

Documento de Trabajo 94-06
Serie Economía 01
Junio 1994

Departamento de Economía
Universidad Carlos III de Madrid
Calle Madrid, 126
28903 Getafe (Spain)
Fax (341) 624-9875

ASPECTOS ECONOMICOS DE LA CONFIGURACION DEL SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA: ¿UNA FALSA COMPETENCIA REFERENCIAL?

Luis Rodríguez Romero y Fidel Castro Rodríguez*

Resumen

El presente trabajo pretende una caracterización del modelo organizativo del sector eléctrico español, contrastándolo con las estructuras organizativas básicas del mismo en un plano internacional e infiriendo algunas conclusiones sobre los resultados de la regulación específica a la que se ve sometido. La interpretación de dicho sistema como un caso de "competencia referencial", extendida y recogida en gran número de declaraciones y trabajos, parte de una consideración muy discutible de los criterios comparativos seguidos en la determinación de los precios de referencia de las instalaciones de cada empresa, es decir, los denominados costes estándar, pero carece de fundamentos al no revisarse dichos precios según se modifica el nivel de costes de las empresas. Esto es, no existe competencia alguna entre las mismas, sino respecto a un límite máximo de precio establecido.

Palabras Clave

Regulación, integración vertical, electricidad, competencia

*Rodríguez, Universidad Carlos III de Madrid; Castro, Universidad Carlos III y Universidad de Vigo.



1 Introducción¹

La situación regulatoria del sector eléctrico en la mayor parte de los países desarrollados se distinguió, hasta muy recientemente, por dos características fundamentales: un elevado grado de variabilidad entre países y una fuerte estabilidad temporal dentro de ellos.

Los efectos de la reforma regulatoria experimentada a principios de los años ochenta, que llevó a una revisión de actividades tradicionalmente consideradas en una situación de monopolio natural, ha tardado en llegar a afectar al sector, pero la experiencia, más bien experimento según algunas opiniones, iniciada en Gran Bretaña a principios de la década de los años noventa, parece haber puesto en marcha un proceso de reformas generalizadas en un plano internacional. El objetivo último explicitado de las mismas es coincidente y repetido, concretándose, normalmente, en la introducción de mayores dosis de competencia en el sistema con objeto de aumentar su grado de eficiencia técnica y asignativa, en términos tanto estáticos como dinámicos. Sin embargo, la homogeneidad empieza a desaparecer si se considera el tipo de acciones emprendidas bajo dicha rúbrica general, contemplándose una amplia variedad de iniciativas en los distintos países².

El caso español puede considerarse como pionero en el inicio del proceso de reforma, motivado quizás, por la profunda transformación a la que se vio obligado, dadas las graves dificultades financieras por las que atravesaba, a partir de 1984. Dicho proceso se caracteriza, hasta el momento, por su estado inconcluso, quedando por determinar aspectos esenciales del mismo, especialmente los que hacen referencia a la conformación de las distintas fases del sector y la evolución del mismo.

La unión de la situación interna y externa ha dado lugar a un creciente interés por los aspectos regulatorios del sector eléctrico en nuestro país, que, sin embargo, parece no haber sido correspondido por la evolución de los trabajos de índole económico sobre el mismo, siempre complicados, dada la existencia de fuertes barreras a la entrada de carácter técnico para la comprensión de sus características organizativas.

En este marco, el presente trabajo pretende una caracterización del modelo organizativo del sector eléctrico en nuestro país, contrastándolo con las estructuras organizativas básicas del mismo en un plano internacional e infiriendo algunas conclusiones sobre los resultados de la regulación específica a la que se ve sometido. Dicha caracterización y sus derivaciones pueden resultar de cierto interés dada la actualidad de la revisión institucional a la que el sector parece verse sometido.

El trabajo está organizado de la siguiente forma. El próximo apartado señala las

¹Este trabajo se enmarca en el proyecto PB92-0243 financiado dentro del Programa Sectorial de Promoción del Conocimiento del M.E.C.

²Véase Haugland, T. (1994) y Unesa(1994).

principales características que presenta la electricidad como mercado, destacando sus implicaciones económicas. El tercer apartado se centra en el estudio de los distintos modelos organizacionales que configuran los esquemas regulatorios aplicados al sector eléctrico. Las características principales del sector eléctrico español y su interpretación económica dentro del esquema anterior son analizadas en el cuarto apartado. Finalmente concluimos.

2 La electricidad como actividad económica

Antes de efectuar cualquier interpretación económica y regulatoria, deduciendo algún tipo de conclusiones sobre su eficiencia económica, es necesario conocer el funcionamiento y las características que conforman al sector eléctrico, y que condicionarán cualesquiera resultados de reformas alternativas. En este apartado analizamos la naturaleza del producto eléctrico, las restricciones técnicas que conlleva su producción y distribución, y sus consecuencias sobre la estructura productiva del sector y el grado de regulación del mismo. Debemos tener en cuenta que la energía eléctrica tiene unas características técnicas muy particulares que la diferencian de otros bienes industriales y servicios.

La estructura de la industria de energía eléctrica está compuesto por tres segmentos distintos: generación, transmisión³ y distribución, aunque sería erróneo asumir que estos segmentos son completamente distintos en un sentido económico.

La electricidad es generada aplicando energía mecánica a un generador. Este generador y el equipo directamente asociado constituyen lo que se denomina unidad de generación. En todo caso, la entidad económica relevante para regulación, contabilidad y gestión, es la planta, compuesta por varias unidades de diferentes escalas y épocas.

Las diferentes técnicas usadas para producir la energía mecánica dan origen a las distintas tecnologías de producción de energía eléctrica. Ordenándolas por coste de combustible, en un extremo tenemos las plantas hidroeléctricas que generan la energía mecánica con la fuerza de caída del agua, y cuyo coste de combustible es nulo. En el otro extremo, están las turbinas de gas, con coste de combustible alto, aunque con un coste de capital relativamente bajo. Entre estos dos extremos, tenemos el grueso de plantas con generación térmica, donde el agua es calentada para producir vapor que hace girar la turbina del generador. De este tipo tenemos las plantas nucleares en las que el vapor es producido por un reactor nuclear, que presenta unos costes de combustible bajos pero unos costes de capital muy elevados. El resto de generación térmica procede de plantas de combustible de origen fósil en las que se queman carbón, fuel y gas natural, y entre estas son las plantas de carbón las que tienen unos costes de capital más altos y de combustible más bajos.

³Aunque el termino más utilizado es transporte, preferimos utilizar transmisión porque la función relevante de este sistema, además de transportar electricidad, es permitir alcanzar las economías de oferta que la tecnología moderna hace posible a través de un sistema interconectado.

Por lo que se refiere a la fase de transmisión, su función es enlazar los centros de producción con los centros de consumo del mercado, y está constituida, en general, por líneas de muy alta tensión, de forma que se alcance una mayor seguridad y estabilidad en el transporte, lo que proporciona una mayor calidad de servicio, a la vez que se disminuyen las pérdidas de transporte.

El sistema de transporte de una determinada empresa está generalmente interconectado con los de otras empresas y con los de los países limítrofes, con objeto de posibilitar intercambios de energía que puedan mejorar económicamente la explotación del sistema, así como la garantía de suministro. De esta forma, esta fase constituye verdaderamente un sistema de transmisión más que un simple sistema de transporte porque, además de transportar energía, la existencia de una red de alta tensión permite aprovechar las economías de un sistema eléctrico al permitir cubrir la demanda de un mercado, además de con la energía de instalaciones propias, con la energía intercambiada con otras instalaciones o sistemas.

Por su parte, la distribución, última fase del proceso, tiene como función transportar energía eléctrica a una tensión más baja desde la línea de transporte de alta tensión (o conexiones directas a plantas de generación dentro del área de distribución) a los consumidores geográficamente dispersos. Es frecuente separar, dentro del sistema de distribución, la mera función de transporte de energía eléctrica, de la de suministro o abastecimiento, sustentada en dicha red, que comprende todas las actividades relacionadas con la venta y facturación de electricidad a los usuarios finales (contratación, lectura, asesoramiento al cliente, facturación, cobro).

Todos estos componentes del sistema eléctrico son altamente interdependientes; cambios en cualquier parte del sistema generalmente afectan a todas las demás partes. Así, un sistema sólo puede ser operado eficientemente si estas interdependencias son tenidas en cuenta tanto a corto como a largo plazo.

