

Economía del Sector Eléctrico

SUMARIO: 1. INTRODUCCIÓN. 2. BALANCE ELÉCTRICO. 3. ESTRUCTURA EMPRESARIAL DEL SECTOR ELÉCTRICO. 4. REGULACIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO. 5. CAMBIO DE PARADIGMA: HACIA LA LIBERALIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL. 6. RESUMEN Y CONCLUSIONES. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

1. INTRODUCCIÓN

La industria eléctrica pone a disposición de la sociedad un servicio que le resulta indispensable para su forma de vida actual. El suministro de electricidad constituye un verdadero servicio público; el fluido eléctrico es un bien sin el cual ya no puede pasar ninguna empresa o familia.

Dentro de la industria eléctrica se observan cuatro fases: generación, transporte, distribución y comercialización. En el parque de generación o producción se agrupan todos los elementos de producción existentes, conectados entre sí y dispuestos para ese fin. La producción eléctrica tiene dos características importantes: por una parte, es simultánea con la demanda; por otra, hay una gran variedad de procesos que pueden abocar a la producción de energía eléctrica, cada uno con costes fijos y variables distintos y siendo distinta su posible utilización.

El parque de producción tiene unos costes fijos desde el momento en que existe, aun sin funcionar. Los costes variables se producen en el momento en que se inicia la producción, correspondiendo, básicamente, al combustible que se utiliza. Se pueden obtener economías haciendo que funcionen más tiempo las centrales con combustibles más baratos: en la base, las centrales hidráulicas de agua fluyente, en el escalón siguiente, las centrales nucleares; a continuación, las térmicas de carbón; después, las hidráulicas de embalse y, por último, las térmicas de combustibles líquidos y gaseosos y las de bombeo o turbina de gas [MARTÍ LLORENS (1997)].

Su energía será llevada a través de un conjunto de líneas eléctricas, calificables de transporte o de distribución según sus características, necesarias para llegar a cada uno de los usuarios. La red de transporte de energía eléctrica está constituida por las líneas, subestaciones, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones iguales o superiores a 220 KV y aquellas otras instalaciones, cualquiera que sea su tensión, que cumplan funciones de transporte e interconexión internacional y, en su caso, las interconexiones son los sistemas eléctricos españoles extrapeninsulares.

Por su parte, la distribución consiste en el conjunto de procesos técnicos y comerciales necesarios para recoger la energía generada por los productores desde la red de transporte y conducción hasta el consumidor final, en orden a satisfacer de forma rentable las necesidades de energía eléctrica de los clientes. Por último, la comercialización consiste en la venta a los usuarios y las actuaciones relativas a la medición de consumos, facturación, cobro y demás aspectos relacionados con el uso final de la energía eléctrica. La función comercial tiene como principal cometido el tratar de establecer la articulación necesaria entre el carácter industrial de las empresas eléctricas y su fin último de ofrecer bienes y servicios útiles para la sociedad.

En este trabajo se presenta una panorámica del sector eléctrico español en el período más reciente. Se analizan los diversos aspectos que componen su evolución: balance eléctrico, tarifas y proceso de concentración de las empresas con especial énfasis en los cambios regulatorios que se han producido en los últimos años.

2. BALANCE ELÉCTRICO

El modo más habitual de presentar la estructura global del sector energético es mediante el balance energético. Éste es el documento donde aparecen, por fuentes energéticas, las cifras de producción y de consumo y, por saldo entre ellas, las de autoabastecimiento (o de su inversa, la dependencia energética). Esas cifras globales que aparecen en los balances energéticos, sean de producción o de consumo (primario o final), se obtienen aplicando unos factores de conversión entre las distintas fuentes de energía con el fin de reducirlas a una unidad de medida común, sean toneladas equivalentes de petróleo o de carbón (TEP o TEC). El balance energético español se sustenta, en muy distinta proporción, en cinco fuentes primarias: carbón, petróleo, gas natural, energía hidráulica y nuclear. Éstas son características, en su caso, del presente e inmediato pasado del sector (el petróleo); en otros, de su pasado algo más lejano (el carbón y la hidráulica, en un segundo plano); y, en otros, de un futuro por ahora sólo pretendido o incluso aplazado (el gas natural) [JIMÉNEZ (1997)].

