

R.46.798  
158488250

III ENCUENTRO DE ECONOMÍA PÚBLICA

SEVILLA FEBRERO DE 1996

ENCUENTRO DE  
ECONOMIA  
PUBLICA



LA REGULACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

Departamento de Teoría Económica y Economía Política  
Universidad de Sevilla  
Sevilla 9, 10 de febrero de 1995

PONENCIA

*La regulación del sector eléctrico.*

Miguel Ángel HERNÁNDEZ MARTÍN

Departamento de Economía y Derecho del Trabajo. Universidad de Salamanca

336.1

ENC  
enc

FACULTAD DE CIENCIAS  
ECONÓMICAS Y EMPRESARIALES  
UNIVERSIDAD DE SEVILLA  
BIBLIOTECA

DONACIÓN

164 / 48

# **III ENCUENTRO DE ECONOMÍA PÚBLICA**

**SEVILLA, FEBRERO DE 1996**

**Sesión P. 4**

## **LA REGULACIÓN DEL SECTOR ELECTRICO**

**MIGUEL A. HERNÁNDEZ**  
**Universidad de Salamanca**

El sector eléctrico es un sector enormemente complejo desde el punto de vista económico. Concurren en el mismo un buen número de problemas que hacen que su actividad tenga que ser regulada singularmente por el Estado. Aparte de su participación en el PIB y su elevado volumen de inversión en períodos pasados, la trascendencia para la competitividad y el desarrollo de otros muchos sectores económicos difícilmente puede ser exagerada, de modo que el sector público está interesado en asegurar la estabilidad de las empresas eléctricas y su viabilidad económica.

La intervención pública en el sector eléctrico se produce a veces a través de la organización de una sola empresa controlada por el Estado, que gestiona en régimen de monopolio el suministro de electricidad, como en el caso de Francia. En España el sector eléctrico está mayoritariamente en manos privadas, ejerciéndose el control público por la vía de las regulaciones. En este trabajo, tras una breve referencia a las características económicas singulares del sector eléctrico, se estudia el marco regulador público, centrado en la estimación de los costes de la prestación del servicio (costes reconocidos) y la fijación pública de precios para el suministro de energía eléctrica. Estos precios deben ser suficientes para cubrir los costes y se recogen en un complejo sistema de tarifas que afecta definitivamente la evolución económica del sector, pero también encierra importantes efectos redistributivos a los que se hace referencia. Finalmente, la última parte pone de manifiesto la situación cambiante de la organización del sector, tanto por la progresiva puesta en marcha en Europa del mercado único de la energía eléctrica co-

mo por la entrada en vigor y el desarrollo en España de la Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional (LOSEN).

## 1. CARACTERÍSTICAS ECONÓMICAS DEL SECTOR ELÉCTRICO

Como decíamos, la ordenación del sector eléctrico es singularmente complicada por las características técnicas y económicas del mismo. Algunas de estas características que lo hacen diferente se pueden sintetizar en las siguientes:

1. Salvo en muy pequeñas cantidades de potencia limitada, la electricidad, no es almacenable y su producción debe responder puntualmente a la demanda si se quiere garantizar el suministro. Además, la demanda presenta fuertes características de estacionalidad, tanto mensual como semanal y horaria, lo que exige disponer de capacidad ociosa de generación<sup>1</sup>.
2. La generación, el transporte, la distribución e incluso la comercialización de electricidad son sectores que pueden separarse pero cuya interdependencia condiciona radicalmente su forma de organización, favoreciendo en la práctica la integración vertical de las empresas y la operación unitaria del sistema de transporte (red de alta tensión).
3. Las alternativas tecnológicas para producir electricidad son muy variadas<sup>2</sup>. Cada una de ellas tiene distintos costes, permite diferentes economías de escala y tiene diferente impacto en el medio ambiente, preocupación cada vez más importante de los Gobiernos. Aunque en el sector de generación no puede hablarse de la existencia de monopolios naturales, estos son más admisibles, por zonas geográficas, en el transporte y la distribución.
4. El período de maduración de las fuertes inversiones necesarias para producir electricidad es generalmente largo, por lo que existe una importante barrera de entrada para nuevos productores y es necesario planificar anticipadamente las inversiones para atender la demanda futura previsible.

<sup>1</sup> El tiempo de puesta en marcha de las distintas centrales hace que deba existir un pequeño exceso de capacidad de generación (capacidad rodante o giratoria) para atender posibles interrupciones o incrementos bruscos de la demanda. El exceso de capacidad necesario se reduce notablemente con la interconexión y coordinación de las redes de distintos sistemas y de distintos países.

<sup>2</sup> El coste de combustible más bajo lo presentan las centrales hidroeléctricas. Otras alternativas comunes son las centrales de carbón y fueloil, las nucleares y las de gas.

5. La gestión centralizada del sistema, que logra una mayor eficiencia en el uso de los recursos exige, especialmente si existen tarifas únicas, una fuerte coordinación o integración horizontal de las empresas, ya que la distribución de los ingresos del sistema requiere disponer de mucha información y es inevitablemente compleja.
6. Por último, el impacto del sector sobre la distribución de la renta es importante, tanto si se utiliza como instrumento para reducir la subida general de los precios, para favorecer a sectores en declive como el de la minería del carbón o si, como consecuencia del peso del sector éste consigue la aprobación de normas fiscales que lo discriminen favorablemente.