La otra componente del mercado que debe ser tenida en cuenta es la demanda. Su evolución es muy compleja y fluctuante. En primer lugar, presenta una fuerte estacionalidad en el plano mensual, al seguir energía y potencias demandadas unas pautas típicas que se repiten a través del tiempo en los distintos meses del año. Así, en los meses de invierno la demanda presenta una evolución diferente a la de verano -en nuestro país, por ejemplo, hasta el momento, la demanda de invierno es netamente superior a la de verano. La estacionalidad está motivada por fenómenos climatológicos y sociales (temperatura, luminosidad, vacaciones).

A corto plazo, la demanda semanal presenta una evolución diferente en días festivos que en días laborables, con una demanda más moderada en todas las horas del día en los primeros. En cuanto a la demanda horaria en día laborable, ésta sufre variaciones importantes a lo largo del día; es baja en horas nocturnas (valle), comenzando a subir en las primeras horas de la mañana y manteniéndose a partir del medio día (llano), para crecer de nuevo por la tarde, horas en que los usos domésticos coinciden con usos industriales (punta).

Con todos estos elementos, la explotación del sistema eléctrico debe permitir coordinar la operación de los distintos componentes de forma que la energía demandada pueda ser satisfecha en todo momento con las características de calidad adecuadas. Si tenemos en cuenta que la electricidad no es almacenable, y que el flujo eléctrico no puede ser dirigido por una línea predeterminada, dado que sigue leyes naturales, el equilibrio del sistema eléctrico requiere que la suma de energías demandadas se iguale a la energía ofertada de generación menos las pérdidas de transporte en todos los puntos de consumo. Esto exige el funcionamiento de una capacidad de generación mayor que la estrictamente necesaria porque la demanda puede aumentar rápidamente en cualquier momento, o porque alguno de los generadores puede sufrir una indisponibilidad fortuita que conduzca a su desconexión bruta.

En ambos casos, es preciso reajustar rápidamente la producción, y esto no puede hacerse con la suficiente celeridad poniendo en marcha centrales que están paradas, aún cuando los tiempos de respuesta sean muy distintos según el tipo de central. En particular, las centrales térmicas requieren tiempos de arranque de horas, mientras que en el caso de las hidráulicas son de minutos, aunque no lo suficientemente rápido como para evitar un colapso, al menos parcial, del sistema eléctrico. Es necesario, pues, una reserva giratoria, es decir, un exceso de capacidad de generación en disposición de incrementar su producción en cualquier momento.

La primera conclusión que puede ser extraída a partir de estas características técnicas y de demanda es que, para lograr una determinada calidad de servicio, se tiene una gran ventaja económica incrementando la dimensión del sistema eléctrico conjunto. Pero esto no implica que las empresas eléctricas deban ser más grandes sino que deben estar eléctricamente interconectadas. Los sistemas interconectados permiten reducir las inversiones en potencia instalada de reserva para una misma "probabilidad de pérdida de carga". Además, los grandes sistemas interconectados tienen la posibilidad de reducir los costes variables de generación por medio del intercambio de energía eléctrica entre las empresas que forman parte de ellos, y rebajar los costes asociados a las incertidumbres aleatorias de demanda.

Todo esto requiere, con objeto de que el sistema eléctrico pueda ser mantenido en equilibrio, de una coordinación entre las distintas fases del proceso de producción. La materialización de esta coordinación dependerá, como veremos más adelante, de la configuración elegida de sistema, pudiendo conseguirse por decisiones jerárquicas dentro de una organización única -centro de control en sistemas integrados verticalmente-, a través de la concertación de distintos grados de cooperación entre sistemas -existencia de "pool" de intercambio- y, finalmente, por la actuación del mercado.

Los condicionantes técnicos enumerados implican que la industria y el mercado eléctricos tengan características muy peculiares desde el punto de vista económico. En primer lugar, el hecho de que las empresas eléctricas tengan que realizar inversiones con un alto grado de especificidad, de forma que los costes asumidos puedan considerarse como irre recuperables, junto con que tengan que proveer electricidad a todos los usuarios de un país con una tarifa común, independiente de la localización geográfica de los mismos, conduce a una fuerte integración vertical. Esto también puede generar barreras

de entrada a nuevos competidores.

En segundo lugar, dadas sus características técnicas, las actividades de transmisión y distribución gozan, como veremos en el próximo apartado, de las características de monopolio natural, ya que existen sustanciales economías de escala asociadas con el uso de líneas de alta tensión. Además, es importante reconocer las importantes pérdidas de eficiencia que surgirían si las redes son duplicadas.

En tercer lugar, por lo que respecta al sistema de generación nos encontramos con una situación de oligopolio donde problemas de colusión y comportamiento estratégico pueden surgir si ninguna medida es tomada.

En cuarto lugar, la obligación de garantizar el suministro por su naturaleza de servicio público, la necesidad de un equilibrio entre oferta y demanda, la determinación de unos precios que pueden afectar significativamente a la distribución de la renta, y las externalidades medioambientales asociadas con los principales combustibles utilizados en generación, hacen imprescindible la regulación del sector.

Por último es relevante señalar que el sector eléctrico genera importantes efectos socio-económicos. Así, ha sido utilizado con frecuencia como instrumento de aplicación de ciertas políticas económicas tales como el control del nivel de precios o la protección de determinados sectores industriales en declive favoreciendo el uso de ciertos combustibles (carbón). Además, la tarifa eléctrica tiene una enorme influencia sobre la distribución de la renta.

En general, la industria de energía eléctrica está caracterizada por una naturaleza multiproducto, integración vertical, costes irre recuperables, incertidumbres, y fallos de mercado derivados de externalidades medioambientales y caracter monopolístico de algunas fases. En este sentido, la completa descentralización de las transacciones de mercado confiando totalmente en las fuerzas de mercado puede no satisfacer las necesidades tecnológicas para un equilibrio eléctrico continuo.

3 Modelos regulatorios en el sector eléctrico

De la descripción efectuada en el apartado anterior sobre las características que distinguen al sector eléctrico como actividad económica, se deriva de forma inmediata la presencia de elementos que parecen aconsejar una intervención regulatoria en el mismo, lo que, de hecho, ha constituido la norma general en un plano internacional. En este apartado consideramos las bases específicas de dicha intervención regulatoria, así como el tipo de modelos a través de los que se plantean.

3.1 Características de monopolio natural del sector eléctrico

Tal y como se ha mencionado, la intervención regulatoria en el sector eléctrico ha sido normalmente racionalizada sobre la base principal de la hipótesis de monopolio

natural, aduciéndose la elevada intensidad de capital de dicha actividad y la presencia de rendimientos crecientes de escala. Sin embargo, esta visión es excesivamente simplista y no ayuda a diferenciar las condiciones específicas de cada una de las fases en que se subdivide la actividad económica del sector, así como, lo que es aún más importante, el carácter de la relación existente entre ellas y las distintas posibilidades de materializar la misma.

Tomando como referencia general el concepto más adecuado de subaditividad de costes, es conveniente el distinguir entre los tres planos de los que se puede derivar una situación de monopolio natural: economías de escala, de alcance y de integración, considerando su potencial aplicación a las fases de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

Empezando por las economías de escala, la situación parece completamente distinta en cada una de las fases mencionadas. Así, de los estudios empíricos realizados para cada tipo de generación no parece deducirse la existencia de economías de escala significativas tanto en lo que se refiere a la potencia de las unidades generadoras como al tamaño de las plantas. El tamaño mínimo eficiente deducido de ambos aspectos tanto en estimaciones econométricas de funciones de costes como en análisis de carácter ingenieril, no suele implicar situaciones de monopolio natural incluso para demandas de tipo regional o local.

Los resultados no son tan claros si se considera como unidad el tamaño de empresa, tal y como en el clásico estudio de Christensen, L.R. y Green, W.H. (1976). En dicho caso la comparación queda desvirtuada por la confluencia indiscriminada de múltiples factores relacionados con el comportamiento global de la misma, tales como la combinación específica de sus fuentes generadoras, la distribución y el carácter de la demanda atendida, el grado de integración vertical y horizontal de sus operaciones, o las características del sistema organizativo y regulatorio en el que está inmersa. Todos estos elementos hacen que las comparaciones de costes establecidas entre empresas sean difíciles de interpretar, no pudiéndose deducir en general ningún tipo de criterio sobre el efecto puro del tamaño de su actividad generadora global.

La situación en lo que atañe a la presencia de economías de escala es completamente distinta en las otras dos fases de la actividad del sector eléctrico: transmisión y distribución.

