BIBLIOTECA VIRTUAL
MIGUEL DE CERVANTES

Universidad de Alicante

La liberalización del sector eléctrico español. Una reflexión a la luz de la experiencia de Inglaterra y Gales

Julián López Milla

Tesis de Doctorado

Facultad: Económicas

Directora: Dra. Gloria Pardo Alés

1999

La liberalización del sector eléctrico español. Una reflexión a la luz de la experiencia de Inglaterra y Gales

Tesis doctoral presentada por:

Julián López Milla
Departamento de Análisis Económico Aplicado
Universidad de Alicante

Septiembre 1999

Dirigida por:

Dra. Doña Gloria Pardo Alés

BIBLIOTECA VIRTUAL MIGUEL DE CERVANTES

INDICE ABREVIADO

1. INTRODUCCIÓN Pág. 6

2. CARACTERÍSTICAS Y ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO. LOS PROBLEMAS DE LA LIBERALIZACIÓN Pág. 18

- 2.1. Estructura del sector Pág. 18
- 2.2. Liberalización y problemas de organización Pág. 24

3. EL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL EN EL PERÍODO PREVIO A LA LIBERALIZACIÓN Pág. 38

- 3.1. Transición energética, inversión y endeudamiento Pág. 43
- 3.2. Explotación unificada y compensaciones Pág. 52
- 3.3. El Marco Legal Estable Pág. 61
- 3.4. Reorganización empresarial y privatización Pág. 98

4. EL NUEVO MARCO REGULADOR DEL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL Pág. 116

- 4.1. Introducción: el sector eléctrico español en 1997 Pág. 116
- 4.2. Los cimientos de la liberalización Pág. 130
- 4.3. La nueva configuración del sector eléctrico español: normas de organización y funcionamiento Pág. 156
- 4.4. Las últimas privatizaciones Pág. 212

5. LA REESTRUCTURACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DE INGLATERRA Y GALES Pág. 220

- 5.1. Las reformas emprendidas a finales de los ochenta Pág. 220
- 5.2. La evolución de la industria eléctrica tras la reestructuración Pág. 240

BIBLIOTECA VIRTUAL MIGUEL DE CERVANTES

6. LA LIBERALIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL A LA LUZ DE LA EXPERIENCIA DE INGLATERRA Y GALES Pág. 290

6.1. Comparación de modelos organizativos Pág. 290

6.2. La regulación de precios e ingresos en las actividades de red Pág. 327

6.3. La competencia en el mercado de producción Pág. 358

6.4. El debate sobre los Costes de Transición a la Competencia Pág. 389

7. CONCLUSIONES Pág. 430

BIBLIOGRAFIA Pág. 446

ANEXO I Pág. 469

ANEXO II Pág. 476

ÍNDICE DETALLADO Pág. 483

BIBLIOTECA VIRTUAL MIGUEL DE CERVANTES

1. INTRODUCCIÓN

El interés que despierta la liberalización de un sector económico se justifica por el hecho de que, tradicionalmente, el grado y la forma de la intervención pública han sido dos de las cuestiones que han originado mayores controversias entre los estudiosos de la economía, que suelen entablar intensas discusiones acerca de las medidas que alteran la capacidad de actuación de los poderes públicos.

Hasta los años setenta, existió un amplio consenso sobre los beneficios de la intervención del Estado, pues se consideraba que, por esta vía, se lograrían mayores tasas de crecimiento económico y se conseguiría una mayor estabilidad política y social. Sin embargo, durante la década de los setenta, la situación cambió radicalmente. La subida de los precios del petróleo desencadenó una recesión que se reveló muy difícil de superar mediante las políticas económicas habituales. Este entorno resultó propicio para el triunfo de las propuestas de quienes venían clamando contra la excesiva presencia de lo público en la esfera económica. En algunos países, la reacción contra la intervención del Estado se vio impulsada por la elección de políticos que se habían comprometido a reducir su tamaño y su ámbito de actuación. Muchos autores consideran que la victoria de Margaret Thatcher en Gran Bretaña (1979) y el ascenso al poder de Ronald Reagan en Estados Unidos (1980) son los dos acontecimientos que señalan el comienzo de un período en el que se iba a producir una notable reducción de la capacidad de los poderes públicos para intervenir en la economía[1].

En este contexto, comenzaron a proliferar las medidas destinadas a incrementar el protagonismo de lo privado en detrimento de lo público. Entre ellas, sobresalieron algunas que perseguían la eliminación de los obstáculos que imposibilitaban el

desarrollo de la competencia, que se había visto limitado como consecuencia de las restricciones que imponía la intervención del Estado. Estas políticas liberalizadoras solían poner el énfasis en la supresión de dichas restricciones (desregulación) y, frecuentemente, venían acompañadas por la privatización de las empresas públicas que operaban en los sectores que eran objeto de tales políticas. En algunos casos, incluso se llegó a otorgar más importancia a la venta de las compañías, pues se partía del supuesto de que esta medida era suficiente para conseguir mejoras en la gestión e impulsar la competencia entre las empresas que actuaban en los mercados.

Sin embargo, no tuvo que pasar mucho tiempo para que los resultados de las primeras políticas liberalizadoras revelasen que la privatización, aunque se lleve a cabo en medio de un proceso de desregulación, puede no contribuir al logro de los objetivos anteriores cuando la posición de partida de la empresa pública supone un obstáculo infranqueable para posibles rivales o se trata de un mercado en el que la competencia no es factible. En tales circunstancias, la enajenación puede llegar a ser contraproducente, pues la compañía tenderá a usar más su poder de mercado bajo titularidad privada. Lo normal es que estos problemas se presenten en sectores en que la propiedad pública y las regulaciones se habían venido empleando para evitar que las empresas se aprovechasen de su capacidad para determinar precios y cantidades.

En los países donde se han puesto en marcha amplios programas de liberalización económica, los gobiernos se han encontrado con que en sectores como el del gas, el agua, el transporte ferroviario, la electricidad y las telecomunicaciones no bastaba con privatizar y eliminar los obstáculos que impedían el desarrollo de la competencia, sino que, además, era necesario realizar un amplia reestructuración del sector industrial implicado y efectuar una profunda modificación de su marco regulador,

[1] No obstante, debo indicar que, como señala Costas (1995), la Administración Carter (1976-1980) ya llevó a cabo un intensa labor desreguladora en Estados Unidos.

que no debe ser calificada como “desregulación”, sino, más bien, como “reforma reguladora” o “re-regulación”, ya que los cambios no han provocado la desaparición de los controles y normas que establece la Administración, sino la adaptación de los mismos a la nueva organización del sector.

En este trabajo, me voy a referir a uno de los sectores que he citado anteriormente: se trata del sector eléctrico, que está siendo objeto de una intensa liberalización y que, como consecuencia de ello, está experimentando una transformación radical en muchos países. Creo que no es necesario aportar muchos argumentos para poner de manifiesto que el sector que va a ser objeto de esta investigación desempeña una función crucial en cualquier economía, pues, en la actualidad, la energía eléctrica no sólo es un bien de primera necesidad para los consumidores de las sociedades modernas, sino que también es un factor de producción indispensable en casi todos los procesos productivos. Por tanto, la forma en que se organiza y regula este sector no afecta sólo a las compañías que participan en la producción y el suministro de electricidad, sino que interesa también a las empresas que operan en otros sectores, que ven cómo se altera su estructura de costes cuando se modifica el precio de la energía eléctrica, y a todos los consumidores domésticos, que gastan una pequeña parte de su renta en adquirir este producto y los servicios asociados al mismo[2].

Las compañías eléctricas -como las que operan en los sectores del gas, el agua, las telecomunicaciones o el transporte ferroviario-, desarrollan sus actividades en torno a una red, y es precisamente esta singularidad la que facilita la aparición de monopolios u oligopolios, ya que, generalmente, no resulta rentable instalar más de una. Este hecho,

[2] Alrededor del 1’7% del gasto anual total, según la última Encuesta de Presupuestos Familiares.

unido al carácter estratégico del sector eléctrico, explica por qué dicho sector ha estado sujeto a un grado de intervención pública bastante intenso.

No obstante, cada vez son más los países que están llevando a cabo reformas en su sector eléctrico para tratar de fomentar la competencia, incentivar comportamientos eficientes entre las empresas, y abaratar el coste de la energía suministrada a los consumidores sin que se reduzca la calidad del servicio que reciben. Para alcanzar estos objetivos, no sólo están privatizando las compañías públicas y suprimiendo las restricciones que obstaculizaban el desarrollo de la competencia, sino que también están realizando una profunda reestructuración de su sector eléctrico y una amplia revisión del marco regulador.

BIBLIOTECA VIRTUAL

Chile fue el primer país en el que se llevó a cabo una amplia reforma del sector eléctrico. En 1978, el gobierno emprendió una profunda reorganización de la industria, separando verticalmente las actividades que realizaban las compañías eléctricas y dividiendo las empresas para garantizar la eficacia de dicha separación. Asimismo, elaboró un programa para privatizar las sociedades resultantes, estableció unas nuevas normas de funcionamiento y creó un órgano regulador específico, la Comisión Nacional de la Energía, que asumió el control de las actividades desarrolladas por las empresas del sector[3].

En Estados Unidos, las reformas comenzaron prácticamente al mismo tiempo, aunque avanzaron a un ritmo mucho más lento. En 1978, se aprobó la *Public Utilities Regulatory Policies Act* (PURPA), que favoreció la aparición de un gran número de pequeños productores al establecer que las compañías que abastecían a los consumidores estaban obligadas a adquirir toda la electricidad que les ofreciesen estas empresas generadoras, pagando un precio que se determinaba mediante unas tarifas

[3] En Spiller y Viana (1996) se pueden encontrar más detalles.

fijadas por los gobiernos estatales, que casi siempre aprobaron unas condiciones económicas bastante favorables para los pequeños productores. A pesar de la aparición de estas nuevas compañías, la liberalización avanzó muy lentamente, ya que no existía un marco regulador que garantizase unas condiciones adecuadas para el desarrollo de la competencia. Hasta 1992, no se aprobó la Ley de Política Energética que definió los principales aspectos del proceso de liberalización y dejó la reforma del sector eléctrico en manos de los gobiernos estatales. En la actualidad, casi todos han realizado cambios importantes o están elaborando algún proyecto para llevarlos a cabo[4].

Durante la década de los noventa, también se han acometido reformas de entidad en otros lugares del mundo, como en Australia, donde la liberalización comenzó en el estado de Victoria y ya se ha extendido al resto del país; Nueva Zelanda, cuyo sector eléctrico es relativamente pequeño, pero ha experimentado una transformación radical; y Argentina, donde se inició una profunda reestructuración en 1992.

En el continente europeo, Gran Bretaña fue el primer país en el que se efectuó una reforma de envergadura. Entre 1989 y 1990, se llevó a cabo una amplia reorganización del sector eléctrico de Inglaterra y Gales, se aprobó un nuevo marco regulador, y se vendió la mayor parte de las acciones que poseía el Estado en las empresas que surgieron como resultado de la reestructuración. A principios de los noventa, el sector eléctrico noruego también fue objeto de una ambiciosa reforma: el gobierno reorganizó la industria y modificó la regulación, aunque, en este caso, apenas se otorgó importancia a la privatización de las compañías públicas. En la segunda mitad

[4] En Brennan, Palmer, Kopp, Krupnick, Stagliano y Burtraw (1996) se realiza un repaso de las reformas que está experimentando el sector eléctrico estadounidense.

de la década, se realizaron reformas muy similares en Suecia y Finlandia, que se unieron a Noruega para constituir un único mercado de compraventa de electricidad[5].

La liberalización se encuentra más atrasada en el resto del continente, aunque los estados miembros de la UE tienen que cumplir unas exigencias mínimas que están recogidas en la Directiva 96/92/CE, de 19 de diciembre de 1996. Entre estos países, España es el que ha dado más pasos por el camino de la liberalización, hasta el punto de que, en la actualidad, el proceso se encuentra bastante más avanzado de lo que establece la citada Directiva. La reforma que se ha realizado en España es tan amplia y ambiciosa como la que se llevó a cabo en Inglaterra y Gales. El gobierno ha modificado las normas que determinan la organización de las actividades eléctricas, ha obligado a las compañías que ya estaban operando a modificar su estructura interna para adaptarse a la nueva regulación, ha creado un órgano independiente que se ha hecho cargo de la supervisión del sector, y ha vendido casi todas sus participaciones en las empresas públicas.

Con estos cambios, se ha cerrado una etapa en la que el sector eléctrico español ya había experimentado importantes transformaciones. Tras la subida de los precios del petróleo, las empresas se vieron obligadas a realizar grandes inversiones para abaratar el coste de la electricidad que suministraban a los consumidores, y ello les ocasionó un grave desequilibrio financiero. Para resolver esta situación, el gobierno aprobó varias medidas destinadas a reducir el endeudamiento del sector, que había alcanzado unas proporciones muy elevadas, e impulsó un acuerdo para que las empresas llevasen a cabo un intercambio de activos. Sin embargo, estos remedios fueron insuficientes y, al final, la Administración tuvo que recurrir a otras medidas de mayor calado, que se tradujeron en la aprobación del Marco Legal Estable. Como se desprende de su propia

[5] Véase Hjalmarsson (1996).

denominación, la finalidad de este conjunto de normas era garantizar a las compañías eléctricas que sus ingresos no iban a depender de los vaivenes de la coyuntura, sino que seguirían una evolución relativamente previsible y serían suficientes para que recuperasen sus costes, siempre que éstos no fueran excesivos, y consiguiesen una rentabilidad mínima. Además, el régimen retributivo que instauró el Marco Legal Estable tenía en cuenta el hecho de que, mientras los consumidores pagaban las mismas tarifas en todo el país, las empresas del sector tenían distintas estructuras de costes, así que las beneficiadas por el sistema de tarifa única debían compensar a las que resultaban perjudicadas. No obstante, para animar a las compañías eléctricas a que llevasen a cabo una gestión eficiente, estas compensaciones no cubrían todas las diferencias de costes.

A lo largo de este período, también se alteró la estructura empresarial del sector, en el que se produjeron unas cuantas operaciones de fusión y adquisición que provocaron un notable incremento de la concentración horizontal. Algunas de estas operaciones estuvieron motivadas por el interés del gobierno, que se marcó el objetivo de crear un gran grupo empresarial en torno a ENDESA. Además, el sector público aumentó su control sobre las actividades eléctricas mediante la compra de la mayoría del capital de la sociedad que asumió la propiedad de la red de alta tensión. Esta compañía también se encargaba de optimizar la explotación del conjunto del sistema eléctrico, de modo que, al convertirse en su principal accionista, el gobierno pudo intervenir más activamente en el sector.

El objetivo de esta investigación es analizar las transformaciones que está experimentando el sector eléctrico español como consecuencia de la entrada en vigor de la Ley del Sector Eléctrico de 1997, estudiando el sentido de los cambios que se han realizado y examinando las repercusiones que pueden tener las modificaciones del marco regulador. Como ya he mencionado, la aprobación de esta ley y de sus normas de

desarrollo ha sido el punto de partida de una serie de cambios que van a transformar completamente el sector eléctrico, en el que no sólo se ha modificado la titularidad de algunas compañías, sino que también se ha alterado la relación entre las actividades que realizan las empresas eléctricas, se ha variado la forma en que se organiza el proceso que permite poner la electricidad a disposición de sus consumidores, y han cambiado las reglas que determinan las restricciones a las que han de someterse los agentes que operan en el sector. Para efectuar este análisis, se empleará como modelo el trabajo que publicaron Vickers y Yarrow en 1991, en el que, tras realizar una revisión de las reformas que experimentó el sector eléctrico de Inglaterra y Gales a comienzos de la década, se examinan las transformaciones originadas por las mismas y se estudian sus posibles repercusiones, prestando una especial atención a sus efectos sobre la competencia y a su influencia sobre los incentivos de las empresas que operan en el sector.

Al analizar la liberalización del sector eléctrico español, nos haremos, entre otras, las siguientes preguntas: ¿es posible fomentar la competencia en el sector eléctrico español?, ¿qué medios tienen las compañías ya ubicadas en el mercado para impedir la aparición de nuevos rivales?, ¿hasta que punto pueden aminorar el impacto de las reformas liberalizadoras?, ¿cuál es el marco legal más adecuado para las actividades de red?, ¿qué tipo de incentivos deben recibir las empresas que desarrollan estas actividades?, ¿es necesario pagar una compensación a los productores que realizaron inversiones antes de que se aprobaran las reformas?, ¿cómo se deben calcular estas compensaciones?.

Para responder a estas preguntas y a algunas otras, se va a estudiar la liberalización del sector eléctrico español a la luz de la experiencia de Inglaterra y Gales. La elección del caso que se va a emplear como referencia está plenamente

justificada, puesto que, como ya he indicado, la reforma que se llevó a cabo en Inglaterra y Gales fue la primera que se emprendió en un país europeo. El tiempo que ha transcurrido desde entonces, prácticamente una década, nos permite disponer ya de bastante información para enjuiciar los resultados de esa reforma y aplicar sus enseñanzas al caso español. Además, la liberalización del sector eléctrico de Inglaterra y Gales es, probablemente, la más estudiada y debatida por los investigadores que se ocupan de estas cuestiones, se ha utilizado como ejemplo en numerosas ocasiones y ha sido examinada minuciosamente antes de poner en marcha procesos similares en otros países. La comparación entre la experiencia de Inglaterra y Gales y la liberalización que está experimentando el sector eléctrico español nos va a ayudar a predecir cuáles pueden ser los resultados de este proceso y nos va a servir para determinar sus bondades y debilidades.

Con ello, esta investigación pretende realizar una aportación al debate sobre las reformas que se están llevando a cabo en el sector eléctrico español. Como se trata de un tema de candente actualidad y hasta ahora existe poca bibliografía al respecto, creo que este trabajo puede servir para empezar a llenar ese hueco, ya que ofrece una visión general de los cambios y un análisis de las principales cuestiones, haciendo especial hincapié en las que resultarán más decisivas a la hora de juzgar el impacto final de las reformas. Con el ánimo de proporcionar una visión lo más clara posible y de facilitar la explicación de los diferentes asuntos que se van a ir tratando, el trabajo se ha estructurado del siguiente modo:

Después de esta introducción, se presenta un breve capítulo de carácter teórico en el que se describen las actividades que realizan las empresas integradas en el sector eléctrico y se comentan sus características más importantes. También se hace referencia

a las principales controversias que se pueden plantear en torno a la forma en que se organiza y regula este sector.

El siguiente capítulo es eminentemente descriptivo. En él se ofrece un resumen de la evolución del sector eléctrico español durante el período previo a la liberalización. Así, se explica cómo le afectó la crisis del petróleo, que obligó a las empresas a incrementar su endeudamiento para hacer frente a las enormes inversiones que tuvieron que realizar con el fin de contribuir a aminorar la dependencia energética de España. También se comentan las medidas que adoptó el gobierno para intentar resolver el desequilibrio financiero originado por ese proceso inversor, y se estudia el Marco Legal Estable, que, como ya se ha dicho, fue el principal instrumento de la regulación a la que estuvieron sujetas estas compañías desde 1998. Asimismo, se examina la reorganización que se produjo en el sector durante los años ochenta y la primera mitad de la década de los noventa. A lo largo de este período, no sólo se modificó la estructura empresarial, sino que, además, se efectuó una amplia revisión de las normas que determinaban la manera en que se conducía el proceso que permitía poner la energía eléctrica a disposición de los consumidores. En este capítulo también se estudian esos cambios, examinando cómo se alteraron el grado y la forma en que se producía la intervención pública y prestando una especial atención a la función que desempeñaba el sistema de compensaciones.

En el capítulo cuatro, se revisa el nuevo marco regulador del sector eléctrico español. Para ello, se toma como punto de partida la situación en que se encontraba el sector en 1997 y, una vez examinados los aspectos básicos de las reformas que introdujo la Ley de Ordenación del Sector Eléctrico de 1994, que no llegó a ser objeto de un completo desarrollo normativo, salvo en lo concerniente a la Comisión del Sector Eléctrico Nacional, se detallan los acuerdos recogidos en el Protocolo suscrito a finales

de 1996 por el Ministro de Industria y Energía y las principales compañías del sector, que es el documento en el que figuran los fundamentos de las reformas que se iniciaron al año siguiente, con la aprobación de la Ley de 1997. A continuación, y con el fin de enmarcar la liberalización del sector eléctrico español en el contexto de la Unión Europea, se repasan los aspectos más importantes de la Directiva Comunitaria que estableció las bases para la creación del Mercado Interior de la Electricidad y, finalmente, se aborda el estudio de la nueva regulación y se comentan las privatizaciones que ha efectuado el gobierno desde que entró en vigor la Ley del Sector Eléctrico de 1997.

El capítulo cinco se dedica a la liberalización del sector eléctrico en Inglaterra y Gales. Este capítulo está formado por dos partes bien diferenciadas: en la primera, se revisa la organización del sector eléctrico antes de las reformas, se examina la reestructuración que se llevó a cabo a finales de los ochenta y principios de los noventa, y se estudian las modificaciones que se realizaron en el marco regulador; en la segunda, se presenta un análisis de la evolución de la industria eléctrica desde que se efectuaron las reformas, prestando una mayor atención a aquellos aspectos que se refieren a la competencia y a la regulación de las actividades que se realizan en régimen de monopolio.

En el capítulo seis se recogen las principales aportaciones de esta investigación. Dicho capítulo consta de cuatro partes. En la primera, se compara el modelo organizativo que se adoptó en Inglaterra y Gales con el que se ha establecido en el sector eléctrico español, repasando las principales diferencias entre ambos para resaltar las disparidades que se observan al contrastar los aspectos básicos de dos procesos de liberalización económica que tienen objetivos similares. En los restantes apartados, se examinan con más detenimiento las tres cuestiones que, a mi juicio, merecen una mayor

atención. Así, la segunda parte del capítulo se dedica al análisis del régimen retributivo de las actividades de transporte y distribución, que se estudia a la luz de la experiencia de Inglaterra y Gales con la regulación IPC-X. En el tercer apartado, se analizan las posibilidades de que exista competencia en el mercado mayorista, cuya creación ha sido, probablemente, la más importante de las reformas que ha introducido la Ley de 1997. Para ello, se toma como punto de partida lo que ha sucedido en Inglaterra y Gales, donde la puesta en marcha de un mercado mayorista de compraventa de electricidad también fue la principal novedad que introdujo el proceso de liberalización. Además, el grado de competencia que ha existido en ese mercado suele ser una de las principales cuestiones que analizan los autores que tratan de valorar el éxito o el fracaso del proceso de liberalización que se ha desarrollado en esa parte del Reino Unido. Finalmente, se aborda una cuestión que no admite ningún paralelismo con el caso que se utiliza como referencia en los demás apartados, aunque ello no significa que este problema no se haya planteado en otros países (por ejemplo, en Estados Unidos): se trata del debate sobre los Costes de Transición a la Competencia, que es la denominación que recibe la compesación que van a ingresar las empresas que ya generaban electricidad cuando se aprobó la Ley de 1997.

En el último capítulo se presentan las conclusiones, se efectúan varias propuestas de política económica y se indican algunas cuestiones que podrán ser objeto de posteriores investigaciones.

2. CARACTERÍSTICAS Y ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO. LOS PROBLEMAS DE LA LIBERALIZACIÓN

2.1. Estructura del sector

Dentro de lo que se conoce como “sector eléctrico” se llevan a cabo varias actividades, que mantienen entre sí una estrecha relación vertical, y que se suelen agrupar del siguiente modo:

❑ Generación. Consiste en la utilización de los recursos energéticos naturales o alguna transformación de los mismos para la producción de electricidad de alto voltaje. Se trata de una actividad muy intensiva en capital, en la que la recuperación de los recursos invertidos se produce a lo largo de amplios períodos de tiempo. Además, para la construcción de unidades productoras se necesitan plazos muy dilatados, durante los cuales la inversión realizada no genera rendimientos. La vida útil de los equipos instalados también es muy larga, con importantes diferencias según el tipo de energía utilizada como factor de producción. Así pues, la generación implica unos elevados costes hundidos, pues a la tardanza en recuperar los capitales invertidos se une la imposibilidad de dedicar los activos adquiridos a un uso alternativo.

El nivel de inversión depende de la fuente de energía que se va a usar. En general, la relación entre costes fijos y variables es más alta en las centrales nucleares y más baja en las estaciones de gas. Las instalaciones que utilizan carbón como materia prima suelen situarse en una posición intermedia. La generación hidráulica plantea un problema diferente: el coste variable es muy reducido, pero también debemos tener en cuenta que existe un coste de oportunidad. Como el nivel de las reservas de agua depende de un factor incontrolable -el clima-, la decisión entre usarla para generar electricidad o mantenerla embalsada requiere considerar el coste del combustible que

habría que emplear en caso de no utilizarla, la probabilidad de no aprovechar dicha agua en el futuro -porque las aportaciones adicionales generen un exceso o porque se pierda una parte por culpa de la absorción y de las filtraciones-, y la probabilidad de no contar con suficientes reservas hidráulicas cuando éstas sean más necesarias (Beato, 1986a). En un sistema eléctrico eficiente se utilizarán distintas fuentes de energía[6]. El coste de cada una de ellas, la variabilidad de la demanda y las necesidades de inversión asociadas a cada tipo de planta determinarán su participación en el parque de generación.

La teoría y la evidencia ponen de manifiesto la existencia de rendimientos crecientes para bajos niveles de producción, y rendimientos más o menos constantes a partir de un cierto tamaño (Joskow y Schmalensee, 1983). El umbral desde el que desaparecen las economías de escala varía de acuerdo con la fuente de energía utilizada, pero suele ser pequeño al compararlo con la dimensión del mercado al que se abastece. Por tanto, no parece existir ningún argumento económico que justifique el hecho de que una sola compañía lleve a cabo esta actividad. No obstante, que la competencia sea factible no significa que sea fácil organizar el sector de forma que un número suficiente de empresas garantice ese resultado.

El almacenamiento del bien producido (energía eléctrica) es prácticamente imposible. Sólo es viable cuando se trata de cantidades muy pequeñas y existe la posibilidad de compensar en el futuro el coste que ello supone. Esta circunstancia es la causa de que en todo momento la producción deba ser ajustada a la demanda, que

[6] Cuando un agente planifica el funcionamiento del sistema eléctrico, cada una de ellas se asigna a un tramo de demanda. Así, por ejemplo, las centrales nucleares suelen satisfacer la demanda básica. Con las estaciones de gas ocurre lo contrario: generalmente, se utilizan para cubrir los picos de la demanda. Las plantas que generan electricidad a partir de carbón suelen funcionar para complementar a las que atienden las necesidades básicas cuando la demanda alcanza valores intermedios.

Si el funcionamiento de las centrales se establece a través de algún mecanismo que se rige por criterios de mercado, el orden en que se incorporan las centrales depende, entre otros factores, del grado de competencia que existe entre los productores de electricidad, ya que ello determina la relación entre precios y costes.

fluctúa constantemente siguiendo unas pautas diarias, semanales, mensuales y anuales; aunque también experimenta movimientos aleatorios e imprevisibles. Por tanto, las empresas generadoras deberán mantener un exceso de capacidad que les permita asegurar permanentemente el suministro[7].

❑ Transmisión. Es el servicio que consiste en transportar la electricidad desde la planta generadora hasta las redes locales a través de unos cables que permiten la circulación a alto voltaje[8].

La coordinación entre generación y transmisión es vital para asegurar el suministro de electricidad a los consumidores finales. Una vez en la red, el fluido eléctrico se distribuye según leyes físicas. Por ello, no es posible dirigirlo y no se puede determinar cuál es el origen de la electricidad obtenida del sistema. Como el equilibrio entre oferta y demanda debe mantenerse continuamente en cada nodo de la red, y las necesidades pueden cambiar rápidamente en poco tiempo, se requiere un control centralizado de ambas actividades. Este control lo suele llevar a cabo la misma empresa que se encarga de la transmisión[9]. Además, cuando el orden en que se incorporan las centrales no se determina a través de un mercado, también se suele encargar de establecer qué estación debe introducir energía en la red para cubrir la demanda existente en cada momento, usando normalmente el criterio de minimización de costes para el conjunto del sistema.

[7] Además de los costes de arranque, en algunos tipos de centrales es preciso un considerable período de espera antes de que la instalación pueda funcionar a pleno rendimiento. Por tanto, en lugar de apagar una estación cuando ya no es necesaria y volver a encenderla cuando la demanda lo requiere, a veces es mejor mantenerla en funcionamiento aunque no produzca.

[8] En la legislación española, se utiliza el término “transporte” para hacer referencia a lo que aquí se denomina “transmisión”.

[9] No obstante, Polo y Scarpa (1997) consideran que el control del vínculo entre generación y transmisión puede considerarse una actividad separada.

Así pues, la necesidad de equilibrio eléctrico puede conducir a una estrecha coordinación entre generación y transmisión. En muchos casos, ello ha dado lugar a una empresa verticalmente integrada, que lleva a cabo ambas actividades. Sin embargo, esta unificación presenta un inconveniente fundamental: extiende a la generación, que es una actividad potencialmente competitiva, el monopolio que existe en la transmisión.

De entre todas las actividades que hacen posible el suministro de energía eléctrica a los consumidores, ésta es, probablemente, la única en la que se puede hablar de monopolio natural a nivel nacional. La competencia, aun cuando quedase reducida a un oligopolio entre dos empresas, exigiría la existencia de dos redes de transmisión. Para que esta duplicación fuese económicamente eficiente sería necesario que una sola red fuese incapaz de transportar toda la electricidad necesaria. En caso contrario, la presencia de dos competidores impediría a ambos disfrutar plenamente de las economías de escala que se pueden conseguir en esta actividad. A largo plazo, alguno de ellos lograría aventajar al otro en el aprovechamiento de las mismas, lo que le permitiría reducir su coste unitario y practicar una política de precios que provocase la expulsión del competidor.

En el transporte de electricidad también se pueden lograr importantes economías de alcance y de densidad (Weyman-Jones, 1995). Ya se ha comentado que la energía eléctrica es difícilmente almacenable. Así pues, el fluido que circula por los cables de alta tensión en cada momento del día, del mes o del año puede considerarse un producto distinto. Ello confiere a la transmisión las características propias de una actividad multiproducto, y permite hablar de economías de alcance en el sentido de que el coste de suministrar un conjunto de productos es inferior a la suma de los costes de ofrecer cada uno de ellos separadamente.

La economías de densidad surgen como consecuencia de la interconexión entre los diferentes nodos de demanda, en los que las transacciones de fluido pueden experimentar variaciones aleatorias e imprevisibles. A menos que estas oscilaciones mantuviesen entre sí una correlación perfecta de signo positivo, el riesgo de no poder satisfacer la demanda en un sistema de nodos interconectados es menor que la suma de los riesgos de no poder atender las necesidades de cada nodo aislado.

Una pequeña parte de la energía que se introduce en la red se pierde como resultado de imperfecciones en los cables que la constituyen. Estas pérdidas son más altas cuanto menor es el voltaje y cuanto mayor es la distancia entre las instalaciones de generación y los consumidores finales. Esto significa que si una nueva planta introduce electricidad en un nodo que está cerca del consumidor final, la distancia media que recorre el fluido se reduce y, con ello, disminuyen las pérdidas de energía. Por tanto, añadir electricidad a la red de transmisión puede suponer un coste marginal negativo cuando la localización del equipo generador permite reducir la distancia media que recorre el fluido eléctrico. Del mismo modo, el incremento de la demanda en ciertos nodos puede implicar un coste marginal negativo si provoca una disminución del recorrido medio de la energía introducida.