Para los últimos años el balance energético es el reflejado en el cuadro 1

CUADRO 1
BALANCE ENERGÉTICO ESPAÑOL

Fuentes energéticas	Consumo de energía primaria (kkETP)			Producción interior de energía primaria (KEPT)			Consumo de energía fina (KETP) ¹		
	1993	1995	1997	1993	1995	1997	1993	1995	1997
Carbón	18256	18519	17679	10431	9734	9473	3131	2702	2334
Petróleo	49709	54610	57395	874	652	305	42998	48952	50108
Gas natural	5829	7504	11057	615	537	155	5131	6650	8162
Nuclear	14609	14449	14411	14609	14229	14411			
Hidráulica	2145	1980	3064	2145	1980	3064			
Electricidad							11569	12462	13362
Otras Energías Renovables	3833	3710	3942	3833	3710	3942	3662	3487	3525
Totales	94381	100772	107548	32507	27132	27408	62829	70766	73966

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del MINER.

El sector energético español tiene una alta dependencia del petróleo, aunque en su perfil evolutivo se observa una cada vez menor participación de esta fuente primaria. Entre 1976 y 1985 se pasa del 76 al 56%, manteniéndose estable esa participación en los años siguientes. En 1997 el petróleo supone el 53,4% del consumo primario.

El grado de autoabastecimiento se sitúa en el 25,5% con una dramática dependencia de los hidrocarburos. Del 99,99% en el caso del petróleo y del 99,98% en el caso del gas natural. En el caso del carbón, aunque la dependencia exterior es mucho menor (46%), el producto nacional es de baja calidad térmica y su precio, político, es superior al del carbón procedente del exterior. Aunque el suministro de petróleo está asegurado, pues procede de distintos países de Oriente Medio y América Latina, al igual que ocurre con el gas procedente de Libia y Argelia, está sometido a los avatares de las variaciones de precios en los mercados internacionales, lo que trae consigo fuertes trastornos y variaciones en los precios de la mayoría de los productos.

Todas estas fuentes primarias de energía se utilizan para la generación de energía eléctrica. El sector eléctrico abastecía, en 1997, el 17,23% de la energía final consumida en España, con la importante característica, ya señalada anteriormente, de su difícil sustitución y de su condición de servicio básico para la sociedad en su conjunto. El balance eléctrico ha tenido una trayectoria cambiante que se ha estabilizado en los últimos años. En los años 40 y hasta bien entrados los

sesenta la mayoría de la electricidad producida era de procedencia hidroeléctrica. A partir de 1973 predomina la termoeléctrica clásica con una pequeña participación de la termoeléctrica nuclear. En la actualidad las proporciones son del 23,7% para la hidráulica, del 44,3% de la termoeléctrica clásica y del 32% de la nuclear con pocas posibilidades de variación. En el cuadro 2 se observa esta evolución.

CUADRO 2
PRODUCCIÓN ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Año	Hidroeléctrica	Termoeléctrica clásica	Termoeléctrica nuclear	Total
1940	3353	264		3617
1950	5017	1836		6853
1960	15625	2989		18614
1970	27959	27607	924	56490
1973	29524	40203	6545	76272
1980	30807	74490	5186	110483
1990	26184	71289	54268	151741
1995	24450	89199	55445	169094
1997	36642	96682	55490	188814

Fuente: Elaboración propia con datos del MINER.

3. ESTRUCTURA EMPRESARIAL DEL SECTOR ELÉCTRICO

Tres rasgos muy relacionados entre sí caracterizan la estructura empresarial del sector eléctrico español: a) la concentración, b) el grado de integración, y c) el origen del capital y el control [JIMÉNEZ (1997)].

En cuanto al grado de concentración, en la actualidad el mercado eléctrico está dominado por tres grupos. Endesa distribuye el 43% (66.607 Gwh) de la electricidad neta consumida en España, por su parte, Iberdrola representa el 30,1% de la producción nacional, siendo el otro gran grupo Unión Fenosa con un 13%, de manera que el índice de Hirschman-Herfindahl es de un 0,38 lo que indica un alto grado de concentración. Este alto grado de concentración se considera inevitable en el sector eléctrico dadas sus características de monopolio natural en las fases de transporte y distribución. En el transporte, la adecuada unificación permite establecer líneas de más elevada tensión, con trazados más lógicos, que permiten conexiones interzonales. En cuanto a la distribución, la concentración de la misma en una sola mano permite plantear las redes aéreas y subterráneas de modo mucho más racional y lógico, eliminando la duplicidad de ins-

talaciones que suponen despilfarro de recursos y evitando el fraude de energía [TAMAMES y RUEDA (1997)]. La agrupación en el sector se produce a través de UNESA constituida por las empresas que representan el 94,4% de la potencia instalada. El objeto social de UNESA consiste en «conjugar las producciones mediante programas de utilización de energía, construcción de interconexiones en los sistemas regionales, así como la difusión e intensificación de la utilización de la energía eléctrica en los núcleos de población». Estableciendo de esta forma un sistema de explotación conjunta del sistema eléctrico nacional.

