

La aparición de los costes de transición a la competencia en la reestructuración de los sistemas eléctricos: el caso español

PEDRO CALERO PÉREZ*

La liberalización de los servicios públicos ha puesto de manifiesto la posibilidad de obtener importantes mejoras en la eficiencia con la que se desarrollan estos procesos productivos y con ello, del precio que los ciudadanos pagan por los mismos. Sin embargo, resulta difícil que se produzcan cambios sustanciales en el corto plazo, ya que debido a su importancia económica, la prudencia obliga a adoptar amplios períodos transitorios, de forma que los cambios se produzcan de forma gradual. Uno de los problemas que se abordan durante el período transitorio es la cuestión de los costes de transición a la competencia (CTC). En este trabajo, se pretende a partir del concepto económico de «costes varados» analizar las diferentes causas de los «costes de transición a la competencia» en el sector eléctrico. El trabajo analiza la incidencia de cada una de las categorías de «costes varados» sobre la materialización de los costes de transición a la competencia en el sector eléctrico español. Cabe destacar que el «mix» de tecnologías empleadas es uno de los factores claves a la hora de explicar las peculiaridades de cada país o sistema, así como, la moratoria nuclear que afectó a un grupo de centrales en construcción y que ha sustituido en España a procesos de desmantelamiento llevados a cabo en otros países.

Palabras clave: política industrial, gestión de la producción, costes de producción, costes de ajuste, industria eléctrica, monopolio, competencia, liberalización económica, reestructuración industrial, España.

Clasificación JEL: L50, L94, K21.

1. Introducción

Desde finales de los años ochenta, se han producido en un amplio número de países, un proceso transformación en los modelos de regulación e intervención pública en la economía. Este proceso tiene especial interés, cuan-

do recae sobre la provisión de unos de servicios considerados como básicos. Este sería el caso de los tradicionalmente denominados servicios públicos, y que abarca a sectores tan cruciales como telecomunicaciones, gas y energía en general, suministro de agua, o el eléctrico entre otros. Frente a modelos de regulación basados en la concesión exclusiva a empresas privadas o públicas, y que actuaban como monopolios territoriales, las nuevas pautas en la regulación buscan abrir a la competencia todos aquellos mercados donde ésta

* Departamento de Economía Aplicada. Universidad de Salamanca.

El autor agradece la financiación proporcionada por los proyectos de investigación CICYT SEC 97-1455 y JcyL Sa 68/96.



COLABORACIONES

pueda funcionar, mejorando los resultados de la regulación tradicional.

Puesto que la clave de muchos de estos procesos ha consistido en la eliminación de un gran número de trabas administrativas y burocráticas que impedían el establecimiento de nuevas empresas, en algunos trabajos se refieren a estos procesos con los términos *desregulación y liberalización*. Sin embargo, la complejidad de las actividades relacionadas con el suministro, algunas de las cuales continúan presentando características de monopolio natural, obliga a las autoridades a mantener una importante vigilancia sobre estos sectores. Para que se produzcan mejoras en la eficiencia no basta con modificar la normativa, sino que la nueva regulación de las mismas deberá abordar cuestiones como por ejemplo, la separación de actividades, acceso universal no discriminado a los mercados que se mantienen como monopolios, cambios en la misma estructura de los sectores liberalizados, etcétera. De ahí que inicialmente en la bibliografía anglosajona, y posteriormente en otros muchos países, haya tenido mayor éxito el concepto de reestructuración, que por su mayor amplitud define mejor lo que está sucediendo en estos mercados.

En el suministro de estos servicios concurren aspectos, tanto de tipo económico como social. El primero de ellos se refleja en su utilización en la mayoría de los procesos productivos. En segundo lugar, su consumo está asociado al nivel de vida de un país, lo que lleva al establecimiento de obligación de suministro universal. Además, tienen importantes repercusiones sobre magnitudes macroeconómicas como el nivel de precios, el empleo o la distribución de la renta. La misma regulación de éstos servicios se ha venido utilizando como una herramienta más de política económica (1). La liberalización y la competencia suponen también renunciar a una importante herramienta en la consecución de objetivos políticos y económicos.

(1) Un ejemplo reciente en nuestro país es el RD Ley 6/1999 de 16 de Abril sobre medidas urgentes de liberalización en incremento de la competencia, donde se utilizan los precios de algunos servicios públicos como herramienta para tratar de controlar un repunte en la inflación.

Las actividades relacionadas con el suministro eléctrico han sido tradicionalmente consideradas monopolios naturales, y por lo tanto, las empresas actuaban como monopolios territoriales, dentro del área geográfica de concesión. Sin embargo, a lo largo de los años ochenta, se producen importantes avances tecnológicos que provocan a su vez, un cambio en los planteamientos teóricos sobre la efectividad de los mecanismos de regulación tradicionales. Las causas principales de esta revisión son las siguientes (2): 1) se comienza a cuestionar las teorías sobre el origen y las fuentes de la regulación de los servicios públicos. 2) Se produce una revisión teórica y empírica de los mercados tradicionalmente considerados monopolios naturales, donde se constata la existencia de diferentes actividades necesarias para la prestación de estos servicios, de las que algunas son susceptibles de realizarse en competencia, y, por tanto, no reúnen las características de monopolio natural. 3) El problema de la falta de incentivos para el logro de resultados eficientes, cuando se establece administrativamente, la tasa de retorno que remunera la actividad (3). 4) Se corrobora el fracaso económico internacional, tanto de la regulación, como del modelo de titularidad pública de las empresas encargadas de la producción de estos servicios.

2. Justificación del cambio en el paradigma de la regulación eléctrica

Como ya hemos comentado, tradicionalmente se consideraba que los mercados relacionados con el suministro eléctrico se comportaban como monopolios naturales dentro de una determinada área geográfica. Por lo tanto, el mercado relevante, a efectos de medir el nivel de competencia en el mismo, estaría constituido por el sistema en el que legal, técnica, o económicamente pueden actuar un determinado grupo de empresas. Esto

(2) SMITH, V. L. (1996): «Regulatory Reform in the Electric Power Industry», *Regulation*, volumen 19, número 1, CATO Institute Washington.

(3) AVERCH, H. y JOHNSON, L. (1962): «The Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint», *American Economic Review*, número 52, páginas 1053-1069. Más reciente es el trabajo de LAFFONT, J. y TIROLE, J. (1993): *A Theory of Incentives in Procurement Regulation*, Cambridge Mass; MIT Press.



COLABORACIONES

puede llevar a la existencia de más de un sistema en un mismo país con un número importante de empresas, aunque éstas no competirían entre sí. Esta disposición se justificaba por la existencia de menores costes de transporte al disminuir la dimensión del mercado. Al disminuir el tamaño, para una misma escala mínima eficiente, estos mercados acaban convirtiéndose en monopolios naturales. La intervención del sector público tendrá como objetivo el trasladar estos ahorros a los consumidores garantizando la viabilidad de las empresas eléctricas. Para ello, utilizará instrumentos tales como la fijación de precios iguales a los costes medios (precio Ramsey), límites a la retribución a obtener por los capitales invertidos y el establecimiento de sistemas de *merit order* para determinar qué instalaciones debían entrar en funcionamiento para abastecer la demanda en cada momento. Todo ello con el objetivo de hacer mínimos los costes totales del sistema, y a su vez, generando incentivos suficientes para poder garantizar el suministro eléctrico en todo momento.