Las redes de transmisión tienen una capacidad limitada. Ello puede restringir el transporte de energía y, en consecuencia, la eficiencia general del sistema. Veámoslo con un ejemplo. Supongamos que las plantas generadoras del norte de España producen electricidad a un coste inferior al de las instalaciones ubicadas en el sur del país. Si esta diferencia en costes fuese superior al valor de las pérdidas que se producen durante el transporte, resultaría económicamente eficiente satisfacer la demanda del sur mediante energía producida por los generadores del norte. Sin embargo, hemos de tener en cuenta que la capacidad de la red de transmisión puede limitar esta posibilidad, lo que nos

obligaría a atender una parte de la demanda del sur mediante electricidad proporcionada por la instalaciones situadas en esa zona. El resultado sería un incremento de los costes del conjunto del sistema.

❑ Distribución. Es una actividad similar a la anterior. Consiste en el transporte de electricidad desde la red de alta tensión hasta el consumidor final. Esta operación requiere la utilización de un transformador que reduzca el voltaje, colocándolo a los niveles requeridos por el usuario (normalmente, 220 voltios).

Así pues, el proceso de transporte de energía eléctrica desde las plantas de generación hasta el consumidor final puede dividirse en dos fases: distribución y transmisión. Ambas actividades se caracterizan por un uso intensivo del factor capital, una elevada relación entre costes fijos y variables, y altos costes hundidos. Además, en la distribución se reproducen condiciones similares a las que nos permiten considerar la transmisión como un monopolio natural. Sin embargo, las compañías distribuidoras ejercen su poder de mercado sobre un ámbito territorial más reducido. De ahí que a nivel nacional sea factible la existencia de varias empresas, que actúan como monopolistas en el área geográfica que tienen asignada.

La estrecha relación existente entre las fases de transmisión y distribución suele conducir a una estructura organizativa en la que ambas actividades están integradas. Ahora bien, si esta unión implica que una misma empresa se va a encargar de la distribución en las diferentes áreas geográficas, se pierde una buena parte de los beneficios que puede proporcionar la división horizontal. Volveré sobre esta cuestión más adelante.

❑ Suministro o comercialización. El suministro engloba todas las actividades relacionadas con la venta de electricidad a los usuarios finales (adquisición al por mayor, contratación, lectura, asesoramiento al cliente, facturación y cobro).

Tradicionalmente, las compañías distribuidoras se han encargado de suministrar la electricidad a los consumidores. Sin embargo, no existe ninguna razón económica que avale la idea de que sólo ellas deben encargarse de esta actividad. Si se permite el acceso a las redes de transmisión y distribución mediante unas condiciones adecuadas, el suministro de energía eléctrica a los usuarios finales puede realizarlo una entidad distinta a la compañía de distribución que opera en la zona. Con ello, el suministro se convierte en una actividad potencialmente competitiva, en la que las empresas de generación, las que distribuyen en otras regiones, o cualquier otra, pueden rivalizar con la encargada de la distribución en un área geográfica concreta. No obstante, para que exista verdadera competencia será necesario evitar que esta compañía utilice su monopolio sobre la red local para impedir la concurrencia de otras empresas suministradoras.

A diferencia de las actividades anteriores, en ésta no se requieren elevadas inversiones. Ello permite que los costes hundidos sean bajos, lo que facilita la entrada y crea unas condiciones adecuadas para que exista competencia.

En definitiva, el suministro consiste en la prestación de un servicio al por menor a partir de un producto elaborado por otros y mediante una infraestructura ajena. Por consiguiente, el valor añadido por las empresas comercializadoras es relativamente pequeño, y sus diferentes costes (generación, transmisión y distribución) tienen una enorme influencia en el precio de venta.

2.2. Liberalización y problemas de organización

La introducción de competencia en una estructura tan compleja como la expuesta anteriormente plantea múltiples dificultades. Cualquier decisión liberalizadora que afecte a alguna de las actividades comprendidas en el sector tiene una influencia

inmediata sobre las demás y, por ende, sobre el conjunto de la industria eléctrica. A continuación, se recogen los problemas más importantes[10].

- Coordinación y competencia

En el sector eléctrico se pone de manifiesto una "fuerte tensión" entre coordinación y competencia (Joskow y Schmalensee, 1983). Tradicionalmente, este enfrentamiento se ha resulto otorgando prioridad a la coordinación. Así, en muchos países, una sola compañía se ha encargado de realizar todas las actividades, con el objetivo, al menos teórico, de maximizar las ventajas derivadas de la centralización de decisiones:

- En primer lugar, hemos de tener en cuenta que un sistema eléctrico es más estable y seguro cuando todas las unidades que lo integran están físicamente interconectadas. Pero en este caso, cualquier avería o sobrecarga en una línea de transmisión afecta a otras líneas de transmisión o distribución, e incluso puede llegar a repercutir sobre la generación de energía. Del mismo modo, cualquier problema para satisfacer la demanda en un punto concreto se traslada a otras partes del sistema. Todo ello favorece el establecimiento de una estructura completamente integrada, en la que una sola empresa se encarga de planificarlo todo para asegurar la mejor respuesta posible ante cualquier eventualidad.

- En segundo lugar, la separación de actividades puede provocar problemas de infrainversión en alguna de ellas. Se trata de un caso particular de una cuestión ampliamente analizada en la literatura económica (Tirole, 1988). Una empresa que ha de acometer grandes inversiones en activos muy específicos, que no pueden ser fácilmente reconvertidos para su uso en otras actividades, corre el riesgo de que, una vez realizadas, los consumidores no estén dispuestos a pagar un precio que permita

[10] Para este epígrafe se ha utilizado como guía el excelente trabajo realizado por Vickers y Yarrow (1991b).

obtener la rentabilidad prevista. Ello puede llevar a la compañía a reducir o postergar esas inversiones.

La separación entre generación y transmisión podría provocar problemas de este tipo. Las compañías de generación pueden tener escasos incentivos para invertir en nuevas estaciones si piensan que la empresa que gestiona la red de transmisión va a incrementar los precios una vez concluida la construcción[11]. Del mismo modo, la posibilidad de que los suministradores se pongan de acuerdo para limitar el precio que están dispuestos a pagar por la energía generada puede desincentivar la inversión en instalaciones adicionales. En ambos casos, las empresas productoras de electricidad deberán soportar todo el coste derivado de la construcción de las nuevas centrales, pero sólo se aprovecharán parcialmente de los frutos de esta inversión: otros se apropiarán (*hold-up*) también sin haber tenido que incurrir en coste alguno. Para evitar este problema, algunos autores defienden la aplicación de contratos a largo plazo, en los que ambas partes establezcan por anticipado las condiciones en que se van a desarrollar sus relaciones (Joskow, 1987). Sin embargo, la integración de las dos actividades parece, a primera vista, una solución más sencilla y menos costosa.

- En tercer lugar, la integración vertical ayuda a afrontar el riesgo de mercado (Vickers y Yarrow, 1991b). Si la generación está separada de las demás actividades, una reducción de la demanda final de electricidad provocará una disminución de la energía que se vende a los suministradores. Ello impedirá utilizar una parte de la capacidad instalada y las compañías se verán obligadas a soportar un deterioro en la cuenta de

[11] En realidad, el problema suele ser más complejo. La inversión en nuevas plantas generadoras puede requerir una inversión paralela en la red de transmisión, que garantice que estas instalaciones van a poder funcionar sin restricciones. Así pues, el riesgo para la empresa productora no se explica únicamente por la posibilidad de una subida en el precio que se cobra por introducir la energía en la red de transmisión. Se fundamenta también en la posibilidad de tener que soportar restricciones provocadas por la falta de capacidad de la misma.

resultados[12]. Sin embargo, la integración entre generación y suministro permite transferir a los consumidores una parte de los costes derivados del exceso de capacidad. Incluso si las tarifas son fijas e impiden repercutir estos costes, la unión de ambas actividades permite, en cualquier caso, repartir el riesgo entre las dos.

- En cuarto lugar, la separación de generación y transmisión plantea la necesidad de establecer un sistema de precios que refleje adecuadamente los costes de utilización de la red de alta tensión (Bohn, Caramanis y Schweppe, 1984). Ya se ha comentado que en ella existen restricciones de capacidad y se producen pérdidas que crecen conforme aumenta la distancia media recorrida por la energía eléctrica. Los precios pagados por usar la red de transmisión deben tener en cuenta ambas circunstancias, así como la necesidad de mantener continuamente el equilibrio en un sistema en el que los flujos de electricidad no pueden ser dirigidos. En consecuencia, el precio de la energía tomada de la red de alta tensión debería calcularse para cada nodo del sistema, según sea su influencia sobre las pérdidas en la transmisión y considerando que algunas de las líneas pueden estar funcionando a plena capacidad.

Si la generación y la transmisión están verticalmente integradas, el sistema se puede optimizar internamente, ubicando las estaciones productoras de forma que se equiparen las pérdidas y se eviten saturaciones en las líneas. Pero si no es así, la optimización del sistema exige el establecimiento de un sistema de precios que envíe las señales adecuadas a los usuarios de la red.

[12] Si existe competencia en la generación, un exceso de capacidad puede provocar un descalabro financiero aún mayor, pues cabe la posibilidad de que las diferentes empresas se enfrenten en una guerra de precios que podría traducirse en considerables pérdidas para las compañías que estuviesen menos preparadas para afrontarla.

Así pues, existen varias circunstancias que favorecen el establecimiento de una estructura plenamente integrada. Los argumentos a favor de la unificación parecen mostrarse especialmente sólidos cuando se analiza la relación entre generación y transporte a alta tensión, pero también es aquí donde la integración implica mayores dificultades.

El principal inconveniente de la unificación es que impide obtener los beneficios de la competencia. Si la compañía que se encarga de la red de transmisión posee también estaciones de generación, será difícil conseguir resultados competitivos en esta actividad. La empresa integrada podrá amenazar con establecer unas tarifas de acceso a la red que resulten excesivas para sus posibles rivales, desanimándolos a realizar las inversiones necesarias para implantarse en el negocio de la generación. Además, cualquier competidor podría verse obligado a soportar un perjuicio adicional, pues la compañía presente en ambas fases tendría incentivos para sesgar su política de mantenimiento, ampliación y refuerzo de la red, utilizándola en contra de las estaciones generadoras que rivalizan con las suyas (Polo y Scarpa, 1997). En este caso, el riesgo de que se produzca una apropiación (*hold-up*) de inversiones es todavía mayor, pues a la compañía que monopoliza la transmisión le interesa esta estrategia por dos razones: para incrementar la rentabilidad que obtiene gestionando la red y para contener la expansión de sus rivales en la generación. En tales circunstancias, la probabilidad de conseguir una estructura competitiva será extraordinariamente reducida.

En la relación entre la distribución y el suministro se produce una situación similar. Si se permite a una misma compañía realizar las dos actividades, se vuelve a plantear la posibilidad de que la empresa que tiene el monopolio sobre la red lo utilice para otorgar un trato preferente a sus empresas suministradoras y cerrar el paso a la

competencia. Por el contrario, la separación facilita la competencia en el abastecimiento a los consumidores finales.

No obstante, en relación con esta cuestión se plantean otras dos adicionales. La primera se refiere al alcance de la competencia. En todas las áreas de distribución existen pequeños consumidores que no serían abastecidos si el mercado fuese plenamente competitivo[13]. Por consiguiente, puede ser necesario establecer alguna obligación de suministro que garantice la percepción del servicio (MacKerron y Boira-Segarra, 1996). Esta obligación suele llevar aparejada la concesión de algún tipo de franquicia sobre tales clientes, de forma que la competencia afecte sólo a grandes y medianos usuarios. Lo normal es que la empresa beneficiaria sea la compañía distribuidora de la zona, que se encuentra en una posición más favorable para atender a los pequeños consumidores.

La segunda se refiere a la posibilidad de que la integración entre generación y suministro permita una mayor competencia en esta última actividad (Yarrow, 1994). La entrada de las empresas generadoras en el negocio minorista puede suponer la aparición de unos serios rivales para las compañías de distribución, que se encuentran en una posición privilegiada para hacerse con la mayor parte este mercado. Sin embargo, cuando no existe suficiente competencia en la producción de electricidad, la unificación de estas dos actividades podría provocar también el efecto contrario, ya que las empresas generadoras tendrían incentivos para adoptar una política de discriminación de precios, pues cobrando más barata la energía que venden a sus suministradores conseguirían incrementar su cuota de mercado.

[13] Se trata de usuarios para los que la relación entre el coste que implica proporcionarles el servicio y sus necesidades de energía eléctrica es elevada.

Aunque la transmisión y la distribución constituyen monopolios naturales, la separación de estas dos actividades permite introducir ciertas presiones competitivas que no son posibles cuando las dos actividades están completamente integradas. Si la unificación de ambas supone que la empresa que gestiona la red de alta tensión se encarga también de las redes de baja y media tensión conectadas a ella en cada zona de distribución (integración horizontal y vertical), se pierde la posibilidad de utilizar algún mecanismo de competencia por comparación, que permitiría valorar la actuación de cada monopolista regional cotejándola con la de los demás (Weyman-Jones, 1995). No obstante, la colusión entre los diversos distribuidores y las diferencias entre regiones pueden dificultar la aplicación de estos procedimientos.

También debemos tener en cuenta que, aunque no exista ninguna integración vertical entre las dos actividades de transporte, basta con que la distribución esté horizontalmente integrada para que las comparaciones no sean eficaces. Además, cuando se pretende favorecer la competencia en el suministro, no es conveniente poner todas las redes locales en manos de una misma empresa, pues, con ello, se elimina la posibilidad de que las diferentes compañías distribuidoras se enfrenten entre ellas por la captación del negocio minorista (Armstrong, Cowan y Vickers, 1994).

Finalmente, debemos tener presente que cuanto más integradas están las actividades que configuran el sector eléctrico, más difícil es establecer una estructura reguladora que evite comportamientos indeseables, pues mayor es el monopolio informacional del que disfruta la empresa unificada, y mayor es también su capacidad para desarrollar alguna estrategia que le permita “capturar” al organismo regulador.

Así pues, en el sector eléctrico se dan una serie de circunstancias que nos llevan a plantear la posibilidad de que los efectos anticompetitivos derivados de la integración puedan ser tan importantes que compensen, e incluso superen, los beneficios resultantes

de la misma. Sin embargo, la separación de actividades verticalmente integradas no es suficiente para garantizar la obtención de resultados competitivos, aunque éstos sean factibles. Como veremos a continuación, también es necesario que la estructura del sector permita el acceso de nuevos concurrentes y conduzca a esos resultados.

- Estructura empresarial y competencia

En el sector eléctrico existen dos actividades potencialmente competitivas: la generación y el suministro. La primera proporciona el bien que hace posible la existencia de las demás, y es mucho más importante que la segunda en términos de valor añadido, de ahí que el debate sobre la promoción de competencia en la producción revista una mayor trascendencia. Además, las características de la actividad generadora incrementan la complejidad de esta tarea.

En primer lugar, nos referiremos al efecto de las restricciones de capacidad. Salvo que la potencia instalada supere con creces las necesidades del sistema, solamente la existencia de un elevado número de competidores permite garantizar que el precio de la energía producida se acercará al coste marginal[14]. Recordemos que, en cada momento, la capacidad disponible está dada, y sólo es posible ampliarla tras un largo proceso inversor. Así pues, cuando hay pocas empresas, lo más probable es que todas sean necesarias para satisfacer la demanda cuando ésta se sitúa por encima de valores medios. Por consiguiente, cada una de ellas mantiene un cierto poder de mercado que le permite elevar los precios por encima del coste marginal. La características de la red de transmisión refuerzan esta posición. La posibilidad de saturaciones y pérdidas en los cables obliga a utilizar algunas centrales que no se incorporarían si no existiesen estas

[14] El trabajo de Kreps y Scheinkman (1983) proporciona un soporte teórico a este tipo de afirmaciones.

restricciones. Ello hace posible que sus propietarios puedan establecer un precio superior al coste marginal.

Por el contrario, cuando la potencia instalada se reparte entre muchas empresas, la capacidad de generación de cada una de ellas es pequeña en comparación con los requerimientos totales. En consecuencia, la que establezca precios muy elevados corre el riesgo de no producir, pues incluso en los momentos de mayor demanda puede existir algún pequeño exceso de capacidad en el sistema. Bohn, Caramanis y Schweppe (1984) señalan que la obtención de resultados competitivos depende también de la calidad de la red de transmisión. Si la compañía que se encarga de ella sigue una política inversora que favorece la reducción de las pérdidas y la supresión de las congestiones, ninguna de las empresas generadoras podrá aprovechar las restricciones de la red para abusar de su posición.

Ahora bien, si extendemos nuestro análisis para incorporar la posibilidad de interacción dinámica entre las empresas, podremos comprobar que aparecen dificultades adicionales. En la práctica, las compañías generadoras participan en un juego que se repite cada día, pues para que la producción de electricidad pueda adaptarse a una demanda fluctuante, las empresas han de ofertar, todos los días, precio y cantidad para cada período de referencia[15]. En juegos como éste, la probabilidad de que produzca algún tipo de colusión es elevada (Tirole, 1988), pues los participantes tienen considerables incentivos para alcanzar un acuerdo que evite guerras de precios[16]. Además, en este caso concreto, la existencia de restricciones de capacidad incrementa los beneficios que proporciona una conducta colusoria. Como la cooperación es más

[15] En España, la fracción temporal relevante es una hora.

[16] Normalmente, no se tratará de un acuerdo explícito. Más bien, lo que ocurrirá es que las empresas generadoras aprenderán a comportarse de una forma que resulte mutuamente ventajosa.

difícil cuanto mayor es el número de participantes en el juego, una menor concentración de la propiedad garantiza una mayor competencia entre los generadores.

Por tanto, será difícil obtener resultados competitivos si la generación de electricidad corre a cargo de unas pocas empresas. Sin embargo, aunque no existan suficientes compañías productoras, hay algunos factores que pueden evitar la fijación de precios muy superiores al coste marginal.

El primero hace referencia a la posibilidad de una férrea intervención reguladora. Si esta amenaza es creíble, las compañías generadoras pueden estar dispuestas a renunciar a una parte de su poder de mercado con tal de evitar que se establezca algún control sobre su actuación.

El segundo se refiere al establecimiento de contratos a largo plazo entre los generadores y sus clientes. Estos contratos permiten determinar un precio estable, que protege a ambas partes de la volatilidad inherente al proceso de fijación de precios que se desarrolla en el día a día (Thomas, 1996b). La existencia de tales contratos reduce los beneficios que se pueden conseguir estableciendo márgenes elevados en las ofertas que se realizan en el mercado a corto plazo.

El tercero está relacionado con la entrada de nuevas compañías de generación (Vickers y Yarrow, 1991b). Si los precios son muy elevados, el margen de beneficios será tan alto que se incrementará el número de empresarios dispuestos a realizar las inversiones necesarias para establecerse en esta actividad. Aunque no les resultará fácil conseguirlo. Los generadores ya instalados dispondrán de ubicaciones más adecuadas, pues la red de transmisión se habrá configurado en torno a ellos, lo que hará más difícil la búsqueda de emplazamientos para las nuevas centrales. Además, las compañías previamente establecidas disfrutarán de las ventajas que les proporciona explotar una inversión ya realizada, mientras que los recién llegados deberán soportar la espera que

impone el período de construcción de las instalaciones, lo que retrasa la competencia efectiva.

No obstante, las empresas que posean los equipos más antiguos tendrán que afrontar mayores costes de mantenimiento, y deberán acometer las inversiones necesarias para adaptarlos a unas normas de protección medioambiental cada vez más exigentes. Además, cabe la posibilidad de que la composición de su parque de generación no sea la más adecuada para enfrentarse a la competencia, ya que, con el paso del tiempo, el precio de los combustibles puede haber evolucionado de forma que el coste de funcionamiento de alguna de sus unidades supere al de las nuevas instalaciones[17].

BIBLIOTECA VIRTUAL

Si la regulación del sector lo permite, es posible que algunos suministradores construyan sus propias plantas de generación, aunque esta integración vertical podría limitar la competencia. Si no se permite la unión de ambas actividades, existe todavía la posibilidad de establecer unos contratos que reduzcan el riesgo al que se enfrentan los nuevos generadores (Parker, 1996a). Estos contratos deberían garantizar, por adelantado, las condiciones en las que van a vender su energía cuando terminen de construir las instalaciones.

Sin embargo, la incorporación de nuevas empresas de generación puede colocar la capacidad de producción del sistema por encima de los niveles aconsejables, pues la potencia adicional que aporten los recién llegados se sumará a los excedentes que mantengan las compañías ya establecidas, que tenderán a instalar una capacidad excesiva para no dejar sitio a posibles competidores (Yarrow, 1994).

[17] Durante los últimos años, el desarrollo tecnológico ha permitido la instalación de plantas que utilizan turbinas de gas de ciclo combinado (CCGT). Estas centrales presentan varias ventajas: los costes de capital, el precio del gas, las necesidades de espacio y el período de construcción son relativamente

- Regulación y competencia en el sector eléctrico

Una forma de resolver estos problemas y evitar comportamientos perjudiciales para el interés general es poner todo el sistema eléctrico en manos del sector público. Teóricamente, un organismo gubernamental podría llevar a cabo un control centralizado del mismo, planificando la actuación de cada uno de sus componentes para satisfacer las necesidades de los usuarios al menor coste posible.

Pero si una sola compañía realiza todas las actividades será prácticamente imposible que exista competencia donde ésta es factible (generación y suministro). La entidad pública podrá emplear su monopolio sobre las redes para favorecerse a sí misma en estos ámbitos. Además, el gobierno dispondrá de instrumentos legales para reforzar la posición de su empresa frente a posibles competidores privados. Aunque también podría actuar en sentido contrario, restringiendo las estrategias anticompetitivas de la compañía pública y allanando el camino a sus rivales. No obstante, una parte de la literatura económica excluye esta posibilidad, pues niega que la actuación del gobierno tenga como objetivo la defensa del interés general, a la vez que cuestiona la capacidad de las empresas públicas para alcanzar sus fines con la máxima eficiencia productiva[18]. Estos argumentos suelen utilizarse para establecer una presunción a favor de la propiedad privada.

Sin embargo, la privatización no garantiza la consecución de resultados competitivos. Para conseguirlos, puede ser necesario que el gobierno establezca una regulación que condicione y controle la actuación de las compañías privadas.

En la transmisión y la distribución, donde la competencia no es posible, también será necesario establecer una estructura reguladora que impida a los

bajos; el combustible utilizado es uniforme, tiene pocas impurezas y es menos contaminante (Thomas, 1996b).

[18] En Hemming y Mansoor (1988) se pueden encontrar algunas reflexiones sobre esta postura.

monopolistasutilizar su poder de mercado y que garantice el libre acceso a las redes. La obtención de resultados competitivos en la generación y el suministro va a depender, en buena medida, de la efectividad de esta regulación (Ortega, 1993). Además, la compañía que gestiona la red de transmisión suele encargarse de la planificación y el control del conjunto del sistema, lo que la coloca en una posición privilegiada, que le permite acceder a información fundamental sobre cada una de las empresas participantes. Por tanto, habrá que supervisar estrechamente su actuación para evitar comportamientos abusivos y conductas que no se ajusten al objetivo de satisfacer las necesidades de los usuarios al menor coste posible.

Así pues, cuando las distintas actividades que constituyen el sistema eléctrico se encomiendan a compañías privadas, la intervención pública aún está presente a través de una estructura reguladora, que va a tener una influencia decisiva sobre la actuación de las empresas participantes. Según cómo se decida promover la eficiencia productiva, dependiendo del procedimiento utilizado para lograr la máxima eficiencia asignativa, y en función de la importancia que se haya otorgado a la distribución de la renta, la regulación del sector eléctrico condicionará de una u otra forma el comportamiento de las empresas que lo integran y los resultados que producirá serán también diferentes.

No obstante, debemos tener en cuenta que cualquier estructura reguladora, incluso la que parezca más adecuada, puede distorsionar significativamente el proceso de toma de decisiones que se desarrolla en las empresas. Así, por ejemplo, si se decide controlar la evolución de los precios, habrá que optar entre restringir el incremento medio de las tarifas, sin influir en su estructura, o establecer un mecanismo que limite el crecimiento de cada precio individual. La primera es una fórmula más sencilla, pero deja en manos de las empresas el poder para decidir sobre la estructura de las tarifas. La segunda permite un control más riguroso, pero es más compleja, y puede provocar

distorsiones importantes si el organismo regulador no dispone de información adecuada o se equivoca en sus cálculos.

La utilización de procedimientos de "regulación por comparación" puede resultar una tarea extraordinariamente complicada por tres razones (Weyman-Jones, 1995): la posibilidad de que las empresas lleguen a algún tipo de colusión que reste eficacia a las comparaciones, la falta de credibilidad del compromiso gubernamental de premiar la eficiencia, y la dificultad de aplicar un mecanismo que tenga en cuenta la existencia de características regionales que escapan al control de las empresas. Por consiguiente, esta forma de regulación puede inducir comportamientos distintos a los que pretende (minimización de costes).

La propia existencia de una estructura reguladora puede influir en las decisiones de inversión de las empresas eléctricas si éstas consideran que cabe la posibilidad de que el gobierno modifique posteriormente el marco regulador, con la intención de "arrebatarles" una parte de los beneficios generados por sus inversiones, cuando éstas ya son irreversibles. Además, las compañías productoras de electricidad deben tener en cuenta la posibilidad de que se apruebe una legislación medioambiental más exigente, que les obligue a cerrar o reformar algunas de las plantas que utilizan un determinado combustible (MacKerron y Boira-Segarra, 1996). Así pues, la regulación puede afectar tanto al nivel de las inversiones como a la composición de las mismas.

En definitiva, la liberalización del sector eléctrico plantea un buen número de interrogantes y obliga a dar solución a múltiples problemas. En el resto de esta investigación, veremos qué respuestas se han dado y qué medidas se han tomado para tratar de resolver esos problemas, tanto en el caso de España como en el de Inglaterra y Gales, e intentaremos analizar la validez de tales soluciones.

3. EL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL EN EL PERÍODO PREVIO A LA LIBERALIZACIÓN

A mediados de los ochenta, el sector eléctrico español representaba algo más del 3% de la actividad económica española y casi un 12% del valor añadido generado por la industria. Contribuía con algo menos de un 6% a la formación bruta de capital fijo del conjunto de la economía y realizaba la tercera parte de la inversiones del sector industrial. En términos de empleo, su aportación era mucho menor, como corresponde a una actividad que es muy intensiva en capital. La participación del sector eléctrico en el empleo industrial no alcanzaba el 3%, y su peso en la ocupación total era muy poco significativo si lo comparamos con su contribución en términos de valor añadido e inversión (véase cuadro 3.1).

CUADRO 3.1. EL SECTOR ELÉCTRICO EN LA ECONOMÍA ESPAÑOLA (1985)

	Valores absolutos	Sobre el total de la industria (c)	Sobre el total de la economía
Ocupados (a)	59.168	2'8%	0'556%
Valor añadido al coste de los factores (b)	811.328	11'88%	3'125%
Formación bruta de capital fijo (b)	310.472	31'97%	5'740%

(a): número de personas; (b) en millones de pesetas corrientes; (c) sin construcción.
Fuente: "Encuesta Industrial" (INE), "Cuentas financieras de la economía española" (Banco de España).

En 1985, los más de 40 millones de KW instalados generaron casi 130.000 millones de KWh (véase cuadro 3.2). En aquel momento, las 21 empresas agrupadas en UNESA (Unidad Eléctrica, S.A.), poseían el 98% del parque de generación, y producían

el 97'5% de la energía generada por el conjunto del sistema[19]. La mitad de la potencia instalada correspondía a centrales termoeléctricas clásicas, entre las que predominaban aquéllas que consumían carbón (57%) frente a las que utilizaban fuelóleo y gas (43%)[20]. La otra mitad estaba situada en centrales nucleares (14% del total) e hidroeléctricas (35'5% del total).

CUADRO 3.2. PRODUCCIÓN Y POTENCIA EN EL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL (1985)

	Potencia instalada (a)		Producción de energía (b)	
	Total	*UNESA*	*Total*	*UNESA*
Hidroeléctrica	14.680	14.395	33.033	31.719
Termoeléctrica clásica (c)	20.941	20.398	66.286	64.459
Termoeléctrica nuclear	5.815	5.815	28.044	28.044
Total.....	41.436	40.608	127.363	124.222

(a): miles de KW ó MW; (b): millones de KWh; (c): mediante carbón, fuelóleo y gas.
Fuente: Memoria Estadística de UNESA (1985 y 1986).

El peso de la generación termoeléctrica clásica en el total de energía producida (52%) era similar a su participación en la potencia instalada (véase cuadro 3.2), aunque la aportación de las centrales de carbón (86%) superaba ampliamente a la contribución de las centrales de fuelóleo y gas (14%). Además, debemos considerar que esta última forma de generación era predominante en la España extrapeninsular. Por consiguiente,

[19] Unidad Eléctrica S.A. se constituye en 1944, por iniciativa de las grandes empresas eléctricas, para reforzar la coordinación entre ellas, desarrollar una serie de actividades comunes y representar al sector eléctrico español frente a las Administraciones Públicas y los organismos energéticos internacionales. En 1985, UNESA estaba formada por: Iberduero, S.A.; Hidroeléctrica Española, S.A.; Unión Eléctrica-Fenosa, S.A.; Cía. Sevillana de Electricidad, S.A.; Empresa Nacional de Electricidad, S.A.; Fuerzas Eléctricas de Cataluña, S.A.; Empresa Nacional Hidroeléctrica del Ribagorzana, S.A.; Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A.; Hidroeléctrica de Cataluña, S.A.; Electra de Viesgo, S.A.; Eléctricas Reunidas de Zaragoza, S.A.; Compañía Eléctrica de Langreo, S.A.; Unión Eléctrica de Canarias, S.A.; Gas y Electricidad, S.A.; Fuerzas Eléctricas de Navarra, S.A.; Empresa Nacional Eléctrica de Córdoba, S.A.; Fuerzas Hidroeléctricas del Segre, S.A.; Centrales Térmicas del Norte de España, S.A.; Energía e Industrias Aragonesas, S.A.; Productora de Fuerzas Motrices, S.A.; y Saltos del Guadiana, S.A. (Según la "Encuesta Industrial" del INE, en el sector eléctrico español de 1985 existían otras 841 empresas).

en 1985 la producción de electricidad mediante fuelóleo y gas había quedado reducida ya a la mínima expresión en la España peninsular (7'4% del total de la generación termoeléctrica clásica).

En cuanto al 48% restante, se repartió casi a partes iguales entre las centrales nucleares (22%) y las hidroeléctricas (26%). Para ello, se aprovechó completamente la capacidad de generación nuclear (cuya relación entre costes variables y fijos es comparativamente baja, lo que aconseja utilizarla al máximo), y se usaron todos los recursos hidráulicos disponibles para este fin (aunque al tratarse de un año relativamente seco, en el que se registraron temperaturas muy elevadas durante los meses de verano, no fue posible emplear toda la capacidad de generación hidroeléctrica).

De los 127.363 millones de KWh producidos en 1985, el 7% fue consumido por las propias centrales y el 3'9% se exportó a Andorra (0'1%), Francia (2'7%) y Portugal (1'1%). No obstante, al descontar las importaciones procedentes de estos países, el saldo de los intercambios internacionales de energía eléctrica supuso solamente el 0'8% de la producción total (véase cuadro 3.3). De este modo, en 1985 España recuperaba el saldo exportador que había mantenido ininterrumpidamente entre 1959 y 1983.