Excepto para la red de alta tensión propiedad de la empresa estatal Red Eléctrica Española, existe una alta integración vertical en las demás fases. La estructura empresarial española ha sido tradicionalmente de monopolios regionales, con empresas, en gran parte, privadas que suministraban el servicio a determinadas regiones.

Aunque el capital de las compañías eléctricas ha sido tradicionalmente privado, excepto en el caso de Endesa, y con muchos pequeños accionistas, el control ha estado tradicionalmente en manos de grandes grupos financieros que, aunque con intereses comunes, han mantenido a los diferentes grupos eléctricos formando empresas separadas.

4. REGULACIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO

Tradicionalmente la industria eléctrica española ha estado configurada sobre la base de un modelo integrado de planificación, explotación y comercialización [FERNÁNDEZ DE LA BUELGA y otros (1995), JIMÉNEZ (1998)]. El proceso de localización y apertura de centrales de generación o fijación de precios de la electricidad ha estado reservado al regulador en el marco de la planificación energética nacional, de carácter plurianual [TAMAMES Y RUEDA (1997)]. El suministro eléctrico se ha considerado como un servicio público prestado en condiciones de monopolio, con garantía de franquicia territorial y fijación administrativa de los precios atendiendo, en el mejor de los casos, a los costes incurridos en proporcionar el servicio [PÉREZ ARRIAGA (1997)].

La regulación de las actividades eléctricas tenía por finalidad asegurar: a) la adecuación del suministro de energía eléctrica a las necesidades de los consumidores y b) la racionalización, eficiencia y optimización de los mismos, teniendo en cuenta los objetivos de política energética previstos en la planificación del Sistema Eléctrico Nacional. El regulador determinaba el método por el cual se cargaban a los clientes unos precios que cubrían los costes incurridos en el suministro del servicio, incluyendo una retribución adecuada de las inversiones.

Hasta la puesta en funcionamiento del marco legal y estable (MLE, 1988), el sistema de determinación de las tarifas eléctricas eran las tarifas tope unificadas (TTU) establecidas inicialmente en 1953, en las que se fijaba un precio base único por Kw/h para el consumo en cinco grupos distintos. Dada la diferente estructura de costes de las empresas del sistema era necesario un sistema de compensaciones, para lo que se crea la Oficina Liquidadora de Energía (OFILE) nutrida con los fondos recaudados con el recargo conocido como factor «r». En 1971 entra en vigor la fórmula binómica para la TTU. La tarifa es suma de dos conceptos, el sumando A imputado a la empresa vendedora y el complemento destinado a sufragar los gastos de OFICO (sustituta de OFILE). En este sistema los grupos generadores son remunerados por los costes incurridos: sus costes fijos (intereses y amortizaciones del capital invertido principalmente) y sus costes variables (combustible y costes de operación y mantenimiento). Estos costes se establecen *a priori* para establecer las tarifas y se adaptan *a posteriori* de acuerdo con la realidad. En 1988 entra en vigor el marco legal y estable que supone un nuevo método de determinación de las tarifas eléctricas, que asegura la cobertura de la totalidad de los costes de generación de Kw/h –tanto fijos como variables– y la adecuada retribución de los capitales invertidos en el sector.

El marco legal y estable tenía los siguientes objetivos:

- Proporcionar una referencia estable de los ingresos del Sistema Eléctrico.
- Reducir la incertidumbre de las empresas eléctricas y de los inversores.
- Incentivar la eficacia del Sistema Eléctrico.
- Dotar de la máxima estabilidad a la tarifa eléctrica.
- Permitir la recuperación del valor objetivo de las inversiones realizadas.

