algunos pools en donde, a parte de las pujas presentadas por los generadores, los consumidores compiten para comprar energía presentando ofertas en el lado de la demanda (doble subasta).

² Los *elementos* principales que conforman un sistema eléctrico son: centros de generación, estaciones elevadoras, redes de transmisión y distribución, subestaciones y estaciones de transformación, equipos de medida, protección y control, elementos consumidores como motores y centros de iluminación, etc.

³ La entidad relevante de generación de electricidad es la planta la cual está constituida por unidades de diferentes escalas y que operan en distintas épocas.

⁴ Podemos considerar como *red eléctrica* al conjunto de nodos (puntos de la red en el que concurren más de dos líneas de conducción) unidos mediante tramos o líneas (conjunto de elementos de la red comprendido entre dos nodos consecutivos) de conducción.

⁵ Las *redes de interconexión* son uniones entre sistemas de transmisión poderosos y sirven para apoyo recíproco de éstos, transmitiendo energía eléctrica en una u otra dirección según sean las circunstancias.

⁶ Las *subestaciones de transformación*, que constituyen nodos de la red eléctrica, tienen por función reducir el voltaje del transporte e interconexión a voltajes de reparto y se encuentran ubicadas en los grandes centros de consumo.

⁷ Las *redes de reparto o subtransmisión* suministran la electricidad requerida por la distribución de todo un pueblo o por algunos consumos industriales de gran envergadura. Transporta potencias de algunas decenas de megavatios.

⁸ La función de una *estación transformadora de distribución* es reducir el voltaje desde el nivel de la red de reparto hasta el de la red de distribución en media tensión. Estas estaciones contienen los equipos que permiten conectar o desconectar elementos del sistema, así como los equipos de control, protección y medición. Éstas se encuentran normalmente intercaladas en los anillos formados en la red de reparto.

⁹ Las *economías de densidad* implican que el costo medio de abastecer a los clientes en un área geográfica determinada decrece cuando el número de consumidores atendidos se incrementa.

¹⁰ Una *malla* es el conjunto de líneas que forman un camino cerrado a través de por lo menos dos nodos consecutivos, por lo que se puede decir que una *red mallada* es aquella que conecta sus diversos nodos a través de líneas que permiten acceder de uno a otro por distintos caminos alternativos (Lasheras, 1999).

¹¹ La elaboración de este subapartado esta basada en: Lasheras (1999), Kühn y Regibeau (1998) y la tesis doctoral desarrollada por Ramos (2000).

¹² Las *pérdidas debidas a la transmisión* son la parte de la energía eléctrica que al viajar a lo largo de la red de transmisión, entre los diversos nodos que la conforman, se pierde en forma de calor.

¹³ La *intensidad de corriente eléctrica* representa la cantidad de carga eléctrica (electrones) que circulan por unidad de tiempo a través de un conductor y su unidad de medida es el Amperio (A).

¹⁴ La dificultad que ofrece un conductor al paso de la corriente eléctrica se llama *resistencia eléctrica* y su unidad de medida es el Ohmio (Voltio/Amperio).

¹⁵ Para más detalles, véase Spiller y Viana (1996).

¹⁶ Ver Hjalmarsson, Lennart (1996).

¹⁷ Para más detalles véase Rodríguez P., Martín (2001).

¹⁸ Sin embargo, desde la era de la construcción y electrificación de los programas hidráulicos públicos, una gran cantidad de compañías eléctricas federales o municipales permanecieron - y aún permanecen - en la industria eléctrica en los EEUU.

¹⁹ Este subapartado está basado en: Fernández, M. (2000), OECD/IEA (1999) y la tesis doctoral desarrollada por Rubio F. (1999).

²⁰ En la literatura, normalmente se utilizan como sinónimos los términos "Pool" y "Spot Market". No obstante, es importante resaltar que un pool eléctrico es una combinación de reglas de acceso a la red y de un mercado eléctrico de contado (mercado spot). En este trabajo, ambos términos serán utilizados como sinónimos.

²¹ Se hace notar que aún cuando se han utilizado las condiciones de Kuhn-Tucker para el análisis de todos los casos que surgen en los problemas de optimización con restricciones de desigualdad, sólo estamos mostrando aquellos cuyos resultados nos han permitido extraer conclusiones interesantes (soluciones interiores).