Una vez descontadas las pérdidas ocasionadas por el transporte y la distribución (9'3% de toda la electricidad generada), la energía puesta a disposición de los consumidores se situó en 105.579 millones de KWh, lo que representaba el 82'9% de la producción total. El consumo neto por habitante fue de 2.742 KWh, muy por debajo de la media europea[21], que se encontraba en 4.312 KWh. Sólo Portugal y Grecia

[20] Fabra (1986).

[21] El dato corresponde a los doce países que formaron parte de la Comunidad Económica Europea a partir de 1986.

presentaban un consumo per cápita inferior al de España, mientras que Irlanda se situaba prácticamente al mismo nivel (2.760 KWh).

CUADRO 3.3. BALANCE DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL (1985)

	Millones de KWh
PRODUCCIÓN HIDROELÉCTRICA	33.033
PRODUCCIÓN TERMOELÉCTRICA	
Clásica	66.286
Nuclear	28.044
TOTAL PRODUCCIÓN.....	*127.363*
CONSUMOS PROPIOS	
Centrales hidroeléctricas	409
Centrales termoeléctricas	5.989
PRODUCCIÓN NETA.....	*120.965*
CONSUMO EN BOMBEO	2.472
INTERCAMBIOS INTERNACIONALES	
Exportación	5.002
Importación	3.927
Saldo	-1.075
ENERGÍA DISPONIBLE PARA EL MERCADO.....	*117.418*
PÉRDIDAS EN TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN	11.839
CONSUMO NETO.....	*105.579*
Consumo neto por habitante.....	*2.742 KWh*

Fuente: Memoria Estadística Eléctrica de UNESA (1986).

Tradicionalmente, el mercado eléctrico español ha estado dividido en siete "zonas eléctricas": Catalana, Centro-Levante, Centro-Norte, Noroeste, Andaluza, Aragonesa y Extrapeninsular. La delimitación de estas zonas responde a la forma en que

se produjo el desarrollo eléctrico en España, ya que, con el paso del tiempo, en nuestro país se fue configurando una serie de áreas eléctricas, que no estaban ligadas entre sí más que por unas pocas interconexiones, y que coincidían con el mercado de algunas de las principales empresas o grupos de empresas existentes. Estas zonas no se correspondían con la división regional o provincial del país y, en la actualidad, después de la reestructuración administrativa asociada al cambio de régimen político y de la reorganización empresarial del sector, la coincidencia de estas áreas con las Comunidades Autónomas o el mercado de alguna de las grandes empresas es aún menor. No obstante, se sigue proporcionando información que tiene en cuenta la división del país en zonas eléctricas. Esta información permite conocer la existencia de importantes intercambios de electricidad entre las diferentes áreas.

En 1985, la suma de estos intercambios superó los 60.000 millones de KWh (47’5% de la producción total). Tales movimientos respondieron al desequilibrio entre producción y consumo que se originaba en las diferentes zonas, y que se ampliaba cuando en el proceso de planificación conjunta del sistema se establecía qué centrales debían funcionar para minimizar los costes del suministro. Así, los intercambios entre zonas eran fundamentales para garantizar que la electricidad podía ser suministrada, mediante un uso óptimo de los recursos disponibles, en el momento y cuantía que se demandaba. De ahí que todas las zonas se manifiestasen como compradoras y vendedoras en algún momento. Además, conviene indicar que, cuando los precios del petróleo se dispararon en la década de los setenta, estas transacciones facilitaron la sustitución del fuelóleo por otros combustibles más baratos.

CUADRO 3.4. PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR ZONAS (1985)

ZONA	PRODUCCIÓN	CONSUMO EN GENERACIÓN Y BOMBEO	SALDO DE INTERCAMBIOS	CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA (*)
Catalana	16.166	790	+ 6.626	22.002
Centro-Levante	24.206	1.210	+ 4.851	27.846
Centro-Norte	22.363	1.328	+ 623	21.657
Noroeste	38.381	2.660	- 15.147	20.574
Aragonesa	9.440	630	- 5.327	3.483
Andaluza	9.471	1.373	+ 7.301	15.398
Extrapeninsular	4.197	297	-	3.900
TOTAL UNESA	124.223	8.289	- 1.075	114.859

Los datos están en millones de KWh. (Sólo se recoge la información relativa a las empresas de UNESA).
(*): incluye las pérdidas de transporte y distribución.
Fuente: Memoria Estadística de UNESA (1985).

BIBLIOTECA VIRTUAL

De la observación del cuadro 3.4 se desprende que, en 1985, había una zona fuertemente excedentaria (Noroeste) que atendía, con el apoyo de la zona Aragonesa, las necesidades de las cuatro zonas deficitarias (Andaluza, Catalana, Centro-Levante y, en menor medida, Centro-Norte).

Tras esta breve exposición de las principales magnitudes del sector eléctrico español, revisaremos su funcionamiento, sus principales problemas, los cambios más importantes que se produjeron en su organización y los aspectos más relevantes de su regulación.

3.1. Transición energética, inversión y endeudamiento

En 1973, el petróleo suponía el 68% de la energía primaria consumida en España. Nuestro autoabastecimiento energético se situaba en el 28%, diez puntos por debajo de la media de los países que constituían entonces la Comunidad Económica Europea, y el petróleo acaparaba el 93% de las importaciones energéticas españolas. En

el sector eléctrico, la aportación de las centrales de fuelóleo se situaba en torno al 33% de la producción[22].

A partir de 1973, como consecuencia del alza en los precios del petróleo, los países consumidores adoptaron una nueva política energética que, en lo relativo a la electricidad, tenía como objetivo asegurar y abaratar el suministro, salvaguardándolo de los vaivenes que estaban sufriendo los precios del petróleo. Para ello, fue necesario desarrollar un amplio programa inversor que permitiese sustituir las centrales que producían electricidad a partir del fuelóleo. En España, este proceso se inicia, con algunos años de retraso frente al resto de países europeos, a finales de los setenta. Durante esta etapa, la ampliación del parque de generación permitió modificar sustancialmente la estructura de nuestra producción eléctrica, de forma que la aportación de las nuevas plantas nucleares y de carbón redujo la participación de las centrales de fuelóleo (véase cuadro 3.5).

En 1985, el grado de autoabastecimiento energético de España se había elevado hasta una cifra cercana al 40% , y el esfuerzo realizado por nuestro sector eléctrico había contribuido significativamente a este incremento. Según las cifras de Reinoso (1986), sólo entre 1980 y 1985 se incorporaron al parque de generación 5.112 MW de potencia por medio de centrales térmicas de carbón y 4.695 MW mediante centrales nucleares, lo que supuso una inversión cercana a 1’5 billones de pesetas[23]. La observación del cuadro 3.6 nos ayuda a hacernos una idea del enorme esfuerzo inversor que ello supuso. Entre 1979 y 1985 se produjo un fuerte incremento del inmovilizado material de las empresas eléctricas, sobre todo en el bienio 1979-1980 y en el trienio

[22] Los datos proceden de Reinoso (1986).

[23] En pesetas de cada año. No se incluyen las inversiones en centrales que se empezaron a construir durante ese período pero que entraron en servicio más tarde.

1983-1985. La evolución de las inmovilizaciones en curso, con tasas de crecimiento muy elevadas hasta 1983, refleja igualmente la intensidad del proceso inversor.

CUADRO 3.5. ESTRUCTURA DE LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD

	1973	1985
Producción hidroeléctrica	39%	26%
Producción termoeléctrica clásica	53%	52%
Carbón.....	*20%*	*45%*
Fuelóleo y gas.....	*33%*	*7%*
Producción termoeléctrica nuclear	8%	22%
TOTAL.....	100%	100%

Fuente: Memoria Estadística Eléctrica de UNESA (1986).

CUADRO 3.6. EVOLUCIÓN DEL INMOVILIZADO DE LAS EMPRESAS DEL SECTOR ELÉCTRICO (*)

AÑO	Inmovilizado material bruto (tasa de crecimiento interanual)	Inmovilizado en curso (tasa de crecimiento interanual)
1979	78’0%	40’1%
1980	29’3%	41’2%
1981	6’1%	24’0%
1982	6’7%	25’7%
1983	41’5%	45’2%
1984	17’5%	4’2%
1985	17’5%	-23’9%
1986	6’4%	-3’8%
1987	3%	14’6%

(*): Los datos se refieren a las empresas de UNESA.
Fuente: Memoria Estadística Eléctrica de UNESA (varios años).

Para llevar a cabo este proceso inversor se emplearon fundamentalmente recursos ajenos. En plena crisis, la debilidad de nuestros mercados de capitales, ya de por sí estrechos y poco desarrollados, impidió a las empresas eléctricas incrementar sus recursos propios en la cuantía necesaria. Hemos de tener en cuenta que, desde 1975, la "penalización" infringida por el mercado a las compañías eléctricas había sido de una magnitud similar a la observada para el conjunto de los sectores de la Bolsa de Madrid, y ello ocurrió a pesar de que estas empresas fueron distribuyendo a sus accionistas unos dividendos comparativamente superiores (Bergés, 1985), lo que redujo sensiblemente su capacidad para financiar inversiones por medio de la autogeneración de recursos.

Por consiguiente, hubo que acudir a los recursos ajenos, de forma que la relación entre éstos y los recursos propios se multiplicó por 2'5 entre 1979 y 1985 (véase cuadro 3.7). Este incremento del endeudamiento se produjo en un momento poco propicio, pues los tipos de interés se encontraban en niveles elevados y los plazos de amortización concedidos por los prestamistas se habían reducido notablemente (Aranceta, 1984). Además, las limitaciones de los mercados financieros españoles obligaron a buscar capitales en el exterior, de modo que el peso del endeudamiento en divisas se incrementó desde finales de los setenta (véase cuadro 3.7). Como consecuencia de este crecimiento, la estructura financiera de las compañías eléctricas se reveló extraordinariamente vulnerable a la evolución de los tipos de cambio, en un momento en el que la peseta tendía a depreciarse (Guerediaga, 1989). Entre 1980 y 1984, el dólar, moneda en la que estaba nominada la mayor parte de la deuda exterior de las empresas, experimentó una fortísima apreciación. La depreciación de la peseta frente a otras monedas fue menor, pero su participación en el total de los préstamos en moneda

CUADRO 3.7. EVOLUCIÓN DEL ENDEUDAMIENTO DE LAS EMPRESAS DEL SECTOR ELÉCTRICO (*)

	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987
• Recursos ajenos (miles de millones de pesetas)	804	1.116	1.506	2.130	2.772	3.426	3.709	3.821	3.877
Empréstitos (% de los recursos ajenos)	45’2%	39’7%	35’0%	32’0%	29’2%	30’5%	33’7%	38’5%	34’8%
Préstamos en moneda nacional (% de los recursos ajenos)	17’0%	16’5%	18’4%	21’8%	23’4%	20’3%	27’6%	34’7%	38’2%
Préstamos en moneda extranjera (% de los recursos ajenos)	37’1%	43’2%	46’1%	45’8%	47’0%	48’8%	38’3%	26’4%	26’5%
Otros (% de los recursos ajenos) (a)	0’7%	0’6%	0’5%	0’4%	0’4%	0’4%	0’4%	0’4%	0’4%
• Recursos ajenos (tasa de crecimiento interanual)	23’1%	38’8%	35’0%	41’4%	30’1%	23’1%	8’3%	3%	1’5%
Empréstitos (tasa de crecimiento interanual)	21’3%	22’0%	18’9%	29’2%	18’9%	28’9%	19’9%	17’5%	-8’2%
Préstamos en moneda nacional (tasa de crecimiento interanual)	24’8%	35’0%	50’2%	68’0%	39’3%	7’5%	46’9%	29’8%	11’6%
Préstamos en moneda extranjera (tasa de crecimiento interanual)	(b)	61’7%	44’0%	40’5%	33’6%	28’4%	-15%	-23%	2’1%
• Recursos ajenos/recursos propios	0’6	0’63	0’85	1’18	1’13	1’36	1’5	1’6	1’56

(*): Los datos se refieren a las empresas de UNESA. (a): Incluye fianzas y depósitos recibidos. (b): El crecimiento de los préstamos en moneda nacional recoge también el de los préstamos en moneda extranjera.
Fuente: Memoria Estadística Eléctrica de UNESA (varios años).

extranjera era muy inferior[24]. En definitiva, el incremento de la deuda en divisas elevó considerablemente los costes financieros de las compañías y encareció significativamente sus inversiones.

El acortamiento de los plazos de amortización de los créditos planteó dificultades adicionales, ya que mientras la vida media de la deuda se venía situando entre siete y ocho años, la vida útil de la mayoría de los activos que se estaban construyendo a partir de la financiación proporcionada por los recursos ajenos era muy superior (Maravall, 1988). En algunos casos, la construcción de nuevas centrales obligaba a una espera de cuatro o cinco años antes de que éstas comenzaran a producir rendimientos. Además, cuando el plan de inversiones ya se había iniciado, comenzó a registrarse una considerable reducción en las tasas de crecimiento del consumo de electricidad. San Pedro (1986) estima que, entre 1978 y 1982, el sector eléctrico habría ingresado 200.000 millones de pesetas adicionales si la demanda se hubiera comportado de acuerdo con las previsiones del Plan Energético Nacional. A este problema habría que añadir el que se derivaba del sobreequipamiento del sector eléctrico español. El mismo autor considera que, en 1986, el sistema tenía un exceso de potencia de 6.000 MW, como consecuencia de la marginación de las centrales de fuelóleo y del menor crecimiento del consumo[25]. Este superávit supuso unos costes adicionales cercanos a los 40.000 millones de pesetas al año.

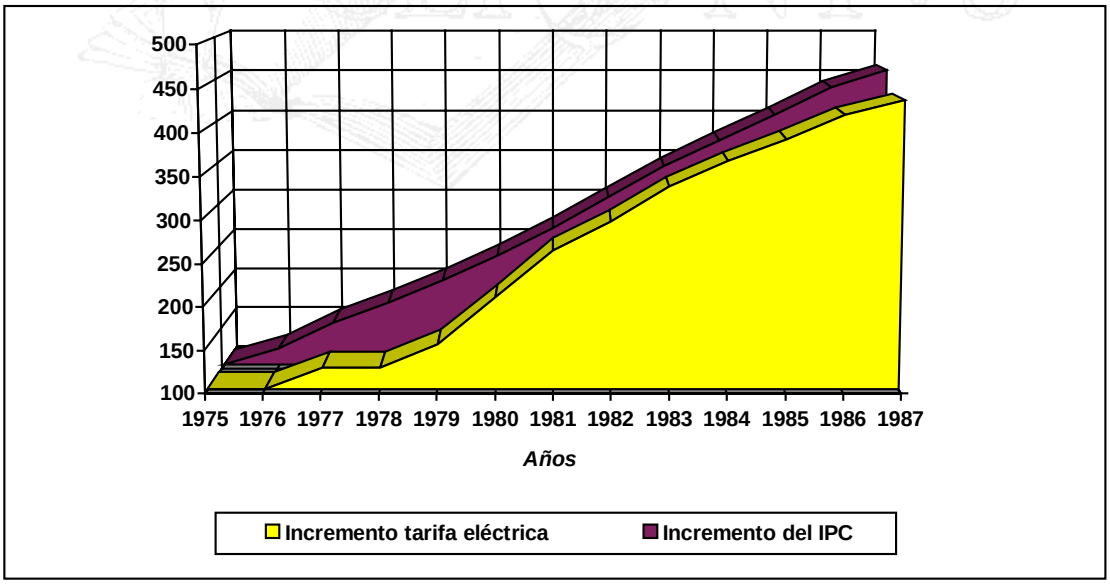
Además, la evolución de la tarifa eléctrica no se adaptó a los incrementos de costes del sector, sino que fue utilizada por el gobierno para contener el crecimiento de la inflación (Zuturuza, 1988; Aranceta, 1989). En el gráfico 3.1 se recoge la evolución

[24] A 31 de diciembre de 1984, el 70% del endeudamiento en dividas estaba nominado en dólares (Memoria Estadística de UNESA (1985)).

[25] También habría que tener en cuenta que el Plan Energético Nacional de 1983 paralizó la construcción de cinco grupos nucleares. Aunque esta decisión respondió a factores de muy diversa índole, debemos tener presente que su finalización habría incrementado el exceso de potencia, mientras que la

de la tarifa eléctrica y del Indice de Precios al Consumo (IPC). Se puede observar que en la segunda mitad de los setenta, precisamente cuando se estaba iniciando el programa de inversiones, se abre una brecha considerable entre la evolución de los precios eléctricos y la variación del IPC. Esta diferencia responde, fundamentalmente, a la "congelación" de las tarifas eléctricas en 1976 y 1978. San Pedro (1986) considera que estos datos no reflejan adecuadamente la insuficiencia de los incrementos tarifarios. Según sus estimaciones, el crecimiento de los costes unitarios de las empresas eléctricas fue muy superior al aumento del IPC, sobre todo entre 1977 y 1982. Al no recoger adecuadamente los incrementos de costes derivados del fuerte proceso inversor y de las cargas financieras asociadas a él, la evolución de la tarifa eléctrica colocó a las empresas en una situación aún más delicada.

GRÁFICO 3.1. EVOLUCIÓN DE LA TARIFA ELÉCTRICA Y DEL IPC



La evolución de ambas variables se presenta mediante un índice con base 100 en 1975. Los datos corresponden al crecimiento interanual del IPC en el mes de diciembre y al crecimiento interanual medio de las tarifas eléctricas.
Fuente: Memoria Estadística Eléctrica de UNESA (varios años).

moratoria implicaba que las empresas no podrían recuperar el coste en el que ya habían incurrido (Aranceta, 1989).

En los primeros años de la década de los ochenta, la Administración tomó conciencia del deterioro de la situación y empezó a arbitrar medidas para corregirla. En 1983, el gobierno y las compañías eléctricas firmaron un acuerdo en el que el primero se comprometía a "practicar una política tarifaria que permita una rentabilidad suficiente a las empresas, garantice la remuneración de los capitales y asegure la adecuada dotación a amortizaciones". Junto a otras cuestiones, el protocolo de este acuerdo se refería a la necesidad de adecuar la capacidad de generación al consumo, instrumentando las medidas necesarias para que esta adaptación se produjese a la vez que se mejoraba la situación financiera de las empresas.

El Plan Energético Nacional de 1983 reconocía la desproporción existente entre inmovilizado en curso e inmovilizado en explotación, así como la necesidad de contener el crecimiento de la deuda, para lo que proponía un programa financiero que redujese el endeudamiento del sector en un plazo no superior a cinco años y equilibrase la cuenta de capital del conjunto de las empresas eléctricas en tres años (Calvo, 1984). Asimismo, se imponía una modificación de las normas contables, para homogeneizarlas, y se establecían nuevas previsiones sobre la evolución de la demanda, con el fin de adecuar la ampliación del parque de generación a las necesidades reales.

El programa financiero del sector eléctrico se desarrolló entre 1983 y 1986. Básicamente, consistía en la aplicación de una parte de la recaudación total por venta de energía eléctrica a unos destinos concretos, todos ellos orientados a mejorar o, por lo menos, no empeorar, con respecto a la situación que se hubiese dado si tal exigencia de aplicación de fondos no hubiera existido[26] (Ontiveros y Valero, 1985). Además de condicionar la utilización de estos recursos, el programa financiero determinaba una

[26] Los porcentajes destinados al programa financiero en 1983, 1984, 1985 y 1986 fueron 1'5%, 2'8%, 3'4% y 3'0%, respectivamente (a la hora de fijar la tarifa, el gobierno tuvo en cuenta que una parte de los ingresos que iba a proporcionar tenía que destinarse a este fin).

serie de requisitos informativos (entre ellos, la adopción de un “Sistema de Información Contable”) y establecía algunas limitaciones sobre el endeudamiento y el reparto de dividendos. Aquéllas empresas que, habiéndose acogido al programa, incumpliesen sus exigencias, deberían depositar en una cuenta especial de UNESA el porcentaje destinado al mismo. Esta cuenta se utilizaría para nutrir de fondos a las compañías que sí cumpliesen con lo establecido en el programa.

Asimismo, el gobierno promovió un acuerdo entre las grandes empresas eléctricas para que llevaran a cabo un intercambio de activos. Los primeros contactos se produjeron en 1983, aunque las negociaciones se extendieron durante más de dos años, el acuerdo no se firmó hasta el 31 de diciembre de 1985, y la transferencia de activos no se produjo hasta 1986. El principal objetivo de estos intercambios era reequilibrar la relación entre la producción y el mercado de las distintas empresas para aliviar sus problemas financieros (Reinoso, 1990). Debemos tener en cuenta que no todas las compañías eléctricas habían realizado el mismo esfuerzo inversor para contribuir a la sustitución de fuentes energéticas que impuso la crisis del petróleo, por lo que su situación financiera también se había visto afectada en distinta medida. Con los intercambios de activos se pretendía conseguir un mayor equilibrio entre el nivel de deuda, la presión de los costes y la capacidad de las empresas para generar ingresos con que afrontarlos.

A la hora de fijar los intercambios se consideraron tres criterios fundamentales:

a. Las empresas con déficit de energía y potencia comprarían instalaciones de generación a las excedentarias.

b. Las empresas cuyo nivel de endeudamiento resultase excesivo al ponerlo en relación con su capacidad para generar fondos tendrían que vender activos, sin que ello provocase un desequilibrio entre su capacidad de producción y las necesidades del

mercado al que debían atender. Por tanto, las compañías con un nivel de endeudamiento excesivo que no tuviesen potencia excedentaria deberían transferir tanto plantas de generación como cuota de mercado.

c. Dado que los mercados abastecidos por algunas empresas presentaban discontinuidades, se llevó a cabo un análisis de las mismas con el fin de proponer que se transfiriesen los activos necesarios para realizar aquellas uniones que permitían aprovechar mejor las economías de escala.

Los intercambios implicaron un trasvase de fondos superior a los ochocientos mil millones de pesetas. La mayor parte de estos capitales la obtuvieron las empresas compradoras en los mercados, con unas condiciones bastante más favorables que las de los préstamos que habían convenido sólo un par de años antes. Las empresas vendedoras utilizaron estos recursos para renegociar su deuda y amortizar anticipadamente aquélla que tenía unas condiciones más onerosas. Según los cálculos de San Pedro (1986), el intercambio de activos permitió reducir el servicio de la deuda del sector eléctrico (devolución del principal más intereses) en casi cien mil millones de pesetas[27].

3.2. Explotación unificada y compensaciones

En el protocolo del acuerdo suscrito por el gobierno y las empresas eléctricas en 1983 se convenía también la nacionalización de la red de alta tensión mediante la participación mayoritaria del sector público en una sociedad mixta que tendría por objetivo "asegurar la optimización de la explotación del conjunto de instalaciones de producción y transporte". Para dar cumplimiento a este punto del acuerdo, la ley 49/84,

[27] En la Memoria Estadística Eléctrica de UNESA (1986) aparece una relación detallada de los intercambios de activos.

de 26 de diciembre[28], y el Real Decreto 91/85, de 23 de enero[29], determinaban la constitución de Red Eléctrica de España, S.A. (inicialmente, REDESA), empresa creada el 29 de enero de 1985 al amparo de las anteriores disposiciones legales. A partir de ese momento, esta compañía asumió la propiedad de toda la red de alta tensión y pasó a desempeñar una función central en el sistema eléctrico nacional. Quedó bajo su responsabilidad la optimización de la instalaciones de producción y transporte, la garantía de la seguridad y la calidad del servicio, la explotación y el desarrollo de la red de alta tensión, la realización de los intercambios internacionales que considerase convenientes y la coordinación del funcionamiento y el mantenimiento de todas las instalaciones de producción y transporte.

REDESA se creó con un capital de 45.090 millones de pesetas, en el que el Instituto Nacional de Industria y las eléctricas públicas (ENDESA y ENHER) participaban con el 51%, mientras que el 49% restante se repartía entre las empresas privadas[30]. El pasivo exigible de la nueva compañía estaba compuesto por deuda a largo plazo (57.702 millones de pesetas), que se contrajo para pagar los elementos de la red de alta tensión que compró Red Eléctrica de España a las empresas. Esta deuda tenía aval del Estado y un período de amortización de 18 años, que coincidía con la vida media de las instalaciones adquiridas (Beato, 1986a).

En el seno de REDESA se creaba una Delegación del Gobierno, que se constituía como un órgano mediante el que la Administración ejercería ante el sector eléctrico la intervención necesaria para garantizar el cumplimiento de los objetivos encomendados a la sociedad estatal gestora.

[28] BOE, 29 de diciembre de 1984.

[29] BOE, 28 de enero de 1985.

[30] Tanto en la ley 49/84 como en el Real Decreto 91/85 se establecía que la participación del sector público en el capital social debía ser siempre superior al 50% del mismo.

Antes de 1985, la red de alta tensión pertenecía a las diferentes compañías eléctricas, la mayor parte de las cuales se configuraban como "empresas de ciclo completo": generaban electricidad, la transportaban por medio de sus redes de transmisión y distribución, y la suministraban a los consumidores ubicados en el mercado que tradicionalmente tenían asignado. Casi todas las grandes compañías eran de ciclo completo, así que existía en el sector un elevado grado de integración vertical.

La decisión sobre el acoplamiento de las centrales la tomaba cada empresa. Por tanto, podía ocurrir que una central con bajos costes de generación no se incorporase al sistema porque la compañía propietaria no la necesitara, a la vez que otra compañía se veía obligada a acoplar unidades que producían electricidad a un coste muy superior. Existía comunicación y cooperación entre empresas, pero se producía a partir de acuerdos bilaterales, que mejoraban la asignación de recursos pero no permitían aprovechar al máximo las ventajas de la coordinación (Beato, 1985).

Así pues, la constitución de Red Eléctrica de España acabó con la integración vertical de las empresas de ciclo completo, pues, a partir de ese momento, la transmisión de electricidad se separó del resto de actividades[31]. Sin embargo, la creación de REDESA aún tuvo una consecuencia de mayor calado, pues esta compañía fue el instrumento utilizado para establecer la explotación unificada del sistema. Para realizar esta tarea, Red Eléctrica de España adquirió también el Centro de Control Eléctrico y otras instalaciones necesarias para el vigilar el funcionamiento del sistema[32].

[31] Como contrapartida de los servicios prestados y de la utilización de sus instalaciones, REDESA debía recibir de las empresas usuarias un pago proporcional a sus ingresos, que se integraría en la tarifa como un componente diferenciado.

[32] El Centro de Control Eléctrico pertenecía a ASELECTRICA (Asociación de Empresas para la Explotación del Sistema Eléctrico), que se encargó de vigilar, supervisar y coordinar la explotación del sistema eléctrico hasta la creación de REDESA.

El objetivo de la explotación conjunta del sistema era conseguir que el suministro de electricidad se realizara al mínimo coste. Como la capacidad de generación de energía eléctrica está dada y distribuida de una cierta forma entre las empresas, la optimización del sistema es equivalente a la minimización de costes variables (sujeta a las restricciones impuestas por las rigideces de la red de alta tensión y por la política energética y medioambiental[33]). La explotación conjunta era necesaria para conseguir el óptimo[34], pero, además, era indispensable que, en todo momento, funcionasen las centrales de coste variable más bajo, con independencia de que la empresa propietaria las necesitase para abastecer su mercado o de que hubiera compañías que no produjesen suficiente electricidad para atender a sus usuarios.

[33] Debemos tener presente que la explotación del sistema estaba sujeta a restricciones que limitaban la capacidad de REDESA para conseguir el óptimo. Fabra (1986) distingue tres tipos de restricciones:
a. Las restricciones impuestas por la política energética. La más importante es la que se derivaba de la obligación de utilizar suficientemente las centrales que consumían carbón nacional para mantener a nuestro sector minero.
b. Las restricciones que se derivaban de las rigideces en la red de alta tensión. Las pérdidas que se producen en la transmisión y la insuficiente capacidad de la red pueden obligar a incorporar centrales más cercanas pero con mayor coste variable, en lugar de centrales más lejanas pero con menor coste de generación.
c. Las restricciones impuestas por la política medioambiental. Aparte de los problemas derivados de la utilización de la energía nuclear se plantean otros asociados al gran uso de suelo que requieren las obras hidráulicas, al consumo de agua (sujeto a las necesidades agrícolas y de abastecimiento) y a la contaminación atmosférica que produce la utilización de combustibles fósiles.

[34] Beato (1985) enumera las economías de escala que se pueden lograr con la explotación unificada, lo que la hace imprescindible para minimizar los costes de suministrar una cierta cantidad, con un nivel dado de calidad y seguridad:
a. La potencia que se necesita para abastecer la demanda total es menor cuando el mercado está unificado que cuando está fragmentado.
b. La reserva de potencia necesaria para garantizar la seguridad del sistema es menor cuando todo él está interconectado y se gestiona conjuntamente que cuando está fragmentado y cada parte se gestiona por separado.
c. La unificación permite agrupar a más consumidores, lo que implica una mayor heterogeneidad de las demandas satisfechas. Ello permite "aplanar" la evolución del consumo, así que los valores máximos de un sistema unificado serán menores que la suma de los valores máximos de cada submercado en un sistema fragmentado, lo que se traduce en un ahorro de costes importante, pues la "energía de punta" (la que se utiliza para cubrir los picos de la demanda) es la más cara
d. Todas las unidades de generación tienen que someterse anualmente a revisiones y operaciones de mantenimiento que, en algunos casos, requieren un período de tiempo más largo (recarga de las centrales nucleares). Como las diferentes unidades tienen también distintos costes variables, la coordinación de los programas de mantenimiento en un sistema gestionado de forma conjunta permite un abaratamiento del suministro.
e. La gestión unificada implica una mayor facilidad de respuesta en situaciones de emergencia.

La explotación unificada del sistema hizo necesario poner en marcha un proceso de intercambio de información entre REDESA y las empresas eléctricas. Para llevarlo a cabo, cada una de ellas debía enviar a Red Eléctrica de España un plan que permitiese cubrir la demanda de su propio mercado en cada período de tiempo relevante (semana, día, hora). En estos planes, las compañías consideraban sus diferentes posibilidades de generación y seleccionaban aquéllas que les iban a permitir satisfacer esa demanda al mínimo coste. A partir de estas propuestas y de sus propios cálculos y previsiones, REDESA elaboraba un programa para incorporar al sistema aquellas centrales capaces de producir la energía eléctrica más barata, de forma que el conjunto de la demanda fuese abastecido al mínimo coste total (Beato, 1986b). Este programa se comunicaba a las empresas, que debían seguirlo aunque implicase un desequilibrio entre la energía generada y los requerimientos de sus clientes. No obstante, los sobrantes de las empresas excedentarias serían equivalentes al déficit de las demás, de modo que, en conjunto, el sistema se encontraría siempre en equilibrio[35]. En la práctica, éste proceso se repetía diariamente para garantizar que el ajuste entre la oferta y la demanda era perfecto e implicaba un coste total mínimo.