Las tarifas se determinaban anualmente mediante el cociente de los totalidades de los costes estándar, más recargos y externalidades, entre una estimación del número de Kw/h que van a ser demandados en el año. Así, los ingresos de las Compañías eléctricas se correspondían, no con la facturación a sus abonados, sino con el montante de sus costes estándar reconocidos. Éstos proporcionan ingresos a las Compañías eléctricas para afrontar los gastos financieros y la retribución de los capitales propios. El criterio de determinación de las tarifas en función de los costes estándar del sector supone un incentivo por el que la eficacia interna que proporciona costes reales inferiores a los costes estándar incrementará directamente los beneficios. Supone, en consecuencia, incentivar la utilización más eficiente de las fuentes energéticas, la asignación más correcta de los recursos y la eliminación de incerti-

dumbres sobre la evolución futura del sector. Dentro de las nuevas tarifas se previeron compensaciones para las diferencias en los costes de generación y, en su caso, de adquisición de energía para el abastecimiento de cada empresa o grupo de ellas y, asimismo, para compensar las diferencias de ingresos debidas a la distinta estructura de los mercados, teniendo en cuenta los costes imputables en cada caso. Ello equivale a modular el sistema de tarifa tope unificada.

Los fuertes incentivos introducidos por el MLE aumentaron la eficacia operativa entre 1987 y 1992. El consumo de combustible bajó un 8% con una reducción de las emisiones, la productividad de los empleados aumentó un 31% y la indisponibilidad programada disminuyó un 19, junto a ello se produjo un descenso, real, en los precios del 1,7% anual.

La Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional (LOSEN), aprobada al final del 94, confirma alguno de los rasgos principales del modelo eléctrico anterior: existencia de un sistema integrado al que se aplica el método de remuneración de las empresas eléctricas a través del reconocimiento de costes estándares contenido en el Marco Legal y Estable; criterios de planificación centralizada y explotación unificada de las instalaciones. Como novedad la LOSEN incorporaba la separación contable, en una primera fase, de las actividades de generación y distribución con separación jurídica a partir del 2000; introducción de un sistema independiente junto al sistema integrado y la creación de la Comisión del Sistema Eléctrico Nacional (CSEN), a la que se garantiza la independencia y profesionalidad y que puede introducir elementos de competitividad en el sistema y de objetividad en las decisiones administrativas. Sus principios regulatorios son: a) protección de los consumidores y ampliación de su capacidad de elección; b) competencia y liberalización; c) transparencia y regulación eficiente; d) seguridad y estabilidad; e) gradualidad; f) flexibilidad. En cuando a los aspectos de competencia, la LOSEN permitía abrir a la competencia la asignación de nuevas centrales de generación, así como la libertad de contratación del suministro entre ciertos clientes y generadores y la posibilidad de asignación de instalaciones de transporte y distribución en régimen de concurso.

Para PÉREZ REY (1997), el modelo de regulación de la LOSEN tiene las siguientes características:

- Establece un modelo de retribución de la generación de la electricidad basado en costes reconocidos frente a un modelo de retribución basado en la oferta, en la determinación de los precios horarios de la electricidad.
- Define un procedimiento de liquidación de la energía vendida a los consumidores y, por tanto, de los recursos recaudados, que permite a todos los operadores recuperar sus costes.

- Asegura un sistema de gestión fuertemente coordinada entre los diferentes operadores para transmitir a la tarifa las economías de escala que se pueden generar en sistemas eléctricos de gran talla.
- Apuesta por la especialización como base de la eficacia configurando un modelo horizontal en el cual los negocios de generación, transporte y distribución estarían contablemente separados, e incluso societariamente separados (antes del año 2000) para hacer transparente la aplicación de las rentas generadas por la tarifa en los negocios de generación, transporte y distribución.

Para algunos autores [FABRA UTRAY (1998)], la LOSEN se derogó sin ser aplicada «aunque contenía una profundísima experiencia de gestión del sistema eléctrico español, fructífera e innovadora, que contenía elementos explícitos de competitividad que hubieran podido garantizar la eficiencia del sistema y de las empresas eléctricas».

5. CAMBIO DE PARADIGMA: HACIA LA LIBERALIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL

La LOSEN propició el Protocolo para el Establecimiento de una nueva Regulación del Sistema Eléctrico Nacional de diciembre de 1996 (en adelante, Protocolo). Éste propone un cambio regulatorio cuyo propósito es propiciar una mayor liberalización del sector y una mayor competencia entre los operadores.