Sin embargo, las peculiares características del servicio eléctrico (4) hacen que el mercado de electricidad necesite de la casación en tiempo real de los datos de la oferta y la demanda eléctrica. El desarrollo y abaratamiento de los sistemas informáticos de tratamiento y transmisión de datos, permite gestionar de forma eficiente las decisiones de productores y consumidores de electricidad. A ello hay que unir la superación teórica del anterior modelo de regulación, aplicado a mercados como los de generación y comercialización de electricidad y que incluso se va a hacer notar en las actividades reguladas como el transporte y la distribución (5).

(4) Entre otras, se destaca el carácter no almacenable, la variabilidad de la demanda en el tiempo, las leyes físicas que rigen el transporte de la electricidad y los importantes costes económicos y sociales de las interrupciones en el suministro.

(5) Si bien la cuestión no es tan simple, ya que estas cuatro grandes funciones admiten a su vez nuevas divisiones, donde nuevamente tendremos que separar entre actividades reguladas y actividades potencialmente competitivas. De esta forma, dentro de la generación, que en principio estaría abierta al mercado, encontramos la llamada generación en régimen especial, donde la competencia sin más, no produce resultados aceptables en materias como el empleo de energías alternativas. Dentro de las actividades que son desarrolladas en régimen de monopolio, tenemos a su vez partes como la construcción de las redes, que son perfectamente com-

Aunque existe un importante consenso sobre los efectos beneficiosos que la aparición de la competencia tendrá sobre los mercados eléctricos, resulta más difícil su valoración e imputación a aspectos concretos. Esto tiene que ver con las importantes diferencias entre sistemas. Dependiendo del punto de partida, la varianza de los podrá ser muy importante. A modo de resumen podemos establecer como las principales fuentes en las reducciones de los costes, las siguientes (Cuadro 1 y Gráfico 1):

a) *Reducciones en los costes del combustible, de operación y mantenimiento, administrativos y generales.* La introducción de nuevas tecnologías con mayores niveles de eficiencia energética impulsará importantes ahorros en el coste del combustible. El Departamento de Energía norteamericano, estima el importe de este ahorro en unos 7.000 millones de dólares (algo más de 1 billón de pesetas). En cuanto a los gastos administrativos y generales, estos serán mayores en aquellos sistemas en los que la titularidad de las empresas ha sido eminentemente pública y ha llevado a cabo procesos de privatizaciones (6).

b) *Mayor eficiencia en el despacho.* Se produce al eliminar los efectos que la existencia de subsidios cruzados tienen sobre el consumo de electricidad. Si las señales de los precios están distorsionadas, los diferentes grupos de usuarios no perciben de forma correcta los costes causados al sistema. La competencia hace que los precios reflejen los verdaderos costes en que hay que incurrir para atender adecuadamente la demanda en cada momento de tiempo, de forma que se producen señales económicas eficientes para una mayor racionalización del consumo. Esto no significa abandonar las consideraciones de tipo redistributivo asociadas al suministro de estos servicios. Lo que se propugna es su financiación por

petitivas. Para un mayor detalle véase PEREZ ARRIAGA, J. I (1998): *Visión global del cambio en la regulación*. Documento de trabajo Dt003/98 de la Comisión Nacional de Sistema Eléctrico.

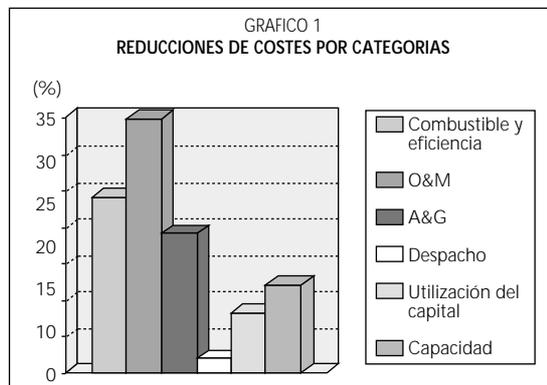
(6) Se puede observar como los salarios de los trabajadores de las empresas públicas suelen ser mayores que los de empresas privadas que realizan la misma actividad. Los mismos mecanismos de pago del sector público y en definitiva, todos aquellos aspectos que conllevan una posición en la negociación de los gestores públicos es menos estricta que la del sector privado.



COLABORACIONES

CUADRO 1 ORIGEN DEL AHORRO DE COSTES EN COMPETENCIA	
Costes del combustible y eficiencia energética.....	24 %
Gastos de operación y mantenimiento.....	34,8 %
Gastos administrativos y generales.....	19 %
Mejoras en el despacho de energía.....	2 %
Mejor utilización del capital.....	8,2 %
Reducción de las necesidades de capacidad.....	12 %
Total.....	100 %

Fuente: U.S. Departamento de Energía, IEA, y elaboración propia.



medio de instrumentos transparentes y que no produzcan distorsiones en el mercado.

c) Mayor eficiencia en el uso del capital.

Una de las herramientas de los modelos tradicionales de regulación, es la determinación administrativa de la tasa de retorno a obtener por los capitales invertidos en la actividad. El uso de este tipo de mecanismos es causa de varios comportamientos ineficientes. El primero de ellos, conocido como efecto *Averch-Johnson* ha sido objeto de un extenso tratamiento por la bibliografía económica. En cualquier caso, si la retribución garantizada por el regulador es mayor que la que ofrece el mercado, y, además, se garantiza la recuperación de todas las inversiones realizadas, esto trae consigo importantes incentivos para realizar inversiones más allá de lo económicamente eficiente.

d) Beneficios asociados a las nuevas oportunidades de negocio. Así, la gestión del riesgo asociado a la volatilidad de los precios en los mercados eléctricos, favorece la aparición de nuevos servicios con alto valor económico para los consumidores finales.

El listado anterior no pretende ser una relación exhaustiva. Sin embargo, para que los mercados de generación puedan funcionar de manera competitiva, no basta con llevar a cabo un proceso de desregulación en los mismos. En un entorno de empresas con alta integración vertical, la eliminación de las trabas legales para la entrada en el mercado, no generará cambios hacia un comportamiento más competitivo si no se garantizan otros aspectos tan básicos, como pueden ser el acceso no discriminado a las redes de transporte y distribución. Ante la posibilidad de competencia en la generación, los propietarios de las redes tenderían a establecer precios más elevados en las actividades en las que conti-

núan actuando como monopolistas y más bajos en aquellas abiertas a la competencia, produciéndose de esta forma subsidios cruzados entre empresas que producen como resultado la pérdida de competencia efectiva.

Son muchos los trabajos que afirman que el acceso no discriminado es condición básica para la aparición de competencia en los mercados de generación (7). La regulación en materia de redes se centra en dos aspectos para alcanzar sus objetivos: 1) La desintegración vertical de actividades, que arranca en la mera separación contable, hasta la exigencia de separación en la propiedad (8). 2) La fijación de tarifas de acceso a las redes transparentes y universales. El sistema debe reflejar los costes que se derivan de la actividad de transporte, a saber: de operación y mantenimiento, pérdidas de tensión y de congestión. Los sistemas de precios van desde los más simples portes (dividir el coste de la red entre la potencia transportada), portes por zonas, que permite incluir un criterio espacial y sistemas nodales (el precio de la energía en un punto o nodo (B) es igual al precio de la energía en el nodo anterior (A) más el coste del transporte de A-B). Un sistema basado en la separación vertical de la propiedad y en un sistema de precios nodales para el acceso a las redes, favorece la transparen-

(7) OECD&IEA (1999): *Electricity Market Reform: An IEA handbook*, París.