Adicionalmente, podemos señalar en España la importante presencia de empresas públicas generadoras de electricidad<sup>3</sup>. La existencia de estas empresas pone en manos del al sector público un instrumento más para condicionar la evolución del conjunto del sector eléctrico, junto a las regulaciones generales que le afectan.

La complejidad del sector de la energía eléctrica y sus posibles características de monopolio natural no impiden, aunque hacen más difícil, que el sector sea uno más de los que deban integrar el mercado interior de la Unión Europea, en cuyo ámbito se ha ido avanzando en el estudio de los mecanismos para introducir la libertad de intercambios.

El centro del problema, tanto a nivel europeo como nacional, consiste en establecer la coordinación o funcionamiento conjunto del sistema eléctrico, que garantice el suministro de energía eléctrica de calidad al menor precio posible, a la vez que se diseñan los incentivos necesarios para que cada empresa participante del mismo procure el uso más eficiente de los recursos. Se trata de introducir mecanismos competitivos en el sector eléctrico, de modo que su funcionamiento espontáneo resulte eficiente. Sin duda se camina hacia modelos más competitivos, pero más que existir un retroceso de las regulaciones se produce una reformulación de las mismas que permite mayor transparencia, eliminándose el monopolio en las transacciones internacionales, el derecho exclusivo al uso de las redes de transporte, los monopolios para el suministro por áreas geográficas o las subvenciones cruzadas entre los procesos de generación, transporte y distribución de la energía eléctrica.

---

<sup>3</sup> La empresa pública Endesa controla en torno al 25 por 100 de la generación en el mercado peninsular y los mercados de Baleares y Canarias con sus filiales Gesa y Unelco. Su producción es principalmente de carácter térmico, utilizando carbón como energía primaria.

## 2. EL MARCO LEGAL ESTABLE

Nuestro país no permanece ajeno a los vientos de cambio que tienen su principal origen en la integración europea. Los principios en los que ha venido basándose la intervención administrativa en el sector eléctrico se sintetizan en la exposición de motivos de la Ley 40/1994, de 30 de diciembre, de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional (LOSEN), a la que luego volveremos a referirnos. Estos principios son:

1. Obligación de suministro por parte de las empresas a todos los demandantes en su mercado o área geográfica.
2. Planificación conjunta de las necesidades de capacidad a largo plazo.
3. Tarifa única.
4. Explotación unificada del sistema.

En tanto no se produce el desarrollo completo de la ley citada en lo que tiene de novedoso, siguen vigentes los principios establecidos por el llamado Marco Legal Estable (MLE) que se recogen en el Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, por el que se determina la tarifa eléctrica de las empresas gestoras del servicio, es decir los ingresos de las empresas eléctricas<sup>4</sup>.

De acuerdo con la Exposición de Motivos de esta norma, sus objetivos son:

1. Garantizar la recuperación del valor de las inversiones en activos fijos.
2. Procurar la estabilidad de las tarifas y su determinación en condiciones de mínimo coste.
3. Fomentar la eficacia en la gestión de los recursos y
4. Reducir la incertidumbre en cuanto a las decisiones públicas y privadas de gestión.

En realidad, la minimización de costes y de la tarifa de los usuarios que se reitera como objetivo de eficacia está radicalmente condicionada por la incorporación de otros fines que no se mencionan en la regulación del MLE, y particularmente por el apoyo a la minería del carbón, a la que se quiere dar actualmente mayor transparencia y que supondrá un recargo de casi un 5% de la facturación en 1996. Las razones sociales o la conveniencia de cierto grado de autoabastecimiento se alegan para mantener la minería nacional

---

<sup>4</sup> Aunque al régimen establecido por el este Real Decreto se alude habitualmente como Marco Legal Estable, lo cierto es que ha sido modificado o retocado en varias ocasiones, y especialmente por RD de 3 de diciembre de 1993. Para un estudio más detallado del sistema retributivo fijado en el MLE y su crítica puede verse ROJAS, 1994 y 1995.

del carbón, lo que supone una importante redistribución de renta a favor de estas regiones mineras realizada de forma discutible a través de los precios de la energía eléctrica.

### 2.1. Los costes estándar

El funcionamiento que se establece para el sector eléctrico supone partir de una estimación de la demanda anual de electricidad, para la que luego se estima el coste de atenderla. La cuantía a recaudar por las tarifas será ese coste estimado o reconocido (*coste estándar*). La recaudación de este importe se obtiene de los usuarios finales de la energía en función de un cuadro de tarifas que discrimina los importes a pagar en función del tipo de usuario, la potencia contratada, la energía consumida u otros factores. Finalmente, las cantidades recaudadas se distribuyen entre las empresas eléctricas (agrupadas en subsistemas) en función de sus costes estimados, reconocidos o *estándar* (que pueden ser muy distintos en cada caso). Cuanto menores sean los costes reales que el coste estándar, mayores serán los beneficios obtenidos (o menores las pérdidas).