La transmisión se configura como uno de los elementos fundamentales del sistema eléctrico, en la medida que facilita tanto la coordinación, como la posible competencia entre los elementos del mismo. Este efecto es a veces incluido dentro del capítulo general de economías de escala, pero, sin embargo, sus características son claramente diferentes.

Como se ha mencionado en el anterior apartado, el carácter de bien no almacenable de la electricidad, su demanda estocástica, así como la imposibilidad de dirigir sus desplazamientos gobernados por las leyes de Kirchoff, obligan el mantenimiento continuo e instantáneo de la igualdad global entre la demanda y la oferta del sistema. En estas condiciones la transmisión permite un mayor grado de seguridad y estabilidad del sistema al disminuir las necesidades de generación de reserva ante posibles eventualidades,

conjuntar cargas con distintos perfiles temporales y facilitar las labores de mantenimiento. Más aún, todos estos aspectos se potencian con el aumento del número de unidades relacionadas a través del sistema de transmisión, lo que configura una típica situación de externalidad de red, en la que la incorporación de una nueva unidad a la misma genera un efecto positivo sobre el total. Este tipo de efectos es compartido por otras actividades en las que se da un sistema de red -telecomunicaciones, por ejemplo- pero sus efectos son claramente distintos a los derivados de una situación de rendimientos de escala. De ellos se deduce la ventaja de un sistema unificado de conexión, pero no se infiere nada, en principio, sobre su tamaño, que dependerá de la comparación entre el efecto externo marginal de la incorporación de un nuevo miembro y el incremento de costes, conexión y gestión de la red, que se deriva de ella.

Además de su carácter de red, la transmisión comparte con la distribución una condición más clásica de monopolio natural como es la existencia de economías de escala de capacidad para conexiones específicas. Estas economías de escala tienen una fundamentación de carácter técnico derivada del alto grado de intensividad en capital de las redes de distribución y transmisión, junto a un bajo coste marginal del aumento de la energía que circula en las mismas hasta alcanzar su capacidad de saturación. Más aún, una vez alcanzado dicho punto las inversiones adicionales necesarias para extender la capacidad son de menor intensidad si se sustentan en el sistema preexistente.

La confluencia de las ventajas derivadas de la gestión unitaria de la red que sustenta el servicio, junto con las economías de escala presentes en su funcionamiento, confieren a las fases de transmisión y distribución características de monopolio natural lo que, por otra parte, se corresponde plenamente con su habitual conformación institucional en los distintos modelos de sistemas eléctricos nacionales.

Por lo tanto, si nos atenemos a las economías existentes en el sistema, la situación tecnológica parece aconsejar un tratamiento diferencial de las distintas fases que integran el mismo, distinguiendo entre la generación, por una parte, y las fases de transmisión y distribución, por otra parte. En el primer caso, la gama potencial de economías de escala parece limitada, agotándose para volúmenes de potencia no muy elevados. En el segundo caso, las economías de red y de escala parecen aconsejar la existencia de un sistema unificado cuya dimensión óptima dependerá de las características de cada caso concreto.

En cualquier caso, este esquema general tiende a complicarse en mayor medida si incorporamos las posibles economías de integración vertical deducidas de las fuertes relaciones existentes entre las distintas fases del sistema.

De hecho, el aspecto más frecuentemente esgrimido a la hora de respaldar una concepción global del sistema eléctrico, más allá de la relación habitual entre las distintas fases de un proceso productivo, son las interrelaciones de carácter técnico y económico derivadas de la necesaria igualdad instantánea, constante y global entre el nivel de carga o demanda del sistema, por una parte, y la generación neta de pérdidas del mismo, por otra parte. La intensidad de dichas interrelaciones ha llevado incluso a algunos autores a

emplear el símil de "una gran máquina"⁴, lo que viene a subrayar el carácter físico de la integración del sistema.

Así, en el funcionamiento del sistema, una avería o sobrecarga en una línea de transmisión afectará a otras líneas de transmisión o distribución, e incluso puede llegar a repercutir sobre la generación del mismo. De igual forma, en su diseño existirá una necesaria vinculación entre las decisiones adoptadas respecto a generación, transmisión y distribución, dependiendo el conjunto de las estimaciones disponibles sobre la evolución y localización de la demanda. Esta interrelación recíproca viene a avalar, en último término, una necesaria coherencia global del conjunto del sistema, en la que se consideren las relaciones de complementariedad o sustituibilidad entre las decisiones que afecten a cada una de las fases del mismo.

Una posible respuesta a dicha necesidad es la integración vertical de las distintas fases del proceso, lo que implica en último término la extensión de la condición de monopolio natural, que como se ha mencionado afecta a la transmisión y distribución, al conjunto del sistema, justificando una operación unitaria del mismo en la que se incluye la etapa de generación. Esta parece la única interpretación posible de la consideración global del sistema eléctrico como un monopolio natural y constituye, como se comprobará seguidamente, un adecuado punto de partida para analizar la lógica inherente a los distintos modelos regulatorios empleados en esta actividad.

3.2 Modelo de integración vertical

Desde un punto de vista puramente taxonómico, y sin pretensiones de reflejar en toda su complejidad y matices la situación regulatoria de un país en concreto, se puede considerar como modelo de integración vertical del sector eléctrico al modelo tradicional consistente en la existencia de un monopolio en franquicia o concesión sobre una zona determinada, dentro del que quedan integradas las actividades de generación, transmisión y distribución en una única entidad productiva. La zona de referencia de dicha unidad puede tener una extensión variable, limitándose a una parte de una ciudad o comprendiendo al conjunto de un país. Por último, la propiedad del capital de la empresa concesionaria no es un aspecto fundamental de la actuación del sistema, pudiendo ser privada o pública, y en este último caso de carácter estatal, regional o local.

La existencia de un sistema semejante permite por propia definición la explotación máxima de las economías de integración vertical derivadas de la interrelación entre las distintas fases del sistema, permitiendo un diseño global y unitario del conjunto del mismo. La coordinación entre las unidades de generación pertenecientes al sistema queda garantizada, así como la adecuación entre los subsistemas de generación, transmisión y distribución.

La consecución de potenciales economías de escala, de gama y de coordinación,

⁴Vease Joskow, P.L. y Schmalensee, R. (1983), p.41

derivadas de un aumento del tamaño del sistema, se encuentran en la base de los procesos de integración entre empresas y de expansión territorial experimentados en aquellos países que posibilitaron o favorecieron este tipo de desarrollos. En otros casos estos mismos objetivos dieron lugar al establecimiento de distintos tipos de acuerdos de coordinación e intercambio de energía, con objeto de aumentar la eficiencia, estabilidad y seguridad de los sistemas involucrados sin recurrir a una integración entre los mismos. Dichos acuerdos pueden ir desde un simple intercambio de información hasta la instauración de medios compartidos de transmisión, y la adopción de decisiones centralizadas de generación dirigidas a minimizar el coste conjunto de atender la demanda de ambos sistemas (despacho centralizado), lo que de hecho aproximan el resultado al derivado de una organización única.

Este último tipo de acuerdos, despacho centralizado, implica el cumplimiento de condiciones más complejas que suponen un elevado grado de pérdida de autonomía de los sistemas participantes. Su principio general es la instauración de un plan unitario de despacho unitario que, partiendo del conocimiento del coste marginal de generación de cada una de las unidades del sistema y sus características, decide su estado de disponibilidad y orden de entrada en funcionamiento, con objeto de minimizar el coste para atender a la demanda global. De igual forma, se instauran mecanismos compartidos respecto a otras decisiones en las que pueden existir economías de escala o de alcance de la unión de distintos sistemas como son la determinación de las capacidades conjuntas de seguridad y un plan de mantenimiento de todas unidades.

La existencia de estos acuerdos que implican un elevado grado de integración horizontal entre sistemas integrados verticalmente, requieren decisiones explícitas sobre el empleo de los sistemas de transmisión que permitan la integración entre ellos, así como el reparto de beneficios derivados de la cooperación.

Como resulta evidente de la anterior descripción, el resultado final del modelo de integración vertical, ha sido una elevada multiplicidad de situaciones específicas, que van desde la instauración de sistemas unificados nacionales con una sola empresa de carácter público o privado, hasta la existencia de diversas empresas de carácter regional o nacional con diferentes grados de interrelación entre las mismas.

En cualquier caso, el problema básico regulatorio planteado por el modelo es semejante en las distintas especificaciones del mismo, y se deriva de la necesidad de generar incentivos para un comportamiento eficiente de la unidad o unidades involucradas en ausencia de una situación competitiva, a la par que se satisfacen los objetivos del sistema, normalmente especificados de una forma muy general como la seguridad de abastecimiento presente y futuro, a un precio razonable.