(8) El grado de separación de actividades exigido tiene bastante relación con la estructura de partida y las dificultades con las que el regulador se enfrenta para limitar el derecho a la propiedad privada en algunos sistemas eléctricos, sobre todo en los Estados Unidos, donde las fórmulas de separación en la propiedad se encuentra con serios problemas legales en la práctica.



COLABORACIONES

cia y la implantación de la competencia efectiva en los mercados (9). Sin embargo, las dificultades técnicas que entraña su aplicación, así como la incertidumbre que genera sobre los precios finales del transporte, han influido decisivamente para que el regulador se decante por otros sistemas más simples.

La competencia implica también cambios en la concentración y estructura empresarial existente. Veremos cómo los costes de transición a la competencia, sobre todo en la experiencia estadounidense, se condicionan al cumplimiento de planes de venta de activos de generación a terceros, previamente aprobados por el correspondiente organismo regulador. Asimismo, lo que ocurra en otros mercados relacionados, como aquellos que continúan realizándose en régimen de monopolio, o los de materias primas energéticas, tendrá importantes efectos sobre los resultados que a la postre puedan obtenerse de introducción de competencia en la venta de electricidad.

3. Los costes varados en la transición a la competencia del sector eléctrico

La anterior regulación del suministro eléctrico, se caracterizaba por la protección del sector de la posible competencia, a cambio del cumplimiento de unos «compromisos regulatorios» (10). Pese al papel que desempeñaban las tarifas reguladas a la hora de distribuir el excedente entre consumidores y productores, los precios se han alejado de los costes marginales a largo plazo. Por el contrario, sí se han mostrado eficaces a la hora de garantizar la creación de incentivos suficientes para la atracción de los grandes volúmenes de inversión necesarios en este sector, y de la consecución de una elevada garantía y calidad en el suministro.

Cuando una empresa que actúa en un sector como el eléctrico, posee un importante volumen

de inmovilizado, éste puede ser visto por los potenciales competidores de alguna de las siguientes formas:

a) *Costes hundidos*. Son aquellos costes fijos, de difícil recuperación en caso de abandono del mercado, que deben acometer todas aquellas empresas que deseen actuar en el mismo. Dado que los nuevos competidores deberán incurrir en ellos para poder llevar a cabo la actividad, éstos se comportan como una barrera económica a la entrada.

b) *Costes varados*. Son aquellos costes fijos, de difícil o imposible recuperación en el mercado en los que han incurrido las empresas establecidas y que los nuevos competidores no tienen que realizar. Por lo tanto, en presencia de costes varados las empresas establecidas se encuentran en una situación de desventaja en relación con los potenciales entrantes en el mercado (11).

Los costes varados se definen como el exceso de valor (o parte no amortizada de los «costes históricos», que queda pendiente en la contabilidad de las empresas y que no se va a poder recuperar) de los activos sobre su valor de mercado. Sus causas son múltiples y complejas, pudiendo deberse entre otros factores a un cambio en la tecnología productiva, o tener su origen en un cambio en la regulación (12). Supongamos que una empresa eléctrica se plantea la construcción de una planta de generación. Para simplificar supongamos que tenemos información perfecta sobre el tipo de interés en el futuro. Conocida la capacidad de la planta, los costes de generación y los ingresos que garantiza el actual contexto regulatorio, el valor presente descontado del flujo de ingresos netos futuros generados por esa planta será:

$$VR = \sum_{i=1}^n \frac{(IT_i^R - C_i)}{(1+r)^i}$$

(9) *Ibid*, páginas 61.

(10) Este compromiso se puede resumir básicamente en dos aspectos. El primero de ellos tiene que ver con el suministro universal del servicio, y el segundo, con la fijación pública de tarifas o precios, conforme a un criterio previamente establecido, que permita a las empresas poder prever la evolución futura de sus ingresos.

(11) BAUMOL, W.; JOSKOW, P. y KAHN A. E. (1995): «Transition from Regulation to Efficient Competition in Electric Power», *Industry Structure Monograph*, Series I. Edison Electric Institute.

(12) ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA, 1997): *The Changing Structure of the Electric Power Industry: An Update*, página 78.



COLABORACIONES

Donde:

VR: es el valor actual de los ingresos netos, entendiendo estos como la diferencia entre los ingresos totales que garantiza la regulación menos los costes variables. Si el mercado de capitales es perfecto, este sería también el precio máximo que una persona estaría dispuesta a pagar por la planta en el momento de su puesta en funcionamiento. Es el valor de la planta bajo regulación

IT^R: son los ingresos que el marco regulatorio garantiza, en condiciones normales de funcionamiento, a esa instalación.

C: son todos los costes variables, incluidos impuestos. Es la cantidad de que dispone la empresa para amortizar el inmovilizado así como para la retribución de los capitales invertidos en la planta.

r: es el tipo de interés que es conocido para el período de vida útil de la planta.

Siempre que el coste del activo fijo sea inferior a *VR*, significará que la rentabilidad de los capitales invertidos en la generación eléctrica es superior a la ofrecida por los activos financieros más seguros, que retribuyen al tipo de interés de mercado «*r*». Supongamos ahora que se liberaliza totalmente el sector, cuando solamente se ha procedido a amortizar la mitad del valor del activo. El valor de la planta ahora será:

$$VM = \sum_{i=n/2}^n \frac{(IT_i^m - C_i)}{(1+r)^i}$$

donde:

VM: es el valor de la planta en el mercado.

IT^m: son los ingresos que la empresa espera obtener por la venta de la electricidad en un mercado liberado.

A partir de aquí, pueden darse varias situaciones. La primera de ellas es que el valor de la empresa disminuya en competencia en relación con el valor de la misma bajo la anterior regulación *VR > VM*, pero el valor de la misma siga siendo superior a la cantidad pendiente de amortizar. La diferencia entre los ingresos esperados con la regulación y los que se espera obtener en el mercado, no constituyen en este caso costes vara-

dos (13), por lo que difícilmente se podría justificar su compensación. Lo que se observa aquí es un descenso en los beneficios como consecuencia de la mayor competencia del sector.

El otro caso es cuando *VR > VM < VC*, donde *VC* es el valor contable del activo. Los costes varados vienen dados por la diferencia entre *VC - VM*, esto es, la parte pendiente de amortizar que no se va a poder recuperar con los ingresos obtenidos por la venta de electricidad en el mercado. En cualquier caso, para cualquier *VM* positivo, la empresa estará en mejor situación si produce, que abandonando la actividad, ya que cubre los costes variables y parte de los fijos, mientras que si cierra, tendrá que afrontar pérdidas equivalentes a las cantidades pendientes de amortizar (14).

Relajando ligeramente los supuestos de partida, podremos afirmar que valor de los costes varados dependerá, en primer lugar del precio de la electricidad vendida en el mercado, cuando mayor sea este, menores serán los costes varados, y, cuando mayor sea la variabilidad de los mismos, más difícil será pronosticar su aparición.