Así pues, como resultado del programa establecido por Red Eléctrica de España, algunas empresas generaban excedentes que debían ser transferidos a las compañías deficitarias. Para llevar a cabo esta transferencia se ponía en marcha un complejo mecanismo de intercambios (Fabra y Bartolomé, 1985; Landa, 1993). Cada hora, aquéllas empresas a las que se había asignado una producción superior a la demanda cedían la energía sobrante a un fondo común. Por la electricidad entregada se pagaba a cada una de ellas un precio igual al coste variable de su energía más cara. A continuación, aquellas empresas que estuviesen produciendo electricidad para su propio

[35] Para garantizar que fuese así en todo momento, Red Eléctrica de España también establecía qué unidades debían incorporarse en caso de que la demanda real excediese a las previsiones.

mercado a un coste variable superior al precio medio del fondo común, podían entregar a éste esa energía a cambio de un precio igual al coste variable de la misma y recomprarla de nuevo al precio medio que resultase tras computar la aportación realizada. Se desarrollaba así un proceso iterativo en el que las compañías productoras se iban desprendiendo de la electricidad más cara que habían generado y obtenían a cambio una energía más barata. Cuando a ninguna empresa le quedaba electricidad producida a un coste variable superior al precio medio vigente en el fondo común, el proceso se detenía. La compañías a las que la programación de REDESA hubiese asignado una producción deficitaria, podían comprar entonces toda la energía necesaria para atender a sus clientes. El coste de cada KWh adquirido por éstas era igual al último precio medio fijado en el fondo común.

La finalidad de este complejo procedimiento era doble: por una parte, trataba de incentivar la producción a mínimo coste, pues las empresas que generasen mucha energía podrían vender todos sus excedentes a un precio igual al coste de su electricidad más cara; por otra, intentaba reducir, de una forma más o menos homogénea, los costes de aquéllas empresas que producían una energía más cara. No obstante, esta disminución no implicaba más que una pequeña aproximación de los costes unitarios de las compañías del sector. Debemos tener presente que una buena parte de la electricidad generada no pasaba por el fondo común, pues era producida por las centrales a un coste variable inferior al precio medio de los excedentes inicialmente aportados.

Sin embargo, entre las empresas eléctricas existían importantes diferencias de costes que no podían ser achacadas a la calidad de la gestión, sino a circunstancias ajenas a ella, y que no se veían reflejadas en las tarifas, que eran las mismas en todo el territorio nacional y se establecían a partir del coste medio del conjunto del sistema. Hay que tener en cuenta que el parque de generación de las distintas compañías

presentaba notables disparidades en cuanto a edad y composición. También existían considerables diferencias entre los mercados abastecidos por las diversas empresas. Todo ello aconsejó el establecimiento de un sistema de compensaciones[36], que pretendía reducir los desequilibrios causados por la existencia de una tarifa única en un contexto en el que las distintas compañías se veían obligadas a operar en condiciones muy diferentes (Vila, 1986). Estas compensaciones originaban una serie de pagos y cobros entre empresas, cuya suma era cero para el conjunto del sector, y que estaban constituidas por tres componentes:

a. Cuota de potencia. Era un pago de las compañías deficitarias de potencia a las excedentarias, con el objetivo de distribuir el coste fijo de las instalaciones entre todas aquellas empresas que las necesitaban para atender a su demanda. Para ello, la capacidad de generación sobrante se "cedía" por medio de un procedimiento basado en unos precios que se establecían a partir del coste de la potencia más cara de cada compañía excedentaria. Ahora bien, este coste no era comunicado por la empresa vendedora, sino que era fijado por la Administración para cada tipo de capacidad instalada mediante la determinación de un "coste estándar". Este sistema tenía una doble finalidad: por una parte, se evitaba la aparición de un problema de información asimétrica; por otra, se incentivaba la minimización de costes por parte de las compañías que instalaban potencia adicional.

Conviene subrayar que, al efectuar estos cálculos, la oferta de potencia de una empresa se determinaba teniendo en cuenta la disponibilidad de la capacidad instalada, de forma que, cuanto mayor era la disponibilidad, mayores eran las cuotas de potencia percibidas. También las compañías deficitarias tenían incentivos para incrementar la

[36] Orden Ministerial de 30 de julio de 1984 (BOE, 31 de julio de 1984).

disponibilidad de su capacidad, pues ello les permitía adquirir menos potencia y reducir sus pagos por este concepto. Asimismo, se estimulaba a las empresas compradoras para que fomentasen entre sus usuarios el "aplanamiento" de la demanda, pues con ello conseguirían que sus requerimientos de potencia fuesen menores. Además, las compañías propietarias de centrales hidroeléctricas tenían incentivos para gestionar sus reservas hidráulicas de una forma más acorde con las necesidades del mercado, ya que ello les permitiría disponer de más potencia en los momentos de máxima demanda (Beato, 1985).

BIBLIOTECA VIRTUAL

b. Compensación de generación. La empresas cuyo coste unitario de generación se situaba por encima del nivel medio calculado para el conjunto del sistema recibían un pago de aquéllas que lograban un coste unitario inferior a la media. Ahora bien, al igual que ocurría con las cuotas de potencia, cuando se calculaban las cantidades que cada compañía debía entregar o recibir no se utilizaba el nivel de costes facilitado por la empresa, sino un valor estándar fijado por la Administración[37]. Ello introducía un incentivo para la mimización de costes, que todavía era mayor si tenemos en cuenta que los distintos importes se determinaban de forma que las compañías con menor coste unitario retenían una parte de su diferencia con el coste medio del sistema, mientras que las empresas con un coste unitario más alto no conseguían la totalidad de su diferencia con el coste medio del sistema. Esta corrección se realizaba por medio de unos parámetros que permitían reducir la compensación por debajo de la diferencia entre el coste estándar de cada compañía y el coste estándar medio del sector (Fabra y

[37] Para calcular este valor estándar se tenía en cuenta que los costes se modificaban como consecuencia de los intercambios realizados horariamente en el fondo común. En el apartado destinado al Marco Legal Estable se ofrecerá una exposición más detallada del procedimiento que se empleaba para determinar el importe de las compensaciones.

Bartolomé, 1985). Con este procedimiento se vinculaba el beneficio de cada empresa a su capacidad para disminuir los costes.

c. Compensación de mercado. Estas compensaciones intentaban resarcir a las empresas que abastecían a un mercado que implicaba mayores costes de distribución o que poseían una cartera de clientes menos rentable. Para determinarlas, la Administración calculaba para cada empresa el valor estándar de los ingresos y costes de distribución y suministro. Aquéllas compañías para las que la diferencia entre ambos valores arrojase un resultado superior a la media, debían compensar a las que obtuviesen una diferencia inferior a la media. Una vez más, la utilización de valores distintos a las cifras reales suponía un incentivo para la minimización de costes.

Además de estas compensaciones, que se realizaban entre empresas del sector y eran gestionadas por el Sistema de Compensaciones entre Empresas, existían otras, que implicaban una transferencia de fondos desde los consumidores finales hacia las compañías y eran administradas por la Oficina de Compensaciones de la Energía Eléctrica (Compensaciones OFICO). Estas últimas se idearon para resarcir a las empresas eléctricas de determinados costes. Para ello, se destinaba al organismo gestor un porcentaje de la recaudación que se obtenía mediante la tarifa eléctrica, y éste la distribuía como compensación por los siguientes conceptos (Vila, 1986):

a. Los sobrecostes derivados de la utilización de gas natural y carbón nacional.

b. Parte del descuento realizado a los clientes acogidos al sistema de interrumpibilidad[38].

c. La pérdidas de ingresos como consecuencia de las tarifas especiales concedidas por la Dirección General de la Energía a algunos grandes consumidores.

[38] Los clientes que se acogen al sistema de interrumpibilidad reciben descuentos a cambio de permitir, previo aviso, una reducción en el suministro cuando es necesario realizarla para mantener el equilibrio del sistema.

d. La diferencia entre el coste estándar de producción de las empresas extrapeninsulares y el coste estándar de generación medio del sistema eléctrico peninsular (más bajo).

OFICO también gestionaba el cobro de las cuotas especiales incorporadas a la tarifa y se encargaba de pagarlas a las empresas destinatarias de las mismas. En 1985, estas cuotas compensaban los gastos asociados a la financiación y reducción del stock básico de uranio, la segunda parte del ciclo del combustible nuclear y el Programa de Investigación y Desarrollo Tecnológico.

3.3. El Marco Legal Estable

El Marco Legal Estable fue la culminación de la reforma del marco regulador que se había venido realizando desde 1983, a partir de la entrada en vigor del Plan Energético Nacional y de la firma del acuerdo entre el gobierno y las compañías eléctricas. En ambos documentos se había subrayado la necesidad de diseñar un mecanismo de percepción de ingresos que remunerase apropiadamente a las compañías del sector y ofreciese incentivos adecuados para la gestión empresarial.

En el acuerdo de 1986 sobre el programa a medio plazo del sector eléctrico, rubricado por el gobierno y las principales compañías eléctricas, se reiteró la necesidad de adoptar una política tarifaria que fijase los ingresos en función de los costes para garantizar el equilibrio financiero de las empresas. Finalmente, el 11 de diciembre de 1987 se establecía, mediante el Real Decreto 1538/87, el nuevo sistema para la determinación de la tarifa eléctrica[39]. Éste contenía las principales disposiciones para la puesta en marcha del denominado “Marco Legal Estable”, un sistema de cálculo de los ingresos que debían percibir las compañías del sector eléctrico para compensarlas por los costes incurridos en la producción, transporte, distribución y suministro de

electricidad. La adopción de este procedimiento perseguía la consecución de los siguientes objetivos (Aranceta, 1989):

i. Garantizar la recuperación de las inversiones a lo largo de su vida útil.

ii. Reducir la incertidumbre asociada a la determinación de la tarifa eléctrica.

iii. Fomentar la eficiencia en la gestión empresarial.

iv. Estabilizar la variación anual de la tarifa eléctrica.

v. Asegurar que los ingresos de las empresas se distribuían equitativamente.

Para alcanzar estos fines, la tarifa eléctrica se establecía a través del siguiente procedimiento. En primer lugar, se determinaban unos valores de referencia para los activos pertenecientes a las compañías del sector. Estos valores fueron fijados cuando el sistema se aplicó por primera vez (1988), y se iban actualizando cada año por medio de un método previamente establecido. A partir de ellos se calculaban los costes fijos del sistema eléctrico nacional. También se asignó un valor estándar para los demás costes soportados por las empresas encargadas de la prestación del servicio y se estableció un mecanismo para actualizarlos. A partir de todos estos valores, y de la consideración de ciertos parámetros no estandarizados, se procedía a calcular una previsión del coste total del sistema. La tarifa se establecía de forma que las empresas pudieran recuperar este coste.

También se tenían en cuenta algunas desviaciones entre los costes reconocidos por la tarifa en el año anterior y los efectivamente soportados por las empresas[40]. Al añadir estas desviaciones al coste total del sistema se obtenía el nivel de costes que debía ser retribuido por los abonados, y dividiendo este último entre la demanda prevista

[39] BOE, 16 de diciembre de 1987. Véase también la Orden Ministerial de 29 de diciembre de 1987 (BOE, 30 de diciembre) y la Orden Ministerial de 30 de diciembre (BOE, 31 de diciembre).

[40] Debe hacerse hincapié en el hecho de que no todas las desviaciones se recuperaban.

se determinaba el coste unitario, que permitía conocer cuál debía ser el precio medio de la electricidad para que las empresas pudieran recuperar los costes reconocidos por la tarifa y las desviaciones del año anterior. Después, se ajustaba la estructura tarifaria de modo que la recaudación procedente de los distintos consumidores permitiese conseguir un ingreso unitario igual al precio medio.

A partir de estas tarifas, fijadas por la Administración, las empresas eléctricas se comportaban como meras recaudadoras, pues los ingresos percibidos por una compañía se consideraban como una parte integrante de la retribución total de sistema, en la que la participación de cada empresa quedaba sujeta a la distribución de ciertas cantidades por medio del sistema de compensaciones.

Como veremos a continuación, este sistema se diseñó de forma que sus resultados fuesen coherentes con los objetivos que se enumeraron anteriormente. Garantizaba la recuperación de las inversiones, pero lo hacía a través de un mecanismo de retribución que implicaba unas anualidades estables a lo largo de la vida útil, lo que evitaba bruscas elevaciones de la tarifa durante los primeros años posteriores a la entrada en explotación de nuevas instalaciones. Fomentaba la eficiencia, pues la estandarización de costes permitía un mayor beneficio para las empresas que lograsen prestar un servicio más barato. Reducía la incertidumbre al determinar un procedimiento transparente para la actualización de los costes reconocidos por la tarifa eléctrica, lo que implicaba introducir un cierto automatismo en el establecimiento de la misma. Gimeno (1994) subraya esta idea al señalar que el Marco Legal Estable introdujo unos principios objetivos en la fijación del precio de venta de la electricidad, lo que suponía acabar con la costumbre de utilizar las tarifas como instrumento para alcanzar diversos fines de política económica.

Además, la aprobación del Marco Legal Estable supuso una modificación del sistema de compensaciones, ya que era necesario mantenerlo para garantizar una distribución adecuada de la recaudación, pero también era preciso adaptarlo al nuevo procedimiento de fijación de tarifas (Huidobro, 1988). Así pues, la retribución final de los "subsistemas" (empresas o grupos de empresas que estaban presentes tanto en la actividad de producción como en las de distribución y suministro), quedaba constituida por dos componentes: por una parte, la recaudación obtenida de los abonados a través de la tarifa; por otra, la cantidad aportada o recibida como consecuencia de las compensaciones. Las empresas generadoras no incluidas en los subsistemas aportaban su producción al conjunto del sistema a cambio de una retribución establecida a partir de los mismos criterios que se utilizaban para las otras compañías. El pago de esta retribución correspondía a los subsistemas, que recuperaban este gasto mediante su incorporación como coste en el proceso de determinación de la tarifa (Pérez, 1988).

El coste estándar de las empresas que tenían la consideración de subsistemas estaba integrado por las siguientes partidas:

a. Coste fijo de generación.

b. Coste de operación y mantenimiento de las instalaciones de generación.

c. Coste del combustible.

d. Coste de distribución.

e. Coste de estructura y capital circulante.

f. Coste de la electricidad producida por ENDESA.

A continuación, repasaremos las principales características del procedimiento que se utilizaba para calcularlos[41].

3.3.1. El coste fijo de generación

Esta partida incluía tanto la amortización como la retribución de los activos de generación. Para calcularla, se publicaba cada año la correspondiente Orden Ministerial, que recogía el valor estándar de las instalaciones que entraban en explotación durante el período, así como el mecanismo que se iba a emplear para actualizarlo. Ello permitía determinar anualmente el coste fijo de generación por medio del siguiente procedimiento:

1º. Se actualizaba el valor bruto del año anterior y se calculaba la amortización estándar dividiendo el valor bruto actualizado entre el número de años que constituían la vida útil de la instalación.

2º. Se actualizaba el valor neto actualizado del año anterior y se determinaba la retribución estándar aplicándole la tasa de remuneración previamente fijada.

3º. Para obtener el valor neto actualizado de la instalación a 31 de diciembre, que se utilizaba para calcular la retribución del período siguiente, se actualizaba el valor neto del ejercicio anterior y se restaba a este resultado la amortización correspondiente al año en curso.

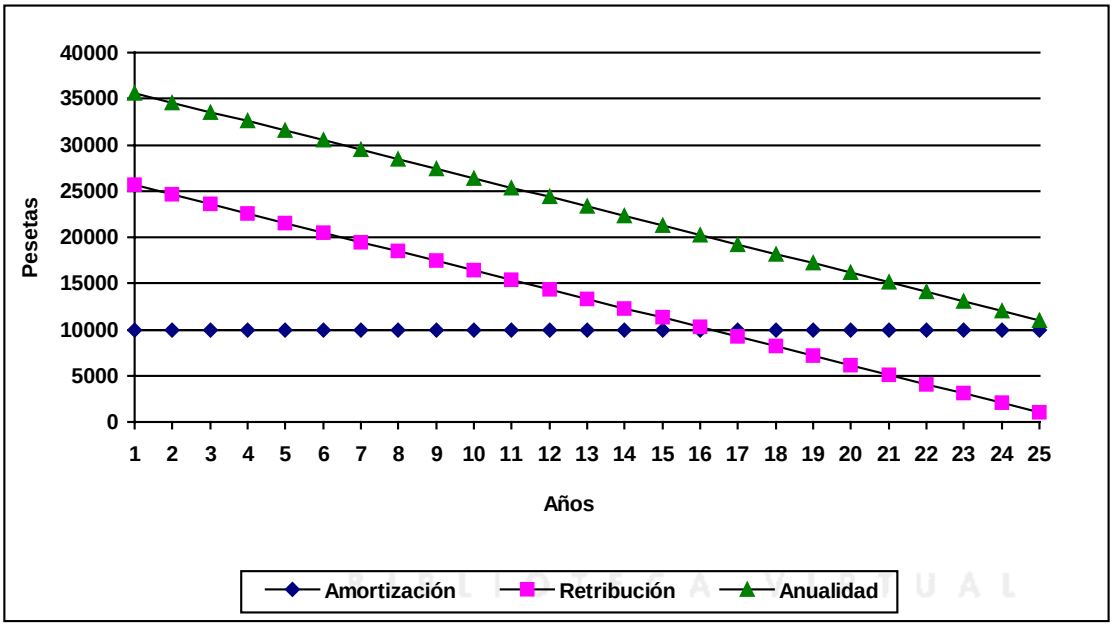
[41] La legislación fundamental es la siguiente:
- Real Decreto 1538/87, de 11 de diciembre (BOE, 16 de diciembre de 1987).
- Orden Ministerial de 29 de diciembre de 1987 (BOE, 30 de diciembre de 1987).
- Orden Ministerial de 29 de diciembre de 1987 (BOE, 31 de diciembre de 1987).
- Orden Ministerial de 19 de febrero de 1988 (BOE, 26 de febrero de 1988).
- Orden Ministerial de 9 de mayo de 1988 (BOE, 16 de mayo de 1988).
- Orden Ministerial de 19 de diciembre de 1988 (BOE, 27 de diciembre de 1988).
- Orden Ministerial de 3 de diciembre de 1993 (BOE, 15 de diciembre de 1993).
- Orden Ministerial de 15 de diciembre de 1995 (BOE, 16 de diciembre de 1995).

4º. El coste fijo de generación reconocido por la tarifa en cada ejercicio se obtenía sumando la amortización y la retribución de cada instalación.

El sistema establecido por el Marco Legal Estable difería del procedimiento contable, pero determinaba una serie de flujos que era financieramente equivalente a la que se hubiese registrado si se hubieran tenido en cuenta las anualidades contables. Es decir, los dos métodos permitían amortizar totalmente las inversiones realizadas y obtener la rentabilidad señalada. De hecho, descontando el valor de los flujos financieros generados por ambos sistemas con una misma tasa monetaria se obtiene idéntico resultado. La ventaja del método empleado en el Marco Legal Estable es que permite conseguir unas anualidades estables en el tiempo, mientras que el procedimiento contable implica unos valores muy altos en los primeros períodos y muy bajos en los últimos años (véanse gráficos 3.2 y 3.3). Por tanto, con el sistema establecido en 1987 se evitaba que la entrada en explotación de una nueva instalación provocase una fuerte elevación de la tarifa durante los primeros años, ya que este método "laminaba" el incremento que se producía en los costes fijos como consecuencia de la entrada en funcionamiento de nuevos equipos de generación (Aranceta, 1989).

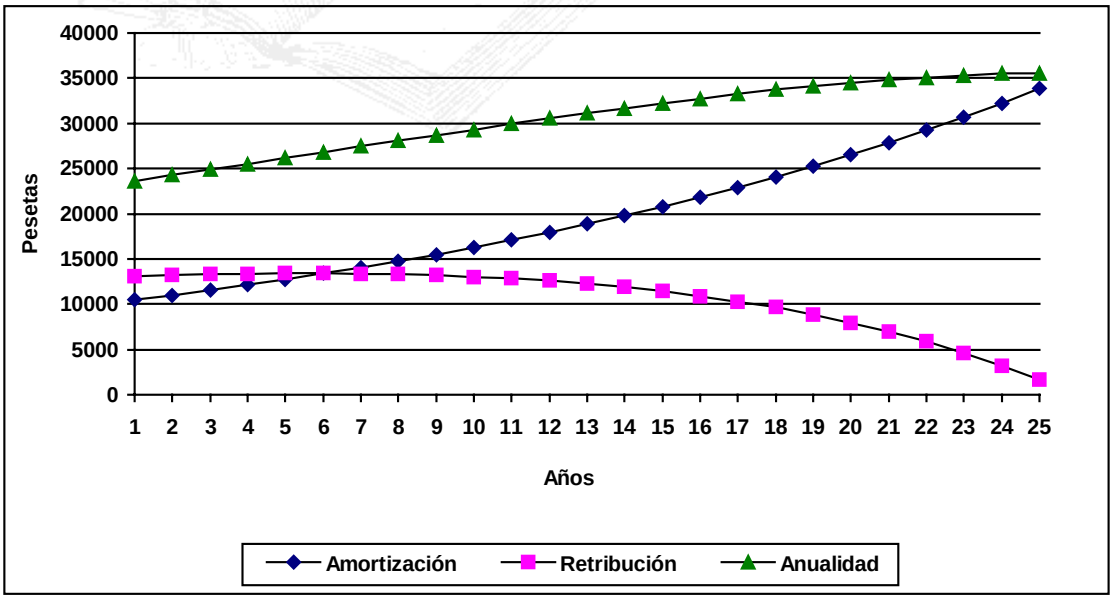
Como los costes reconocidos por la tarifa durante los primeros años eran significativamente inferiores a los reflejados por la contabilidad, las empresas tenían que posponer la recuperación de una parte de los costes contables hasta períodos posteriores, en los que la tarifa eléctrica reconocía unos valores superiores a los que aparecían en la contabilidad (véase gráfico 3.3). De este modo, se producía lo que se conoce como "diferimiento". Teóricamente, la cantidad diferida debería ser igual a la diferencia entre la anualidad contable y la anualidad estándar, pero, en la práctica, la Administración limitaba el volumen de costes que podía ser diferido y el horizonte temporal para la recuperación de dichos aplazamientos (Maestre, 1990).

GRÁFICO 3.2. ANUALIDADES SEGÚN EL PROCEDIMIENTO CONTABLE



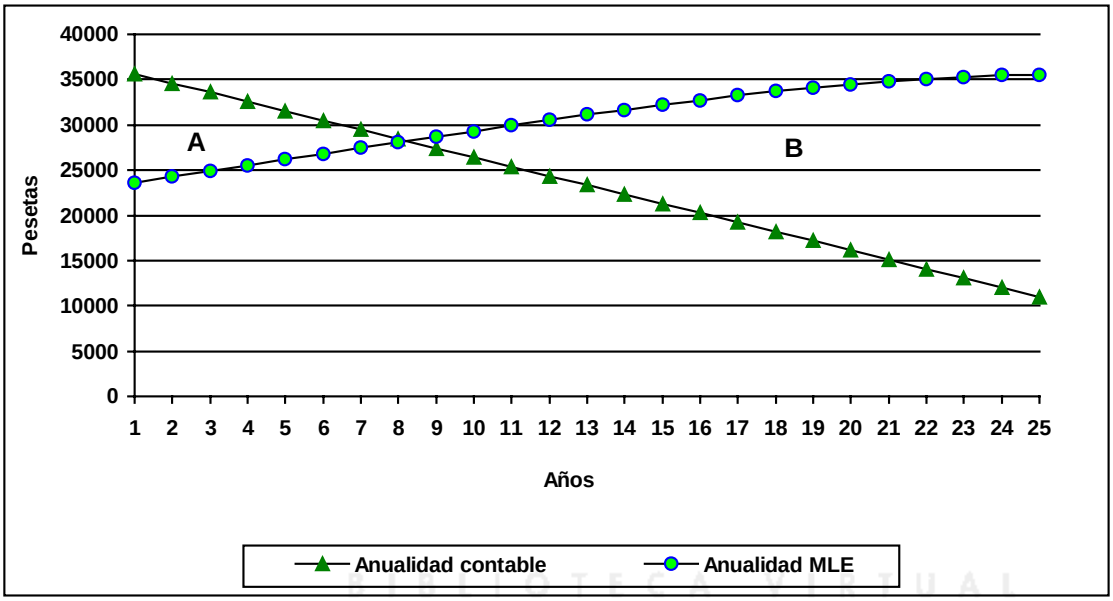
Se ha considerado una instalación con un valor contable inicial de 250.000 pesetas, que entra en funcionamiento el 31 de diciembre del año 0 y que tiene una vida útil de 25 años. La amortización es lineal y la retribución se produce por medio de una tasa monetaria constante, fijada en 10'25%, que se aplica sobre el valor neto contable de la instalación.

GRÁFICO 3.3. ANUALIDADES SEGÚN EL PROCEDIMIENTO DEL MARCO LEGAL ESTABLE



Se ha considerado una instalación con un valor estándar inicial de 250.000 pesetas, que entra en explotación el 31 de diciembre del año 0 y tiene una vida útil de 25 años. La amortización es también lineal, pero ahora no se aplica sobre el valor inicial, sino sobre el valor bruto actualizado. La tasa de actualización es del 5% y la tasa de retribución también se ha supuesto igual a 5%. (Obsérvese que la aplicación conjunta de ambas da lugar a un 10'25%, que era la tasa monetaria del ejemplo anterior).

GRÁFICO 3.4. COMPARACIÓN DE ANUALIDADES



En principio, las superficies A y B deberían coincidir. Sin embargo, en la práctica no era así, ya que, además de compensar la diferencia surgida durante los primeros siete años, se resarcían los gastos financieros que generaba el endeudamiento necesario para cubrir la brecha inicial.

Para obtener las dos partidas que constituían el coste fijo de generación, era necesario aplicar un índice de actualización y una tasa de retribución. Estos parámetros se calculaban cada año de acuerdo con unas fórmulas establecidas por la Administración. Durante la vigencia del Marco Legal Estable esas fórmulas se modificaron en varias ocasiones.

En un primer momento, el método para determinar el coeficiente de actualización dependía de la fecha de entrada en funcionamiento de las instalaciones. Así, se empleaba un procedimiento distinto en función de que esa fecha fuese anterior o posterior al 31 de diciembre de 1983. En 1993 se eliminó esta diferenciación y se estableció un mismo índice de actualización para todos los activos fijos de generación[42]. Dos años después, se volvió a modificar el procedimiento de cálculo[43]. Desde 1995, el

[42] Orden Ministerial de 3 de diciembre de 1993 (BOE, 15 de diciembre de 1993).

[43] Orden Ministerial de 15 de diciembre de 1995 (BOE, 16 de diciembre). En esta Orden el gobierno recogió las propuestas de la Comisión del Sistema Eléctrico Nacional, que se había creado poco antes.

coeficiente de actualización que transformaba el valor estándar de las diferentes instalaciones de generación se determinaba a través de la siguiente fórmula:

$$IA = [(1+tm_n) / (1+tr_n)] - 1$$

donde: tm_n = Tasa monetaria del año actual

tr_n = Tasa de retribución del año actual

Por tanto, para calcular el coeficiente de actualización era necesario hallar previamente la tasa de retribución. El procedimiento utilizado para calcularla experimentó también diversas modificaciones, aunque siempre se estableció de forma que la tasa de retribución determinase una remuneración real[44]. A partir de 1995, esta tasa se calculó por medio de la siguiente fórmula[45]:

$$tr_n = (t_{n-3} + t_{n-2} + t_{n-1} + t_n) / 4,$$

donde: $t_{n-i} = [(1+tm_{n-i}) / (1+ ½ (IPC_{n-i} + IPRI_{n-i}))] - 1$ (véase nota al pie nº [46])

siendo: tm_{n-i} = Tasa monetaria del período n-i

IPC_{n-i} = Incremento del Índice de Precios al Consumo en el año n-i

$IPRI_{n-i}$ = Incremento del Índice de Precios Industriales en el año n-i

Para determinar el índice de actualización y la tasa de retribución era necesario fijar con anterioridad el valor de la tasa monetaria. Su nivel se determinaba a partir de un conjunto de referencias que se modificó en 1993 para hacerlas más precisas. Sin

[44] Esta tasa no debía tener en cuenta la inflación porque se aplicaba sobre valores que habían sido actualizados previamente.

[45] Orden Ministerial de 15 de diciembre de 1995 (BOE, 16 de diciembre).

[46] Conviene señalar que t_{n-i} no es otra cosa que la tasa de retribución existente antes de la modificación realizada por la Orden Ministerial de 15 de diciembre de 1995. Por tanto, el procedimiento de cálculo establecido por esta Orden implicaba la utilización de medias móviles elaboradas a partir de los valores que habría tenido la tasa de retribución si se hubiese calculado mediante el método vigente hasta ese momento. Esta modificación se traducía en una "suavización" del efecto que tenía la evolución de los índices de precios sobre la tasa de remuneración.

embargo, esta modificación no implicó cambios sustanciales en los valores especificados por la Administración que, en términos generales, establecía el incremento de la tarifa eléctrica utilizando una tasa monetaria calculada a partir de un "tipo de interés monetario de referencia". Según la Orden Ministerial de 3 de diciembre de 1993, este tipo de interés debía corresponderse con "la mejor previsión del precio del dinero en los diferentes mercados en los que se desenvuelve el sector, bajo condiciones de una estructura financiera adecuada a la naturaleza de la actividad del sector eléctrico".

Respecto a la especificación del coste fijo de generación reconocido por la tarifa, conviene señalar dos cuestiones adicionales:

a. La normativa que regulaba la retribución de las compañías eléctricas establecía un mecanismo para incorporar al valor estándar de las instalaciones el importe de las inversiones adicionales. Por consiguiente, al calcular la amortización y la retribución también se estaba teniendo en cuenta el incremento de valor generado por esas inversiones.

b. La Orden Ministerial de 3 de diciembre de 1993 introducía un complemento retributivo para las empresas propietarias de las instalaciones que fueron transferidas como consecuencia del intercambio de activos acordado en 1985.

3.3.2. Coste de operación y mantenimiento de las instalaciones de generación

Bajo esta rúbrica se recogían los costes generados por la necesidad de mantener en explotación las instalaciones que habían entrado en funcionamiento. Para determinarlos se distinguía entre costes fijos y variables. Los primeros se calculaban en función de la potencia y los segundos dependían del nivel de producción.

a. Coste fijo de operación y mantenimiento. Este coste se determinaba anualmente para cada instalación. El cálculo se realizaba a partir del coste unitario del año anterior,

actualizado por medio de la tasa de crecimiento del IPC, y del valor estándar asignado tanto a la potencia instalada como a la potencia disponible.

En cuanto a la actualización por medio del IPC, conviene señalar que la Orden Ministerial de 15 de diciembre de 1995 modificó este procedimiento e introdujo un índice de actualización del tipo IPC-2 [47]. Esta modificación se realizó a instancia de la Comisión del Sistema Eléctrico Nacional, que basaba su propuesta en la necesidad de estimular la reducción de costes y en la exigencia de trasladar a los consumidores esta mejora en la eficiencia productiva[48].

Los valores estándares de la potencia instalada y la disponible se calculaban para cada equipo en función del combustible empleado en la generación y de unos coeficientes fijados cada año por la Dirección General de Energía. La finalidad de estos coeficientes era determinar la capacidad de producción y la disponibilidad por medio de un criterio homogéneo.

b. Coste variable de operación y mantenimiento. También se determinaba anualmente para cada instalación. En este caso, el cálculo se hacía en función del coste unitario del año anterior, actualizado mediante el incremento del IPC, y de la aportación del equipo al sistema eléctrico nacional. Esta aportación se calculaba a partir de unos valores de referencia para la producción, las horas de acoplamiento (incluidas las de arranque) y la potencia acoplada, que se ponderaban a través de unos coeficientes establecidos por la Dirección General de Energía.

[47] La utilización de índices del tipo IPC-X implica que los costes reconocidos crecen un X% menos que el IPC (por tanto, se reducen un X% en términos reales).