El sistema funciona a partir de un conjunto de empresas generadoras coordinadas por una empresa pública encargada en exclusiva del transporte (red de alta tensión) que entrega la energía eléctrica generada a las empresas distribuidoras y comercializadoras, algunas de las cuales coinciden con las que generan la energía.

Esquemáticamente, el funcionamiento del sistema es el siguiente: todas las instalaciones generadoras por encima de 5 MW entregan su producción a la empresa Red Eléctrica de España (REE)<sup>5</sup> de capital mayoritariamente público. Red Eléctrica determina qué centrales generadoras deben producir en cada momento para atender la demanda, procurando minimizar los costes, asegurar siempre el suministro y atender las directrices de la política energética nacional, lo que impone la programación de las centrales que utilizan carbón nacional, con independencia de su mayor coste<sup>6</sup>. Es decir, que REE

<sup>5</sup> Se creó esta empresa por RD 91/1985, de 23 de enero, a raíz de la nacionalización de la red de alta tensión llevada a cabo por la Ley 49/1984, de 26 de diciembre, de Explotación Unificada del Sistema Eléctrico Nacional.

<sup>6</sup> El orden jerárquico habitual de despacho incluye el funcionamiento permanente de las centrales nucleares, para poner a continuación y sucesivamente en funcionamiento las que utilizan carbón nacional, carbón importado, agua fluyente, gas, fuel-gas y fuel. Las plantas hidráulicas que mueve el agua embalsada cumplen la importante función de cubrir las puntas de demanda.

coordina la generación eléctrica de todas las plantas, de todas las empresas, con independencia de la demanda que cada empresa concreta tenga en cualquier momento en la zona donde se encarga de la distribución (si ese fuera el caso).

La energía producida en cada planta tiene un coste diferente dependiendo del tipo de instalación de que se trate, el combustible utilizado, su actualización tecnológica, etc. La gestión centralizada de la generación permite a cada empresa considerar en cada momento dos variables: por un lado la situación de déficit o superávit de su producción programada (por REE) respecto a la demanda de su mercado; por otro, el coste marginal de su energía programada más cara. Las empresas con excedentes entregan la energía sobrante a un *pool*, computándose al coste marginal más caro de su producción. El precio medio de la energía entregada es el precio al que pueden obtenerla las empresas deficitarias. Ahora bien, cualquier empresa, deficitaria o con excedentes, puede tener en algún momento una producción asignada con coste variable superior al del *pool*. En tal caso, puede intercambiar su energía más cara por la energía más barata del *pool* resultante en cada momento, contando sus propias aportaciones.

En definitiva, el proceso iterativo de intercambios termina cuando todas las empresas utilizan para cubrir su demanda una energía que como máximo tiene un coste variable igual al de la energía entregada al *pool*. Ninguna empresa distribuidora utilizará para cubrir su demanda una energía más cara que la del *pool*, pues siempre está abierta la posibilidad de intercambiar esta energía con la suya más cara. Finalmente, la valoración de los intercambios permite una asignación más exacta de los costes variables de generación a cada una de las empresas, permitiendo la aplicación de un sistema de compensaciones.

Como hemos indicado, en el MLE los ingresos de las empresas proceden de las tarifas. La tarifa media, aplicada a la demanda prevista, cubre la totalidad de los *costes reconocidos o costes estándar*. Cuando las empresas recaudan los ingresos vía tarifas, éstos no le pertenecen sino que su remuneración procede del reparto de los mismos entre las empresas eléctricas (agrupadas en subsistemas) en virtud de un procedimiento que tiene en cuenta los costes estándar y no los costes reales. Aquellos son una valoración predeterminada para todas las empresas de sus costes en función de las características de cada unidad de producción. Ya señalamos también que de la diferencia entre el coste real y el reconocido surgen los beneficios o las pérdidas para la empresa.

Como es evidente, resultará entonces crucial el proceso de determinación de los costes estándar, qué conceptos se incluyen entre estos costes y cómo se cuantifican. El regulador se enfrenta aquí a una cuestión de orden eminentemente técnico para la que existe información asimétrica, puesto que son las empresas y no el regulador las que conocen los verdaderos costes de cada función que realizan, especialmente cuando se incorporan nuevas tecnologías, nuevas formas de organización o entran en funcionamiento instalaciones más modernas. Pueden así en algún caso las empresas *capturar* al regulador e incrementar el importe de sus costes reconocidos, clave de sus beneficios reales. A su vez, al amparo de ese conocimiento relativo de los costes por parte del regulador y de la complejidad técnica de su estimación, también es posible que el reconocimiento de costes estándar bajos durante algún período sirva como política antiinflacionista a corto plazo, generándose pérdidas entre las empresas<sup>7</sup>.

Los costes reconocidos del servicio eléctrico y los criterios para su estandarización aparecen en el RD 1538/87. Entre ellos están los siguientes:

- a) Costes derivados de la generación de energía eléctrica por las inversiones realizadas en instalaciones complejas especializadas. Estos costes se imputan de acuerdo también con un procedimiento especial *estándar* que busca su incidencia estable en la tarifa<sup>8</sup>.
- b) Costes de operación y mantenimiento como consecuencia de la generación de energía eléctrica, que se establecen de manera diferente para cada tipo de instalación.
- c) Coste de combustible e intercambios de energía. Se incluye aquí el coste financiero de los *stocks* de combustible que se aprueben anualmente<sup>9</sup>.