En segundo lugar, el valor de la empresa, para unos ingresos esperados, depende del tipo de interés: cuanto menor sea este, mayor será el valor de la empresa y nuevamente, menores los tipos de interés. Por último, hemos asumido que la producción de electricidad es la misma en competencia que bajo regulación. Si asumimos precios más bajos tras la liberalización, la demanda final aumentará (dependiendo del valor de la elasticidad precio de la demanda), con lo que aumentarán los ingresos por la venta de electricidad. Además, bajo la regulación tradicional, la producción se determina según costes declarados para obtener la generación más económica. En el mercado, el valor de las ofertas presentadas al mismo, será el que determina que centrales son llamadas a producir en cada franja horaria, por lo que ofertas más bajas, incrementan la probabilidad de entrar en el despacho y por lo tanto de venta de electricidad.

(13) Activos varados son aquellas inversiones que dejan a la empresa instalada en el mercado en una situación de inferioridad con respecto a potenciales competidores, lo que no se da en este caso.

(14) MALONEY; McCORMICK & SAUER (1997).



COLABORACIONES

3.1. Categorías de costes varados

Vamos a tratar de identificar cuales son las principales categorías que dan lugar a la aparición de costes varados en los sistemas eléctricos. Estas no son excluyentes entre sí, de forma que podemos encontrarnos con la concurrencia de una o más, dependiendo de los diferentes sistemas. El cambio a un entorno más competitivo no afecta de la misma forma a los activos de generación que se hayan en funcionamiento dentro de un sistema eléctrico. Ello depende de factores tales como las características del activo, el tipo de regulación al que estaba sometido, la organización del mercado eléctrico a la que se pretende llegar tras la reestructuración y la forma en que se va a realizar la misma. Si bien, los costes varados, han hecho acto de aparición en los recientes procesos de liberalización de los mercados relacionados, el cambio del contexto legal en el que se va a llevar a cabo la actividad puede no ser la única causa que puede dar lugar a los mismos.

3.1.1. Plantas de generación o «activos varados» (15)

La normativa anterior a la liberalización, garantizaba a las empresas la recuperación de unos costes previamente fijados por el organismo regulador, normalmente de acuerdo con las empresas (16). Estos costes regulados tienden a ser iguales a los costes medios del sistema, eliminando por tanto, la incertidumbre sobre la retribución que iban a recibir las empresas y generando,

(15) Traducción de la expresión «stranded assets».

(16) Este es el caso del llamado Marco Legal Estable y la retribución de la electricidad en España. En el mismo, se establece la retribución a las empresas de los llamados «costes estándares», que viene a ser un cálculo de los costes medios de generación del sistema. La introducción de eficiencia se consigue por un lado, al hacer independiente la retribución por la electricidad generada de su coste real, lo que introduce claros incentivos a la reducción de costes, y por otro, mediante la evolución de la tarifa, conforme a una fórmula IPC-X, donde X viene a ser el componente de ganancias de eficiencia. En el caso de España, la vigencia del marco legal estable ha dado lugar a unas tarifas crecientes año tras año, hasta el llamado Protocolo para la reforma del sistema eléctrico. La regla para el cálculo de la evolución de la tarifa utiliza el promedio de los últimos cuatro años, con lo que la evolución de la misma es fácil de prever, siendo la tendencia creciente año a año.

al menos en teoría (17), incentivos a las empresas para reducir sus costes reales por debajo de los del sistema. En competencia en cambio, el mercado tiende a fijar un precio igual al coste marginal. Al representar los costes fijos un parte muy importante de los costes totales, el coste marginal a largo plazo se situará por debajo del coste medio. Por lo tanto, los costes varados serían la porción de costes fijos correspondientes a las instalaciones de generación, que no pueden ser recuperados por el libre funcionamiento del mercado. De esta forma, su importe definitivo dependerá decisivamente del grado de competencia efectiva que se produzca en el mercado (18), medida como la diferencia entre los costes marginales a largo plazo y los precios establecidos en el mismo. Cabe esperar que cuanto mayor sea el número de empresas que actúan en el mismo, más difícil será que los precios se separen del criterio competitivo (19).

3.1.2. Plazo de recuperación de las inversiones regulado o «activos regulados» (20)

Ya nos hemos referido a la importancia de los costes fijos en las actividades relacionadas con el suministro eléctrico, en concreto en generación. Si el mercado funciona libremente, en presencia de incertidumbre y ante la posibilidad de cambio tecnológico, los empresarios incorporarán en la tasa de retorno el peligro de obsolescencia técnica de las inversiones, car-



COLABORACIONES

(17) Ya que si las tarifas se revisan cada cierto periodo de tiempo, la actuación eficiente por parte de las empresas reduciendo sus costes, puede suponer menores ingresos para las empresas en el futuro. Los resultados finales dependen, entre otros factores, de la periodicidad y los mecanismos de revisión de las tarifas. Para un espléndido resumen de los incentivos de los diferentes mecanismos de regulación sobre la conducta del empresario, ver Lasheras (1999).

(18) De ahí que se hable en muchos casos de la necesidad de reestructurar como requisito previo para liberalizar, y no al revés. Entre otros PEREZ ARRIAGA (1997) afirma que «... es generalmente preciso comenzar modificando la estructura de organización y de propiedad en el sector antes de poder introducir mecanismos de competencia...», *Economía Industrial* (1997), volumen IV, número 316, páginas 28.

(19) KWOKA, John E. Jr. (1995): «Public Versus Private Ownership and Economic Performance: Evidence from de U.S. Electric Power Industry», *Discussion Paper Number 1712*. Harvard Institute of Economic Research. Harvard Massachusetts, Table 5.

(20) Traducción del término «regulatory assets».

gando sobre los primeros años la mayor parte de la amortización de los mismos. Esta prima por el riesgo puede llegar a tener un impacto muy importante sobre los costes de generación lo que a su vez, repercutirá en mayores precios de la electricidad.

Debido a la importancia que tienen la mayoría de los precios de los servicios públicos en el comportamiento de variables macroeconómicas como la inflación, y las importantes repercusiones sociales de los mismos, la anterior regulación tendía a prolongar en el tiempo, más allá de lo económicamente prudente, el plazo de recuperación de los activos de generación eléctrica. A cambio, se debería garantizar a las empresas la completa recuperación de sus inversiones en activos. De esta forma, el impacto sobre los precios de la necesidad de una mayor capacidad era menor, puesto que se trasladaba en el tiempo una parte importante de la amortización de los activos, así como se reducía la prima por el riesgo exigida para las inversiones en este tipo de inmovilizado. Un cambio en la regulación que no retribuya suficientemente inversiones para las que el regulador impuso un plazo de recuperación más extenso del que hubiera sido económicamente aconsejable, estará generando costes varados así como la obligación de compensar a estas empresas.