El sistema regulatorio empleado suele ser algún tipo de regulación al coste del servicio ("cost-plus") en el que las tarifas fijadas públicamente se diseñan con el objetivo de cubrir los costes de operación de la empresa o empresas involucradas, garantizando la necesaria retribución sobre el capital invertido que asegure sus inversiones futuras. La

nula potencialidad incentivadora de eficiencia de este sistema retributivo⁵ ha dado lugar al ensayo de sistemas alternativos, cuyo denominador común es la introducción de algún tipo de participación de la empresa o empresas involucradas en los rendimientos derivados de las ganancias de eficiencia conseguidas por las mismas. Esto supone, en último término, la introducción de un sistema regulatorio en el que los ingresos recibidos por la empresa no varíen en la misma entidad que la evolución de sus costes, permitiendo una relación inversa entre su retribución neta y dichos costes. La situación extrema a este respecto sería un sistema de precios fijos ("fixed price") o límites temporales de precios ("price cap"), pero son posibles y han sido aplicadas diferentes formulaciones de escalas móviles, ajustes parciales de costes, etc..., en las que simplemente se rompe la proporcionalidad entre las variaciones de ingresos y variaciones de costes⁶.

Un sistema de escasa aplicación práctica, dada las elevadas necesidades de información que requiere, pero muy significativo para nuestro país ya que ha sido frecuentemente mencionado como inspirador del sistema regulador vigente es el de la competencia referencial ("yardstick competition")⁷. La base de dicho sistema es la utilización, como término de referencia para la retribución de una unidad determinada, del comportamiento medio de costes de una serie de unidades homogéneas a la misma, desde un punto de vista técnico y económico. Esto supone una competencia implícita de cada una de las unidades reguladas con la media del conjunto del sistema, lo que deriva en último término en un comportamiento eficiente de todas ellas con una retribución al coste del servicio. De cualquier forma, las posibilidades de este tipo de regulación se ven limitadas por la carencia de unidades homogéneas que actúen como término de mutua comparación, lo que lleva a la imposición de valores referenciales "ad hoc" que no cumplen las condiciones exigidas por el modelo.

En definitiva, y según se deriva de todo lo anterior, los potenciales incrementos de eficiencia derivados de la centralización de información y decisiones en un modelo de integración vertical tiene como inevitable correlato la ausencia de una presión competitiva para conseguir los niveles de eficiencia posibles, lo que, por otra parte, implica la necesidad de diseñar sistemas regulatorios que supongan la introducción de un esquema de incentivos específicos para conseguir dicho fin.

3.3 Introducción de competencia: modelo de desintegración vertical

En un modelo integrado verticalmente las posibilidades de introducción de algún tipo de competencia como medio de potenciar un comportamiento eficiente de los agentes que lo integran, son muy limitadas.

Por una parte, existe la posibilidad de establecer la competencia entre sistemas,

⁵Véase Laffont, J.J. y Tirole, J. (1993), cap. 1.

⁶Véase Joskow, P.L. y Schmalensee, R. (1986) y Berg, S y J. Jeong (1991)

⁷Véase Shleifer, A. (1985)

configurando un mercado conjunto de energía al que se dirigen la demanda y las ofertas de los mismos. Dicho mercado puede abarcar el total de la generación, con lo cual estaría actuando de hecho como un sustituto competitivo de un potencial acuerdo de despacho centralizado entre los sistemas participantes, o bien restringirse a los excedentes resultantes de atender la demanda propia con la capacidad de generación existente, tal y como ha existido en nuestro país en alguna etapa precedente.

En ambos casos, un aspecto fundamental que sustenta la propia posibilidad de existencia de la competencia son las condiciones de interconexión entre los sistemas involucrados, tanto desde un punto de vista técnico como económico. Esto es especialmente importante en el caso de sistemas no adyacentes en el que las posibilidades de intercambio dependen en gran medida de la delimitación de las posibilidades y condiciones de paso de la energía intercambiada establecidas por terceros sistemas, que pueden o no formar parte del acuerdo general de intercambio. La experiencia existentes hasta el momento sobre este particular, especialmente referidas al caso de EE.UU. ratifican la importancia de la configuración de las condiciones de estos derechos de acceso ("wheeling acces"), lo que, por otra parte, constituirá si duda uno de los elementos fundamentales a la hora de determinar cualquier tipo de posibilidad de competencia dentro de la Unión Europea⁸.

Por otra parte, la segunda de las posibilidades de introducción de competencia en un sistema integrado verticalmente, sin proceder a una repentina desmembración del mismo, es la paulatina creación de un nuevo subsistema en su interior a través de la incorporación de productores independientes.

Este ha sido de hecho el procedimiento empleado extensivamente en un sistema fuertemente caracterizado por la existencia de múltiples franquicias de carácter local o regional como es el de EE.UU. La promulgación de la "Public Utilities Regulatory Act" (PURPA) de 1978, supuso la instauración de una serie de incentivos para el establecimiento de una nueva clase de pequeños generadores ("qualifyng facilities"), caracterizados por el uso de energías renovables o de métodos de cogeneración que se pretendían estimular como alternativa energética. El fuerte éxito de esta iniciativa en términos de nuevas incorporaciones al sistema, así como la necesidad de ordenar su evolución, introduciendo criterios de eficiencia en el mismo, dió lugar a su progresiva transformación, convirtiéndolo en un método para permitir la incorporación de productores independientes a través de licitación pública de nuevas capacidades. Esta reorientación culmina con la "Energy Policy Act" de 1992 que instaura de una forma definitiva este tipo de productores⁹.

De la experiencia del surgimiento y evolución del sistema independiente en EE.UU. caben extraerse algunas consecuencias de interés, por su posible aplicabilidad a

⁸Véase a este respecto Commission of the European Communities. Directorate-General for Competition(1990).

⁹Véase Gilbert,R. y Kahn,E (1993)

evoluciones de índole semejante. En primer lugar, el desarrollo de un subsistema independiente sobre la base de un sistema en franquicia privado, implica la necesidad de introducir un sistema de incentivos que hagan atractiva dicha incorporación para el detentador de la franquicia. El sistema seguido en el caso de EE.UU. ha sido una aplicación extensiva del principio de "coste evitado", según el cual los incrementos potenciales de eficiencia obtenidos a través de nuevas incorporaciones eran apropiados por los productores, no repercutiendo en los consumidores a través de descensos en las tarifas.

En segundo lugar, la aplicación de un sistema de licitaciones públicas para la elección de generadores, presenta ciertas dificultades dadas las diferencias potenciales entre las ofertas alternativas en términos de multitud de atributos potenciales tales como: tipo de combustible, características de la energía suministrada, flexibilidad de operación, gastos de mantenimiento, impacto medioambiental, etc. La inclusión de todas estas características junto al precio ofrecido, otorga un carácter multiatributo a la decisión final lo que la complejiza en gran medida. A pesar de estas dificultades, la experiencia parece mostrar que el empleo de un sistema de licitaciones para productores independientes constituye una solución potencial para la evolución de los sistemas integrados, permitiendo una paulatina introducción de un mayor grado de competencia potencial en los mismos.

En cualquier caso, las posibilidades teóricas de competencia son mayores en un sistema en el que exista una clara desintegración vertical entre las distintas fases del mismo, junto a la existencia de diversos generadores que actúen como potenciales rivales entre sí.

El grado de desintegración máximo de un sistema distinguiría entre los cuatro niveles constitutivos del mismo, como son la generación, transmisión, distribución y, finalmente, el suministro como actividad diferenciada de la red de distribución sobre la que se produce. La conveniencia o no de tal supuesto depende de la relación establecida entre las ventajas competitivas que tal sistema favorece y las posibles pérdidas de eficiencia derivadas del empleo del mecanismo de mercado en relaciones caracterizadas por un fuerte grado de integración vertical¹⁰. Veamos con un poco más de detalle la situación referida a cada una de las distintas fases.

La separación entre las dos primeras fases de generación y transmisión, y la constitución de un sistema independiente de transmisión, representa un aspecto clave para la consecución de una situación competitiva, ya que es la base más adecuada para asegurar un acceso en igualdad de condiciones de los distintos generadores en proceso de competencia para atender a una demanda determinada. Existen distintas posibilidades para sustentar esta conformación, pudiéndose dar la integración operacional de distintos sistemas de transmisión propiedad de las diferentes empresas generadoras, la instauración de un sistema único e independiente, o bien la conformación de un sistema único propiedad del conjunto de las empresa generadoras, con o sin participación del sector público.