El Protocolo contiene tres propuestas destinadas a promover la competencia en generación: 1) fijación del precio de la electricidad en un mercado *spot* competitivo; b) libertad de establecimiento de centrales de generación; c) liberalización gradual del suministro eléctrico. El mercado *spot* en generación coexistirá con unos contratos bilaterales empleados por los agentes para protegerse frente a la volatilidad de los precios *spot*. En el mercado *spot* el precio se forma a través de la interacción de la Oferta y la Demanda. El Protocolo establece que a partir del 1 de enero de 1998 todos los grupos de generación disponible efectuarán sus ofertas (energía y precio) al operador de mercado, realizándose la programación y funcionamiento de los grupos de generación desde la oferta más baja hasta igualar la demanda.

La energía generada en cada período horario será retribuida al coste marginal del sistema eléctrico basado en la oferta realizada por el último grupo de generación cuya puesta en marcha haya sido necesaria para atender la demanda, al cual se añadirá un pago separado por capacidad y disponibilidad. Esta remuneración sustituyó a la basada en costes estándares del MLE.

En cada período horario, el coste marginal de generación del sistema será igual al coste variable del último grupo de generación necesario para satisfacer la demanda en el período que se considere. Esto sólo permite a las empresas recuperar parte de los costes reales de generación, el resto, que corresponde a las diferentes inversiones de generación realizadas en el marco de la política energética y regulatoria previas, sólo podrá ser recuperado mediante nuevas compensaciones regulatorias, los denominados costes de transición en términos del Protocolo, para mantener la estabilidad económica y financiera del sistema.

Estos costes de transición a la competencia (CTCs) se han determinado considerando sendas previsiones de ingresos, según que la retribución se efectuase de acuerdo con los costes estándares del MLE o con el nuevo mercado que se pretende establecer utilizando un precio de referencia de 6 pesetas Kw/h. La diferencia entre ambas previsiones reducida por un factor de eficacia que permitirá reducir la tarifa eléctrica en los próximos cinco años ha determinado los CTCs establecidos en el Protocolo. Cada grupo realizará ofertas que especificarán el precio al que está dispuesto a vender su producción.

Con el Protocolo se buscan dos importantes objetivos. Desde el lado de la oferta, un marco de competencia entre las distintas empresas eléctricas que en el futuro ya no tendrán asegurada la demanda por las inversiones efectuadas o por el territorio de influencia, sino por la eficacia mostrada en la contención de los costes; desde el lado de la demanda, es voluntad del Protocolo que los consumidores dejen de estar sometidos tanto al suministrador que les tocó en suerte en función del territorio como a la tarifa administrativa única, para lo que se prevé una progresiva liberalización de los precios y se otorga una mayor libertad de elección a los demandantes, aunque todo de forma muy gradual [PÉREZ REY (1997), GANDOLFI (1997), CUERDO MIR (1997) FABRA UTRAY (1998), UNESA (1999), MARÍN (1999) RIVERO TORRE (1999)].

La LOSEN de 1994 y el Protocolo de 1996 constituyen el punto de partida y la base para la Ley del Sistema Eléctrico (LSE), de noviembre de 1997. Según la propia Ley, el sistema se basa en la implantación de criterios de liberalización y competencia de manera compatible con la conservación del medio ambiente y la seguridad del suministro eléctrico al que se define como «esencial para el funcionamiento de nuestra sociedad». Se busca el paso de un sistema fuertemente intervenido por los poderes públicos a otro en el que las actividades fundamentales se realizan con criterios de mercado, sin otras limitaciones que las que imponen determinados factores técnicos, económicos y materiales al transporte y la distribución de electricidad.

La LSE adapta la normativa eléctrica española a la Directiva comunitaria sobre Normas Comunes para el Desarrollo del Mer-

cado Interior de la Electricidad de diciembre de 1996, que contiene unos objetivos y criterios mínimos de liberalización y competencia a los cuales los países comunitarios deberán ir adaptando sus legislaciones eléctricas. En esta Directiva se establece que, respetando el principio de subsidiariedad a la regulación eléctrica de cada país, los sistemas eléctricos en la UE deben configurarse como mercados competitivos y no discriminatorios; los Estados miembros pueden imponer obligaciones a sus empresas eléctricas en relación con la prestación de un servicio público (obligación de suministro) y la planificación a largo plazo, así como dar prioridad a la utilización de energías primarias autóctonas (carbón); las reglas de funcionamiento deben estar claramente definidas y ser transparentes, no discriminatorias y controlables; debe introducirse la competencia en la adjudicación de nuevas centrales; la empresa gestora de la red de transporte y de la explotación unificada debe ser independiente y evitar toda discriminación entre los diferentes usuarios de la red; las entidades gestoras de las redes de distribución deben ser independientes; debe existir separación contable entre los diferentes negocios eléctricos (generación, transporte, distribución, comercialización); debe existir posibilidad de elección para cada Estado miembro entre un sistema de acceso a las redes eléctricas negociado o de comprador único:

Según UNESA (1999), los elementos fundamentales del nuevo sistema eléctrico son los siguientes: a) libertad de construcción de nuevas centrales de generación de electricidad; b) competencia entre las empresas generadoras de electricidad en un mercado de producción basado en su sistema de oferta competitiva de compra y venta de energía; c) libertad progresiva de los consumidores para elegir el suministro que deseen y acordar con él el precio y las condiciones del Kw/h; d) libertad de comercialización de la electricidad; e) libertad de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad; f) libertad de comprar o vender electricidad a empresas y consumidores de otros países miembros de la Unión Europea.

El sistema establece un *pool* o mercado diario en el que se determinan, para cada hora, y una vez recibidas las ofertas de los productores, la entrada en funcionamiento de las instalaciones en función del precio al que hayan ofrecido su energía —es decir, dando prioridad de manera sucesiva a las que ofrecen la electricidad más barata— hasta cubrir la totalidad de la demanda del mercado. En cada período horario, el precio al que se paga la energía de todas las unidades que han funcionado es igual al de la oferta de venta de electricidad que haya sido realizada por la última unidad cuya selección haya resultado necesaria para atender la demanda prevista. Asimismo, las empresas generadoras, las distribuidoras, las comercializadoras y los «consumidores cualificados» pueden realizar ofertas de compra y energía (in-

cluyendo cantidad, precio máximo y período horario). Asimismo, son posibles contratos bilaterales físicos entre «consumidores cualificados», por un lado, y generadores de electricidad o agentes externos, por otro. Estos contratos deben tener una duración mínima de un año y deben ser comunicados al operador del mercado.

El sistema introduce la figura del operador del mercado, que está encargado de la «casación» de las ofertas y demandas en el mercado de producción de electricidad, y el operador del sistema, que está encargado de garantizar una correcta coordinación del sistema de producción y transporte de electricidad, a fin de asegurar la continuidad y la seguridad en el suministro de energía. El operador del mercado es una compañía mercantil independiente en la que ninguna empresa puede tener más del 10% del capital social, mientras que el operador del sistema es Red Eléctrica Española.

El regulador principal del sistema es el Ministerio de Industria y Energía, mientras que la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico vela por la competencia efectiva en el sistema y por su objetividad y transparencia.

Los precios se determinan de manera completamente diferente a la del MLE. En el caso de los consumidores cualificados su precio está compuesto por las siguientes rúbricas: el precio de mercado más la tarifa de acceso al mercado que cubre el coste del uso de las redes de transporte y distribución, los costes permanentes del sistema y los costes de diversificación y seguridad del abastecimiento. Por su parte, en el precio de los consumidores no cualificados se incluye el coste de producción de la energía eléctrica, que se determinará en función del precio medio previsto del Kw/h en el mercado de producción, los accesos y peajes por transporte y distribución de energía eléctrica, los «costes permanentes» del sistema y los «costes de diversificación y seguridad de abastecimiento». Entre los costes permanentes del sistema se incluyen los Costes de Transición a la Competencia (CTCs), a los que ya se ha hecho mención anteriormente. Los CTCs son costes que aparecen, o pueden aparecer, cuando un sistema eléctrico regulado pasa a un régimen de competencia o cuando coexisten en él diversas empresas eléctricas con regulaciones diferentes. Según la LSE, son costes derivados del tránsito de un sistema de retribución regulado a otro en el que la generación organiza su funcionamiento bajo el régimen de competencia. Calcula la retribución correspondiente como la diferencia existente entre los ingresos medios que hubieran obtenido a través de la tarifa eléctrica del anterior sistema intervenido –reducido en un 32,5% como contribución de dichas empresas a la implantación del nuevo sistema– y lo que se estima que obtendrán a través del modelo de retribución establecido en la Ley.