<sup>7</sup> Las tarifas eléctricas para los usuarios se han incrementado en España por debajo del IPC en los últimos diez años (salvo 1991), si bien esto tiene origen más en los aumentos de productividad del sector que en un aumento de la presión sobre los beneficios. La variación del promedio global del conjunto de las tarifas considera también las desviaciones de ejercicios anteriores. Por ej. en 1996 el promedio de las tarifas tiene una variación cero por compensarse un aumento de los costes del ejercicio del 2,69 por 100, con desviaciones negativas de los años 1994 y 1995 de 2,44 y 0,25 por 100 respectivamente (RD 2204/1995, de 28 de diciembre).

<sup>8</sup> Se incluye la recuperación del valor bruto de la inversión y la retribución de los capitales utilizados para su financiación. Puede verse una explicación de esta forma de imputación de costes en MAESTRE, 1991, p. 58 y ss. En cuanto a las últimas actualizaciones o establecimiento de valores para distintas instalaciones pueden verse las Ordenes 2852/1994 y 2878/1994, ambas de 5 de agosto.

<sup>9</sup> Para el carbón usado por plantas térmicas se ha fijado en una cantidad igual a 720 horas de funcionamiento a plena carga por el RD 2203/1995, de 28 de diciembre.

- d) Coste de transporte y explotación unificada del sistema eléctrico, es decir, la retribución al papel desarrollado por la empresa Red Eléctrica (REE)<sup>10</sup>.
- e) Costes de distribución de energía eléctrica, ponderando en la estandarización de estos costes el número de abonados, la potencia contratada y la energía que se prevea suministrar, es decir, reconociendo las diferencias que pueden surgir por el tipo de usuarios, la dispersión de las poblaciones, etc.
- f) Costes externos y contingentes, que se determinan anualmente. Se incluyen en esta rúbrica una serie de recargos que financian costes propios del sector, pero ajenos a la estricta prestación del suministro eléctrico. Están aquí los fondos destinados a I+D, el porcentaje destinado a financiar el *stock* básico del uranio (tarea realizada por la Empresa Nacional del Uranio, ENUSA), la financiación de la segunda parte del ciclo del combustible nuclear (realizado por la Empresa Nacional de Residuos Radioactivos, ENRESA), y la compensación por la paralización de las centrales nucleares en moratoria<sup>11</sup>. Los costes citados se expresan como un porcentaje de la facturación, que para 1996 suma un 5,05 por 100.

Todos estos costes estándar se deben fijar con procedimientos no discriminatorios pero inevitablemente técnicos y complejos que dejan un amplio margen de oscuridad en los resultados a los que se llega. De hecho, por ejemplo, cuando se publica el valor estándar de las instalaciones por Orden Ministerial se hace como una cifra global, completamente agregada. El detalle desagregado simplemente se comunica luego a los subsistemas, y no en todos los casos<sup>12</sup>. En la misma línea, los costes de distribución del apartado e) anterior se fijan y actualizan por resoluciones comunicadas de la Dirección General de la Energía<sup>13</sup>.

Puede observarse que si la maximización de beneficios se concreta en la maximización de la diferencia entre costes estándar y costes reales, no se exige para mejorar los resultados de un agente concreto que haya compe-

<sup>10</sup> Para 1996 se ha fijado en un 2,53 por 100 de la facturación (art. 2 RD 2204/1995, de 28 de diciembre).

<sup>11</sup> La disposición adicional octava de la LOSEN declara definitivamente la paralización de los proyectos de construcción de las centrales nucleares en moratoria (Lemóniz, Valdecaballeros y Unidad II de Trillo). El Real Decreto 2202/1995, de 28 de diciembre desarrolla esta disposición que permitirá la titulización de la deuda, dando de baja la deuda en el balance de las empresas.

<sup>12</sup> Ver por ej. la Orden Ministerial 2852/1994, de 5 de agosto.

<sup>13</sup> Por ej. Resolución de 7 de abril de 1988.

tencia entre subsistemas o empresas. Estas pueden procurar que aumenten los costes estándar (negociando con el regulador o sobreinvertiendo, etc.) o reducir los costes reales, tal vez en detrimento de la calidad del servicio<sup>14</sup>.

El sistema vigente no es, por tanto, de *competencia referencial* ya que no se retribuye a cada agente con ingresos equivalentes a los costes medios estimados de unidades semejantes, de modo que todas compitan para reducir sus costes, lo que reduce los del conjunto, a la vez que hace mayores los beneficios para una unidad concreta cuando su eficiencia mejora.

## 2.2. Las tarifas y la redistribución de renta

En el diseño del cuadro concreto de tarifas que se aplican al consumidor final entra en juego el carácter de servicio público que se reconoce al suministro de energía eléctrica<sup>15</sup>. En su virtud este suministro debe estar garantizado, y desde 1951 se realiza con una tarifa única para todo el territorio nacional. El diseño actual de esta tarifa, por más que sea *única*, deja también un amplio margen de discrecionalidad en cuanto a los precios de la energía eléctrica, que son muy variables dependiendo del tipo de suministro que se solicite. Para 1995 el precio por kilovatio hora consumido oscilaba entre 16,02 pesetas para la contratación de baja tensión con potencia no superior a 15 kw (virtualmente la totalidad de los hogares españoles) y 1,82 pesetas kwh para grandes consumidores de suministros en alta tensión (tarifa G.4).