COLABORACIONES

3.1.3. Obligaciones impuestas por el regulador

Debido al carácter de servicio público, que tradicionalmente se le ha atribuido al suministro de electricidad, la realización del mismo comporta una serie de derechos y deberes para las empresas. Entre esos deberes, destacan el de suministro universal a un precio uniforme, así como el cumplimiento de unos mínimos de calidad en el suministro. Debido a la importancia económica del sector, el establecimiento de las tarifas eléctricas se ha sometido a fines como el control de la inflación o política medioambiental (21). Asimismo, dada la

importancia de la electricidad como input en otras actividades productivas, la anterior regulación solía utilizar importantes subsidios cruzados entre consumidores. A producirse la liberalización del sector, las nuevas empresas que accedan al mercado, libres del cumplimiento de este tipo de obligaciones, podrán ofertar precios más bajos. Incluso con costes similares tratarán de captar en primer lugar, a aquellos consumidores que por medio de tarifas más elevadas subsidian el cumplimiento de las obligaciones del servicio público. Es lo que se denomina el «descreme del mercado».

3.1.4. Contratos a largo plazo de adquisición de energía y materias primas

Los contratos a largo plazo, contribuyen a eliminar la incertidumbre sobre la evolución futura de los precios en los mercados de bienes o servicios objeto de los mismos. En el caso de los sectores regulados, donde las empresas pueden prever con bastante precisión la evolución de sus ingresos, este tipo de formulas, son bastante apreciadas. Los problemas pueden venir si cambian las normas de funcionamiento de forma que los contratos se convierten en causa de pérdidas. Esto puede suceder cuando los generadores firman contratos a largo plazo para garantizarse el suministro de materias primas energéticas. Estos contratos se encuentran muy relacionados con el precio que el productor de electricidad espera recibir por el producto final. En la regulación anterior, la evolución futura de los precios estaba en función de «los costes reconocidos a las empresas». Este hecho, permitía contratos a largo plazo, en los que predomina la garantía en el suministro de inputs energéticos, cuyos mercados suelen estar también regulados, o la compra de energía a productores independientes. Cuando se produce el cambio en la regulación y se introduce la competencia en los mercados, dado que el precio competitivo suele ser inferior al precio regulado, las empresas que firmaron estos contratos se ven en

(21) Esto se traduce en medidas como la obligación de comprar a un precio regulado, y superior al que fijaría el mercado competitivo, la electricidad producida con fuentes alternativas. Esta figura, muy importante en los Estados Unidos, por las obligaciones impuestas a las empresas por las PURPA de 1978 de

compra de energía, no han tenido prácticamente impacto en nuestro país debido al escaso desarrollo de los generadores independientes (no integrados verticalmente con empresas de distribución).

la imposibilidad de cumplirlos, salvo que se les compense por el mantenimiento o rescisión de los mismos (22).

La segunda de las categorías contractuales que da lugar a la aparición de costes varados, es la existencia de contratos de compra de energía eléctrica a largo plazo a productores independientes por parte de las compañías de servicio público. Ello se debe a las obligaciones que la anterior regulación impone a las compañías de servicio público, tanto en materia de suministro universal, garantía de suministro, favorecen el uso de energías alternativas, mejora de la eficiencia del sistema, etcétera. El cambio a un entorno de competencia exige que todos aquellos que intervienen en el mercado lo puedan hacer en igualdad de condiciones. Si debido a la existencia de contratos de adquisición de energía a largo plazo, las compañías de servicio público están obligadas a comprar electricidad a un precio superior al que podrían obtener acudiendo al mercado, éstas se encuentran en una clara situación de desventaja frente a los potenciales competidores.

3.1.5. Desmantelamiento de plantas

Muy similar a la primera de las categorías expuestas o «activos varados», con la peculiaridad de que en este caso, las plantas no son viables en competencia, debiendo proceder a su desmantelamiento. Tiene su origen en la preocupación por la diversificación de las fuentes de materias primas energéticas y el establecimiento de objetivos en materia de autoabastecimiento energético. Ello hizo que durante los años sesen-

(22) Los mercados de inputs energéticos y la regulación existente sobre los mismos es fundamental para entender los cambios en el sector eléctrico, así como para la obtención de los beneficios en forma de precios más bajos de la electricidad que se esperan de la mayor liberalización de los mercados. Si el mercado, por ejemplo, de gas natural, se mantiene en régimen de monopolio y sometido a una estricta regulación que tiende a mantener los precios de este producto elevados, las nuevas tecnologías que emplean este combustible para la producción de electricidad pueden no resultar rentables debido a los elevados costes de la materia prima. En este caso, la liberalización de los mercados de generación de electricidad, no tiene porque conducir a una mayor competencia, ya que las empresas carecen de incentivos para introducirse en el mercado, por lo tanto, la situación antes y después, no tiene porque variar sustancialmente.

ta y principalmente los setenta, muchos países decidieron acometer programas de construcción de nuevas centrales nucleares. El problema es que estos objetivos se planearon, en multitud de ocasiones, sin tener en cuenta dos variables sumamente relevantes: la primera de ellas tenía que ver con la evolución del coste de las materias primas para la producción de electricidad. Los impactos de las crisis energéticas y las subidas de los precios del petróleo derivadas de las mismas, situaba a algunas energías alternativas en condiciones de utilización rentable. Sin embargo, esa rentabilidad estaba condicionada al mantenimiento de los precios en niveles cercanos a los alcanzados durante las crisis. Además, el cambio tecnológico en la generación de electricidad trajo nuevas tecnologías que mejoraban la eficiencia energética de las centrales (23), lo que permitía competir en el sector de la generación sin necesidad de incurrir en elevados costes. A ello hay que añadir el hecho de que la mayoría de países que llevaron a cabo programas nucleares, se encontraban con una situación de exceso de capacidad (24) importante. Los efectos sobre la demanda de las crisis económicas, se traducen en un crecimiento de la misma muy por debajo de las expectativas, debido sobre todo, al descenso de la actividad industrial. La unión de ambos factores (además de los problemas asociados al tratamiento de los resi-

(23) ALVAREZ PELEGRY, E. (1997): *Economía industrial del Sector Eléctrico: Estructura y Regulación*, Ed. Cívitas. Madrid, páginas 105 y siguientes. El concepto de eficiencia energética es un porcentaje que ofrece una medida del ratio al que el combustible se transforma en electricidad. Mayores niveles de eficiencia energética significan menor input por kw/h suministrado, y por tanto menor coste. Se estima que el grado de eficiencia para las nuevas centrales de carbón se sitúa en porcentajes en torno al 40-46 por 100. Las nuevas centrales de gas alcanzan el 57-60 por 100. No se espera en el corto y medio plazo ganancias sustanciales en el grado de eficiencia en la generación con lo que las mayores fuentes de reducción en los costes estarán en la mejora en la distribución que es donde actualmente se producen mayores pérdidas.

(24) La existencia de una cierta capacidad de generación excedente, es requisito imprescindible para garantizar la seguridad en el suministro, incluso en aquellas situaciones en las que la demanda se sitúa por encima de los niveles máximos previstos. El objetivo debe ser hacer mínimo este exceso, aunque su tamaño variará en función de los distintos sistemas, la composición del parque de generación, la tecnología o las materias primas empleadas. Más allá de este mínimo, las inversiones en capacidad adicional para el sistema se podrían considerar ineficientes.



COLABORACIONES

duos nucleares) provoca un freno y posterior marcha atrás en algunos programas nucleares de los que nuestro país es un buen exponente.