¹⁰Véase Joskow, P. (1990a) y Joskow, P. (1990b).

Cualquiera que sea su conformación institucional, el carácter estratégico de la transmisión requiere de una regulación específica de la misma que, además de garantizar la mencionada igualdad de condiciones de acceso, establezca un sistema adecuado de tarificación de sus servicios y vigile la posible aparición de comportamientos estratégicos derivados de su poder de mercado en sus relaciones con los generadores¹¹.

La estructura y características de la tarificación es un aspecto muy importante dentro de dicha regulación, ya que constituye el modo de canalizar a través del sistema de precios la información que se compartiría en un sistema integrado verticalmente. Para ello es necesario incorporar información referida a dos dimensiones diferentes: por una parte, el grado de congestión ocasionado por la transacción considerada en las líneas existentes, medido, por ejemplo, por el nivel de pérdidas derivado por su contribución al grado de saturación de las mismas; por otra parte, las necesidades de capacidad derivadas de la transacción, dada su máxima intensidad en los momentos pico. La confluencia de ambos aspectos puede lograrse con una tarifa en dos partes en la que la parte variable captase el coste marginal en términos de congestión derivado del recorrido nocional o teórico de la transacción¹², mientras que la parte fija supusiera una referencia respecto a la capacidad máxima empleada. Un sistema de tarificación semejante constituiría un elemento básico referencial tanto respecto a la situación potencial de nuevas plantas de generación, como en cuanto a la necesidad de construcción de nuevas líneas.

La separación entre lo que constituye la red de distribución de baja tensión y el servicio de suministro a los demandantes finales sustentado sobre la misma, responde al objetivo de diferenciar entre dos funciones de índole cualitativamente distinta, monopolio natural la primera y potencialmente competitiva la segunda, favoreciendo de dicho modo un aumento del número de demandantes que actúan en el mercado. Al igual que en el caso de la transmisión, la existencia de un sistema de distribución desintegrado hace necesaria una regulación específica del mismo dirigida a similares objetivos: la garantía de un acceso en igualdad de condiciones para todos los potenciales suministradores -más importante aún en el caso de permitirse que el propietario de la red de distribución pueda compatibilizar su actuación con la de suministrador- la restricción del poder de mercado del propietario de la red en sus relaciones con los suministradores y, finalmente, la imposición de un sistema tarifario que recoja convenientemente los componentes de congestión y capacidad del sistema.

El suministrador, por su parte, se caracteriza, dada su función muy cercana a la de un mero intermediario, por un bajo nivel de valor añadido en relación a su precio de venta, lo que justifica, en general, un elevado nivel de repercusión ("pass-through") de sus costes totales, incluyendo generación, transmisión y distribución, en su precio de venta, aún cuando esto debería de depender de las condiciones competitivas de su mercado de

¹¹Véase Vickers, J. y Yarrow, G. (1991), pp 202-203.

¹²Como se ha mencionado anteriormente es imposible el determinar el recorrido específico de la electricidad dentro del sistema de transmisión. Para la determinación del precio de una transacción entre un nódulo de generación y un nódulo de carga se determinan trayectorias nocionales o teóricas que son sobre las que se aplican los precios de transmisión.

referencia.

Como se estableció en un principio la desintegración del sistema en sus distintas fases constitutivas tiene como objetivo, en último término, la sustitución de las relaciones institucionales y jerárquicas que implican una integración vertical por el funcionamiento de relaciones de mercado.

El mercado básico definido en dicho tipo de configuración es el que forman los generadores y los demandantes últimos del sistema, ya sean suministradores o grandes consumidores facultados para su acceso directo a tal mercado. En dicho tipo de mercado se intercambian las ofertas específicas de energía para cada tramo horario con los requerimientos formulados por los demandantes finales, resultando un precio de intercambio igual al coste marginal de la última de las ofertas consideradas para cubrir la demanda. A dicho precio, que refleja los que se pueden considerar como costes variables de producción del sistema, se le debe de añadir un termino adicional ligado con las condiciones de capacidad disponible¹³, dando lugar a un precio final que constituye el ingreso de los generadores. Sobre él se repercuten las tarifas reguladas de transmisión y, en el caso de un consumidor no conectado directamente a la red se alta tensión, de distribución lo que, junto al margen de suministro resulta en el precio final.

De forma paralela al mercado "spot" se puede configurar un mercado "forward" en el que se formulen contrato a largo plazo de opciones con objeto de llegar a un reparto de riesgos adecuado a las características y expectativas de los agentes que intervienen en el mercado.

El sistema paradigmático y referencial de este tipo de modelo es el introducido en Inglaterra y Gales en 1990 a raíz de la desintegración vertical y horizontal del "Central Electricity Generating Board". En cualquier caso, otros países han seguido ciertas evoluciones de carácter similar, aunque de menor intensidad y alcance.

En teoría un sistema desintegrado que siguiera las pautas anteriormente mencionadas, apoyado por una cierta labor centralizada en cuanto a elementos tales como seguridad, estabilidad y mantenimiento que podrían residir, por ejemplo, en la unidad encargada de la transmisión, podría, en principio, atender todas las acciones efectuadas por un sistema integrado. La falta de tiempo y de suficiente evidencia al respecto no permite, por el momento, el verificar el conjunto de esta hipótesis. En cualquier caso, además de constatar alguno de sus elementos positivos de la experiencia en cuanto a la reorganización productiva de las empresas resultantes de la desintegración, una actitud de mayor atención al consumidor por parte de los suministradores regionales y un descenso claro de precios para aquellos grandes demandantes que tienen acceso directo al mercado, la evidencia parece señalar el mantenimiento de algunas dificultades.

¹³El sistema "ad hoc" seguido en el modelo regulatorio británico es añadir al coste variable un termino adicional que refleja la diferencia entre un valor asignado por la posible pérdida de suministro y dicho coste variable, multiplicado todo ello por una probabilidad asignada de pérdida de suministro. El escaso fundamento de los valores empleados plantea dudas sobre su virtualidad para recoger la situación específica de capacidades.

De entre estas últimas quizá merezca resaltar dos dada su importancia para la evolución futura del sistema. En primer lugar, no está claro que el sistema empleado para incentivar los incrementos de capacidad, reflejen correctamente las condiciones de escasez presentes en el sistema, generando la inversión suficiente para atender a los incrementos futuros de demanda. En segundo lugar, la observación de la evolución de precios "spot" del mercado, especialmente en los últimos años, lleva a plantearse las condiciones de competencia generadas por la práctica situación de duopolio del sistema, sugiriendo la posibilidad de algún grado de colusión implícita, favorecida por la relación dinámica desarrollada entre las empresas en su larga y repetida competencia¹⁴. Las últimas iniciativas del regulador consiguiendo bajo amenaza de presentar el caso ante la "Monopoly and Merger Commission" un acuerdo de control de precios y de venta de parte de los activos de los dos principales competidores del mercado, National Power y PowerGen, con objeto de crear nuevos agentes en el mismo, parecen venir a confirmar este extremo.¹⁵

4 El caso español: Marco Legal Estable

A lo largo de los años ochenta, en el sector eléctrico español se desencadenaron una serie de acontecimientos que modificaron su estructura y fueron el germen de su actual conformación organizativa y regulatoria. Este proceso se inició en el año 1983, en el que gobierno y empresas del sector firmaron un acuerdo de colaboración que sentó las bases del futuro desarrollo del sistema y que se sustenta en los siguientes aspectos: una política tarifaria que garantice a las empresas una remuneración de los capitales invertidos, nacionalización de la red de alta tensión y revisión del Plan Energético Nacional.

Estos compromisos se fueron desarrollando a lo largo de los años siguientes. Así, en 1984, se implantó un nuevo sistema de compensaciones entre empresas como mecanismo de redistribución de ingresos entre compañías, en un marco de tarifa unificada para todo el territorio nacional, y teniendo en cuenta las diferencias en sus estructuras de generación. En relación con este sistema de compensaciones, y con el objetivo de conseguir un desarrollo estable y equilibrado en las empresas del sector, se formuló un primer acuerdo de intercambio de activos entre las principales empresas del sector en 1985, con objeto de equilibrar el balance entre producción y mercado de algunas empresas y de asegurar su estabilidad económico-financiera.