El abanico de precios y posibilidades de contratación es considerablemente amplio, conjugándose en el mismo no sólo la tensión alta o baja del suministro, sino también el destino de la energía (alumbrado público, riegos agrícolas, tracción, venta a distribuidores, etc.), el horario, la época del año, o incluso la zona del territorio donde se efectúa el suministro (por ej. cuando son aplicables recargos o descuentos por discriminación horaria, su cuantía puede variar para cada una de las siete zonas en que se divide el territorio nacional a estos efectos), las condiciones de interrumpibilidad del suministro, etc.

En conclusión, la tarifa *única* lo es sólo relativamente y para consumidores iguales en todo el territorio o en zonas concretas del mismo, lo que no parece que se pueda justificar únicamente por un deseo razonable de alcanzar asignaciones eficientes aproximando los precios que se pagan en cada caso

<sup>14</sup> Un estudio más detallado de esta cuestión puede verse en RODRÍGUEZ y CASTRO, 1994.

<sup>15</sup> Este carácter se reitera en el art. 2 de la LOSEN, y tiene antecedentes tan lejanos como un Real Decreto de 22 de abril de 1924.

al coste de realizar el correspondiente suministro. Más bien parece indudable que el sistema tarifario encierra un importante fenómeno de redistribución de renta entre consumidores de energía eléctrica o incluso entre sectores industriales.

El tipo de sistema de tarifas vigente esconde también efectos sobre la redistribución territorial de la renta. Los condicionamientos geográficos o la situación de las materias primas hace que las zonas productoras de energía eléctrica no coincidan generalmente con las zonas de mayor consumo. Así, la ubicación de las instalaciones hidroeléctricas viene radicalmente condicionada por la orografía de las cuencas y su régimen de lluvias, y el de muchas centrales térmicas por la proximidad a los yacimientos carboníferos que son la fuente de energía primaria que utilizan para la producción eléctrica.

Sin embargo, para las empresas consumidoras de energía eléctrica, la localización en el entorno geográficamente próximo a las centrales productoras no supone una ventaja especial por las siguientes razones. En primer lugar, porque la energía eléctrica puede ser fácilmente transportada a grandes distancias mediante los correspondientes tendidos de alta tensión. A esta característica técnica se une, en segundo lugar y como factor más importante, la existencia de la tarifa única reseñada para todo el territorio nacional.

La estricta unificación de las tarifas permite a las industrias elegir su localización atendiendo a consideraciones como la proximidad a los mercados de sus productos, la infraestructura de comunicaciones disponible u otras distintas de la proximidad geográfica a la central generadora de electricidad, incluso si esta energía constituye un coste fundamental en su proceso productivo.

Es decir, que si la energía eléctrica tiene el mismo precio para el consumidor final en cualquier lugar del territorio, el coste de las líneas de transporte y las pérdidas derivadas del mismo son asumidas por todos de manera uniforme y no existe ningún ahorro para las industrias por situarse en la proximidad de los centros de producción. Por consiguiente, tampoco se deriva beneficio alguno para las zonas geográficas productoras, que ven anuladas las ventajas de localización que tenían, muchas veces originadas por la orografía, la riqueza minera o el clima, produciéndose de esta manera una ineficiente asignación de los recursos.

Esta situación, además de ineficiente, parece injusta, especialmente cuando se constata con carácter general el menor desarrollo de las zonas productoras.

ras frente a la riqueza mayor *per capita* de los territorios con consumo más elevado. La correlación es inversa entre la potencia provincial instalada por habitante y la renta *per capita* y también entre la producción provincial por habitante y la renta. En cambio, el coeficiente de correlación es positivo si se consideran el consumo provincial *per capita* y la renta (ARIZÓN, 1981). Si la comparación no se efectúa a nivel provincial sino municipal, la diferencia de riqueza entre zonas productoras y consumidoras resultaría todavía más evidente, comprobándose además los inconvenientes que soportan algunos municipios donde se sitúan plantas generadoras (tierras anegadas por los embalses, riesgos derivados de la energía nuclear o de la proximidad de las poblaciones a tendidos de alta tensión, etc.).

Si la adaptación de las tarifas por zonas geográficas es técnicamente difícil (entre otras cosas porque no es generalmente posible conocer el origen de la energía eléctrica consumida en un momento concreto)<sup>16</sup>, sí podría pensarse en la necesidad de algún tipo de recargo sobre el consumo que permitiese la conservación de las ventajas de localización de que disfrutaban las zonas productoras<sup>17</sup>, lo que podría cooperar a un desarrollo territorial más equilibrado<sup>18</sup>.

<sup>16</sup> No obstante, existen experiencias de este tipo por ejemplo en Argentina y los modelos para su aplicación están desarrollados. Puede verse, por ej. PÉREZ ARRIAGA (1993).