Si se va a proceder a la amortización anticipada de instalaciones de generación (básicamente nucleares), las empresas van a incurrir en importantes pérdidas, ya que no han podido llevar a cabo la totalidad de la amortización de unas instalaciones con grandes costes fijos. En el caso español, con la denominada moratoria nuclear, el importe a recuperar por los propietarios es la totalidad de las inversiones realizadas hasta el momento, ya que las centrales objeto de la moratoria, ni tan siquiera llegaron a entrar en funcionamiento.

Así pues, la nota común a las diferentes categorías de costes varados, está en suponer una pérdida para aquellas empresas que las soportan y cuya recuperación no está garantizada por el mercado. Puede ser debido a cambios de tipo tecnológico regulatorio, o por cambios en los precios de los inputs (ponderados por su eficiencia energética). Estas causas que no son excluyentes entre sí, aunque nuestro interés se centre en aquellos costes varados cuya causa es un cambio en la regulación. Más concretamente, cuando se decide introducir criterios competitivos en lugar de la fijación administrativa de la remuneración a percibir por la producción de electricidad.



COLABORACIONES

4. Los costes de transición a la competencia en España

Las categorías anteriormente expuestas, son identificables en el proceso de transición a la competencia en nuestro país. El problema es que en muchas ocasiones, sobre un mismo activo o una misma empresa concurren de forma simultánea, lo que dificulta una valoración concreta acerca de la importancia de cada una de ellas. A pesar de ello, trataremos de hacer un breve repaso de cada una de ellas, aunque sin ofrecer datos o valoraciones concretas.

a) *Activos varados*. Las empresas acogidas al marco retributivo establecido por el Real Decreto 1538/1987 de 11 de diciembre, establece en su exposición de motivos así como en su articulado,

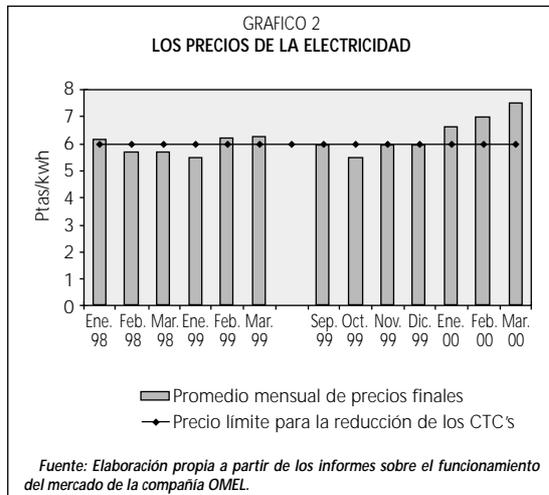
el principio de recuperación de las inversiones en activos a lo largo de su vida útil. Para ello, la tarifa eléctrica debe integrar todos los costes del servicio, incluida la amortización del valor actualizado bruto estándar y la retribución del mismo. Por lo tanto, dentro del coste del inmovilizado se recoge, no sólo la amortización, sino también el derecho a obtener por los capitales invertidos una retribución que se determinará conforme a las normas establecidas en el capítulo IV del citado decreto ley.

En este contexto, los costes de generación calculados para las compañías acogidas al RD fueron de 8,69 ptas/Kwh para 1996 y de 7,90 para 1997. La Memoria Económica del Proyecto de Ley de Sector Eléctrico, establecía un coste de generación teórico, que sería el fijado por las empresas que pueden acceder en condiciones competitivas al mercado, de 5,95 ptas/Kwh (25). Al ser este precio insuficiente para cubrir los costes de generación para estas instalaciones, lo que dejaría a las empresas en situación de desventaja frente a potenciales competidores, estos activos reciben la calificación de varados.

Hay que hacer algunas puntualizaciones importantes. El riesgo de que un activo fijo, ante cambios bien en la regulación, bien de otro tipo en la actividad realizada, pueda quedar como varado, es inherente a la actividad empresarial. Por lo tanto, sólo hablaremos de activos varados como causantes de costes de transición a la competencia, al referirnos a los acogidos al decreto que determina la tarifa de las empresas gestoras del servicio.

En segundo lugar, la existencia de procesos de liberalización, no son suficientes para que aparezcan costes varados. Se supone que en competencia los precios son más bajos y por lo tanto, las empresas son incapaces de recuperar las inversiones realizadas en el pasado. Sin embargo, si como consecuencia del funcionamiento del mercado, no

(25) El análisis detallado del coste de este parque teórico se recoge en el capítulo 6.1 de la Memoria Económica del Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico. La Ley del Sector Eléctrico da por buenos estos valores a la hora de calcular los costes de transición a la competencia como la diferencia entre los ingresos del mercado y los ingresos reconocidos por el régimen regulatorio anterior.



se dan precios más bajos, el importe de los costes varados se verá reducido proporcionalmente, pudiendo incluso desaparecer. En nuestro país, la normativa recoge el límite de 6 ptas/Kwh como umbral a partir del cual los costes de transición a la competencia se reducen.

Si uno observa el funcionamiento del mercado, en los últimos meses el precio fijado por el mercado ha superado con creces el umbral de las 6 ptas/kwh. Los argumentos para explicar este suceso difieren. Las empresas justifican este aumento por el incremento de la demanda en lo que va de año que ha crecido un 8,3 por 100 en los tres primeros meses del año 2000, en relación con el mismo período en el año anterior. Para cubrir esa demanda han tenido que utilizarse tecnologías más caras, como antiguas centrales de fuel, lo que aumenta el precio final. Examinando los datos de producción y demanda para los tres primeros meses del año (26), el aumento en la demanda ha sido cubierto principalmente con un aumento en la producción hidroeléctrica, que ha aumentado un 21 por 100, y nuclear (18,2 por 100), mientras que la térmica ha disminuido su peso en relación con el mismo período para el año 1999. (-2,8 por 100) (27).

(26) UNESA. Coyuntura Eléctrica. Producción y demanda de electricidad (1 de enero al 31 de marzo de 2000).

(27) Esto no significa que el argumento no sea válido, ya que una misma producción total, puede obedecer a un perfil de la demanda distinto. Puesto que el mercado fija el precio en el margen, una reducción de la demanda en base y un aumento en punta provocarían un aumento del precio sin que varíe sustancialmente la demanda total.

Otra explicación puede venir de la incertidumbre que rodea a la solución definitiva del problema de los costes de transición. Hasta ahora, un aumento en los precios no suponía una variación en los ingresos de las empresas ya que esto se traduciría en una reducción de la retribución fija de las empresas (28), al reducirse los costes de transición. Si definitivamente, en Bruselas se reduce la cantidad máxima que pueden recibir por este concepto, las empresas, en un mercado de duopolio con imposibilidad práctica de competencia, tienen incentivos a elevar el precio para compensar el descenso de ingresos esperados.