En 1985 se establece, también, de forma definitiva la explotación unificada del sistema con la creación de la sociedad estatal Red Eléctrica de España, S.A., cuyas funciones serán, a partir de dicho momento, la optimización de la explotación, mantenimiento de la red de alta tensión y realización de los intercambios internacionales de energía¹⁶.

¹⁴Véase Green, R.J. y D.M. Newbery (1992).

¹⁵"Financial Times", 12/2/1994

¹⁶Véase Beato, P. (1985)

El ordenamiento institucional del Sector Eléctrico quedó totalmente cerrado a finales de 1987 con la promulgación del Marco Legal Estable, conjunto de disposiciones normativas que sobre la base de las anteriores iniciativas configuran la actual estructura regulatoria económica del sector, y cuyas características serán comentadas e interpretadas más adelante.

Este largo proceso de reestructuración del sector eléctrico español parece haberse reactivado recientemente configurándose nuevos intercambios de activos entre empresas del sector, con objeto de reafirmar el objetivo de equilibrio económico-financiero formulado en la década anterior, elaborándose distintas propuestas de una ley de ordenación del sector que deberá constituir el punto de partida de una nueva etapa.

4.1 Situación actual: principios regulatorios básicos de funcionamiento del sistema

La industria eléctrica española en la actualidad, está conformada en su mayor parte (99%, excluyendo cooperativas y autogeneradores) por diez empresas privadas con capacidad de generación y distribución, y una empresa pública exclusivamente generadora (ENDESA). La transmisión ha sido separada de generación y es responsabilidad de Red Eléctrica de España (REE) que está participada por todas las grandes empresas del sector, siendo la mayoría de carácter público.

CUADRO 1

AÑO 1993	POTENCIA		PRODUCCIÓN	
HIDRÁULICA	13.859	(39%)	23.816	(17%)
NUCLEAR	7.400	(17%)	56.058	(39%)
CARBÓN	10.733	(25%)	61.661	(43%)
FUEL+GAS	7.944	(19%)	2.218	(1%)

Fuente: Red Eléctrica, 1994

Como puede comprobarse en el cuadro 1, el parque de generación presenta una gran diversificación en cuanto a las fuentes de energía primaria que abastecen a las centrales, en la que domina la producción de origen hidráulico, seguida por la térmica de carbón; el resto es repartido entre fuel/gas y los nueve grupos nucleares. Esta estructura de potencia difiere notablemente de la composición de la energía que con él se genera, que depende de las características de cada clase de equipo. Así, el funcionamiento del equipo hidráulico depende del nivel de agua de los embalses y se utiliza para rellenar las puntas de la curva de carga, el equipo nuclear funciona en base, el de carbón sigue la forma de la curva de carga, y el fuel/gas funciona únicamente para cubrir las incidencias o por razones de seguridad. Así, en el mismo año de referencia 1993, el 17% de producción eléctrica fue de origen hidráulico, frente a un 43% producido en grupos de carbón, y un 39% en centrales nucleares. El resto, 1%, fue aportado por fuel y gas natural.

Por lo que se refiere a la distribución, esta es responsabilidad de las mayores empresas privadas integradas verticalmente con generación, que también son responsables del suministro de distintas zonas geográficas en régimen de exclusividad territorial.

La regulación y ordenamiento jurídico del sector eléctrico español se basa actualmente en la ley 49/84, de 26 de diciembre, sobre explotación unificada del sector, y el Marco Legal Estable (MLE) fijado por R.D. 1538/1987, que regula el entorno económico en el que las empresas deben desarrollar su actividad, estableciendo el procedimiento de determinación de los ingresos de las empresas eléctricas.

Según dicho marco normativo el sector funciona como un sistema integrado en lo referente a la toma de decisiones importantes a corto y largo plazo. Estas últimas se toman desde una perspectiva global del sistema con objeto de captar todas las economías de escala, definiéndose las necesidades de capacidad de generación en el Plan Energético Nacional (PEN). El diseño y la capacidad de la red de transporte es realizado por REE. Por su parte, las decisiones de corto plazo se plasman en un despacho centralizado basado en costes marginales, gestionado por REE, que controla un "pool" centralizado de energía.

Como se ha mencionado en el apartado anterior, el objetivo general de un despacho centralizado es lograr una explotación unificada de los medios de generación disponibles que garanticen el suministro incurriendo en el mínimo coste. Dicha explotación trata de simular un mercado de competencia perfecta en generación en el que la oferta está constituida por la capacidad potencial de generación de cada una de las unidades del sistema, ordenada de forma creciente por su coste marginal de funcionamiento, y la demanda refleja las necesidades del conjunto de clientes conectados al sistema. En cada momento horario, el centro de explotación asigna por centrales la generación necesaria para cubrir la demanda existente, computando el número de unidades que componen la oferta y el coste marginal de las mismas.

En el caso español, la existencia de este proceso de explotación unificada con una estructura en la que conviven diferentes empresas integradas con generación y distribución, y una empresa (Endesa) especializada únicamente en generación, exige la realización de intercambios de energía, de tal forma que, en cada uno de los tramos horarios, la producción programada para las centrales de cada una de las empresas, más o menos la energía adquirida o cedida, coincida con la demanda.

Para la computación de estos intercambios de energía, cada hora se forma un "pool" con la energía sobrante de las empresas excedentarias a las que la programación ha asignado una producción en sus centrales que supera las necesidades de energía necesaria para cubrir la demanda de su mercado. A estos excedentes se les asigna el coste marginal de sus energías programadas más caras. Por otro lado, las empresas deficitarias obtienen del "pool" la energía que le falta para cubrir su mercado, computándose el precio del "pool" que coincidirá con el precio medio de las energías entregadas por las empresas excedentarias. Posteriormente, dado que pueden existir empresas con energías cuyo coste variable sea superior al medio del "pool", se supone que dichas empresas entregan a éste dichas energías a ese precio y la recompran al nuevo precio medio del "pool" resultante. Este proceso iterativo finaliza cuando ninguna empresa utiliza en la cobertura de su

demanda ninguna energía con un coste variable superior al del "pool".

Este mecanismo de valoración de intercambios facilita una asignación de los costes variables de generación entre cada una de las empresas que forman parte del sistema eléctrico. Esto permitirá la aplicación posterior del sistema de compensaciones de generación que requiere la identificación de los costes variables de generación en que incurre cada empresa para abastecer a su mercado.

4.2 Retribución de las empresas

La normativa que desarrolla todos los aspectos de la retribución de las empresas eléctricas se encuentra recogida en el MLE. A través del mismo, se conforma la metodología de cálculo del precio medio de venta de la energía eléctrica y la del sistema de compensaciones interempresas. El MLE tiene como objetivo garantizar la recuperación y retribución adecuadas de las inversiones realizadas, fomentar la eficiencia, reducir la incertidumbre y asegurar una tarifa compatible con un determinado nivel de calidad y seguridad.

El elemento fundamental del MLE lo constituyen los costes estándar, que son una valoración, determinada de forma común para todas las empresas, de los costes fijos y variables de generación y operación y mantenimiento, que vienen determinados por las características de las unidades de producción para las que son calculados. La remuneración de las empresas estará basada en estos costes estándar y no en costes reales, y cualquier diferencia entre ambos supondrá un beneficio o pérdida adicional para la empresa, quienes estarán incentivadas a disminuir sus costes reales tanto como sea posible. Esto convierte a los costes estándar en el elemento de incentivo clave para alcanzar la eficiencia productiva.

La premisa fundamental para la determinación del precio medio de la electricidad según la metodología del MLE, es que cubra exactamente el coste de servicio. Este coste de servicio es obtenido agregando todos los costes reconocidos, para todos los elementos y todas las empresas, obteniéndose unos costes para todo el sistema, y dividiéndolos por la demanda prevista. Este procedimiento asegura que, para el nivel de demanda previsto, los ingresos a nivel del sistema cubren los costes estándar incurridos por el sector para la prestación del servicio. Este conjunto de costes que conforman el total de gastos a incluir en la determinación del precio son: fijos de generación, que incluyen la amortización y retribución de los activos de generación; operación y mantenimiento, distinguiendo entre fijos y variables, según dependan de la potencia o de la producción; combustible; distribución, que incluyen la amortización de las inversiones realizadas, costes de explotación y los de gestión comercial; coste de estructura y capital circulante, que recogen los gastos no ligados a la función productiva o distributiva y gastos financieros de la cuenta de clientes; coste de Endesa, única productora; sistema de transporte materializados por REE; otros gastos (stock básico de uranio, moratoria nuclear, I+D).