<sup>17</sup> La conciencia de la situación anteriormente descrita fue el fundamento de la Ley 7/1981, de 25 de marzo, que aprobó la creación del canon sobre la producción de energía eléctrica, desaparecido con la aprobación en 1985 de la Ley del Impuesto sobre el Valor Añadido. El art. 1 de la ley del canon, nacido en el marco del las medidas propuestas por el Plan Energético Nacional de 1979, lo definía como un recurso propio de la Hacienda de las provincias, gestionado por el Estado y que grava la producción de energía eléctrica. Las empresas suministradoras obligadas al pago lo repercutían sobre los consumidores, como un suplemento en las tarifas. La recaudación debería destinarse "...preferentemente en beneficio del desarrollo y mantenimiento de la infraestructura de las zonas directamente afectadas por la implantación de instalaciones de generación eléctrica" (art. 7 de la ley y 27 del Real Decreto de 26 de marzo de 1984, que aprueba el Reglamento del Canon). No se compensaba a las zonas donde se situasen centrales que utilizasen productos petrolíferos o gas, como una medida complementaria para reducir la dependencia de este tipo de energía. El funcionamiento de este instrumento de redistribución de renta durante el período que estuvo vigente dio lugar a numerosas críticas y problemas de interpretación, por la escasa concreción de la normativa en cuanto al reparto de su importe. Se realizaron interpretaciones muy diversas y frecuentemente alejadas del espíritu de la norma, que era favorecer a los municipios directamente afectados por las instalaciones generadoras de electricidad, lo que no se cumple con la simple absorción por el presupuesto ordinario de las Diputaciones de la recaudación del canon, como sucedió en algunos casos. Sobre la naturaleza tributaria del canon, sus efectos económicos y otros extremos pueden verse los trabajos de ALVAREZ CORBACHO, 1982; ACOSTA, 1981 y ARIZÓN, 1981.

<sup>18</sup> La reforma de las haciendas locales podría ser también el instrumento para reequilibrar la situación, si se permite a los municipios afectados gravar la enorme riqueza que representan

### 3. PERSPECTIVAS DEL SECTOR ELÉCTRICO

El sector eléctrico está todavía lejos de formar parte del mercado interior que el Acta Única Europea había previsto alcanzar plenamente en enero de 1993. Por ahora las principales realizaciones se concretan en dos directivas, de 29 de junio y 21 octubre de 1990, sobre transparencia de precios la primera y tránsito de electricidad por las grandes redes la segunda. En 1992 se diseñó un plan en tres fases para alcanzar en enero de 1996 el mercado único del gas y la electricidad, con libre acceso de todos los consumidores a las redes existentes. La mayoría de las previsiones de este plan están pendientes de completar y otras parecen haber fracasado definitivamente, especialmente lo que se refiere al establecimiento de un modelo único para el acceso de terceros a la red, verdadera clave para la consecución de un mercado competitivo. La diversidad de modelos en torno a los que se organiza el sector eléctrico en los distintos países y los intereses económicos en juego han hecho la instauración de un mercado único especialmente difícil.

En la actualidad, el último borrador de directiva sobre normas comunes para el diseño del mercado interior de la electricidad está fechado en diciembre de 1995 y no prevé el final del plazo para su transposición hasta 1998<sup>19</sup>. Sus rasgos más importantes se pueden sintetizar en los siguientes puntos, algunos coincidentes con propuestas anteriores:

- a) Se pueden imponer sobre el sector eléctrico obligaciones de servicio público, basadas en el *interés económico general*, aunque deben de estar bien definidas, ser transparentes y no discriminatorias, cumpliéndose el art. 90 del TCE, lo que permite aplicar la exención establecida en su párrafo segundo.
- b) Las nuevas instalaciones de generación pueden seguir alternativamente un sistema de autorización o de licitación o concurso, en ambos casos utilizándose criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios. Se acepta así la posibilidad de ampliaciones de capacidad generadora por dos procedimientos que se pretende hacer figurar como equivalentes,

---

las centrales eléctricas situadas en su territorio. Las dificultades para que esto sea así nacen más que de la normativa de la hacienda local, de la interpretación que de ella hacen las empresas eléctricas y la misma Administración, que asigna valores catastrales (que constituyen la base imponible del IBI) enormemente bajos a las plantas generadoras, o acepta reducciones importantes y muy discutidas en el IAE que grava la actividad de las empresas.

<sup>19</sup> El borrador de la Directiva no fue aprobado en el Consejo de Energía del día 14 de diciembre de 1995, por lo que debe continuar su tramitación.

aunque el concurso parece más fácilmente diseñable con garantías de favorecer la competencia.