El último apunte tiene que ver con la influencia de los costes de transición sobre los resultados del mercado. La incertidumbre o certeza acerca del volumen de ingresos que las empresas esperan obtener por venta de energía eléctrica, favorecerá la aparición de comportamientos estratégicos, que pueden separar los precios de los verdaderos costes marginales a largo plazo.

b) *Activos «regulados»*. Ante la posibilidad de cambio tecnológico, es aconsejable que la amortización de un activo sea más intensa al principio de su vida útil. Esto supone una elevación de los precios finales, y en sectores como el eléctrico, repercutir negativamente en la tasa de inflación (29). Por ello, el artículo 14 del RD 1538/1987, establece que el período de vida útil, así como el procedimiento de cálculo de la amortización de los diferentes activos a efectos de la determinación de la tarifa eléctrica, se hará por Orden Ministerial. La importancia de este apartado se obtiene observando la evolución del perfil de la inversiones en instalaciones, que en nuestro país alcanza su cenit en el período 1981-1985, con un promedio anual de inversiones en torno al 1,2 billones de pesetas (30), frente al los 250-300



COLABORACIONES

(28) Informe sobre los resultados de las liquidaciones: Liquidación 13 de 1999 y verificaciones practicadas. Período de Facturación: desde el 1 de enero de 1999 al 31 de enero de 2000. Dirección de Energía Eléctrica.

(29) UNESA. Incidencia de las variaciones en la tarifa eléctrica sobre el IPC. Se estima que un aumento en la tarifa eléctrica de un 1 por 100, tiene una incidencia en el IPC que oscila entre un 0,043-0,067 por 100. Este estudio está realizado a partir de tablas input-output del año 1993.

(30) UNESA. Memorias Económicas.

mil millones en el período 94-98. Para tratar de evitar un impacto elevado de los costes fijos sobre las tarifas, garantizando a su vez la estabilidad económica financiera de las empresas, el «Marco Legal Estable» consagra el principio de recuperación de las inversiones a lo largo de toda la vida útil de la instalación. Este hecho provoca que el volumen pendiente de amortizar, en el momento en que se produce el cambio en la regulación, pueda ser superior al que existiría en caso de haberse aplicado exclusivamente, criterios de prudencia económica.

c) *Obligaciones impuestas por el regulador.*

En nuestro país, como en la mayoría de los sistemas, esto se ha traducido en la obligación de suministro universal, a los mismos precios dentro de un mismo grupo de consumidores. Por lo tanto, la tarifa encierra una importante estructura de subsidios cruzados, ya que el coste del suministro varía tanto de unos consumidores a otros, como atendiendo a criterios territoriales. Cuando se incorporan nuevos productores en competencia, éstos se dirigirán a aquellos grupos de consumidores que pagan precios más altos al estar subsidiando a otros, de forma que las empresas reguladas perderán los ingresos con los que financiaban las obligaciones de suministro universal a precios uniformes. A este hecho se le denomina «descreme del mercado». En nuestro país, la Ley del Sector Eléctrico prevé una apertura progresiva del mercado (31), si bien hasta el momento, la mayoría de los consumidores elegibles optan por mantener el suministro a tarifa. De aquí podemos extraer la importancia de las tarifas por consumo doméstico en la estructura de subsidios cruzados, así como los problemas derivados de la incertidumbre y la volatilidad a la hora de acudir a los mercados. En conclusión, un aumento del ritmo de liberalización del mercado, puede causar un «descreme» del mercado que puede poner en peligro la estabilidad económico-financiera de las empresas de servicios públicos, si no se les compensa económicamente.

(31) Desde octubre de 1999 el límite se sitúa en consumos superiores a 1Gw/h por punto de consumo, lo que representa una apertura del 40 por 100 del mercado.

d) *Los costes de transición derivados de la retribución para centrales de carbón garantizado.* Dadas las especiales características, tanto de las actividades relacionadas con la extracción y explotación del carbón nacional, así como de las centrales que lo emplean como combustible (32), el proceso de liberalización del mercado debería compaginar dos objetivos aparentemente contradictorios: garantizar el cumplimiento de los planes de futuro de la minería del carbón y desarrollo de las comarcas mineras, y en segundo lugar, que las centrales de carbón puedan acceder sin restricciones al mercado de ofertas en condiciones similares a las centrales de carbón importado (33). En función de estos principios, los costes de transición asociados al empleo del carbón son dos:

- Valor de las existencias de carbón, calculado como la diferencia entre el precio del carbón nacional para cada central y el precio de importación situado en cada central (restándole el coste del transporte). Esta cuantía tiene por objeto hacer competitivo el carbón almacenado en cada central.

- Prima implícita expresa en ptas/kWh para las centrales que efectivamente consuman carbón garantizado. Se ha calculado, considerando la energía producida por las centrales de carbón nacional 39356 Gwh. Considerando una prima promedio de 1 pta/kWh desde el 31.12.1997 hasta el 2005 y aplicando un descuento del 5 por 100, la cifra total asciende a 254.365 millones de pesetas.

Las crisis energéticas de los años setenta y tres y ochenta, impulsaron el empleo del carbón nacional como fuente energética. Bajo ese impul-

(32) Pese a que en principio, los diferentes tipos de carbón pudieran parecer sustitutivos próximos en la generación térmica, en la práctica, la tecnología de las diferentes centrales está adaptada para la combustión de carbón con un determinado porcentaje de carbono que impide por ejemplo, que las centrales de lignito puedan utilizar antracitas u otros tipos. El nivel de especificidad de las centrales es tal, que incluso, de un combustible por otro del mismo tipo, presenta graves problemas técnicos al darse cambios en las proporciones de azufre, escorias, etcétera. Por lo tanto, podemos afirmar que una central térmica se adapta para el uso de un tipo de carbón con una composición específica, resultado difícil y costoso su sustitución, incluso hablando del mismo tipo de carbón.

(33) Protocolo para el establecimiento de una nueva regulación del sistema eléctrico nacional



COLABORACIONES

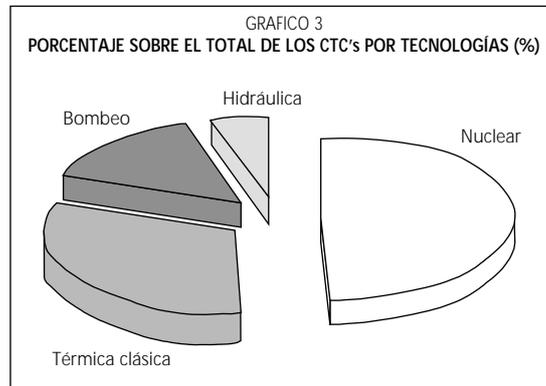
so se construyeron nuevas centrales térmicas para carbón nacional en las zonas extractoras, y se impulsó la realización de inversiones para adaptar viejas centrales de fuel al empleo del carbón. En este caso, se trata de garantizar que estas empresas van a poder seguir adquiriendo los cupos de carbón garantizado y con ello, mantener los niveles de actividad en las cuencas.

e) *Desmantelamiento de plantas.* A diferencia de otros sistemas, nuestro país no contempla el desmantelamiento masivo de centrales que no pueden competir en el mercado, como es el caso de la generación nuclear. Esto estaría justificado porque España ya llevo a cabo un proceso similar con la denominada moratoria nuclear. En virtud de la misma, se procedió a compensar a los dueños de las instalaciones afectadas, por los costes incurridos más la retribución de los capitales invertidos. Este proceso que los consumidores todavía están pagando en las tarifas eléctricas y que coexistirá con los costes de transición debidos a aquellas instalaciones nucleares que aun continúan en activo (cerca del 50 por 100 del total de los costes de transición excluidas ayudas al carbón). En España los CTC imputables a cada tecnología se distribuyen conforme al Cuadro 2 y Gráfico 3:

CUADRO 2
PORCENTAJE SOBRE EL TOTAL DE LOS CTC's POR TECNOLOGIAS

Tecnología	%
Nuclear.....	49,35
Térmica clásica.....	31,56
Bombeo.....	14,43
Hidráulica.....	4,66
Total.....	100

Es obvio que la parte más importante de las compensaciones que esperan recibir las empresas eléctricas en nuestro país, son debidas a la generación nuclear. Teniendo en cuenta que la previsiones de crecimiento de la demanda realizadas por las empresas en los años ochenta, fueron muy superiores a la realidad, el parque español, presenta una situación claro exceso de capacidad. En un contexto competitivo, las centrales que están en situación de moratoria hubieran ampliado este exceso, lo que plantea serias dudas sobre cual hubiera sido su nivel de funcionamiento efectivo. Todo parece indicar que en caso de haberse puesto en funcionamiento, el panorama actual del sec-



tor eléctrico español no haría permitido su viabilidad económica, lo que obligaría a llevar a cabo un programa de desmantelamiento de centrales (34). En este sentido, el pago de las inversiones realizadas por los propietarios de las centrales en moratoria puede considerarse equivalente a un programa de desmantelamiento de centrales.

5. Conclusiones

Las principales conclusiones que podemos extraer a modo de resumen son:

a) En los años noventa se ha observado la generalización de los procesos de reestructuración del sector eléctrico en un número importante de países. La justificación del mismo está en la posibilidades abiertas por el cambio tecnológico y por el mayor grado de apertura de los mercados, para la reducción de costes y mejoras de eficiencia en las actividades relacionadas con el mismo.

b) Esta nueva forma de organización de los mercados puede poner en serios problemas financieros a las compañías reguladas, si no obtienen ingresos suficientes para cumplir los compromisos adquiridos.

c) Este quebranto tiene diferentes causas. Las principales son la incapacidad de los activos que poseen para generar ingresos con los que cubrir todos sus costes, el cumplimiento de obligaciones del tipo del suministro universal y la obligación impuesta por el regulador de alargar excesivamente en el tiempo la amortización de algunos activos.

(34) LASHERAS MERINO, M. A. (1998): *Stranded Cost in the Spanish Electricity System*. Documento de trabajo DT 006 de la CSEN.



COLABORACIONES

La existencia de compromisos o contratos a largo plazo que se celebraron bajo expectativas de mayores ingresos y, sobre todo, los derivados del coste y desmantelamiento de determinadas plantas de generación nuclear.

d) La situación en nuestro país es similar a la de otros que han realizado procesos similares. Como peculiaridades, podríamos decir que el parque de generación español esta integrado por una tecnología mixta, presenta un nivel escaso de interconexión con otros sistemas y un elevado grado de integración tanto horizontal en generación, como vertical en distribución.

e) La aparición de los costes varados en nuestro país encaja dentro de las categorías teóricas expuestas. Peculiaridades propias serían la escasa importancia de los contratos de adquisición de energía a terceros y a cambio, la importancia de las ayudas al carbón nacional, con las consecuencias lógicas sobre los costes de las centrales que utilizan este input.

f) En cuanto a la generación nuclear, el hecho de que tras la entrada en funcionamiento del mercado eléctrico no se plantee un programa de desmantelamiento de centrales, es debido a que la moratoria nuclear tuvo este efecto sobre el empleo de este tipo de tecnología. En cualquier caso, es de esperar un descenso en la importancia de la misma en el conjunto de la generación, siendo sustituida por tecnologías más eficientes.



COLABORACIONES

Bibliografía

1. ALVAREZ PELEGRY, E. (1997): *Economía industrial del Sector Eléctrico: Estructura y Regulación*, Ed. Cívitas. Madrid.
2. Anteproyecto de Ley de Sector Eléctrico. Memoria Económica.
3. BAUMOL, W.; JOSKOW, P. y KAHN, A. E. (1995): «Transition from Regulation to Efficient Competition in Electric Power», *Industry Structure Monograph Series I*. Edison Electric Institute.
4. CALERO PEREZ, P. (1999): *Los costes de transición a la competencia en la reestructuración del sector eléctrico: los costes varados*. Actas del V Congreso de RICTES. Santiago de Compostela.
5. CNSE (2000): *Informe sobre los resultados de las liquidaciones: Liquidación 13 de 1999 y verificaciones practicadas. Periodo de Facturación: desde el 1 de enero de 1999 al 31 de enero de 2000*. Dirección de Energía Eléctrica
6. CSEN (1997): *Documentos sobre el proyecto de ley del Sector Eléctrico. Documento número 3: La transición a la competencia y las empresas eléctricas*. Madrid.
7. CSEN (1998): *Informe por el que se recomienda al gobierno que no acepte la solicitud de las empresas eléctricas de que el Estado les conceda derechos para la titulación de los costes de transición a la competencia que no están contemplados en la legislación vigente*. Madrid.
8. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION EIA, (1997): *The Changing Structure of the Electric Power Industry: An Update*. Washington.
9. KWOKA, JOHN E. Jr. (1995): «Public Versus Private Ownership and Economic Performance: Evidence from de U.S. Electric Power Industry», *Discussion Paper Number 1712*. Harvard Institute of Economic Research. Harvard Massachusetts.
10. LAFFONT, J. y TIROLE, J. (1993): *A Theory of Incentives in Procurement Regulation*, Cambridge Mass; MIT Press.
11. LASHERAS MERINO, M. A. (1998): *Stranded Cost in the Spanish Electricity System*. Documento de trabajo DT 006 de la CSEN.
12. LASHERAS MERINO, M. A. (1999): *La regulación económica de los servicios públicos*. Ariel Economía Barcelona.
13. MALONEY M. T. y BROUGHT, W. (1999): *Promises for the Future, Penalties from the Past: The Nature and Causes of Stranded Cost in the Electric Industry*. Citizens for a Sound Economy Foundation & International Mass Retail Association.
14. MALONEY, M. T.; McCORMICK, R. E. y SAUER, R. D. (1997): «On Stranded Cost Recovery in the Deregulation of the U.S. Electric Power Industry», *Natural Resources Journal*, volumen 37, número 1, Nuevo Mexico.
15. MICHAEL, R. J. (1996): «Stranded Investment, Stranded Intellectuals», *Regulation*, volumen 19, número 1, CATO. Institute Washington.
16. OECD&IEA (1999): *Electricity Market Reform: An IEA handbook*, París.
17. PEREZ ARRIAGA, J. I. (1998): *Visión global del cambio en la regulación*, Documento de trabajo Dt003/98 de la Comisión Nacional de Sistema Eléctrico.
18. SMITH, V. L. (1996) «Regulatory Reform in the Electric Power Industry», *Regulation*, volumen 19, número 1 CATO Institute Washington.
19. UNESA (2000): *Energía Eléctrica Informe Internacional*, número 89.
20. UNESA (1996): *Protocolo para el establecimiento de una nueva regulación del sistema eléctrico nacional*, Madrid.
21. UNESA: *Memorias Económicas*, años 1996, 97 y 98. Madrid.
22. UNESA (2000): *Coyuntura Eléctrica. Producción y demanda de electricidad* (1 de enero al 31 de marzo de 2000).