Pero, al ser la tarifa única en todo el territorio, y dado que no todas las empresas

tienen un equipo de generación semejante (en tipos de combustible y antigüedad), ni tienen los mismos gastos de distribución debido a la diferente dispersión geográfica de su mercado, ni reciben los mismos ingresos por KWh vendido como consecuencia de los diferentes tipos de clientes a los que abastecen, no se garantiza para todas las empresas o subsistemas la cobertura de costes reconocidos con ingresos derivados de la tarifa. Esto significa que existirán empresas cuyos ingresos no cubrirán sus costes y otras con ingresos superiores a costes reconocidos.

Con objeto de asegurar a cada una de las empresas la recuperabilidad del coste estándar reconocido, se define un mecanismo de redistribución de ingresos y costes denominado compensaciones interempresas. Este mecanismo pretende igualar, por el lado de la generación, el coste unitario de generación de cada empresa (compensación de generación), y, por el lado del mercado, el ingreso medio de cada empresa con el ingreso medio del sistema (compensación de mercado).

La compensación de generación se calcula según la fórmula siguiente

$$Z_g^i = \left(CF_g^i + \frac{CV_g^i}{1+\pi} \right) - \frac{\sum (CF_g^i + CV_g^i) D_g^i}{\sum D_g^i} + \beta_i \frac{\pi}{1+\pi} \sum CV_g^i$$

donde:

CF_g^i : es el coste estándar fijo de generación

CV_g^i : es el coste estándar variable de generación

D_g^i : es la demanda de la empresa i en barras de central

π : porcentaje de costes variables que se detrae para premiar a las empresas con menores costes variables.

β_i : coeficiente de eficiencia en costes variables

que refleja la diferencia entre el coste medio de generación de la empresa y el coste medio de generación del sistema, multiplicado por la cuota de mercado de la empresa, mas un término que se puede interpretar como la cuota del subsistema i en el reparto del margen de generación según su nivel de eficiencia. Es decir, hay una parte del coste variable, que no participa en la compensación, que se reúne en un fondo (margen de generación) para su redistribución entre los subsistemas, en base a un coeficiente beta que trata de incentivar la eficiencia estándar del sistema, al ser inversamente proporcional a los costes variables.

El parámetro π se introduce con objeto de subsanar la distorsión generada con este sistema de compensaciones que penaliza las instalaciones más rentables. De esta forma se prima la gestión eficiente de aquellas empresas que contribuyan a reducir el coste de servicio.

Por su parte, la compensación de mercado engloba una compensación por los costes de distribución, y una compensación por ingresos de facturación y otros ingresos del

sistema. La primera se deriva del saldo de la diferencia

$$C_d - \frac{D_d}{\Sigma D_d} \Sigma C_d$$

donde C_d incluye los costes fijos del inmovilizado y de explotación de distribución, y de gestión comercial, y D_d corresponde a la demanda en barras de central a partir de los consumos reales en abonados.

Por su parte la compensación de ingresos surgen del saldo de la diferencia

$$I - \frac{D_d}{\Sigma D_d} \Sigma I$$

donde I recoge los ingresos netos de facturación y otros ingresos del subsistema

La compensación de mercado será, por tanto, la suma

$$Z_m^i = \left(\frac{D_d^i}{\Sigma D_d^i} \Sigma I^i - I^i \right) - \left(\frac{D_d^i}{\Sigma D_d^i} \Sigma C_d^i - C_d^i \right)$$

de tal forma que si el saldo es positivo significa que la empresa está recibiendo menos ingresos de los que realmente le corresponde respecto a la media del sector.

Con todo, los principios básicos que conforman el MLE pueden ser resumidos en el modelo elemental siguiente:

a) la administración determina para cada empresa, en función de su equipo de generación, un coste estándar CS .

b) cada empresa realiza su actividad de producción según las directrices emanadas de la empresa gestora de la explotación unificada, incurriendo en un coste C , y recibe de las ventas en su mercado unos ingresos R , obteniendo, por tanto, una ganancia bruta $GB = R - C$.

c) cada empresa recibe una transferencia (compensaciones) igual a la diferencia entre los costes estándar y sus ingresos (o paga esta diferencia si sus ingresos son superiores a los costes estándar): $T = CS - R$.

d) la ganancia neta recibida por cada empresa será:

$$GN = GB + T = (R - C) + (CS - R) = CS - C$$

El método de regulación supone que empresas cuyo objetivo era maximizar beneficios, se conviertan en maximizadoras de la diferencia entre costes estándar y costes reales; es decir, el sistema de transferencias (compensaciones) modifica su función objetivo. Respecto a la eficiencia productiva el sistema es, por tanto, favorable a la reducción de los costes de producción, puesto que todo descenso de los costes reales por debajo de los costes estándar se traduce en una ganancia para la empresa.

4.3 Interpretación: una mezcla de modelos organizativos

En principio, el sector eléctrico español funciona como un sistema integrado, presentando ciertos elementos que lo configuran como un modelo de integración vertical. Así, a corto plazo, las decisiones de producción son tomadas en un despacho centralizado que explota las unidades de generación con objeto de cubrir la demanda al mínimo coste. A largo plazo, las necesidades de generación son definidas desde una perspectiva global del sistema a través del Plan Energético Nacional.

Sin embargo, la estructura real del sistema se presenta desintegrada con una fase de transmisión desconectada de las fases de generación y distribución, y cuya gestión es ajena a los responsables de estas últimas fases. En este sentido poca relevancia tiene el hecho de que las fases de producción y distribución sean desarrolladas por las mismas empresas privadas presentes en la industria, dado que cualesquiera economías de integración que pudieran surgir pasarían por un control de la fase intermedia de transmisión, lo que no existe. Por ello, esta característica no incorpora ninguna contribución, desde el punto de vista de la eficiencia, al modelo de organización ya que complica la computación de los costes reales a cada una de las empresas, e incluso podría generar ineficiencia si pensamos en posibles comportamientos estratégicos por parte de las empresas integradas, tendentes a utilizar ventajas en alguna de las fases para situarse en posición privilegiada en la otra, o simplemente para incrementar beneficios.

Por lo que al esquema de regulación económica se refiere, el papel relevante es jugado por los costes estándar, elemento introducido por el regulador con objeto de ganar eficiencia productiva en un entorno de asimetrías informacionales. La garantía de recuperabilidad de estos costes estándar para cada subsistema con una tarifa unificada, donde el precio es independiente del lugar de residencia del consumidor, y en un marco heterogéneo en tecnología y mercado de las empresas participantes, es lo que obliga, tal y como hemos visto, al diseño de un mecanismo de redistribución y compensación interempresas.

Nos encontramos, por tanto, con una especie de híbrido que reúne características propias de un modelo de integración vertical y de un modelo desintegrado, aprovechando algunas ventajas del primero -eficiencia productiva conseguida con despacho centralizado-, pero inutilizando las economías propias de un sistema flexible desintegrado. En este sentido, caben destacarse algunos elementos susceptibles de consideración.

En primer lugar, la introducción de la figura de los costes estándar individualizados como referencia con la que deben competir las empresas, elimina cualquier posibilidad de competencia entre los agentes, que hubiera sido conseguida si dichos costes estándar dependiesen de algún indicador del funcionamiento medio del sector.

Esto significa que, a pesar de las apariencias más inmediatas y de las propuestas efectuadas en dicho sentido, se debería descartar cualquier intento de interpretar al modelo regulatorio inherente en el Marco Legal Estable como una especie de competencia

referencial¹⁷. De hecho, este último modelo, tal y como se formula en Shleifer, A. (1985), se caracteriza por hacer depender la evolución temporal de los ingresos de las empresas de la evolución de los costes medios del sector (excluida la empresa considerada), de forma que cualquier ganancia de eficiencia en el sector es traducida en una modificación de la referencia. En el caso español, sin embargo, el coste estándar es fijado para el año base por el regulador de forma "ad hoc", aún cuando se pretenda una cierta homogeneidad de criterios al intentar adoptar decisiones semejantes para unidades similares dentro del sector, evolucionando en años sucesivos a través de un índice explícito de precios en que participan tanto el índice de precios industriales como el índice de precios al consumo. Por ello, el coste estándar debiera ser interpretado, más bien, como un precio máximo ("price cap") que se actualiza periódicamente con el índice de precios, cuya evolución es independiente de la evolución de la eficiencia del sector, y que no tiene en cuenta los incrementos de productividad del mismo.