- c) Se prevé un gestor del sistema básico de transporte que actuará con independencia de las empresas generadoras, aunque se establece la posibilidad de dar preferencia a instalaciones no contaminantes o que utilicen fuentes de energía primaria nacional (en este caso, sin que pueda superarse el 15 por 100 de la cantidad total de la energía primaria necesaria para producir la electricidad consumida en el país de que se trate).
- d) Se ordena la contabilidad separada de las actividades de producción, transporte y distribución de empresas integradas verticalmente, para evitar discriminaciones, subvenciones cruzadas y la distorsión de la competencia. Esta contabilidad debe estar disponible para inspección de los Estados o de las autoridades que se designen.
- e) Para el uso de las redes de transporte se establece la posibilidad de elegir o simultanear dos sistemas: el acceso negociado de terceros a la red (ATR) y un sistema de comprador único (CU). Ambas posibilidades supondrán el fin de los monopolios de importación y exportación, y se deberán diseñar con criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios, lo que teóricamente llevaría a obtener con cualquiera de los dos sistemas resultados similares en cuanto a la articulación de la competencia. Los grandes consumidores deberán negociar el acceso a la red con el distribuidor y el responsable del sistema de transporte, pudiendo denegarse el ATR por falta de capacidad o incompatibilidad con las obligaciones de servicio público. En el caso de establecerse un comprador único, deberán establecerse precios no discriminatorios para permitir el uso del sistema de transporte, pudiendo los clientes elegibles celebrar contratos con generadores nacionales o extranjeros. El CU viene obligado a comprar la electricidad contratada por los consumidores que se establezca, a un precio igual al que venda el CU menos el importe de las tarifas de transporte establecidas.
- f) Deberá establecerse una autoridad independiente para resolver los conflictos que surjan, creándose mecanismos apropiados y eficientes para regular, controlar y arbitrar los conflictos en el mercado interior de electricidad, evitando cualquier abuso de posición dominante.
- g) Por último, se mantiene un sistema de distribuidores únicos por zonas. A éstos cabe imponerles la obligación de suministro a todos los clientes en su área a precios que pueden estar regulados, por ejemplo para asegurar un tratamiento no discriminatorio de los mismos.

En cuanto al futuro del sector eléctrico en España, la Ley 40/94 es hoy la referencia obligada. No es que no sea una disposición nueva y vigente, pero muchos aspectos de la misma exigen un desarrollo que todavía no se ha llevado a cabo, siendo entre tanto de aplicación la normativa anterior, especialmente lo que se refiere al comentado MLE.

El desarrollo de la LOSEN deberá interpretar los principios de mayor transparencia y mayor competencia que la inspiran a la luz de la evolución previsible de las normas dictadas para el conjunto de la Unión Europea. En esa línea se prevén, entre otros, los siguientes cambios:

1. *Separación entre un sistema integrado y un sistema independiente.* En el sistema integrado se incluye la totalidad de la energía producida, salvo para algunas instalaciones concretas se autorice su exclusión, conformando entonces el sistema independiente, cuya producción de electricidad puede intercambiarse libremente, pudiéndose vender incluso al sistema integrado. Este sistema es el que se verá sometido a tarifas únicas, obligación de suministro (incluso a los clientes del sistema independiente), etc. No se han establecido todavía las condiciones para la autorización de este sistema independiente, especialmente las compensaciones que tendría que afrontar por el uso de la red de transporte del sistema integrado y por el respaldo general para garantizar el suministro que asume también el sistema integrado. En consecuencia, no existe por ahora este sector anunciado en el que la competencia entre productores y consumidores sea libre.
2. *Separación jurídica y contable de las actividades de generación y distribución.* Dentro del sistema integrado, buscando una mayor transparencia en la asignación de costes, se establece la obligación de separar contable y jurídicamente, en distintas sociedades mercantiles, las actividades de generación y distribución de electricidad. Las actividades de transporte, si se realizan por alguna empresa que produce o distribuye electricidad, deben tener también contabilidad separada, todo ello antes del año 2.000. La aplicación de esta previsión supondrá un importante cambio en el sistema español, tradicionalmente integrado verticalmente, exigiendo además un cambio en el sistema actual de compensaciones entre compañías, dado el mayor conocimiento de los costes de cada actividad.

No se prevé plazo para separar las actividades de comercialización de las de distribución, aunque tal posibilidad queda abierta a la voluntad del Gobierno. Se comprenden en las actividades de comercialización la venta a los usuarios, la medición de consumos, facturación, cobro y otros aspectos relacionados con el uso final de la energía eléctrica.

3. *Adjudicación de nueva capacidad de producción mediante concurso.* Esta previsión busca fomentar la competencia en la actividad generadora. Se establece que las autorizaciones de construcción, explotación y modificación substancial de unidades de producción serán otorgadas "preferentemente" mediante un procedimiento que asegure la concurrencia (art. 23). No ha habido hasta ahora ninguno de estos concursos, y probablemente ninguno se celebrará antes del año 2000, bien porque en nuestro país la capacidad instalada o en construcción sea suficiente para atender la demanda, que crece por debajo de las previsiones del PEN 1991-2000 (ARRIAZA, 1994; BOGAS, 1994), o bien porque se prefiera recurrir a la energía eléctrica importada.

En todo caso, la planificación a largo plazo del sector se efectúa en el PEN, que para el desarrollo de nueva oferta señala cinco principios que muy fácilmente pueden ser incompatibles: minimización de los costes de generación, seguridad en el abastecimiento y diversificación, minimización del impacto medioambiental, flexibilidad de adaptación a la demanda y minimización del esfuerzo inversor. La resolución de cualquier concurso sin criterios claros para ponderar cada una de estas características haría muy incierto el resultado del proceso.