[48] Véase Comisión del Sistema Eléctrico Nacional (1995).

La Orden Ministerial de 15 de diciembre de 1995 modificó también el procedimiento para actualizar estos costes variables, sustituyendo la tasa de crecimiento del IPC por una fórmula del tipo IPC-X, en la que X era igual 3.

3.3.3. Coste del combustible

En esta partida se recogían los siguientes costes:

a. Coste neto del combustible utilizado por las instalaciones de generación. Para calcularlo era necesario utilizar una previsión sobre la evolución de la demanda y establecer su cobertura[49]. A partir de los resultados obtenidos, se asignaba un coste para cada instalación:

- Para las instalaciones nucleares, el valor asignado dependía solamente de una previsión sobre la evolución del precio del combustible utilizado.

- Si se trataba de instalaciones que usaban combustibles fósiles, su coste neto se obtenía a partir de una previsión sobre el precio medio de la termia[50] del combustible utilizado, y de unos valores estándares que representaban el consumo de combustible de cada instalación durante las horas de arranque y funcionamiento previstas en el plan de cobertura de la demanda.

b. Coste del stock de combustible. Aquí se recogía el coste financiero asociado al mantenimiento de unas reservas de combustible que tenían la finalidad de asegurar el funcionamiento de las instalaciones durante un número mínimo de horas.

[49] Para determinar la cobertura de la demanda se consideraba que la capacidad de producción de energía hidroeléctrica era la correspondiente a un año medio.

[50] La termia es una unidad utilizada para medir el calor.

Cada año, la Administración establecía el stock que debían mantener las centrales según el tipo de combustible utilizado y fijaba su coste en función de los gastos financieros asociados a su mantenimiento.

Hasta 1996, se incluía aquí el coste que debían soportar las empresas eléctricas por almacenar una cantidad de carbón nacional superior a la que necesitaban para mantener el stock básico. De esta forma, ese coste quedaba reconocido por la tarifa y, posteriormente, OFICO se encargaba de distribuir entre las compañías afectadas un porcentaje del total de la recaudación. Este mismo organismo repartía también una compensación por el sobreprecio que implicaba la utilización de carbón nacional.

En 1996, los costes derivados del mantenimiento de unas reservas excesivas de carbón nacional se excluyeron de esta partida, pues pasaron a tener la consideración de "costes específicos". Ello implicaba que, a partir de ese momento, pasaban a compensarse directamente por medio de un porcentaje aplicado en la factura de los abonados.

c. Intercambios externos y otros costes. Esta partida incluía el coste correspondiente a la energía adquirida por los subsistemas a pequeñas empresas productoras no distribuidoras y a los autoproductores. Por tanto, no recogía el coste de la energía adquirida a ENDESA, que se incluía en otra partida. Sin embargo, sí se añadía un término "C", que consideraba como un menor coste la energía producida por ENDESA y no entregada a los subsistemas. Este término "C" se incorporaba porque, como veremos posteriormente, en la partida que recogía el coste de la electricidad generada por ENDESA se computaba el valor de toda la energía producida por esta compañía.

También se tenían en cuenta los resultados derivados de las importaciones y exportaciones de electricidad, así como otros costes variables poco importantes

(cánones pagados por las empresas al Ministerio de Obras Públicas y ciertos costes reconocidos a algunas centrales).

El valor de los diferentes componentes de esta partida se estimaba a partir de un plan de cobertura de la demanda de electricidad prevista, que permitía establecer el volumen de los intercambios de energía. El precio de la electricidad generada por las empresas productoras no incluidas en los subsistemas era determinado por la Administración, a través de un procedimiento que tenía en cuenta los costes. El importe de los intercambios internacionales se establecía a partir de los contratos existentes.

d. Corrección por hidraulicidad. A la hora de establecer la tarifa no se consideraba ningún coste por este concepto. La corrección por hidraulicidad se incluía a posteriori, cuando se comparaban los costes reconocidos por la tarifa con su evolución real[51]. La introducción de esta partida se justificaba por el procedimiento utilizado para elaborar el plan de cobertura de la demanda prevista que, como hemos visto, se utilizaba para estimar el coste neto del combustible y el importe de los intercambios externos. Este plan se confeccionaba suponiendo una producción hidroeléctrica media, así que los costes de combustible efectivamente soportados por las empresas rara vez coincidirían con los reconocidos por la tarifa. Sin embargo, esta diferencia de costes no se consideraba a la hora de calcular la desviación existente entre ambos. Para ello, era necesario restar o sumar al verdadero coste del combustible una cantidad que lo igualase al nivel que se habría registrado si la previsión sobre producción hidroeléctrica se hubiese cumplido.

La correción por hidraulicidad se calculaba por medio de la siguiente expresión:

[51] Como veremos más adelante, la finalidad de esta comparación (que se realizaba al finalizar el ejercicio) era determinar si las previsiones incluidas en el proceso de determinación de la tarifa habían sido acertadas. Cuando los costes reconocidos por la tarifa no coincidían con su valor real como

$$CH = (PHM - PHR) \cdot PMC$$

siendo: PHM = Producción hidroeléctrica media
PHR = Producción hidroeléctrica real
PMC = Precio medio del combustible consumido por las centrales de carbón

A la hora de calcular las desviaciones entre los costes reconocidos por la tarifa y los costes efectivamente soportados, la corrección por hidraulicidad incrementaba el coste real del combustible si la producción hidroeléctrica real superaba a la previsión y lo reducía en caso contrario. Por consiguiente, en un año muy lluvioso, la reducción de costes provocada por una mayor utilización de las centrales hidráulicas no se traducía en una disminución de los costes remunerados por la tarifa, así que las empresas conseguían unos beneficios superiores a los previstos inicialmente. Sin embargo, en un año seco, el incremento de costes generado por una menor utilización de las centrales hidráulicas tampoco se tenía en cuenta a la hora de considerar futuras revisiones de la tarifa, así que se traducía en unos menores beneficios.

En definitiva, el objetivo de esta corrección era impedir que los errores de previsión que se producían al considerar una producción hidroeléctrica media, se tradujesen en diferencias entre el coste de combustible reconocido por la tarifa y el considerado a la hora de calcular el efectivamente soportado por las empresas.

3.3.4. Coste de distribución

Dentro del coste de distribución se incluían las siguientes partidas:

a. Costes fijos de las instalaciones de distribución con tensión de funcionamiento igual o superior a 36 KV y de los despachos de maniobra y control. Estos costes se obtenían

consecuencia de un fallo en esas previsiones, se ponía en marcha un mecanismo que permitía añadir el importe de estas desviaciones al coste total que la tarifa reconocía para el año siguiente.

calculando una anualidad que estaba formada por dos componentes: amortización y retribución. Para hallarlas se seguía un procedimiento análogo al que se utilizaba para determinar los costes fijos de las instalaciones de generación.

Para los activos que habían entrado en servicio antes del 1 de enero de 1988 se fijaron valores estándares brutos y netos a 31 de diciembre de 1987. Con posterioridad a esta fecha, la Administración determinaba los valores de referencia de las instalaciones que iban entrando en funcionamiento mediante la correspondiente Orden Ministerial.

Estos valores se actualizaban anualmente por medio de un índice que coincidía con el que se utilizaba para determinar los costes fijos de generación. La retribución se calculaba también mediante la misma tasa que se usaba para establecer la anualidad de las instalaciones de producción. Por tanto, volvían a surgir discrepancias entre el procedimiento contable y el que instituyó el Marco Legal Estable. Estas disparidades se compensaban por medio de los correspondientes diferimientos.

El coste de distribución del sistema se determinaba agregando la amortización y la retribución que se asignaban a cada una de las instalaciones.

b. Costes fijos de las instalaciones con tensión inferior a 36 KV. Se calculaban a partir de unos costes estándares unitarios que la Administración fijó para el año 1988. En los siguientes períodos, estos costes de referencia se fueron actualizando mediante un índice que se calculaba multiplicando por 0’75 la semisuma del Indice de Precios Industriales y el Indice de Precios al Consumo.

El coste fijo asignado a cada instalación con tensión inferior a 36 KV se obtenía multiplicando los costes unitarios por la cantidad de energía que debería circular por sus líneas de acuerdo con el plan de cobertura de la demanda prevista.

No obstante, la cuantía reconocida por la tarifa se incrementaba con respecto a la que se hallaba a través del procedimiento descrito en el párrafo anterior. Para ello, se

empleaban unos coeficientes que corregían al alza los costes fijos que se atribuían a varios subsistemas. En un primer momento, la aplicación de estos coeficientes no podía elevar en más de un 10% la cuantía determinada por medio del sistema que se expuso anteriormente. Posteriormente, la Orden Ministerial de 3 de diciembre de 1993 incrementó ese límite hasta el 14%[52]. Los coeficientes tenían dos objetivos: fomentar las inversiones destinadas a mejorar la calidad del servicio y recoger el efecto de las características de los mercados sobre los costes de distribución.

c. Costes de explotación. Aquí se recogían los costes derivados de la utilización y el mantenimiento de las instalaciones de distribución.

BIBLIOTECA VIRTUAL

- En las que funcionaban con una tensión mayor o igual a 36 KV, el coste estándar se determinaba a partir del número de posiciones y la longitud de las líneas. Para ello, estos valores se multiplicaban por un coste unitario que la Administración fijó por primera vez en 1988. Hasta 1995, este coste unitario se actualizaba anualmente por medio del IPC. A partir de ese año, se introdujo un coeficiente del tipo IPC-2.

- En las instalaciones con una tensión de funcionamiento inferior a 36 KV, el coste estándar se establecía a partir de una estimación de los KWh que iban a circular en cada nivel de tensión. Estos volúmenes de energía se multiplicaban por el correspondiente coste unitario para hallar el importe total. Al igual que en el caso anterior, conviene señalar que la Orden Ministerial de 15 de diciembre de 1995[53] modificó el procedimiento de actualización de los valores estándares, introduciendo un método basado en IPC-3.

d. Costes de gestión comercial. En este apartado se reconocían los costes ocasionados por el suministro de electricidad a los consumidores. Para determinar estos costes se

[52] BOE, 15 de diciembre de 1993.

empleaban valores de referencia para el número de abonados y la potencia facturada. Al multiplicar estos valores por un coste unitario estándar, que era revisado periódicamente según la evolución del IPC, se obtenía la cuantía reconocida en la fijación de la tarifa. La Orden de 15 de diciembre de 1995 incorporó una cantidad adicional para compensar los gastos originados por la implantación y emisión de los nuevos recibos de facturación. Este importe se calculaba multiplicando por 150 el número de abonados estándar.

e. Costes de gestión de la demanda. Esta partida se incorporó en 1995, como consecuencia de la entrada en vigor de la Ley 40/1994, de 30 de diciembre de 1994[54]. Incluía los costes derivados de la aplicación de programas encaminados a mejorar el servicio prestado a los usuarios, incrementar la eficiencia energética y fomentar el ahorro de electricidad. Se introducían mediante una cantidad fija (5.000 millones de pesetas) que se sumaba a los demás costes de distribución reconocidos.

3.3.5. Coste de estructura y capital circulante

El coste de estructura intentaba recoger aquellos gastos que, siendo necesarios para el negocio eléctrico, no están vinculados directamente con una actividad concreta. Sin embargo, desde 1993 se reconocieron costes de estructura diferenciados para la generación y la distribución:

- Los costes de estructura para la actividad de generación se establecían en función de la potencia instalada y de la producción prevista. Para calcularlos se empleaban unos costes unitarios estándares, que se actualizaban cada año mediante el IPC.

---

[53] BOE, 16 de diciembre de 1995.

[54] BOE, 31 de diciembre de 1994.

- Los costes de estructura atribuidos a la distribución se determinaban a partir de una estimación de la demanda final de electricidad, valorada por medio de un coste unitario estándar que también se actualizaba con el IPC.

El coste del capital circulante recogía los costes financieros ocasionados por el retraso en el cobro de energía ya suministrada. Para estandarizarlos se consideraban dos variables: el nivel que habían alcanzado el año anterior, actualizado mediante el incremento de la tasa monetaria, y el crecimiento de los ingresos, estimado a partir de las previsiones sobre la evolución de la demanda.

BIBLIOTECA VIRTUAL

3.3.6. Coste de la energía generada por ENDESA

El Marco Legal Estable otorgaba a ENDESA[55] un status especial dentro del Sistema Eléctrico Español: "Empresa productora no incluida en algún subsistema". Esta denominación obedecía al hecho de que ENDESA se dedicaba únicamente a la generación y no vendía su electricidad a los usuarios, sino a las compañías integradas en los subsistemas. Por tanto, los ingresos de ENDESA provenían de éstas empresas, que compraban su producción y la incorporaban al conjunto de energía introducida en el sistema para satisfacer la demanda.

Así pues, la electricidad generada por ENDESA implicaba un coste para los subsistemas. Como en los casos anteriores, el Marco Legal Estable determinó un procedimiento para valorarlo e incorporarlo al coste total del servicio. De este modo, las cantidades abonadas a ENDESA se recuperaban a través de los ingresos proporcionados por la tarifa.

[55] Empresa Nacional de Electricidad, Sociedad Anónima.

El importe reconocido se calculaba mediante un sistema similar al que se utilizaba para computar los costes de los subsistemas. Fundamentalmente, consistía en la determinación de un precio medio estándar que se multiplicaba por la producción prevista para obtener el coste de la energía generada por ENDESA. Dicho precio medio estaba formado por dos componentes[56]:

a. El primero intentaba recoger el coste de los activos fijos. Se estableció para 1987 dividiendo la anualidad calculada a partir de los valores estándares de sus instalaciones entre la producción prevista. Después de 1987, este componente se determinó actualizando el valor inicial mediante la siguiente fórmula:

$$CAF_t = CAF_{t-1} \cdot (CF_t/CF_{t-1}) \cdot (E_{t-1}/E_t)$$

donde: CAF_t = Componente por coste de los activos fijos para el año t

CF_t = Costes estándares fijos por amortización y retribución de las instalaciones en el año t

E_t = Producción asignada a ENDESA en la previsión sobre la cobertura de la demanda estimada para el año t

Para obtener la amortización y la retribución se empleaba el mismo método que se aplicaba a los valores de las instalaciones de generación de los subsistemas.

El gobierno modificó este procedimiento en 1993, pues, desde distintos ámbitos, se venía argumentando que introducía en el sistema un privilegio injustificado a favor de ENDESA. Según los datos aportados por Martínez (1991), el valor inicial del componente por coste de los activos fijos (5’19 pesetas/KWh) incluía una prima (1’46 pesetas/KWh) que implicaba una considerable sobrevaloración del precio de la energía

[56] Orden Ministerial de 29 de diciembre de 1987 (BOE, 31 de diciembre de 1987)

producida por la compañía[57]. Como el importe computado en los siguientes ejercicios se determinaba actualizando ese valor inicial, el exceso considerado se mantenía y ampliaba. Además, el mecanismo empleado para la revisión introducía "incentivos perversos", ya que fomentaba el crecimiento de los activos fijos sin estimular un incremento proporcional de la producción (en realidad, favorecía su reducción).

Desde 1993, el método de cálculo se equiparó plenamente al utilizado en la determinación de los costes fijos de los subsistemas[58]. Por consiguiente, desde ese año, el importe reconocido por la tarifa se obtenía sumando las cantidades computadas en concepto de amortización y remuneración de las instalaciones. Estas cantidades se calculaban a partir de los correspondientes valores de referencia, actualizados y retribuidos a través de los mismos índices y tasas que se usaban para los subsistemas. El valor estándar de los activos que ENDESA había adquirido como consecuencia del intercambio realizado a mediados de los ochenta también se incrementaba por medio del correspondiente complemento retributivo.

b. El segundo reflejaba los demás costes de ENDESA. A su vez, estaba formado por dos partes:

b.1. La primera incluía aquellos costes variables que no dependían del nivel de producción. Tenían esta consideración los siguientes:

- Coste fijo de operación y mantenimiento de las instalaciones de generación.
- Costes de explotación.
- Costes de gestión comercial.
- Costes del capital circulante independientes de la producción.

[57] Esta prima tenía su origen en la sobrevaloración de los activos fijos de ENDESA. En Martínez (1991) se ofrece información adicional al respecto.

[58] Orden Ministerial de 3 de diciembre de 1993 (BOE, 15 de diciembre de 1993).

b.2. La segunda englobaba los costes variables que dependían del nivel de producción. Dentro de ella figuraban las siguientes partidas:

- Costes del combustible.

- Coste variable de operación y mantenimiento de las instalaciones de generación.

- Costes de estructura por la actividad de generación.

- Costes del capital circulante dependientes de la producción.

En general, el valor estándar de los costes incluidos en este segundo componente se determinaba a través de un procedimiento similar al que se empleaba para calcular las cantidades reconocidas a los subsistemas. No obstante, conviene señalar que había algunas pequeñas diferencias:

- Para obtener el valor estándar de los costes de gestión comercial se consideraba que el número de abonados era cero y que la potencia facturada era igual a la instalada. La Orden Ministerial de 3 de diciembre de 1993 dispuso que, a partir de ese año, sólo se reconociesen costes de gestión comercial a los subsistemas.
- El coste del capital circulante se obtenía multiplicando los demás costes variables por 0’1263 (período medio de cobro) y una tasa de retribución específica.

El coste reconocido por la tarifa se hallaba sumando los importes obtenidos en los distintos apartados. Por consiguiente, la recaudación de los subsistemas incluía también la participación de esta empresa en los ingresos tarifarios. ENDESA recibía esa cantidad a través de unos pagos periódicos realizados por los subsistemas. Estos pagos se establecían mediante el siguiente procedimiento:

I. Antes del día 10 de cada mes, la compañía presentaba un informe con la retribución provisional correspondiente a su aportación de potencia y energía durante el mes anterior.

II. Antes del día 15, la Dirección General de Energía determinaba la cantidad imputada a cada subsistema a cambio de la potencia y energía aportada por ENDESA durante el período transcurrido entre el 1 de enero y el último día del mes anterior[59].

III. Cada subsistema pagaba la cantidad correspondiente a la diferencia entre el importe calculado ese mes y el determinado el mes anterior.

3.3.7. Otros costes

Además de los costes anteriores, la prestación del servicio implicaba otros de menor cuantía que también debían ser considerados para que la tarifa retribuyese adecuadamente el coste total del sistema. Con este fin, se incorporaban las siguientes partidas:

a. Coste de Red Eléctrica de España, S.A. Se obtenía aplicando un porcentaje a la recaudación por venta de energía. El nivel de este coeficiente era determinado cada año por la Administración. En el período comprendido entre 1988 y 1997 se situó en torno al 2’25%.

En la Ley 40/1994, de 30 de diciembre de 1994[60], el gobierno manifestó su intención de introducir un procedimiento que calculase el coste ocasionado por las actividades de transporte y gestión unificada de la explotación mediante los correspondientes valores estándares. Sin embargo, el desarrollo reglamentario de este aspecto de la ley nunca llegó a producirse.

[59] Para calcular la retribución percibida por ENDESA cada mes, el coste de los activos fijos se repartía en proporción al período de tiempo transcurrido entre el 1 de enero y el último día del mes anterior. Los demás costes se incorporaban de acuerdo con el importe real acumulado hasta el final del mes previo. Si no se disponía de alguno de estos valores, la Dirección General de Energía establecía una cantidad provisional, que era la parte proporcional de la cuantía incluida en el coste reconocido por la tarifa.

[60] BOE, 31 de diciembre de 1994.

b. Compensación por extrapeninsularidad e interrumpibilidad. Esta partida recogía el importe de la transferencia neta que OFICO realizaba a las empresas extrapeninsulares para compensarlas por sus mayores costes de generación, transporte y distribución.

Además, incluía las cantidades entregadas por OFICO a las empresas no integradas en el Sistema Eléctrico Nacional. La finalidad de estas transferencias era compensar los descuentos por interrumpibilidad que aplicaban a sus clientes.

Hasta 1995, ambas compensaciones se realizaban a partir de la "cuota propia de OFICO", que se constituía mediante aportaciones obligatorias de los subsistemas. En 1996, la extrapeninsularidad y los descuentos por interrumpibilidad pasaron a tener la consideración de "coste específico".

c. Otros ingresos. La finalidad del procedimiento instituido por el Marco Legal Estable era determinar una tarifa eléctrica que igualase los ingresos de las empresas a los costes reconocidos por el modelo. Sin embargo, las actividades que ocasionaban estos costes les permitían obtener ingresos distintos a los proporcionados por la tarifa (alquiler de contadores, verificaciones, enganches,...). Así pues, para mantener la igualdad era necesario que los costes se calculasen de modo que no incluyeran la parte que daba lugar a esta recaudación adicional. Para ello, se introducía un "coste negativo" que se calculaba estimando el valor de estos ingresos.

La Orden Ministerial de 15 de diciembre de 1995 estableció que los ingresos derivados del suministro a empleados debían incluirse aquí. Esta disposición se justificaba por la existencia de una tarifa especial, mucho más barata, para los trabajadores de las compañías eléctricas[61].

[61] Al mismo tiempo, el gobierno aceptó una propuesta de la Comisión del Sector Eléctrico Nacional en la que se recomendaba un incremento paulatino de esta tarifa especial (véase Comisión del Sector Eléctrico Nacional (1995)).

d. Costes reconocidos a la Comisión del Sistema Eléctrico Nacional (CSEN) y a la Oficina de Compensaciones de la Energía Eléctrica (OFICO). La CSEN se creó al amparo de la Ley 40/1994, de 30 de diciembre de 1994. Actuaba como órgano consultivo de la Administración y ejercía las funciones relacionadas con la regulación y la supervisión del sector. Posteriormente, asumió también las funciones de OFICO.

Los costes de ambos organismos se financiaban mediante un pequeño porcentaje de la recaudación aportada por la tarifa eléctrica. Este porcentaje se incluía al calcular el coste total del sistema.

e. Costes específicos. Recibían esta denominación los que se financiaban a través de unos porcentajes que se aplicaban sobre el importe facturado a los usuarios. Por consiguiente, las empresas eléctricas estaban obligadas a destinar esa parte de la recaudación a la finalidad establecida en cada caso.

Se consideraban costes específicos los siguientes:

i. Los gastos en programas de investigación y desarrollo.

ii. La cantidad entregada a la Empresa Nacional de Uranio, S.A. para la financiación y reducción del stock básico de uranio.

iii. El pago realizado a la Empresa Nacional de Residuos Radioactivos, S.A. para cubrir los costes de la segunda fase del ciclo del combustible nuclear (almacenamiento de residuos).

iv. Las compensaciones que debían recibir las empresas propietarias de centrales afectadas por la moratoria nuclear. La Ley 40/1994, de 30 de diciembre de 1994, dispuso la paralización definitiva de las construcciones y reconoció el derecho de sus propietarios a seguir percibiendo determinadas cantidades.

v. Las ayudas al carbón. Se incorporaron como coste específico en 1996. Antes de ese año, los sobrecostes ocasionados por la utilización de carbón nacional estaban incluidos en el "coste del combustible".

vi. Las compensaciones por extrapeninsularidad e interrumpibilidad. También se introdujeron aquí en 1996. Anteriormente, figuraban aparte dentro de "otros costes", y se financiaban mediante una parte de la recaudación que se entregaba a OFICO para que la repartiera.

3.3.8. Corrección de desviaciones

Según hemos visto hasta ahora, la Administración calculaba el coste total del servicio mediante un procedimiento en el que se empleaban previsiones sobre la evolución del sistema y se asignaban valores de referencia a los distintos costes. Por tanto, los costes efectivamente soportados por las empresas no solían coincidir con los reconocidos por la Administración en el proceso de determinación de la tarifa. Conviene subrayar que la diferencia entre ambos podía deberse a dos motivos:

a. El establecimiento de unos valores de referencia que no reflejaban los costes reales. Esta discrepancia no se corregía posteriormente, pues el objetivo de la estandarización de costes era incentivar comportamientos eficientes en las empresas del sector. Para ello, los valores de referencia debían fijarse de forma que expresasen unos costes mínimos, accesibles para las compañías que alcanzasen un nivel adecuado de eficiencia productiva. Así pues, las que no lo lograsen tendrían que afrontar unos costes más altos que los establecidos por el modelo, mientras que las más eficientes podrían operar incluso con unos costes inferiores a éstos. Por consiguiente, las discrepancias provocadas por la mayor o menor eficiencia de las empresas formaban parte de la lógica del Marco Legal Estable y no debían ser corregidas.

b. La diferencia entre las previsiones consideradas y los valores reales de los parámetros estimados. Para cuantificar los costes del sistema eléctrico era necesario tener en cuenta la evolución de ciertas variables que, en el momento de establecer la tarifa, sólo podían incorporarse en el modelo mediante la correspondiente previsión. Con posterioridad, cualquier discrepancia entre los valores reales y los estimados daba lugar a diferencias no deseadas entre los costes reconocidos y los efectivamente soportados por las empresas. Estas diferencias se corregían según el procedimiento regulado por la Orden Ministerial de 19 de diciembre de 1988[62]. En ella se recogía un conjunto de parámetros que se denominaban "no estandarizados", pues se introducían en los cálculos mediante estimaciones y se revisaban después para corregir las "desviaciones" de costes provocadas por las discrepancias entre los valores previstos y los reales. Estos parámetros eran los siguientes:

1. El Indice de Precios al Consumo.
2. El Indice de Precios Industriales.
3. La tasa de retribución.
4. La fecha de puesta en explotación comercial de las nuevas instalaciones.
5. La fecha de puesta en servicio de las inversiones adicionales o extraordinarias.
6. La fecha de baja de las instalaciones.
7. El precio medio de la termia de los combustibles utilizados en cada unidad generadora.
8. El precio medio del combustible nuclear utilizado en cada unidad generadora.
9. La cobertura de la demanda.
10. Las reservas de combustible establecidas durante el ejercicio.

[62] BOE, 27 de diciembre de 1988.

11. La demanda de los abonados finales y el precio medio de los KWh suministrados a estos.

En principio, las desviaciones de un ejercicio se corregían incrementando el coste total reconocido en el período siguiente[63]. Si en el momento de modificar la tarifa no se conocían los valores finales de todos los parámetros estimados, se consideraba la desviación observada hasta entonces. Posteriormente, cuando se tenía información sobre los valores definitivos, se realizaba una nueva corrección si la desviación adicional detectada suponía al menos el 0'5% del ingreso revisado.

Conviene recordar aquí que, al comparar los costes reales con los reconocidos inicialmente, se modificaba el valor de los primeros para evitar que apareciesen desviaciones como consecuencia de diferencias entre la producción hidroeléctrica real y la prevista. Por tanto, las discrepancias provocadas por esta estimación no se tenían en cuenta a la hora de corregir las desviaciones.

3.3.9. El sistema de compensaciones

Según lo visto hasta ahora, la retribución de las compañías eléctricas se producía a través del siguiente proceso:

i. La Administración determinaba el coste estándar del sistema (CST) agregando los costes estándares reconocidos a las diferentes empresas (C_i):

Por consiguiente: $CST = \sum_i C_i$

ii. El incremento medio de la tarifa se establecía de forma que los ingresos totales (IT) se igualasen al coste estándar del sistema (CST).

[63] No obstante, la Orden citada anteriormente establecía que si la diferencia superaba en más de un 5% el ingreso total previsto, su corrección debía realizarse durante varios años. También se mencionaba la posibilidad de considerar la introducción de estas correcciones durante el mismo ejercicio.

Por tanto: $CST = IT$

La estructura de la tarifa se determinaba a partir de ese incremento medio. Si se cumplían todas las previsiones sobre la evolución de la demanda, esta estructura tarifaria permitía a cada empresa obtener una parte I_i de los ingresos totales reconocidos (IT).

Así pues: $IT = \sum_i I_i$

No obstante, debemos tener en cuenta que este procedimiento no implicaba que:

$$I_i = C_i \quad \forall i$$

iii. A lo largo del ejercicio, y en función de las directrices recibidas de la compañía gestora de la explotación unificada, cada empresa realizaba las actividades necesarias para satisfacer la demanda de sus abonados. Ello las obligaba a incurrir en unos costes (CR_i) y les permitía obtener unos ingresos (IR_i). Generalmente, estos importes no coincidían con los considerados inicialmente (C_i , I_i). Por consiguiente, tampoco se igualaban los verdaderos valores de los ingresos y costes totales (IRT y CRT).

Así pues: $IRT = \sum_i IR_i$ y $CRT = \sum_i CR_i$

En general: $IRT \neq CRT$

Esta desigualdad surgía como resultado de los siguientes factores:

a. Los costes reales totales (CRT) eran distintos del coste estándar total (CST), como consecuencia de errores en las previsiones incorporadas al modelo y de que las empresas alcanzaban un nivel de eficiencia productiva distinto al que se consideraba para establecer los costes estándares.

b. Los ingresos reales totales (IRT) diferían del ingreso total reconocido (IT). Esta diferencia respondía únicamente a la utilización de estimaciones incorrectas.

iv. Para subsanar las desviaciones provocadas por discrepancias entre los parámetros estimados y sus valores reales se aplicaba una corrección. La finalidad de esta corrección era determinar un complemento retributivo que compensase la diferencia entre el coste total estándar reconocido inicialmente (CST) y el calculado a posteriori según los valores reales de los parámetros no estándarizados (CSTC). El montante total de la cantidad reconocida por desviaciones en costes (DTC) era el siguiente:

$$DTC = CSTC - CST$$

De este importe se restaba la diferencia entre el ingreso total reconocido inicialmente (IT) y el efectivamente conseguido (IRT). Por tanto, los ingresos finales de las empresas del sistema (IF) eran:

$$IF = IRT + DTC - (IRT - IT) = DTC + IT = CSTC - CST + IT = CSTC$$

De este modo, el Marco Legal Estable garantizaba que, en conjunto, los ingresos recaudados por los subsistemas (IF) se igualaban al coste total estándar finalmente reconocido (CSTC). Por tanto, cualquier discrepancia entre el ingreso definitivo (IF) y el auténtico coste total (CTR) quedaba explicada por la diferencia entre el nivel de eficiencia productiva implícito en la determinación de los valores estándares y el efectivamente conseguido por los subsistemas:

$$IF - CRT = CSTC - CRT$$

v. Sin embargo, el equilibrio global no implicaba equilibrio a nivel de empresa. La cantidad final percibida por cada una de ellas (IF_i) podía no coincidir con el coste estándar que les era reconocido ($CSTC_i$):

$$IF_i = IR_i + \alpha_i (DTC - (IRT - IT)) = IR_i + \alpha_i DTC - \alpha_i (IRT - IT)$$

donde: $IF = \sum_i IF_i$, $IRT = \sum_i IR_i$, $\sum_i \alpha_i = 1$

(véase la nota al pie nº [64])

$$CSTC_i = C_i + DTC_i$$

donde: $DTC = \sum_i DTC_i$, $CSTC = \sum_i CSTC_i$

Esa discrepancia se originaba por la acción combinada de dos factores: la aplicación de una tarifa única a nivel nacional y la existencia de empresas muy diferentes en cuanto a parque de generación y estructura de mercado:

a. Los equipos de generación de unas compañías eran más antiguos que los de otras, y la participación de cada combustible en la producción dependía del tipo de centrales que hubiese construido cada subsistema. Por tanto, sus costes medios de generación presentaban considerables diferencias.

b. Los costes ocasionados por la distribución y el suministro variaban en función de las características de los mercados atendidos. En consecuencia, el coste de cada KWh suministrado tampoco era el mismo para todos los subsistemas.

c. La estructura de la cartera de clientes también era diferente. Como cada tipo de abonado estaba sujeto a una tarifa distinta, el ingreso unitario que proporcionaban los KWh vendidos tampoco coincidía.