Los CTCs se han determinado considerando sendas previstas de ingresos, según que la retribución se efectuase de acuerdo con los cos-

tes estándares del MLE o con el nuevo mercado que se pretende establecer utilizando un precio de referencia de 6 pesetas Kw/h. La diferencia entre ambas previsiones, reducida por un factor de eficacia que permitirá reducir la tarifa eléctrica en los próximos cinco años, ha determinado los CTCs establecidos.

Se ha generado una amplia polémica en relación tanto al establecimiento de un *pool* como al pago de los costes de transición a la competencia.

Para algunos autores, dada la alta concentración del mercado, con el 75% en manos de dos empresas, el futuro es un monopolio desregulado. Por ello abogan por un desmembramiento de las empresas actuales, convirtiéndose en 14 ó 15 empresas que compitan en ese mercado. Otros argumentos caen del lado de la demanda, considerándose que el calendario por el que se regula el acceso a consumidor cualificado es demasiado rígido y debería disminuir las exigencias para ellos¹.

Los argumentos en contra de la recuperación de los CTCs parten del tratamiento privilegiado que obtendrían estas empresas, a diferencia de otras también reguladas anteriormente que han pasado a funcionar en libre competencia, como es el caso de las compañías petroleras o las de telecomunicaciones. Se considera que sus cotizaciones bursátiles ya reflejan la incertidumbre introducida por la evolución de la regulación hacia un sistema más competitivo, lo que se traduce en primas de riesgo más elevadas. Con lo que admitir la recuperación de los costes varados sería equivalente a remunerar dos veces a los accionistas de las empresas eléctricas. Sin embargo, este argumento se olvida de la limitación que existe sobre los beneficios obtenidos por las empresas reguladas, con lo que al introducir la competencia las empresas se verán expuestas a tasas de remuneración muy bajas, sin haber podido gozar de beneficios elevados anteriormente [GANDOLFI (1997)].

Otro argumento es que el pago de estos costes distorsionaría el funcionamiento de la competencia, subvencionando a los generadores más ineficientes. Para JOSKOW², sin embargo, la recuperación de los costes varados es perfectamente compatible con la competencia, ya que en un mercado competitivo las empresas toman sus decisiones en base a sus costes evitables, es decir, costes operativos y de inversiones futuras y los costes hundidos son irrelevantes para estas decisiones.

La utilización de factores de eficiencia y reducción de costes estándares para el cálculo de los costes de transición introduce la duda de si la reducción de tarifas acordada no hubiera sido posible dentro del

¹ Un cambio en este sentido se ha producido recientemente anunciándose por parte del MINER el libre acceso a la alta tensión a partir del 1 de julio de 2000.

² Citado por GANDOLFI (1997).

actual marco retributivo, dada la no necesidad de inversiones en generación durante los próximos años, la continua disminución de la tasa de retribución de los activos de generación y la decisión de la autoridad tarifaria de disminuir el valor de los costes estándares establecidos para incentivar la eficiencia.

Por último, la CNSE, en algunos escenarios económicamente factibles, considera que se tendría que hablar de ingresos de transición a la competencia que las empresas tendrían que pagar en lugar de cobrar.

El otro gran problema es la titulización, que hace irreversible el cobro, pues existe incertidumbre sobre la cuantía exacta de los CTCs, ya que todo cálculo depende de los supuestos más o menos acertados que se hagan hoy sobre la evolución de factores exógenos como la demanda o los tipos de interés.

Además de la posibilidad de contratación directa por parte de los consumidores cualificados lo que les permite conseguir mejores precios, el proceso de liberalización del mercado ha permitido la reducción de las tarifas que, en términos reales, han bajado un 14% en los tres últimos años.

6. RESUMEN Y CONCLUSIONES

La electricidad es una forma intermedia de energía de extraña naturaleza, a medio camino entre servicio, mercancía, producto e insumo, perfectamente homogénea y divisible *ad libitum*, que se obtiene a través de fuentes primarias tales como el carbón, el petróleo, las caídas de agua, la fisión nuclear, el gas natural, el viento, la luz solar, etc. Entre sus múltiples ventajas se cuentan su limpieza, fácil transporte y distribución y su divisibilidad casi ilimitada, constituyendo un vector de acumulación de energías tales como la hidroeléctrica, solar o eólica de difícil consumo directo.