## 5. BIBLIOGRAFÍA

- ÁLVAREZ CORBACHO, Joaquín (1982): *El canon que grava la producción de energía eléctrica v. la autonomía financiera de Galicia*. Presupuesto y Gasto Público, nº.13, pág. 9-26
- ARANCETA, Jesús (1983): *La Red de Transporte y Distribución de Energía Eléctrica en España Peninsular*. Papeles de Economía Española, nº 14, pág.217-227.
- ARANCETA, Jesús (1991): *Estructura y evolución sectorial. Aspectos técnicos, jurídicos y financieros [del sector eléctrico]*. En: FERNANDEZ DE LA BUELGA [editor], pág.31-52.
- ARIZÓN DUCH, José E. (1981): *Canon sobre la producción de energía eléctrica*. Hacienda Pública Española, nº 71, pág.157-178.
- ARRIAZA, José María (1994): *Nuevas Inversiones en el Sector Eléctrico Español en la Perspectiva del Año 2.000*. En FERNÁNDEZ DE LA BUELGA Y OTROS [directores], pág. 73-100.
- FERNÁNDEZ DE LA BUELGA, [Editor] (1991): *El sector eléctrico español en la Europa de 1993*. Colegio de Economistas de Madrid. Madrid.
- FERNÁNDEZ DE LA BUELGA, L; ONTIVEROS, E.; ROJAS, A [Directores] (1994): *El Sector Eléctrico del Año 2.000*. Cívicas. Madrid.
- GIMENO FELIU, José María (1994): *El Servicio Público Eléctrico en el Mercado Interior Europeo*. Cívicas. Madrid.
- MAESTRE MIRANDA, Fernando (1991): *Sistema tarifario y diagnóstico económico-financiero del sector eléctrico*. En: FERNANDEZ DE LA BUELGA [editor], pág. 53-81.
- PEREZ ARRIAGA, J.L. (1993): *Nuevos métodos y modelos de gestión de los sistemas eléctricos en un marco de competencia*. Instituto de Investigaciones Tecnológicas. Madrid.
- RAMOS GONZÁLEZ, Manuel; LANZA FERNÁNDEZ, Santiago y VALLEJO REBOLLAR, José H. (1991): *La Energía en Castilla y León*. Junta de Castilla y León. Consejería de Economía y Hacienda. Valladolid.
- REDONDO MELCHOR, Norberto; GARCÍA VELASCO, Inocencio (1993): *Intercambios, Mercado Interior y Redes Transeuropeas de Transporte de Energía Eléctrica*. Revista de Estudios Europeos, nº 4, pág.83-96. Centro de Documentación Europea. Universidad de Valladolid

- RODRÍGUEZ ROMERO, Luis; CASTRO RODRÍGUEZ, Fidel (1994): *Aspectos Económicos de la Configuración del Sector Eléctrico en España: ¿Una falsa competencia referencial?*. Cuadernos Económicos de ICE, nº.1, pág.161-183.
- ROJAS PARADA, Arturo (1994): *La Tasa de Retribución del Sector Eléctrico en el Marco Legal Estable*. En FERNÁNDEZ DE LA BUELGA Y OTROS [directores], pág. 251-272..
- ROJAS PARADA, Arturo (1995): *La Regulación del Sector Eléctrico Español*. En: VELARDE Y OTROS [directores], Madrid, pág.147-168.
- SIMÓN ACOSTA, Eugenio (1981): *Consideraciones acerca del canon sobre producción de energía eléctrica*. Revista Española de Derecho Financiero, nº .32. Octubre-Diciembre, pág.603-629.
- VEGA CERVERA, Juan A. (1994): *Aspectos Tecnológicos y Económicos en el Sector Eléctrico Español*. Información Comercial Española, nº 726/febrero, pág.129-140.
- VELARDE, J.; GARCÍA DELGADO, J.L.; PEDREÑO, A. [directores] (1995): *Regulación y Competencia en la Economía Española*. Civitas. Madrid.

In any case, it is necessary to develop a logical and general indicator permitting to compare the revenue visibility of different countries at any moment by local, state, federal or continental, regional, and general fiscal systems and systems of countries. Since "...the systematic misperception of key fiscal parameters may significantly distort fiscal choices by the electorate". Although some authors (Furman, 1983; Buchanan, 1947) have argued that the structure largely hidden so that voters do not perceive the value and of public expenditure, few attempts have been performed till now to measure local, national or general visibility in a systematic, general and direct way. However, many contributions have tried to detect and measure different manifestations or types (debt illusion, flypaper effect, income elasticity of the tax structure, complexity of the tax system, etc.) of this characteristic for empirical applications trying to explain the absolute or relative sizes of public budget and biases in budgetary decisions.

By revenue visibility we mean visibility of direct burden of public revenue. Some types of public revenue (for instance, revenue from public property) might not involve any burden in the sense here reserved for this term. Symmetrically, by public expenditure visibility, visibility of direct benefit of public expenditure must be understood. Again, some types of public expenditure (for example, public purchases of private financial assets at market prices) might not carry any benefit with them.

(Oniz, 1991, page 431).