Las diferencias de costes quedaban reflejadas en los valores estándares. Pero nada garantizaba que los ingresos proporcionados por la tarifa respondiesen a esas diferencias. En definitiva:

[64] α_i recoge la participación de la empresa i en la cantidad reconocida a efectos de correción de desviaciones. Como este importe no se distribuía entre las empresas, sino que se incorporaba, como un coste más, en la tarifa del año siguiente, la cantidad percibida por cada una de ellas no tenía por qué coincidir con su desviación de costes. Dicho de otro modo, la empresa i recibía: α_i (DTC - (IRT-IT)), que, en general, no coincidía con (DTC_i - (IR_i - I_i)).

CSTC = IF, pero ello no implicaba que $CSTC_i = IF_i$

Como se deduce de las expresiones anteriores, el problema se producía porque si consideramos:

$\eta_i = CSTC_i / CSTC$ y $\sigma_i = IF_i / IF$

La recaudación obtenida vía tarifa no garantizaba que:

$$\eta_i = \sigma_i$$

vi. Para que cada subsistema se acercase al equilibrio ($IF_i = CSTC_i$), se ponía en marcha un mecanismo que permitía la redistribución de las cantidades proporcionados por la tarifa. Este mecanismo implicaba un pago de las compañías que habían conseguído un ingreso final más alto que su coste estándar definitivo ($IF_i > CSTC_i$) hacia las que se encontraban en la situación opuesta ($IF_i < CSTC_i$). No obstante, conviene señalar que la compensación no reflejaba íntegramente esa diferencia: para "premiar" a las empresas que presentaban unos costes estándares más bajos o un ingreso medio más alto, sus pagos eran inferiores a ella. Consiguientemente, la cantidad percibida por las compañías receptoras tampoco cubría toda la diferencia entre ambos valores.

Los ingresos de un subsistema i después de compensaciones (IC_i) eran:

$IC_i = IF_i + T_i$ (T_i : compensación percibida o pagada por el subsistema i)

Si añadimos a estos ingresos la parte no compensada (d_i):

$$IC_i + d_i = CSTC_i$$

Además, por identidad entre compensaciones pagadas y cobradas:

$$\sum_i T_i = 0$$

Finalmente, como IF = CSTC:

$$\sum_i d_i = 0$$

Por tanto, después de las compensaciones, cada subsistema había ingresado una cantidad cercana al valor definitivo de sus costes estándares. La diferencia entre ese ingreso (IC_i) y su coste real (CR_i) era la que determinaba el beneficio, que estaba formado por dos componentes: la diferencia entre el coste estándar corregido ($CSTC_i$) y el coste real (CR_i), y la cantidad no compensada (d_i).

$$IC_i - CR_i = CSTC_i - d_i - CR_i = (CSTC_i - CR_i) - d_i$$

Para los subsistemas más eficientes, el resultado de la expresión anterior suponía un mayor beneficio. Para los menos eficientes, implicaba menores ganancias.

* * *

El sistema de compensaciones existía desde 1984, pero el Marco Legal Estable introdujo en él dos modificaciones fundamentales:

- En primer lugar, dispuso la adopción de los valores estándares considerados en el procedimiento de determinación de la tarifa.
- En segundo lugar, eliminó la cuota de potencia. Después de que el Marco Legal Estable determinase un mecanismo que garantizaba la recuperación de las inversiones en activos fijos (siempre que éstas se realizasen en condiciones de mínimo coste), se consideró que no era necesaria, e incluso se argumentó que podía interferir en ese mecanismo (Huidobro, 1988). Con ello, las compensaciones quedaron reducidas a dos (generación y mercado).

La introducción del sistema de compensaciones asociado al Marco Legal Estable se extendió a lo largo de dos ejercicios. Para ello, las cantidades correspondientes a

1988 y 1989 se calcularon mediante la media ponderada de los importes que resultaban de la aplicación del nuevo sistema y el anterior.

3.3.9.1. Compensación por generación[65]

Era un pago de los subsistemas con menor coste estándar de generación a los subsistemas que tenían un coste estándar de generación más alto.

Se calculaba a partir de la siguiente ecuación:

$$TG_i = [CFG_i + (CVG_i / (1+\pi))] - [(D_i / \sum_i D_i) \sum_i (CFG_i + CVG_i)] + [\beta_i \sum_i (\pi\, CVG_i /(1+\pi))]$$

donde: CFG_i = Valor estándar del coste fijo de generación del subsistema i

CVG_i = Valor estándar del coste variable de generación del subsistema i

D_i = Demanda del subsistema i en barras de central (antes de incorporar la electricidad a la red de transporte)

π = Coeficiente que determina la parte de CVG_i no considerada a efectos de compensaciones

β_i = Coeficiente para el reparto de los costes variables no compensados

El coste fijo asignado a cada subsistema i (CFG_i) estaba compuesto por:

- El coste estándar reconocido en concepto de amortización y retribución del inmovilizado de generación.
- El valor estándar del coste fijo soportado por la operación y el mantenimiento de las instalaciones de generación.
- El importe asignado a cada subsistema para remunerar los costes fijos de la energía producida por ENDESA.
- El valor estándar del coste fijo en que incurrían los pequeños productores que vendían electricidad a los subsistemas.

El coste variable atribuido a cada subsistema (CVG_i) estaba formado por las siguientes partidas:

[65] En Landa (1993) se ofrece una visión general del sistema de compensaciones.

- El coste estándar de los combustibles utilizados en la generación de electricidad.

- El valor estándar del coste variable afrontado por la utilización y el mantenimiento de las instalaciones de generación.

- La constribución de cada subsistema a la remuneración de los costes variables de ENDESA.

- El importe pagado o cobrado como consecuencia de los intercambios realizados en el fondo común.

- El valor estándar del coste variable de los pequeños productores que entregaban a los subsistemas una parte de la energía que generaban.

Reescribiendo la expresión:

$$TG_i = [\ (CFG_i / D_i) - (\sum_i CFG_i / \sum_i D_i)\ ] + [(CVG_i / ((1+\pi) \cdot D_i)) - (\sum_i CVG_i / \sum_i D_i)\ ] + [\ \beta_i \cdot \sum_i (\pi \cdot CVG_i /(1+\pi))\ ]$$

Podemos comprobar que con la cantidad finalmente pagada o cobrada se compensaba toda la diferencia entre el coste fijo unitario reconocido a cada subsistema (CFG_i / D_i) y el valor medio de este coste para el conjunto del sistema. Sin embargo, la diferencia entre el coste variable unitario (CVG_i / D_i) y el correspondiente valor medio global no se compensaba totalmente.

La parte no compensada[66] se sumaba a la del resto de los subsistemas. El importe total se repartía aplicando unos coeficientes (β_i) que se calculaban de forma que fuesen más elevados para las compañías que incurrían en menores costes variables y atendían a una mayor proporción de la demanda. La finalidad de este procedimiento era

[66] $CVG_i - (CVG_i / (1+\pi)) = [\pi \cdot CVG_i \cdot (1+\pi)]$

fomentar la construcción de centrales que generasen energía más barata, pues ello permitiría que la explotación unificada se realizase a un coste variable cada vez menor.

3.3.9.2. Compensación por mercado.

Era un pago de los subsistemas que obtenían mayores ingresos por distribución y suministro a los que percibían unos ingresos más bajos por este concepto. También se compensaban las diferencias de costes ocasionadas por las distintas características de los mercados.

La compensación se calculaba por medio de la siguiente fórmula:

$$TM_i = (CD_i - I_i) - [(D_i / \sum_i D_i) \cdot \sum_i (CD_i - I_i)]$$

donde:

CD_i = Valor estándar de los costes de distribución y suministro del subsistema i

I_i = Ingresos asignados al subsistema i para determinar la correspondiente compensación

D_i = Demanda del mercado abastecido por el subsistema i

El coste de distribución y suministro considerado (CD_i) estaba integrado por las siguientes partidas:

- El valor estándar de los costes fijos de las instalaciones de transformación, distribución y suministro.
- El coste de explotación estándar.
- El valor estándar del coste de gestión comercial.

El ingreso estándar que se atribuía a cada subsistema se calculaba mediante el siguiente procedimiento:

- En primer lugar, se sumaban los ingresos reales proporcionados por la tarifa, por el alquiler de contadores y por acometidas, enganches y verificaciones.
- El importe asignado a cada subsistema se determinaba calculando la media entre su ingreso unitario por estos conceptos y el ingreso medio del conjunto del sistema.

Reescribiendo la expresión anterior:

$$TM_i = [(CD_i / D_i) - (\sum_i CD_i / \sum_i D_i)] + [(\sum_i I_i / \sum_i D_i) - (I_i / D_i)]$$

Podemos observar que la compensación por mercado se determinaba mediante la suma de dos componentes:

- El primero reflejaba la diferencia entre el coste unitario estándar del subsistema (CD_i / D_i) y el valor medio correspondiente al conjunto del sistema.
- El segundo recogía la diferencia entre el ingreso medio estándar del subistema (I_i / D_i) y el del conjunto del sistema.

El valor estándar de los ingresos sólo tenía en cuenta la mitad de la diferencia entre el auténtico ingreso unitario de cada subsistema y el ingreso medio global. Por consiguiente, la compensación permitía una cierta discrepancia entre los ingresos unitarios efectivamente percibidos por las distintas empresas del sector.

3.3.9.3. Forma de pago de las compensaciones entre subsistemas

La compensación total que debía cobrar o pagar cada subsistema (T_i) se determinaba agregando el importe de las dos compensaciones ($TG_i + TM_i$). Como no era posible conocer su cuantía exacta hasta el final del ejercicio, a lo largo del año se realizaban varias entregas a cuenta de la cantidad definitiva[67]. Una vez determinados los valores finales de ambas compensaciones, se procedía al pago del importe pendiente. Esta operación se realizaba el 31 de marzo del año siguiente a aquél para el que se calculaban las compensaciones.

[67] Los pagos a cuenta de la compensación por generación se realizaban mensualmente. Los correspondientes a la compensación por mercado se debían efectuar antes del 15 de julio y del 15 de noviembre del año para el que se calculaban las compensaciones, y antes del 15 de marzo del año siguiente.

3.4. Reorganización empresarial y privatización

El objetivo de este epígrafe es realizar un breve repaso de los principales cambios acontecidos en la estructura empresarial del sector eléctrico español. En este sentido, debemos considerar dos tendencias fundamentales: por una parte, la concentración de las actividades eléctricas en torno a dos grandes grupos empresariales (ENDESA e Iberdrola), que comparten el negocio con otros dos más pequeños (Unión Eléctrica - Fenosa e Hidroeléctrica del Cantábrico); por otra, una progresiva reducción de la participación del sector público en la industria eléctrica.

BIBLIOTECA VIRTUAL

3.4.1. Reorganización y concentración

En el momento de la entrada en vigor del Marco Legal Estable (1988) se reconoció la existencia de diez subsistemas eléctricos, cada uno de los cuales estaba formado por un conjunto de empresas que generaban electricidad según el programa establecido por Red Eléctrica de España, la introducían en la red de alta tensión y, posteriormente, tomaban de ella la cantidad necesaria para abastecer al mercado que tenían asignado. Para ello, reducían el voltaje de la energía en sus propias estaciones transformadoras y la transportaban a través de sus redes de distribución para hacerla llegar a los clientes establecidos en su área de mercado.

La denominación de los distintos subsistemas se correspondía con el nombre de la "compañía cabecera" o empresa matriz:

1. Iberduero, Sociedad Anónima.
2. Hidroeléctrica Española, Sociedad Anónima (HIDROLA).
3. Unión Eléctrica - Fenosa, Sociedad Anónima (UEFSA).

4. Compañía Sevillana de Electricidad, Sociedad Anónima.

5. Fuerzas Eléctricas de Cataluña, Sociedad Anónima (FECSA).

6. Empresa Nacional Hidroeléctrica del Ribagorzana, Sociedad Anónima (ENHER).

7. Hidroeléctrica del Cantábrico, Sociedad Anónima.

8. Electra de Viesgo, Sociedad Anónima.

9. Hidroeléctrica de Cataluña, Sociedad Anónima.

10. Eléctricas Reunidas de Zaragoza, Sociedad Anónima (ERZ).

Además de estos diez subsistemas, dos compañías de ciclo completo (generación, transmisión, distribución y suministro) asumían la prestación del servicio en la España insular: GESA (Gas y Electricidad, Sociedad Anónima) en las Islas Baleares y UNELCO (Unión Eléctrica de Canarias, Sociedad Anónima) en las Islas Canarias.

Finalmente, ENDESA (Empresa Nacional de Electricidad, Sociedad Anónima), como compañía productora no integrada en ningún subsistema, contribuía al abastecimiento del mercado peninsular aportando su capacidad de generación según el plan establecido por Red Eléctrica de España, que era la empresa encargada de planificar la explotación del sistema eléctrico nacional.

No obstante, la compañía pública también estaba presente en la distribución y el suministro por medio de sus participaciones en el accionariado de UNELCO (99'6%), GESA (55'3%) y ENHER (91'5%)[68]. Además, en 1985, como consecuencia del intercambio de activos, ENDESA había conseguido una posición de control en ERZ (62'7%). ENDESA y ENHER también poseían la mayoría del capital de Red Eléctrica

[68] Estas participaciones fueron transferidas por el INI en 1983. Salvo que se indique lo contrario, los datos que se ofrecen en este apartado provienen de la Memoria Estadística Eléctrica de UNESA y de los Informes Anuales de las compañías.

de España, empresa encargada de la gestión de la red de transmisión y de la explotación unificada del sistema desde 1985.

Por su parte, HIDROLA había iniciado en 1985 la adquisición de Hidroeléctrica de Cataluña, y en 1987 disponía ya de un 93'2%. En esas mismas fechas, Iberduero mantenía todavía una pequeña participación en ERZ, y Unión Eléctrica - Fenosa (en la que ENDESA tenía un 5'6%) poseía también porcentajes muy minoritarios en Iberduero y FECSA. Esta última empresa experimentó importantes dificultades financieras en 1987. Como consecuencia de ellas, se diseñó y aplicó un "Plan de Viabilidad", que permitió tomar posiciones en la compañía a varias empresas del sector.

Además, las compañías que encabezaban los distintos subsistemas se repartían entre ellas la titularidad de algunas de sus filiales. En el cuadro 3.8 aparecen sus participaciones en las principales sociedades de propiedad conjunta.

CUADRO 3.8. PARTICIPACIONES EN LAS EMPRESAS FILIALES (1987)

EMPRESA:	*PARTICIPADA POR:*
Centrales Nucleares del Norte, S.A. (NUCLENOR)	Iberduero (50%) Electra de Viesgo (50%)
Eléctrica Conquense, S.A.	HIDROLA (53'6%) UEFSA (46'4%)
Saltos del Guadiana, S.A. (GUADIASA)	HIDROLA (25%) Cía. Sevillana de Electricidad (75%)
Barras Eléctricas Galaico - Asturianas, S.A.	UEFSA (44'7%) Electra de Viesgo (54'7%)
Empresa Nacional Eléctrica de Córdoba, S.A. (ENECO)	Cía. Sevillana de Electricidad (50%) ENDESA (50%)
Hispano-Francesa de Energía Nuclear, S.A.	FECSA (29%) ENHER (23%) Hidroeléctrica de Cataluña (23%)
Térmica del Besós, S.A.	ENHER (50%) Hidroeléctrica de Cataluña (50%)
Termoeléctrica del Ebro, S.A.	ERZ (50%) ENDESA (50%)

Fuente: Orden de 19 de febrero de 1988 (BOE, 26 de febrero de 1988).

El 30 de abril de 1991, Iberduero e HIDROLA dieron el primer paso para la unión de ambas compañías, firmando un protocolo que señalaba el camino para la integración. La fusión se realizó al año siguiente por medio de una OPA amistosa lanzada por Iberduero sobre el 100% del capital de HIDROLA que, en esos momentos, poseía ya más del 95% en Hidroeléctrica de Cataluña. La OPA fue muy bien acogida por los accionistas de HIDROLA, que aceptaron casi unánimemente el canje de acciones propuesto por Iberduero. Poco después, se produjo el nacimiento de Iberdrola, que se convertiría, a partir de ese momento, en uno de los grandes grupos empresariales del sector eléctrico español.

BIBLIOTECA VIRTUAL

El otro gran grupo empresarial se constituyó en torno a ENDESA que, durante 1991, realizó las siguientes operaciones:

a. Después de llegar a un acuerdo con el Banco de Santander, que era el accionista mayoritario de Electra de Viesgo, lanzó una OPA que le permitió conseguir el 87’6% del capital de esta compañía.

b. También lanzó una OPA sobre el 23’667% de Compañía Sevillana de Electricidad, lo que le permitió elevar su participación en esta empresa hasta el 33’5% (ya tenía el 9’833%).

c. Tras alcanzar un acuerdo con los órganos de administración de FECSA, lanzó una OPA sobre el 25% de esta compañía para incrementar hasta el 40% su participación en el capital social. Aunque la operación contó con la aquiescencia de Unión Eléctrica - Fenosa y Sevillana, que poseían, respectivamente, el 2’9 y el 3 por ciento, no tuvo la conformidad de Iberdrola, que detentaba el 14% (Maestre, 1992).

d. En octubre de 1991, el Banco Central vendió a ENDESA el 24’9% de Saltos del Nansa, una empresa de generación perteneciente a la cartera industrial de la entidad

financiera (Unión Eléctrica - Fenosa canjeó un porcentaje similar por acciones de su autocartera).

e. A través de varias operaciones, incrementó paulatinamente su participación en Unión Eléctrica - Fenosa, lo que le permitió alcanzar el 10% en 1993. Ello convirtió a ENDESA en el principal accionista de esta compañía.

A principios de 1993, Unión Eléctrica - Fenosa adquiría en bolsa un 5’78% de Hidroeléctrica del Cantábrico y anunciaba su intención de promover la creación de un tercer gran grupo empresarial. Sin embargo, el Consejo de Administración de Hidroeléctrica del Cantábrico no se mostró dispuesto a secundar a UEFSA en sus intenciones, y rechazó abiertamente cualquier intento de OPA. A la hostilidad del Consejo se unió la debilidad financiera de Unión Eléctrica - Fenosa. Según Rojas (1994), cualquier iniciativa de UEFSA se hubiese apoyado exclusivamente en su mayor tamaño, pues tanto la evolución bursátil de la compañía como su nivel de endeudamiento (el más alto del sector) ponían en tela de juicio que fuese capaz de conseguir recursos para presentar una oferta atractiva. Al final, en diciembre de 1993, Unión Eléctrica - Fenosa ponía a la venta su participación en Hidroeléctrica del Cantábrico.

A lo largo de 1993, las compañías eléctricas acordaron un nuevo intercambio de activos. Este acuerdo fue una de las consecuencias del pacto entre ENDESA e Iberdrola, que acercaron sus posiciones después de varios años de notables discrepancias. La compañía privada venía mostrándose extraordinariamente crítica con el Marco Legal Estable, y la razón fundamental de esta actitud era el tratamiento retributivo que se otorgaba a ENDESA. Iberdrola consideraba que los costes reconocidos a la empresa productora estaban “inflados” con respecto a los costes de generación asignados a los subsistemas. Tanto el Ministerio como ENDESA respondían a esta crítica subrayando el

papel desempeñado por la compañía pública en el intercambio de activos de 1985, en el que fue la principal empresa compradora. Sin embargo, Iberdrola argumentaba que, si ese era el motivo, el Marco Legal Estable también debía tener en cuenta las adquisiciones realizadas por las demás compañías compradoras, aunque su participación no hubiese sido tan importante como la de ENDESA. Las negociaciones entre Iberdrola y la empresa pública culminaron con la presentación de una propuesta para la modificación del Marco Legal Estable, en la que se planteaba la introducción de un complemento retributivo homogéneo para todas las compañías que habían asumido una posición compradora en el intercambio de 1985. Ello suponía una reducción de los ingresos de ENDESA y un incremento de los de Iberdrola, Hidroeléctrica del Cantábrico y Sevillana de Electricidad (Rojas, 1994). Además, se allanó el camino para un nuevo intercambio de activos, deseado por ENDESA pero no realizado hasta ese momento por la oposición de Iberdrola.

En este nuevo intercambio, las empresas con un endeudamiento más elevado (UEFSA e Iberdrola) vendieron centrales y mercado a las menos endeudadas (ENDESA e Hidroeléctrica del Cantábrico). Al mismo tiempo, se corregían algunos desequilibrios entre capacidad de generación y demanda. Este intercambio implicó también la transferencia de varios paquetes accionariales:

- Iberdrola vendió a ENDESA el 4% que aún mantenía en FECSA, lo que permitió a la empresa pública alcanzar el 49’5%.
- Unión Eléctrica - Fenosa vendió el 37’5% de Saltos del Nansa a Electra de Viesgo. Con esta operación, el porcentaje del grupo ENDESA se situó muy por encima del 50%.
- ENDESA también compró a Electra de Viesgo la mitad del capital social de Centrales Nucleares del Norte.

- ENDESA llegó a un acuerdo con el Banco Bilbao-Vizcaya (uno de los principales accionistas de Iberdrola) para comprar su participación en Compañía Sevillana de Electricidad (5'99%).

- ENDESA adquirió a Compañía Sevillana de Electricidad el 50% de ENECO. Con ello, la empresa pública se hacía con el 100% del capital de esta compañía. A su vez, ENECO compraba a Iberdrola y Compañía Sevillana de Electricidad un 50% de Saltos del Guadiana.

- Además, en 1994, Hidroeléctrica de Cataluña era absorbida por Iberdrola, que poseía casi el 100% de su capital. Antes de la absorción, Hidroeléctrica de Cataluña había separado una parte de sus activos de generación y mercado para constituir Hidroeléctrica de Cataluña I, S.A., de la que ENHER adquirió el 55% en 1994 y el 45% restante en 1995.

En 1996, ENDESA consolidó su dominio sobre FECSA y Compañía Sevillana de Electricidad mediante dos OPAs que levantaron una cierta polémica: la Comisión Nacional del Mercado de Valores multó a ENDESA por ocultar información relevante durante el proceso de lanzamiento de las OPAs; y la Comisión del Sistema Eléctrico Nacional (CSEN), que actuaba desde 1995 como organismo regulador del sector, exigió que ENDESA respetase la autonomía operativa de ambas compañías para aprobar las operaciones. La CSEN consideraba que, en caso contrario, la ampliación del grupo podía obstaculizar los avances en el proceso de liberalización[69].

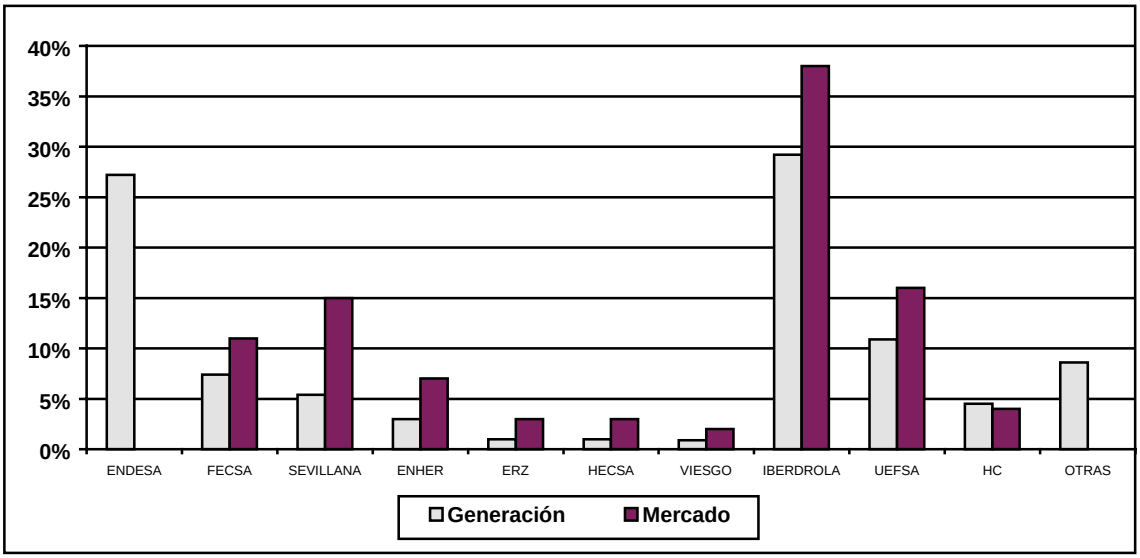
Así pues, a finales de 1996 el sector eléctrico español se organizaba en torno a cuatro grupos empresariales[70]:

[69] Veáse "Resolución del Consejo de Administración de la CSEN por la que se autoriza la participación de ENDESA en FECSA y Sevillana" (23-10-96).

[70] Fuente: CSEN.

- Hidroeléctrica del Cantábrico, que generaba el 4’5% del total de la electricidad y atendía a un mercado que representaba el 4% de la demanda peninsular.
- Unión Eléctrica - Fenosa, que producía el 10’9% de la electricidad total y poseía una cuota de mercado del 16%.
- Iberdrola, que participaba con un 29’2% en la generación y con un 39% en la distribución y el suministro.
- El Grupo ENDESA, que producía el 46% de la energía eléctrica total y atendía al 41% del mercado peninsular. En él, además de la empresa productora ENDESA, se incluía la mayoría del capital de ENHER (91%), ERZ (61%), Electra de Viesgo (88%), GESA (55%), UNELCO (100%), FECSA (75%) y Compañía Sevillana de Electricidad (75%). De este modo, el grupo público se garantizaba una cuota de mercado proporcional a su participación en la generación de electricidad. Como se puede observar en el gráfico 3.5, el control de FECSA y Sevillana fue fundamental para alcanzar este equilibrio.

GRÁFICO 3.5. GENERACIÓN Y MERCADO POR SUBSISTEMAS (1996)

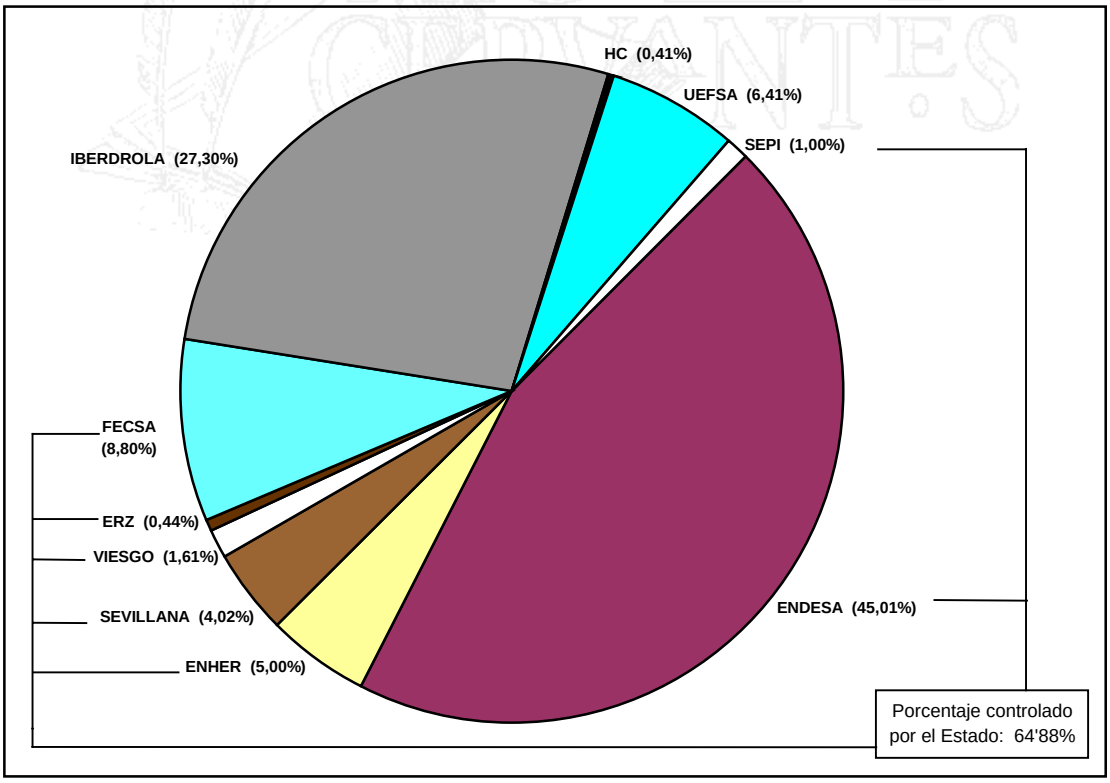


Nota: “HECSA” es Hidroeléctrica de Cataluña-I; “HC” es Hidroeléctrica del Cantábrico; “OTRAS” recoge a las pequeñas empresas generadoras que aportan parte de su producción a los subsistemas.
Fuente: CSEN.

Además, ENDESA participaba con un 7’5% en el capital de UEFSA, lo que la convertía en uno de los dos principales accionistas de esta empresa (el otro era el Banco Central Hispanoamericano), aunque ello no limitaba la autonomía operativa de Unión Eléctrica - Fenosa.

Finalmente, conviene tener en cuenta que la composición del accionariado de Red Eléctrica de España, la empresa encargada de la red de transmisión y de la explotación del sistema, también se modificó sustancialmente como consecuencia de la reorganización empresarial del sector. En el gráfico 3.6 se puede comprobar que la expansión de ENDESA colocó la participación pública muy por encima del 51% inicial.

GRÁFICO 3.6. COMPOSICIÓN DEL ACCIONARIADO DE RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA (1996)



Nota: La SEPI es la Sociedad Estatal de Participaciones Industriales.
Fuente: Red Eléctrica de España.

3.4.2. La privatización parcial de ENDESA

Cuando comenzó a aplicarse el Marco Legal Estable (1988), la participación pública en ENDESA superaba el 96%. En el momento de la entrada en vigor de la nueva regulación del sector eléctrico (1 de enero de 1998), la presencia pública en el accionariado de esta empresa se había reducido al 41%. Durante el período de diez años que se extiende entre ambas fechas, los diferentes gobiernos vendieron el 55% de ENDESA mediante tres operaciones que se describen a continuación[71].

a. En mayo de 1988 se produjo la primera de ellas. El Instituto Nacional de Industria (INI), propietario del 96% de ENDESA, puso a la venta hasta el 25% del capital social de la compañía. La operación se dividió en tres tramos que se colocaron simultáneamente. Al primero, dirigido a los ahorradores españoles y empleados, el INI le asignó inicialmente el 75% de las acciones privatizadas; a los otros dos, destinados a inversores estadounidenses y europeos, se les atribuyó el 25% restante.

Según Feliciano Fuster, presidente de ENDESA, los objetivos perseguidos por la venta eran tres: en primer lugar, se pretendía diversificar la base accionarial, dando entrada al sector privado y sometiendo una proporción significativa del capital al juicio de los mercados; en segundo lugar, se intentaba colaborar en la creación de un "nuevo tipo de inversores", empleados o pequeños ahorradores que quisiesen destinar una parte de sus recursos a los mercados de valores; en tercer lugar, se aspiraba a colocar una parte del capital de la empresa entre inversores extranjeros[72]. Además, se consideró que el momento era adecuado, pues la entrada en vigor del Marco Legal Estable proporcionaba un contexto de estabilidad al sector que incrementaba el atractivo de las

[71] Los datos empleados en este epígrafe proceden de diferentes ediciones del "Informe sobre la Industria Española" (Ministerio de Industria y Energía), de varios informes anuales de ENDESA y de los correspondientes folletos informativos.