En segundo lugar, la ausencia de una vinculación individualizada entre la retribución de las empresas y los resultados netos (costes-ingresos) de sus mercados de referencia elimina cualquier incentivo a "least cost planing", es decir, a la introducción de programas de gestión de la demanda para adaptarla al equipo de generación existente, minimizando los costes necesarios para atenderla e incrementando, por tanto, la eficiencia productiva.

En tercer lugar, la existencia de un sistema desintegrado de transmisión, lo que representaría, tal y como se ha comentado en el apartado anterior, un elemento favorecedor de una posible competencia entre generadores al garantizar las condiciones de acceso igualitario entre los mismos, implica de hecho, en el sistema español, una posible ruptura informativa entre la generación y la distribución del sistema. La ausencia de un sistema establecido de tarificación de los servicios de transmisión contribuye a dicha ruptura, no proporcionando al propio operador del sistema ninguna señal económica sobre el grado de eficiencia del empleo de sus líneas y la conveniencia de nuevas inversiones dada la situación de capacidad de las mismas. De hecho, el presupuesto de costes de transmisión se incorpora directamente como un elemento de coste del sistema, sin estar, ni siquiera sometido al sistema de estandarización y no existiendo, por lo tanto, ningún tipo de incentivo retributivo para su gestión eficiente.

Por último, el mecanismo de costes estándar puede dar lugar a algún comportamiento por parte de las empresas totalmente contrario a los objetivos pretendidos por el regulador. Como ya hemos comentado, bajo este modelo de regulación la empresa desea maximizar la diferencia entre costes estándar y costes reales. La consecución del objetivo reduciendo los costes reales será bienvenida desde el punto de vista de bienestar. Sin embargo, la empresa también puede adoptar la estrategia simétrica de incrementar los costes estándar reconocidos. Y un elemento que considera el sistema que puede favorecer esta estrategia es el reconocimiento de las denominadas inversiones extraordinarias en inmovilizado, por lo que, si no existe un control riguroso de los mismos, podríamos llegar a una situación de sobreinversión, con unidades de generación "mejorando"

¹⁷Véase, por ejemplo, la mención realizada en dicho sentido en Laffont-Tirole (1993), pág. 86.

tecnológicamente por encima de lo esperado como óptimo¹⁸.

Otra posibilidad de incremento de los costes estándar pasaría por la renovación de los mismos. Obviamente, esto requeriría la negociación entre empresas y regulador, y el éxito de las primeras dependerá de su poder de negociación, lo que vendrá determinado por la relevancia económica de cada empresa. Debemos esperar, por tanto, una búsqueda por parte de las empresas de incrementar su importancia en el sector, y esto quizás explique, más allá de razones de economías de coordinación, el proceso de fusiones y absorciones ocurridas últimamente. Esta tendencia a la concentración creciente perjudica un posible funcionamiento competitivo futuro del sistema.

Finalmente, no debemos olvidar que todo incentivo a una reducción de costes, sin ningún control, puede transformarse en un problema de calidad. Debemos tener en cuenta que toda mejora de la calidad supone un incremento de los costes de producción, y por tanto, ningún productor a título individual tendrá incentivos a invertir en calidad si esta inversión no induce a una modificación simultánea de sus costes estándar.

La principal conclusión que puede ser extraída de este análisis es, por tanto, que el mecanismo de determinación y revisión de los costes estándar va a jugar papel fundamental en la toma de decisiones individuales y colectivas.

5. Conclusiones

De la caracterización del sector eléctrico en nuestro país se desprende su carácter híbrido, en el que se combinan rasgos de integración vertical y funcionamiento unificado, con otros de desintegración vertical y ciertos márgenes de competencia. El riesgo fundamental de este tipo de conformación es, como se ha comprobado, la posibilidad de no obtener totalmente las ventajas específicas de cada uno de estos dos sistemas, potenciando, sin embargo, sus costes.

El principal activo del sistema parece residir en las características de gestión de la oferta diaria a través de un sistema de despacho centralizado, que permite la minimización de costes para atender a una carga determinada.

La retribución de las empresas adopta la característica de un precio máximo ("price cap"), cuyo nivel de partida se estableció teniendo en cuenta criterios homogéneos entre las distintas empresas y cuya evolución viene fijada por un índice relacionado con la evolución de los precios interiores, sin considerar variaciones de productividad.

La perspectiva de dicho sistema como un caso de "competencia referencial", extendida y recogida en gran número de declaraciones y trabajos, parte de una

¹⁸Sería interesante el estudio de las mejoras de eficiencia que se han producido en sector tras la implantación del MLE, y confirmar esta tendencia.

interpretación muy discutible de los criterios comparativos seguidos en la determinación de los precios de referencia de las instalaciones de cada empresa, es decir, los denominados costes estándar, pero carece de fundamentos al no revisarse dichos precios según se modifica el nivel de costes de las empresas. Esto es, no existe competencia alguna entre las mismas, sino respecto a un límite máximo de precio establecido.

Las consecuencias y características de este sistema retributivo son similares a las derivadas en situaciones de precios máximos, confiriendo una gran importancia a los procesos de revisión de precios y al comportamiento estratégico de los agentes respecto a los mismos.

El principal pasivo del sistema, en cuanto a generación y distribución, parece consistir en la ausencia de referencias económicas respecto a la situación de capacidades y la articulación de procesos para sus expansión eficiente. En lo que respecta a transmisión, aún queda por ultimar su estatuto desintegrado dentro del sistema, articulando un nuevo sistema de precios adecuado para incentivar sus niveles de eficiencia y guiar sus decisiones de inversión.

Dada su conformación de carácter mixto, la evolución queda completamente abierta. Por una parte sería posible avanzar hacia mayores niveles de competencia a través de la desintegración vertical de la distribución y la delimitación de un sistema de demanda independiente compuesto por empresas distribuidoras y suministradores y grandes consumidores. Por otra parte, se podría mantener la situación actual e introducir nuevos agentes en generación por medio de licitación de nuevas capacidades de forma similar al surgimiento del sistema independiente en EE.UU. Esta solución no sería definitiva, quedando por establecer la situación competitiva de las capacidades actualmente existentes y el proceso de adaptación del sistema de demanda a la nueva organización.

Referencias

Beato,P. (1985), *"Nueva organización de la explotación del sistema eléctrico en España"*, Economía Industrial, Ministerio de Industria.

Berg,S. y J.Jeong (1991), *"An Evaluation of Incentive Regulation for Electric Utilities"*, Journal of Regulatory Economics, v.3,nº1, pp.45-56.

Commision of the European Communities. Directorate-General for Competition (1990), *"Costs and gains of open access in electricity"*, Final Report.

Christensen,L.R. y W.H.Greene (1976), *"Economies of Scale in U.S. Electric Power Generation"*, Journal of Political Economy 84, pp.655-676.

Gilbert,R. y E.Kahn (1993), *"Competition and institucional change in U.S. Electric Power Regulation"*, Universitywide Energy Research Group, PWP-011.

Green,R.J. y D.M.Newbery (1992), *"Competition in the British Electricity Spot Market"*, Journal of Political Economy 100(5), pp 929-53.

Haugland,T. (1994), *" The electricity sector in Europe. Towards a Decentralised or Centralised Structure?"*, International Association For Energy Economics: 17th Annual International Energy Conference, Stavager (Noruega).

Joskow,P. (1990b), *"The Performance of Long-Term Contracts: Futher Evidence from Coal Markets"*, Rand Journal of Economics, v.21, pp.251-274.

Joskow,P. (1990a), *"Vertical Integration and Long Term Contracts:The Case Cool Burning Electric Generating Plants"*, Journal of Law, Economics and Organization, v.1, pp.33-80.

Joskow,P.L. y R.Schmalensee (1986), *"Incentive Regulation for Electric Utilities"*, Yale Journal on Regulation, pp. 1-49.

Joskow,P.L. y R.Schmalensee (1983), *Markets for Power. An analysis of Electric Utility Desregulation*, The MIT Press.

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

Red Eléctrica (1994), *Planificación de la Explotación: Modelos y programas*, Curso de Especialización sobre el Sector Eléctrico, Master de Economía Industrial, Universidad Carlos III de Madrid.

Shleifer, A. (1985), "*A theory of yardstick competition*", *Rand Journal of Economics*, Vol. 16, nº3, pp. 319-327.

Unesa (1994), "*Competencia y regulación en el sector eléctrico*", Jornadas de Trabajo, Madrid.

Vickers, J. y G. Yarrow (1991), "*The British electricity experiment*", *Economic Policy*, nº12, pp. 187-232.