Tanto el sector energético en general como el sector eléctrico en particular presentan una alta dependencia del petróleo y un bajo nivel de autoabastecimiento, en especial en lo que respecta a hidrocarburos. El avance producido en la utilización de la energía nuclear se ha visto demorado en los últimos años debido a la paralización de la producción en algunas centrales por mor de la moratoria nuclear y el posible desmantelamiento de algunas de ellas. Al margen de los peligros que plantea la nuclearización, esto posibilita una elevada dependencia de la producción termoeléctrica clásica, pues la hidroeléctrica está sujeta a los avatares de la mayor o menor lluvia caída en el año.

El sector eléctrico español ha pasado de una estructura casi monopolística regional a un alto grado de concentración con un mercado liderado por Endesa que distribuye el 43% de la electricidad neta consumida en España.

De un mercado altamente regulado, con planificación centralizada mediante los planes energéticos nacionales y tarifas unificadas, se está pasando paulatinamente a un mercado en el que se busca la máxima competencia y con la posibilidad de que determinados consumidores, los llamados «cualificados», tengan la posibilidad de acudir directamente al mercado o escoger su proveedor. Este proceso de liberalización va por delante del calendario previsto en la Directiva Comunitaria para el Desarrollo del Mercado Interior de Electricidad, de manera que para el año 2007 se espera que cualquier consumidor pueda escoger libremente su proveedor de electricidad.

Junto a la polémica provocada por los costes de transición a la competencia, lo cierto es que la paulatina liberalización del mercado ha permitido una bajada en las tarifas que, según fuentes de Unesa, han descendido un 20,3% entre 1988 y 1997. En un plazo más corto, en 1997 la reducción fue de un 3%, en 1998 de un 3,63%, mientras que en 1999 ha sido de un 2,5%, a lo que hay que sumar el 1,5% decidido recientemente por el Ministerio de Industria y Energía.

Con la liberalización del sector eléctrico, España se suma, con entusiasmo y no pocas críticas, a una tendencia que se está produciendo en la mayoría de los países del Norte de Europa, algunos Estados de Estados Unidos de Norteamérica y algunos Estados de Sudamérica que, en principio, parece que está produciendo resultados adecuados, aunque se critique la escasa entidad del mercado *spot* por el pequeño número de participantes y sea necesario el mantenimiento de un sistema de tarifa estándar para los consumidores no cualificados.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CUERDO MIR, M. (1997): «La Política Energética Española: De la Planificación al Mercado (con Arreglo a Protocolo)», *Economistas* n° 74, pp. 79-86.

FABRA UTRAY, J. (1998): «Ante el Mercado de la Electricidad». *Economistas* n° 77, pp. 72-78.

FERNÁNDEZ DE LA BUELGA, L., ESCANCIANO, L. y P. RIESGO (1995): «Cambios Regulatorios en el Sector Eléctrico e Implicaciones Estratégicas y Organizativas», *Economía Industrial* n° 302, pp. 87-97.

GANDOLFI, M. (1997): «El Protocolo y la Competencia en el Sistema Eléctrico Español», *Economistas* n° 74, pp. 73-78.

JIMÉNEZ, J. C. (1998): «El Sector Energético» en GARCÍA DELGADO, J. L. (director), *Lecciones de Economía Española*. Madrid. Editorial Civitas.

JOSKOW, P. (1996): «Does Stranded Cost Recovery Distort Competition?», *Electricity Journal*.

MARÍN, P. (1999): «Liberalización y Competencia en el Sector Eléctrico», *Economistas* n° 82, pp. 62-71.

MARTÍ LLORENS, J. (1997): «Economía Eléctrica», *Anales de Mecánica y Electricidad*, vol. LXXIV. Fascículo III, pp. 16-29.

PÉREZ ARRIAGA, I. (1997): «Fundamentos Teóricos de la Nueva Regulación Eléctrica», *Economía Industrial* n° 316, pp. 27-42.

PÉREZ REY, L. (1997): «Algunas Reflexiones sobre los Cambios Regulatorios en el Sector Eléctrico Español», *Economistas* n° 74, pp. 62-72.

RIVERO TORRE, P. (1999): *El Sector Eléctrico en 1998*. Unesa.

TAMAMES, R. y RUEDA, A. (1997): *Estructura Económica de España*. Alianza Universidad Textos. Madrid.

UNESA (1998): *Comparación de los Precios de la Electricidad de los Países de la Unión Europea*. Madrid.

UNESA (1999): *El Sector Eléctrico Español*. Madrid.