[72] EL PAÍS, 24 de abril de 1988.

acciones. Asimismo, era inminente la aprobación de la Ley del Mercado de Valores, que pretendía modernizar y ampliar nuestros mercados de capitales.

La primera privatización parcial de ENDESA cosechó entre los inversores extranjeros una acogida más favorable que la dispensada por los ahorradores nacionales. Ello obligó a redistribuir las acciones en favor de los dos tramos internacionales, que acumularon, finalmente, el 37'7% de los 53 millones de títulos enajenados[73]. El resto hasta el total se vendió a los empleados de ENDESA y a los inversores españoles. La operación reportó unos ingresos superiores a 74.000 millones de pesetas y redujo la participación del INI hasta el 75'62% del capital social, pues el porcentaje finalmente privatizado se situó en torno al 20'3%[74].

b. La segunda venta se realizó en mayo de 1994. En este caso, TENEO[75] decidió vender entre el 8'26% y el 10% del capital social de ENDESA. Al final, la cantidad enajenada se situó en el 8'7% (22.500.000 acciones). Esta oferta se dividió en seis tramos:

- El primero, que representaba un 15% del total, iba destinado a inversores institucionales españoles.
- El segundo, con un 25% del total, se reservaba a inversores minoristas españoles y empleados.
- Los otros cuatro, que acumulaban un 60% del total, se dirigían a inversores extranjeros (un 25% a Estados Unidos, un 20% al Reino Unido, un 10% al resto de la Unión Europea y un 5% a Oriente, Canadá y Latinoamérica).

[73] Ello representaba 20 millones de acciones, de los que 14 millones fueron a parar a Estados Unidos y 6 millones acabaron entre inversores europeos (Aguirre, 1991).

[74] Fuente: "Informe sobre la Industria Española, 1988" (Ministerio de Industria y Energía).

En España, se realizó una Oferta Pública de Venta (OPV) que pretendía conseguir una amplia distribución de las acciones y fomentaba la participación de los pequeños ahorradores por medio de descuentos sobre un precio de referencia[76] (4% para empleados y 3% para los inversores particulares). Ello debió de contribuir a la buena acogida que éstos le dispensaron, y que obligó a redistribuir algunas acciones en favor del tramo minorista para poder atender todas las peticiones.

Esta privatización proporcionó unos ingresos cercanos a 170.000 millones de pesetas. Después de la OPV, la participación de TENEO alcanzaba el 66'9% del capital social, así que la presencia pública en el accionariado de ENDESA era aún muy mayoritaria.

c. La tercera privatización parcial se llevó a cabo en octubre de 1997. El gobierno constituido en mayo de 1996 había manifestado su intención de transferir al sector privado casi todas las compañías públicas. Por consiguiente, la presencia del Estado en esta empresa "tenía los días contados". Ahora bien, la venta del 66'9% restante no se realizó de una sola vez, sino que se dividió en dos operaciones: una se llevó a cabo a finales de 1997, cuando todavía no se había iniciado la liberalización del sector pero el camino hacia ella estaba ya trazado; la otra se produjo en mayo de 1998, cinco meses después de que entrase en vigor el nuevo marco legal del sector eléctrico español. Aquí nos ocuparemos sólo de la primera. La segunda se examina en el capítulo siguiente.

Los preparativos para la privatización comenzaron antes del verano de 1997. La empresa cambió su denominación (pasó a llamarse "Endesa, Sociedad Anónima"), y realizó un "split", esto es, dividió en cuatro cada una de sus acciones, con lo que el valor

[75] TENEO era una sociedad intermedia que se creó dentro del INI en 1992 para separar las empresas más rentables de aquéllas que tenían problemas para generar beneficios y requerían la aplicación de soluciones específicas (De la Dehesa, 1993).

[76] El precio minorista de referencia era el menor de los dos siguientes: el precio del tramo institucional (establecido en función de la cotización) y un precio máximo fijado antes del comienzo de la OPV.

nominal de las mismas se redujo de 800 a 200 pesetas. Con ello se pretendía abaratar los títulos e incrementar su número para facilitar la negociación.

En el folleto informativo enviado a la CNMV, la SEPI (Sociedad Estatal de Participaciones Industriales)[77] ofrecía 260 millones de acciones, lo que equivalía a un 25% del capital social de Endesa, y planteaba la posibilidad de ampliar la OPV hasta el 35% en caso de que fuese necesario. La oferta inicial se distribuía del siguiente modo:

- La mayoría de las acciones se vendería en el mercado español (67'5% del total), sobre todo entre inversores minoristas (51'5% del total), aunque también se reservaba un porcentaje a los inversores institucionales (10% del total) y otro a los empleados de Endesa y la SEPI (6% del total). La participación de inversores particulares y empleados se incentivó por medio de descuentos (4% para los primeros y 10% para los segundos)[78].
- El resto se ofrecería en los mercados internacionales, a través de cuatro tramos: americano (10%), británico (7%), Asia-Pacífico (5'5%) y resto del mundo (10%).

Para que las entidades aseguradoras pudieran realizar los ajustes finales entre oferta y demanda se les otorgó una opción de compra sobre el 2'5% del capital de Endesa (esta opción de compra se denomina "green shoe"). Además, Endesa se había comprometido a poner a disposición de los accionistas de Enersis, una empresa eléctrica chilena, el 5% de su capital. Esta operación formaba parte del acuerdo que había

[77] El gobierno reorganizó el Sector Público Empresarial en 1995. Como resultado de esta reorganización, se creó la Sociedad Estatal de Participaciones Industriales (SEPI), que englobaba a las empresas públicas rentables de los antiguos INI e INH (Instituto Nacional de Hidrocarburos) que, a partir de ese momento, no podrían recibir fondos públicos (Myro, 1995).

[78] El precio pagado por estos compradores sería el menor de los siguientes: (a) el precio máximo fijado por la SEPI; (b) el precio determinado para el tramo institucional; (c) el precio de referencia del mercado menos un 4% de descuento (10% para empleados). El precio de referencia del mercado era el cambio medio ponderado de la sesión bursátil anterior a la fecha de la operación.

permitido a la compañía española hacerse con el control de Enersis poco antes de la OPV.

Antes de que se abriese el plazo para presentar peticiones de compra, la tercera privatización parcial de Endesa era ya la mayor OPV realizada hasta la fecha. En pocos días, el número de solicitudes se elevó muy por encima de la cantidad ofrecida, sobre todo en el tramo destinado a inversores minoristas, en el que la demanda era diez veces la oferta. En consecuencia, se realizó una redistribución que redujo el número de acciones asignadas a los demás tramos e incrementó el porcentaje destinado a los inversores particulares hasta el 64'6%.

La SEPI pudo haber ampliado la OPV hasta el 35% del capital social, pero no se recurrió a esta posibilidad. Aunque se justificó esta postura argumentando que un aumento del porcentaje privatizado colocaría en el mercado demasiados títulos, y éste podría no absorberlos, con la consiguiente pérdida de rentabilidad para los accionistas[79], también debió influir la negativa evolución bursátil de Endesa durante la OPV. De hecho, los ingresos generados por la operación se situaron en torno a 680.000 millones de pesetas, muy por debajo de los 800.000 millones de pesetas previstos inicialmente por el gobierno[80]. Esta diferencia debe atribuirse a dos razones: por una parte, el incremento de las acciones destinadas a los inversores minoristas, que se beneficiaban de un descuento del 4%; por otra, la notable disminución de la cotización bursátil de Endesa durante la OPV (casi un 15%). Aunque parte de esta caída se explica por la evolución de los mercados de valores, que estaban experimentando descensos generalizados en aquellos momentos, los problemas asociados al acuerdo con Enersis

[79] EXPANSIÓN, 14 de octubre de 1997. EL PAÍS, 14 de octubre de 1997.

[80] LA VANGUARDIA, 22 de octubre de 1997.

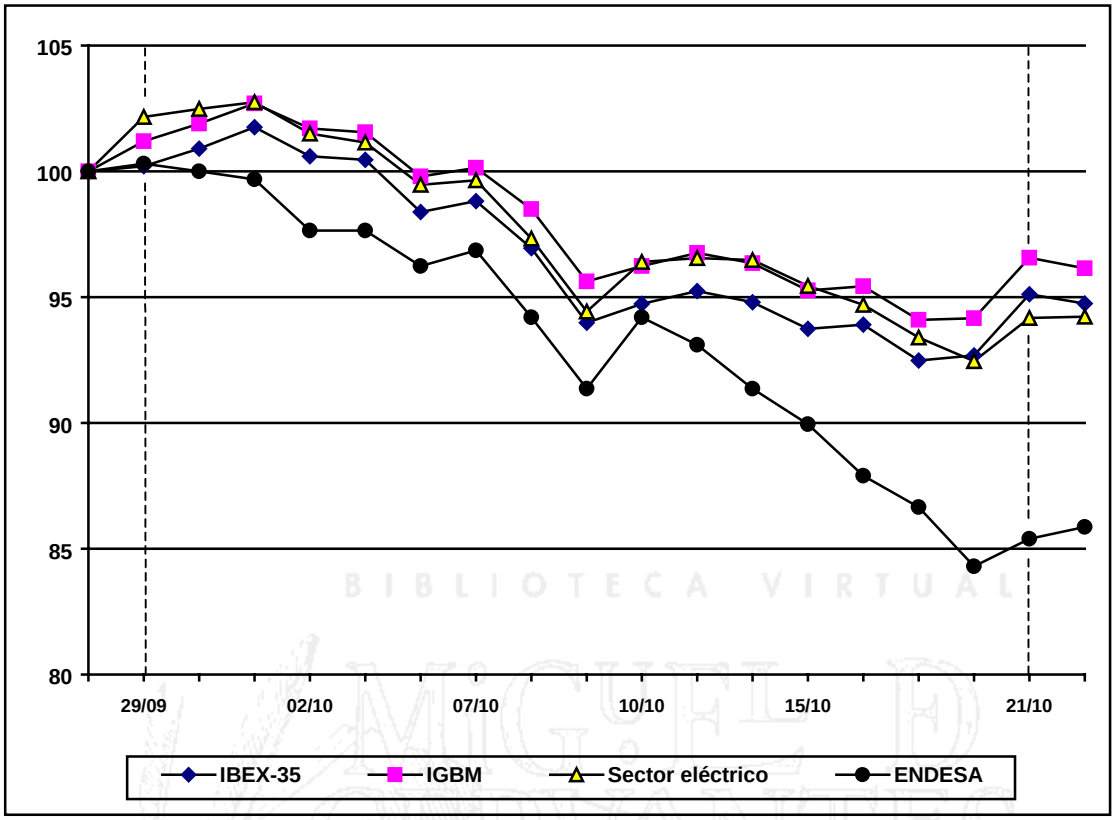
debieron tener una gran influencia sobre la cotización de las acciones[81] (en el gráfico 3.7 se observa que la disminución de los índices bursátiles fue bastante menor). Como consecuencia de estos problemas, se produjo un hecho inédito en la historia de las OPVs realizadas en España: Endesa debió presentar un suplemento al folleto informativo cuando ya había acabado el plazo de revocación y faltaban pocas horas para fijar el precio definitivo. En él se aclaraban las condiciones del acuerdo inicial con los directivos de Enersis y se ponía de manifiesto la intención de renegociar los aspectos más cuestionados[82].

Estas explicaciones ayudaron a calmar los temores de los inversores. Cuando las acciones de la OPV salieron al mercado el 21 de octubre, se revalorizaron un 1'3% en un solo día. Por tanto, los ahorradores particulares pudieron conseguir una ganancia inmediata de hasta el 5'3%.

[81] A principios de septiembre, Endesa lanzó varias OPAs que le permitieron convertirse en el accionista mayoritario de un conjunto de sociedades que poseían el 29'04% de las acciones de Enersis. Este porcentaje otorgaba a Endesa el control de la empresa chilena. Para garantizar el éxito de las OPAs y asegurarse el control de Enersis, la compañía española había llegado a un acuerdo con los "Gestores Clave" de Enersis, denominados así porque eran tanto directivos como importantes accionistas de la empresa. No obstante, el pacto entre Endesa y los gestores fue muy criticado por los demás propietarios de Enersis, que acusaron a los administradores de buscar su lucro personal a costa de los intereses de la compañía, que consideraban marginados en la alianza estratégica que Endesa y Enersis habían suscrito a la vez que se producía la toma de control. El asunto llegó a la prensa, a los tribunales, e incluso al Parlamento. Aunque Endesa siempre sostuvo que la operación no estaba en peligro, cuando se produjo el despido de los "Gestores Clave", la empresa española se vio obligada a negociar con los demás accionistas (fundamentalmente, unos Fondos de Pensiones chilenos) para conseguir la mayoría en el Directorio de Enersis (EL PAÍS, varios números; "Suplemento al folleto informativo de la oferta de acciones de Endesa, S.A."). Más adelante, los intentos de Endesa para ampliar su control sobre Enersis y hacerse con la mayoría del capital de Endesa Chile, compañía de generación participada por Enersis en un 25'3%, también dieron lugar a varios conflictos (véase, por ejemplo, EXPANSIÓN, 11 de mayo de 1999).

[82] La CNMV consideró que, a partir de la presentación de este suplemento al folleto informativo, cualquier comprador podría anular su petición aunque ya hubiese acabado el plazo de revocación.

GRÁFICO 3.7. EVOLUCIÓN BURSÁTIL DE ENDESA DURANTE LA OPV



Notas: la OPV comenzó el 29 de septiembre y acabó el 21 de octubre. "IGBM" es el Índice General de la Bolsa de Madrid. Los cuatro índices reflejan la cotización al cierre. Se han tomado con base 100 a 26 de septiembre. Fuente: "Boletín de Cotización de la Bolsa de Madrid".

Después de la operación, la SEPI continuó siendo el principal accionista de Endesa. Las entidades colocadoras no ejercieron su opción de compra y, tras la renegociación de los acuerdos, los accionistas de Enersis sólo adquirieron el 0'5% del capital social, así que la participación de la SEPI se mantuvo todavía en el 41'2%.

El resto estaba diseminado entre un gran número de accionistas. Solamente tres tenían participaciones superiores al 1%: el Banco de Santander (con un 3%), Argentaria (con otro 3%) y el BCH (con un 2'5% que amplió hasta el 3% mediante varias adquisiciones realizadas en bolsa antes de fin de año). A través de estos porcentajes, las tres entidades venían constituyendo el germen de un "núcleo estable" de accionistas que asumiría el control de la compañía en el caso de que fuese completamente privatizada. Sin embargo, el gobierno surgido de las elecciones de 1996 no manifestó demasiado

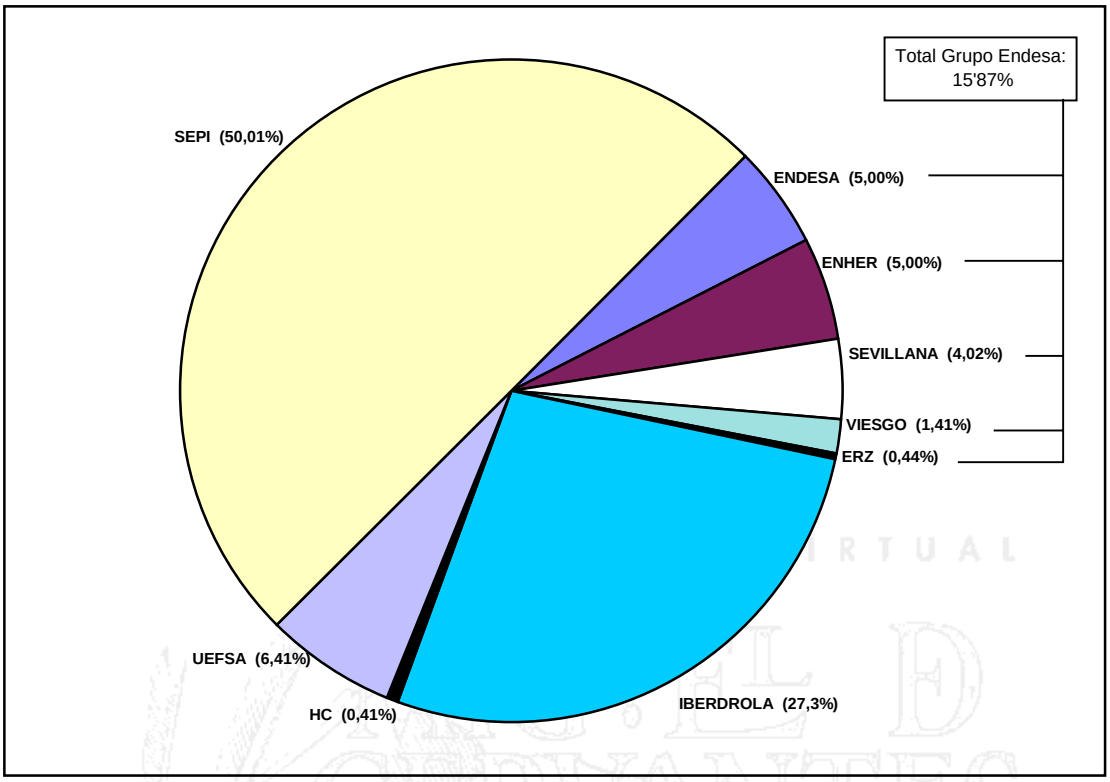
interés por la consolidación de estos "núcleos duros". De hecho, el presidente de la SEPI manifestó públicamente su rechazo hacia esta fórmula, que consideraba intervencionista, y declaró su intención de avanzar en la privatización del 100% de la empresa, favoreciendo al mismo tiempo la máxima dispersión del capital[83]. Por si fuera necesario salvaguardar a la compañía de tomas de control indeseadas, el gobierno anunció que, aunque llegase a vender el 100% del capital social, se reservaría durante varios años una acción especial ("golden share") que le otorgaría derecho de veto cuando se decidieran estas cuestiones[84].

Después de la OPV, la participación pública en Endesa había quedado por debajo del 50%. Además, se preveía la privatización del resto para el año siguiente. Así pues, para que la mayoría del capital de Red Eléctrica de España quedase en manos del sector público, era necesario que Endesa vendiese a la SEPI una buena parte de sus acciones en esa compañía. Esta operación se produjo pocos días después de la OPV de octubre. Tras ella, la participación de la SEPI en Red Eléctrica de España se elevó hasta el 50'01% (véase gráfico 3.8).

[83] No obstante, los medios de comunicación se hicieron eco de las negociaciones mantenidas por el presidente de Endesa y los responsables de varias entidades financieras (EL PAÍS, 19 de octubre de 1997). Posteriormente, La Caixa se incorporó al "núcleo estable" de accionistas con una participación del 3% (EL PAÍS, 7 de mayo de 1999).

[84] LA VANGUARDIA, 21 de julio de 1997.

GRÁFICO 3.8. COMPOSICIÓN DEL ACCIONARIADO DE RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA (1997)



Fuente: Red Eléctrica de España.

4. EL NUEVO MARCO REGULADOR DEL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL

4.1. Introducción: el sector eléctrico español en 1997

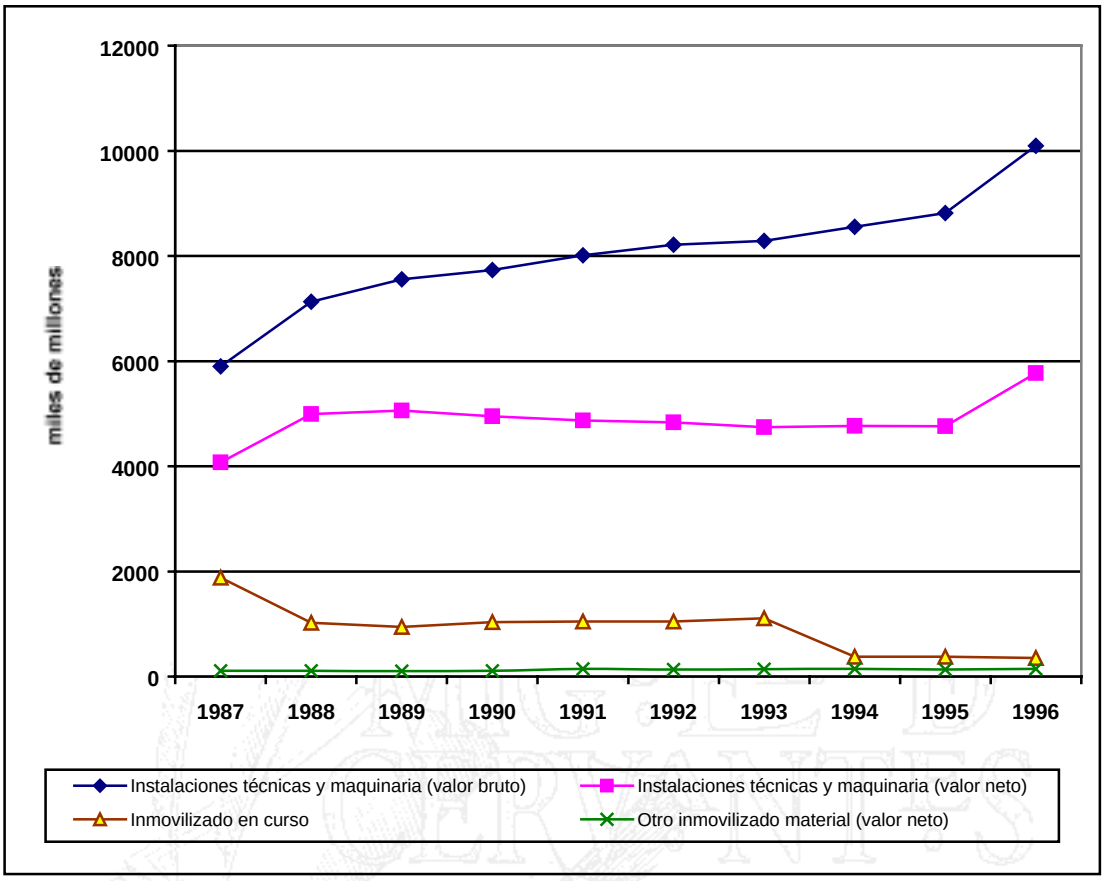
Antes de explicar cómo se organiza nuestro sector eléctrico desde el 1 de enero de 1998, conviene repasar algunos datos esenciales. El cuadro 4.1. recoge la última información estadística sobre el peso del sector eléctrico en la industria y en el conjunto de la economía. Si comparamos estas cifras con las de 1985, podemos observar que su participación en el empleo industrial y total se ha reducido considerablemente, aunque su aportación al valor añadido generado por el sector industrial y por el conjunto de la economía se ha mantenido en un nivel bastante parecido al que se registró en 1985. También se aprecia un fuerte descenso de su contribución a la formación bruta de capital fijo. Esta disminución obedece a la finalización del proceso inversor que comenzó a finales de los años setenta y al inicio de una nueva etapa caracterizada por un menor crecimiento del inmovilizado (véase gráfico 4.1.)

CUADRO 4.1. EL SECTOR ELÉCTRICO EN LA ECONOMÍA ESPAÑOLA (*)

	Valores absolutos	Sobre el total de la industria (c)	Sobre el total de la economía
Ocupados (a)	45.068	1’8%	0’36%
Valor añadido al coste de los factores (b)	1.487.644	10’83%	2’5%
Formación bruta de capital fijo (b)	296.910	12´95%	2%

(a): número de personas; (b): millones de pesetas corrientes; (c): industria sin construcción.
(*) Últimos datos disponibles. Los datos de ocupación y formación bruta de capital fijo corresponden a 1996 (INE: “Encuesta Industrial de Empresas 1996”, “Encuesta de Población Activa 1996”, “Contabilidad Nacional de España 1996”). Los datos de valor añadido son de 1994 (INE: “Boletín Trimestral de Coyuntura, 4º trimestre de 1998”).

GRÁFICO 4.1. EVOLUCIÓN DEL INMOVILIZADO MATERIAL DE LAS EMPRESAS DE UNESA (1987-1996)



Notas: en el año 1994, el valor de las centrales nucleares en moratoria pasó del inmovilizado en curso a una cuenta distinta que recogía el derecho de cobro otorgado a sus titulares; en 1996 se produjo una actualización del valor contable del inmovilizado material que supuso una revalorización de 1.000.025 millones de pesetas.
Fuente: Memoria Estadística Eléctrica de UNESA (varios años).

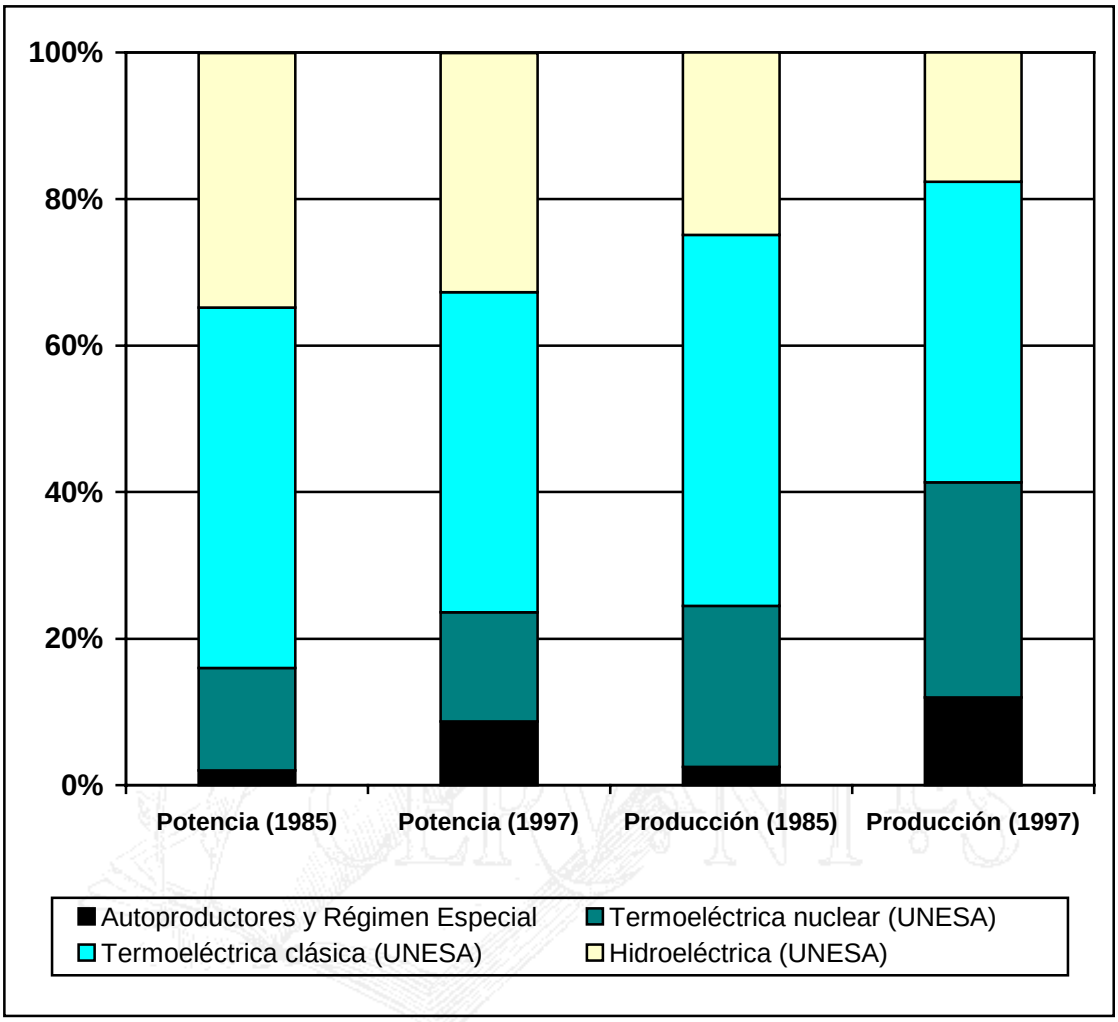
En 1997, la potencia instalada en las centrales que integraban el parque de generación español se situaba en 50.719 MW, que fueron empleados para producir 188.753 millones de KWh. Al comparar estas magnitudes con las correspondientes a 1985 se obtiene un incremento del 22’4% en la potencia instalada y un aumento del 48’2% en el volumen de energía generado. La diferencia entre ambos valores pone de manifiesto la amplitud del exceso de capacidad que existía en el sistema eléctrico español a mediados de los ochenta.

El 91’3% de la potencia instalada y el 88% de la producción correspondían a centrales pertenecientes a las empresas que formaban parte de UNESA[85]. El resto lo aportaban las instalaciones de autoproductores y productores en régimen especial, que habían incrementado notablemente su participación desde 1985 (véase gráfico 4.2.). De hecho, tanto el crecimiento de la potencia instalada en las centrales de UNESA (14%) como el aumento de la energía producida por estas instalaciones (33’7%) se situaron muy por debajo de los valores globales (22’4% y 48’2%, respectivamente)[86]. El 47’9% de la potencia instalada en las centrales de UNESA correspondía a unidades de producción pertenecientes a la categoría conocida como “termoeléctricas clásicas” (véase cuadro 4.2.). Dentro de este grupo, seguían predominando las que utilizaban carbón (53%), aunque actualmente se están desarrollando varios proyectos para la construcción de centrales de gas de ciclo combinado, lo que permite vaticinar que el peso de las unidades de producción que emplean combustibles distintos al carbón acabará siendo significativamente superior al de 1997. El resto del parque de generación de UNESA (52’1%) estaba compuesto por centrales hidroeléctricas (35’7% del total) y nucleares (16’4% del total).

[85] En 1997, integraban UNESA las siguientes compañías: Iberdrola, ENDESA, Unión Eléctrica Fenosa, Compañía Sevillana de Eléctricidad, Fuerzas Eléctricas de Cataluña, E.N. Hidroeléctrica del Ribagorzana, Hidroeléctrica del Cantábrico, Electra de Viesgo, Hidroelèctrica de Catalunya, Unión Eléctrica de Canarias, Gas y Electricidad, Eléctricas Reunidas de Zaragoza, Empresa Nacional Eléctrica de Córdoba y Saltos del Guadiana. El 26 de junio de 1998, la E.N. Hidroeléctrica del Ribagorzana absorbió a Hidroelèctrica de Catalunya y pasó de denominarse Empresa Hidroeléctrica del Ribagorzana.

[86] La potencia instalada en el parque de generación de los autoproductores y productores en régimen especial se incrementó en un 535%, y el volumen de energía que aportaron al sistema creció un 722%.

GRÁFICO 4.2. PRODUCCIÓN Y POTENCIA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL (1985 y 1997)



Fuente: Memoria Estadística Eléctrica de UNESA (1985 y 1997).

En cuanto a la energía generada por las instalaciones de UNESA durante 1997, cabe señalar que el peso de la producción termoeléctrica clásica se situó en el 46’8%, con un claro predominio de las centrales de carbón, que contribuyeron a esa cifra con un 38’8%, mientras que las que emplean otros combustibles no aportaron más que un 8% (véase cuadro 4.2.).

CUADRO 4.2. PRODUCCIÓN Y POTENCIA DE LAS EMPRESAS DE UNESA (1997)

	POTENCIA INSTALADA (a)	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA (b)
Hidroeléctrica	16.547	33.170
Termoeléctrica clásica	22.164	77.612
Carbón	11.735	64.381
Fuelóleo	5.380	6.519
Fuelóleo-gas y carbón-gas	5.049	6.712
Termoeléctrica nuclear	7.580	55.297
TOTAL.....	46.291	166.079

(a): miles de KWh ó MW. (b): millones de KWh.
Fuente: Memoria Estadística Eléctrica de UNESA (1997).

BIBLIOTECA VIRTUAL

Las centrales nucleares generaron una tercera parte de la energía producida (con un factor de carga[87] del 83’5%) y las hidroeléctricas contribuyeron con un 20% (los diez primeros meses del año fueron muy secos, pero en noviembre y diciembre se produjo una oleada de lluvias que permitió incrementar notablemente la aportación de estas centrales).

De los 188.753 KWh generados durante 1997 por todas las centrales que integraban el sistema eléctrico español, el 5’2% fue consumido por las propias unidades de producción y el 4’1% se exportó a Francia (1’1%), Portugal (2’8%), Marruecos (0’1%) y Andorra (0’1%). Como las importaciones de energía solamente representaron el 2’4% de la producción total, los intercambios de electricidad arrojaron saldo exportador, hecho que no se producía desde 1991 (sin embargo, durante el período comprendido entre 1959 y 1991 sólo se registró saldo importador en 1984).

Después de descontar las pérdidas que se produjeron en las redes de transporte y distribución, que ascendieron al 7’65% de toda la energía generada, la electricidad

suministrada a los consumidores se situó en 161.381 millones de KWh (véase cuadro 4.3.), lo que representa un incremento del 53% si comparamos esta cifra con la correspondiente a 1985[88].

CUADRO 4.3. BALANCE DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL (1997)

	Millones de KWh
PRODUCCIÓN HIDROELÉCTRICA	37.355
PRODUCCIÓN TERMOELÉCTRICA	
Clásica	96.101
Carbón	55.297
TOTAL PRODUCCIÓN.....	*188.753*
CONSUMOS PROPIOS	
Centrales hidroeléctricas	560
Centrales termoeléctricas	7.530
PRODUCCIÓN NETA.....	*180.663*
CONSUMO EN BOMBEO	1.761
INTERCAMBIOS INTERNACIONALES	
Exportación	7.670
Importación	4.597
Saldo	-3.073
ENERGÍA DISPONIBLE PARA EL MERCADO.....	*175.829*
PÉRDIDAS EN TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN	14.448
CONSUMO NETO.....	*161.381*

Fuente: Memoria Estadística Eléctrica de UNESA (1997).

Analizando los datos correspondientes a las zonas en que se ha dividido tradicionalmente el sistema eléctrico español se obtiene un balance similar al que aparecía en 1985 (véase cuadro 4.4.). Hay dos zonas que presentan un saldo exportador muy relevante (Noroeste y Aragonesa) y otras dos que muestran un saldo importador

[87] El factor de carga es la relación entre la energía bruta realmente producida por una central nuclear en un período de tiempo determinado y la que hubiera generado en ese mismo período funcionando a la totalidad de su potencia nominal.

igualmente resaltable (Centro-Levante y Andaluza). Además, estos resultados son coherentes con los que se observan a lo largo del período comprendido entre los dos años analizados. No obstante, durante esa etapa se aprecian cambios en la situación de las zonas Catalana y Centro-Norte. La primera ha presentado saldos importadores o cercanos al equilibrio, y la segunda sólo ha tenido saldo exportador en 1996 y 1997, pues, en los demás años, ha seguido una tendencia claramente importadora.

CUADRO 4.4. PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR ZONAS (1997)

ZONAS	PRODUCCIÓN	CONSUMO EN GENERACIÓN Y BOMBEO	SALDO DE INTERCAMBIOS	CONSUMO DE ELECTRICIDAD (a)
Catalana	31.316	1.262	-255	29.799
Centro-Levante	37.984	2.098	7.401	43.287
Centro-Norte	27.221	1.163	-2.169	23.889
Noroeste	37.965	2.040	-12.650	23.275
Aragonesa	11.378	565	-6.272	4.541
Andaluza	11.543	984	10.872	21.431
Extrapeninsular	8.672	611	0	8.061
TOTAL.....	166.079	8.723	-3.073	154.283

Los datos están en millones de KWh (sólo se recoge la información relativa a las empresas de UNESA).
(a): incluye las pérdidas de transporte y distribución.
Fuente: Memoria Estadística Eléctrica de UNESA (1997).

La evolución de la red de transporte a tensiones superiores a 110 KV revela también la importante expansión que ha experimentado nuestro sistema eléctrico entre 1985 y 1997 (véase cuadro 4.5.). El crecimiento de las redes se ha concentrado en las líneas de 400 KV, que pertenecen casi íntegramente a Red Eléctrica de España. Esta compañía posee el 98’2 % de las líneas que permiten transportar electricidad a 400 KV y el 27’2% de las de 220 KV.

[88] La tasa de variación anual acumulativa se sitúa en un 3’6%.

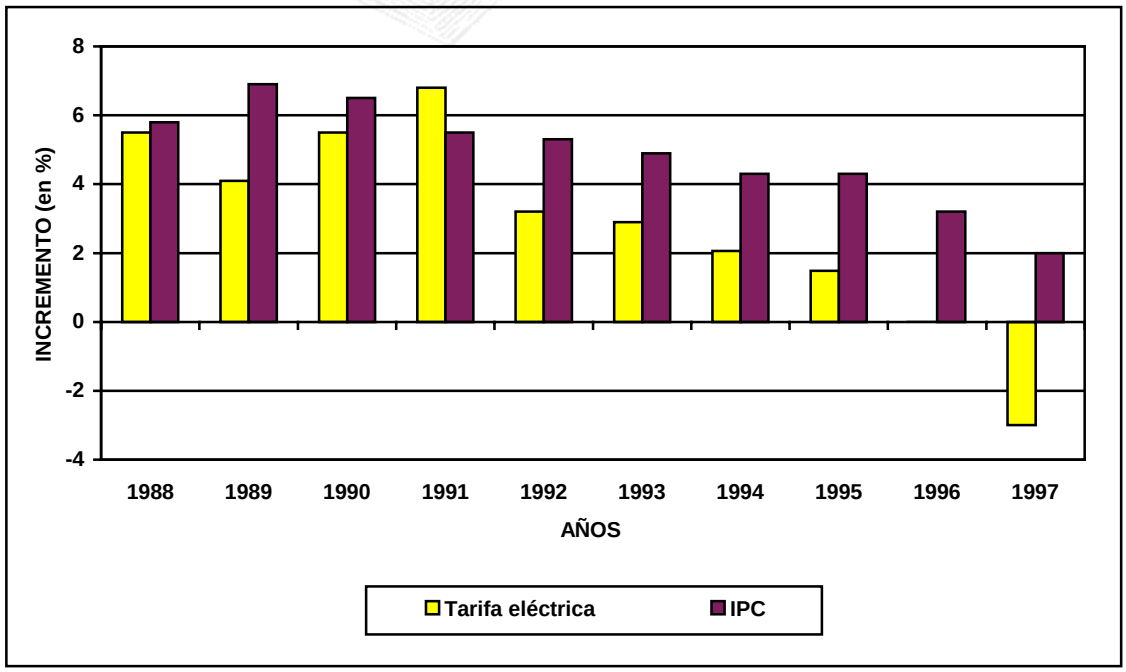
CUADRO 4.5. RED DE TRANSPORTE A TENSIONES SUPERIORES A 110 KV (1997)

	400 KV	220 KV	132-110 KV	TOTAL
Kilómetros de red (*)	14.163'8 (31'3%)	15.727'7 (7'5%)	19.860'6 (8'9%)	49.752'1 (14%)
% sobre total red	28'5	31'6	39'9	100

(*): Incremento con respecto a 1985. Fuente: Memoria Estadística Eléctrica de UNESA (1997).

Durante la vigencia del Marco Legal Estable, el crecimiento de los precios del conjunto de la economía, medido a través del IPC, se situó en un 60'7%. Sin embargo, la tarifa eléctrica sólo aumentó un 32%. A lo largo de ese período, mientras el IPC experimentaba una variación media anual del 4'86%, la tarifa eléctrica solamente crecía un 2'81%. Por consiguiente, el marco regulador que se estableció en 1987 ha permitido que el incremento de la tarifa se sitúe en niveles inferiores a los que ha venido alcanzando la tasa de inflación del conjunto de la economía (véase gráfico 4.3.).

GRÁFICO 4.3. EVOLUCIÓN DE LA TARIFA ELÉCTRICA Y DEL IPC (1988-1997)

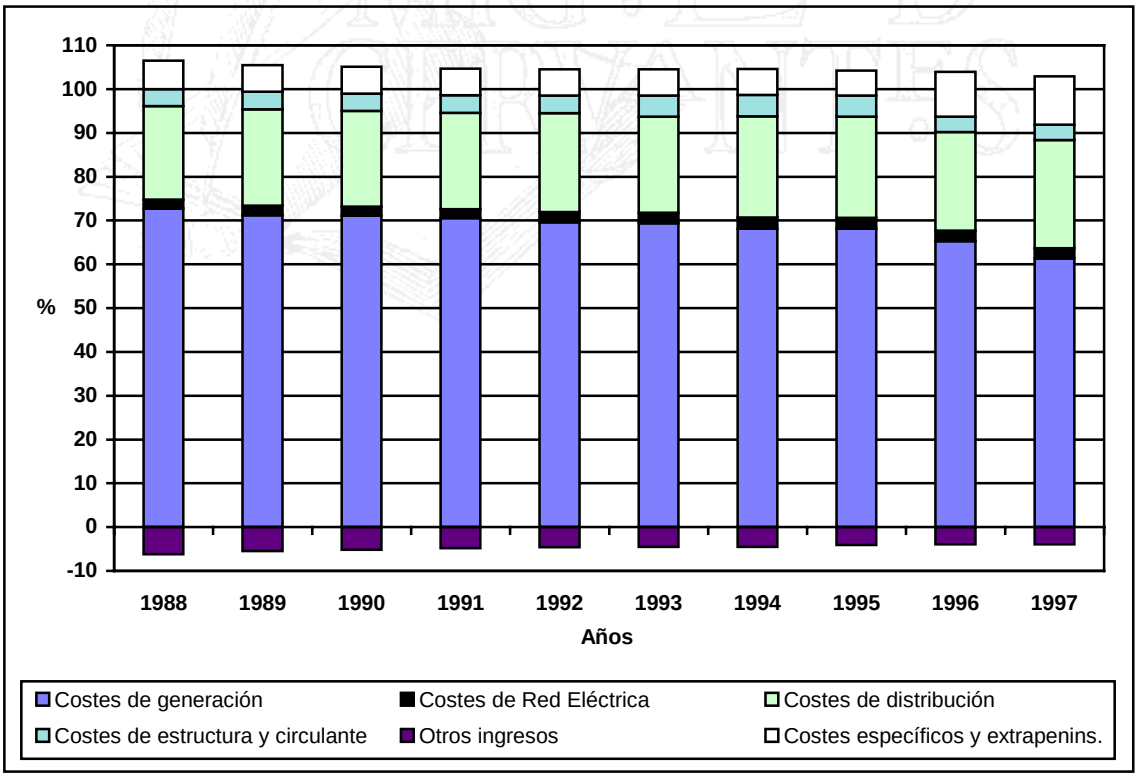


Los valores representados reflejan el incremento medio de la tarifa eléctrica y la variación interanual del IPC. Fuente: Memoria Estadística Eléctrica de UNESA (1997).

El cuadro 4.6. recoge todos los costes reconocidos a las empresas eléctricas, clasificados por conceptos, durante la vigencia del Marco Legal Estable. En el gráfico 4.4 se puede observar el peso de cada una de las partidas en la cuantía total. Merece la pena resaltar la reducción de la parte destinada a compensar los costes de generación, que ha pasado del 72'7% al 61'3% del importe total reconocido. Esta disminución se compensa con el incremento de la participación de los costes de distribución (del 21'3% al 24'7%), la elevación de los porcentajes destinados al pago de los costes específicos (del 6'2% al 9'3%) y el ascenso de la retribución complementaria que perciben los subsistemas extrapeninsulares (del 0'3% al 1'7%).

BIBLIOTECA VIRTUAL

GRÁFICO 4.4. ESTRUCTURA DE LOS COSTES RECONOCIDOS EN LA TARIFA ELÉCTRICA (*)



(*): Para calcular los porcentajes, el importe de cada partida se ha corregido para incorporar la cantidad reconocida en concepto de "desviaciones". El coste de ENDESA ("empresa productora no integrada en ningún subsistema") está incluido en los costes de generación. Fuente: UNESA (1998a).

CUADRO 4.6. RESUMEN DE COSTES RECONOCIDOS EN LA TARIFA (1988-1997) (*)

	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997(#)
1. Coste fijo de generación	322.187	383.210	396.555	422.420	431.150	431.681	468.003	478.607	466.338	394.853
2. Operación y mantenimiento	104.027	115.915	131.589	135.643	148.003	153.673	158.077	164.000	161.425	159.581
3. Coste del combustible	196.644	169.920	212.296	237.011	299.242	295.559	283.976	339.365	320.731	323.271
4. Red Eléctrica de España	27.049	30.831	33.327	36.330	39.966	42.966	47.050	49.461	51.858	49.358
5. Coste de distribución	263.264	285.196	326.442	357.200	393.368	421.601	420.236	461.055	485.565	513.619
6. Coste de estructura y capital circulante	34.644	38.063	46.363	50.656	55.961	58.175	68.846	73.129	51.378	57.166
7. Coste de ENDESA	284.857	315.719	341.337	379.207	394.809	396.963	398.571	419.947	436.096	380.848
8. Coste de sistemas extrapeninsulares	3.503	1.514	(1.101)	3.878	3.037	7.802	7.613	8.334	10.486	19.725
9. Otros ingresos	(77.623)	(77.623)	(81.623)	(81.623)	(81.623)	(81.623)	(81.623)	(81.623)	(81.623)	(81.623)
10. Corrección de desvíos años anteriores	(7.421)	(2.361)	25.119	46.275	23.251	39.496	35.039	(23.427)	(49.796)	15.743
11. Coste CSEN y OFICO									2.360	2.517
12. Costes específicos	77.923	82.450	87.904	88.641	95.353	98.654	97.847	102.347	203.377	189.726
TOTAL COSTES RECONOCIDOS.....	1.229.054	1.342.834	1.518.208	1.675.638	1.802.517	1.864.947	1.903.635	1.991.195	2.058.195	2.024.784

(*): En millones de pesetas. (#): Datos provisionales. Fuente: UNESA (1998a).

A pesar de la diferencia entre el crecimiento de la tarifa eléctrica y la tasa de inflación de la economía, la década transcurrida entre 1988 y 1997 ha supuesto una notable mejora para la situación económico-financiera de las empresas eléctricas. Durante la vigencia del Marco Legal Estable, su cifra de negocios creció casi un 60% y sus beneficios se multiplicaron por 2'4 (véase cuadro 4.7.). A esta evolución han contribuido diversos factores, aunque el incremento de la demanda (un 38% durante el período) y la disminución de los gastos financieros se encuentran entre las causas fundamentales.

BIBLIOTECA VIRTUAL

CUADRO 4.7. EVOLUCIÓN DEL BENEFICIO Y DE LA CIFRA DE NEGOCIOS (*)

	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Beneficio antes de impuestos	169	190	227	282	285	284	292	337	418	400
Cifra de negocios	1.306	1.434	1.592	1.733	1.829	1.912	1.940	2.063	2.093	2.082

(*): Empresas pertenecientes a UNESA. Datos en miles de millones de pesetas. Fuente: Memoria Estadística Eléctrica de UNESA (varios años)

A lo largo del período comprendido entre 1988 y 1997, el endeudamiento financiero de las compañías eléctricas disminuyó un 39%, lo que provocó un notable descenso de la relación entre recursos ajenos y recursos propios. Esta reducción se concentra al principio y al final de la década pues, entre 1991 y 1993, la evolución del tipo de cambio impidió que se mantuviera esa tendencia. Además, en 1996 se produjeron dos circunstancias que hicieron posible la disminución más importante de todo el período: por un lado, la titulización de los derechos de cobro asociados a la moratoria nuclear, que aportó a las empresas unos ingresos de más de 700.000 millones de pesetas, que se dedicaron, en su mayor parte, a amortizar deuda; por otro lado, una actualización de balances que, a través del crecimiento de la reserva de revalorización, incrementó los recursos propios de las compañías en casi un billón de pesetas.

La reducción del endeudamiento y el descenso de los tipos de interés[89] han provocado una fuerte disminución del porcentaje de la cifra de negocios que debe ser destinado al pago de los gastos financieros (véase cuadro 4.8.).

CUADRO 4.8. EVOLUCIÓN DEL ENDEUDAMIENTO Y DE LOS GASTOS FINANCIEROS (*)

	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Endeudamiento	4.064	3.957	3.845	3.853	3.855	3.911	3.610	3.309	2.565	2.478
R. Ajenos/R.Propios	1'6	1'52	1'46	1'56	1'62	1'57	1'4	1'22	0'71	0'68
Gastos financieros/ /Cifra de negocios	0'38	0'36	0'32	0'27	0'26	0'28	0'20	0'17	0'13	0'11

(*): Empresas pertenecientes a UNESA. Datos en miles de millones de pesetas. Fuente: Memoria Estadística Eléctrica de UNESA (varios años)

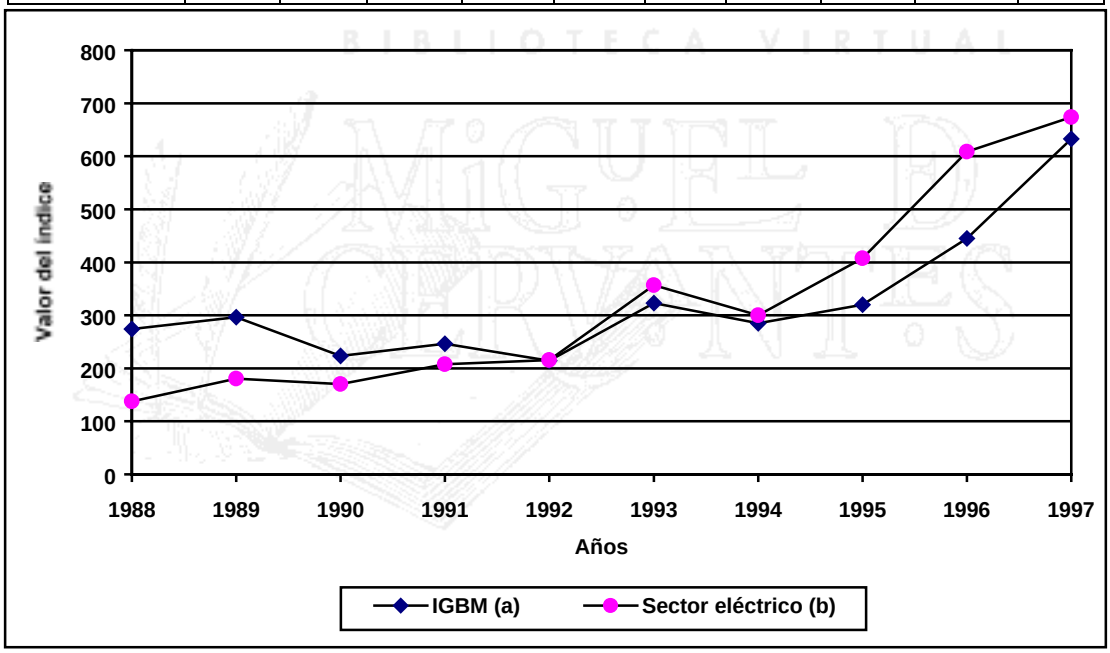
El saneamiento de la situación económico-financiera de las compañías eléctricas ha contribuido a reforzar su posición en los mercados bursátiles, donde las acciones de las empresas del sector han experimentado una revalorización que supera con creces a la del Índice General de la Bolsa de Madrid (véanse cuadro 4.9. y gráfico 4.5.). Así, durante la vigencia del Marco Legal Estable, el valor bursátil de las compañías eléctricas se multiplicó por 4'9, mientras que, en ese mismo período, el IGBM solamente se multiplicó por 2'3. La aplicación de una política de reparto de dividendos destinada a incrementar la autofinanciación provocó una notable reducción del *pay-out* de las empresas del sector. No obstante, en 1997 el porcentaje de los beneficios que se

[89] Entre 1988 y 1996, el tipo de interés medio de la deuda denominada en moneda nacional cayó del 12'9% al 8'9%, y el de la deuda denominada en moneda extranjera pasó del 8'15% al 4'6%. Fuente: Memoria Estadística Eléctrica de UNESA (varios años).

destinaba a los accionistas se mantenía todavía muy por encima del valor medio correspondiente a la Bolsa de Madrid (34'1%)[90].

CUADRO 4.9 Y GRÁFICO 4.5. EVOLUCIÓN BURSÁTIL DE LAS EMPRESAS DE UNESA

	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
IGBM (a)	274,4	296,6	223,3	246,2	214,3	322,8	285	320,1	444,8	632,6
Sector eléctrico (b)	137,9	180,4	170,5	207,8	215,5	356,9	300,3	407,8	608,6	673,8
Contratación en Bolsa (c)	12,16	11,78	12,20	20,17	17,18	20,45	20,69	21,94	29,06	23,27
Pay-out (d)	N.D.	65,8	52,3	57,8	42,9	43,7	44,8	45,2	43,0	51,4



(a): Valor del Índice General de la Bolsa de Madrid al final del año. (b): Valor del índice del sector al final del año. (c): Contratación de acciones del sector eléctrico en % del total de acciones contratadas durante el ejercicio. (d): Pay-out = [(Dividendos/Beneficios) · 100]. Fuente: Memoria Estadística Eléctrica de UNESA (varios años).

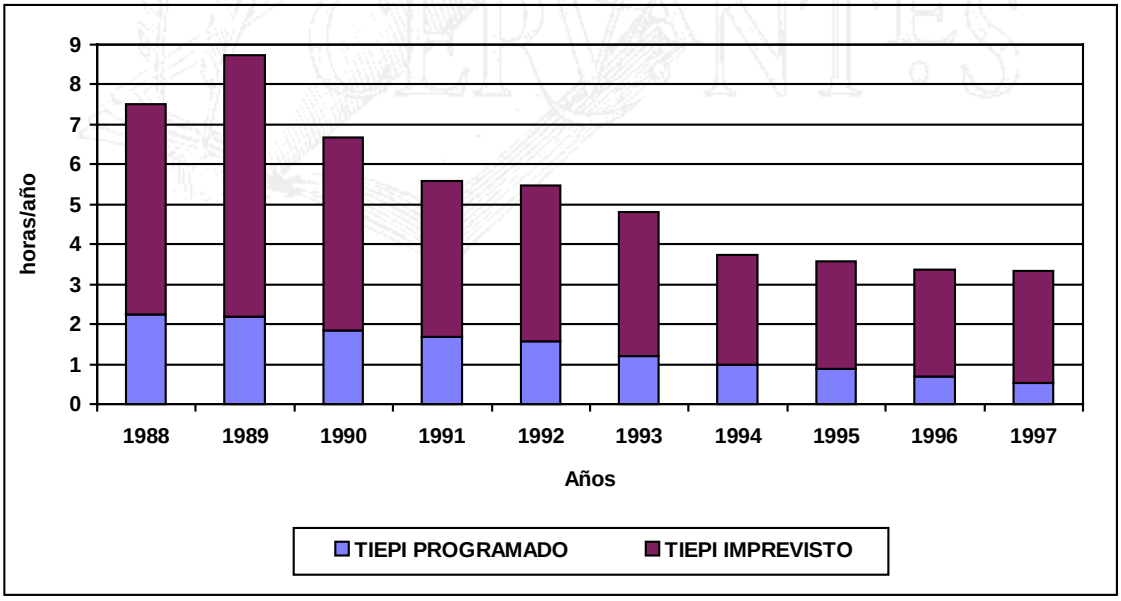
[90] Una valoración detallada del Marco Legal Estable y de sus efectos sobre el sector eléctrico requiere más espacio del que se le puede dedicar en este trabajo, que se va a centrar en el análisis de la nueva regulación. Entre la bibliografía que se ocupa del Marco Legal Estable y sus repercusiones, hay varias aportaciones, como las de Miranda (1990), Martínez (1991), Reinoso (1991), Rojas (1993), Sánchez (1993), Arraiza (1994), Fernández (1994), Rodríguez y Castro (1994), Crampes y Laffont (1995), Fernández, Escanciano y Riesgo (1995), Rodríguez (1995), Cuenca (1996), Rojas (1996), Reinoso (1997), Álvarez (1997), Trillo-Figueroa y López-Jurado (1997), Arocena y Rodríguez (1998), que pueden resultar útiles para profundizar en diferentes aspectos.

En cuanto a la evolución de la calidad del servicio, que se suele evaluar mediante indicadores que tratan de medir la continuidad del suministro, hay que constatar una notable reducción de las interrupciones, que se redujeron más de un 55% entre 1988 y 1997 (véanse cuadro 4.10. y gráfico 4.6.). Así, el valor alcanzado en este último año (3'33 horas) no representó ni siquiera el 0'04% del total de horas comprendidas en el período. Esta disminución se explica por el crecimiento de las inversiones en instalaciones de distribución y por el incremento de los recursos técnicos y humanos destinados a prevenir, localizar y reparar las averías (UNESA, 1997).

BIBLIOTECA VIRTUAL

CUADRO 4.10 Y GRÁFICO 4.6. INTERRUPCIONES EN EL SUMINISTRO

	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
TIEPI total (*)	7'51	8'73	6'67	5'57	5'48	4'80	3'73	3'58	3'36	3'33



(*): El TIEPI (Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada) refleja, para cada año, la duración en horas de una hipotética interrupción del suministro a toda la potencia instalada en el territorio nacional, que fuese equivalente a la suma de la duración de todas las interrupciones reales del servicio y de la potencia que ha afectado a cada una de ellas. El TIEPI total se obtiene sumando las interrupciones ocasionadas por la realización de trabajos previamente planificados (TIEPI programado) y las interrupciones que se derivan de incidentes acaecidos en las instalaciones de producción o en las redes de transporte y distribución (TIEPI imprevisto). Fuente: Memoria Estadística Eléctrica de UNESA (varios años).

4.2. Los cimientos de la liberalización

4.2.1. La Ley de 1994, un tentativa liberalizadora no desarrollada

Cuando se produjo la disolución anticipada de las Cortes, y se inició el camino que conduciría a las elecciones generales de 1993, se discutía en el Parlamento un proyecto de ley que contenía importantes novedades en relación con la estructura y el funcionamiento de nuestro sistema eléctrico. El gobierno surgido de las urnas revisó ese proyecto y lo envió de nuevo a las Cortes, que dieron su aprobación definitiva a finales de 1994. Surgía así la Ley 40/1994, de 30 de diciembre[91], que pretendía ser "una norma compiladora, ordenadora y sistematizadora" de la legislación relativa al servicio eléctrico. No obstante, una buena parte de su articulado iba mucho más allá e introducía cambios de gran trascendencia para el funcionamiento y la organización del Sistema Eléctrico Nacional. Con estos cambios se perseguían tres objetivos:

a. En primer lugar, la creación de un sistema independiente, que funcionaría al margen del sistema integrado a escala nacional, y en el que imperarían las condiciones derivadas de los acuerdos entre las partes.

b. En segundo lugar, la introducción de competencia en la construcción de nuevas instalaciones eléctricas y en el suministro a los usuarios que rebasasen un determinado umbral de consumo.

c. En tercer lugar, la delimitación de las distintas actividades que componen el servicio eléctrico, para regular por separado las que constituyen un monopolio natural y las que son potencialmente competitivas.

Para alcanzar estos objetivos, la Ley 40/1994 introducía importantes modificaciones en la regulación del servicio eléctrico. Las más importantes se resumen a continuación:

i. Dentro del Sistema Eléctrico Nacional se creaban dos sistemas:

- Por una parte, el "sistema integrado", que funcionaría según las normas tradicionales: planificación conjunta, explotación unificada y retribución por medio de unas tarifas únicas establecidas por la Administración. En él, todas las actividades, salvo la gestión de la explotación unificada, podrían ser realizadas por empresas privadas, aunque tales actividades seguirían conservando la calificación de servicio público. Además, el sistema integrado garantizaría el suministro a todos los consumidores ubicados dentro del territorio nacional.

Toda la energía producida por las empresas generadoras incluidas en el sistema integrado se aglutinaría para formar un fondo común ("energía integrada"), del que las compañías distribuidoras tomarían la electricidad necesaria para atender a su demanda. Aunque la Ley no era muy explícita al respecto, se apuntaba también la posibilidad de que los grandes consumidores pudiesen adquirir directamente la energía reunida en el fondo común. Para transportarla, harían uso de las redes de transmisión y distribución ya establecidas, que podrían utilizar a cambio de satisfacer el peaje correspondiente.

Dentro del sistema integrado, algunas empresas operarían en "régimen especial". A él pertenecerían las pequeñas instalaciones de producción hidráulica, las que generasen electricidad a partir de residuos o de alguna energía renovable no hidráulica, y los cogeneradores[92]. La electricidad aportada por

[91] BOE, 31 de diciembre de 1994.

[92] Se denomina así a las compañías que realizan alguna actividad ajena al sector eléctrico pero que producen para ella la electricidad que necesita. Aportan sus excedentes al conjunto del sistema, del que también reciben energía en caso de necesidad.

estas compañías se integraría en el fondo común. A cambio de ella, las empresas pertenecientes al régimen especial percibirían el importe señalado por la Administración, que establecería unas retribuciones específicas.

- Por otra parte, el "sistema independiente", compuesto por empresas que serían autorizadas para producir energía al margen del sistema integrado. La electricidad generada por estas instalaciones se destinaría a la exportación, o se vendería a grandes consumidores por medio de una transacción sujeta a condiciones libremente pactadas por las partes. También podría ser adquirida por el sistema integrado. No obstante, la finalidad primordial del sistema independiente sería ampliar la capacidad de elección de los grandes usuarios para fomentar la competencia.

Se señalaba explícitamente que el desarrollo del sistema independiente debía producirse de forma que no perjudicase a las actividades realizadas en el seno del sistema integrado, que, a cambio de la correspondiente compensación económica, pondría sus redes de transporte a disposición del sistema independiente y garantizaría un suministro alternativo en caso de que se interrumpiese el proporcionado por las empresas ajenas al sistema integrado.

ii. Separación de actividades. La Ley 40/1994 determinaba que las sociedades que operasen en el régimen ordinario del sistema integrado no podrían actuar a la vez en el régimen especial ni podrían estar presentes en el sistema independiente. Tampoco podrían realizar actividades eléctricas en el exterior o en otros sectores económicos.

Además, se especificaba que ninguna empresa del sistema integrado podía desarrollar a la vez actividades de producción y distribución. Sí se permitía compaginar el ejercicio de alguna de estas dos actividades con la de transporte a alta tensión, aunque ambas deberían desarrollarse con una adecuada separación contable y de gestión.

No obstante, un grupo de sociedades podría realizar las actividades declaradas incompatibles por la Ley, siempre que éstas fuesen desarrolladas por entidades diferentes. Así pues, el objeto social de una compañía podría incluir actividades que no pudiesen ser ejercidas simultáneamente siempre que sólo una de ellas se realizara de forma directa y las demás se llevasen a cabo por medio de participaciones en otras empresas.

La Ley establecía un plazo para que las sociedades afectadas por estas incompatibilidades procediesen a la elaboración de contabilidades separadas para sus diversas actividades. El plazo para la separación definitiva se establecería posteriormente, después de conocer las conclusiones de un informe elaborado al respecto por la Comisión del Sistema Eléctrico Nacional, aunque no podría finalizar más allá del 31 de diciembre del año 2000.

iii. Las autorizaciones para la construcción, explotación y modificación sustancial de las instalaciones de producción y distribución del sistema integrado, y para la construcción y explotación de instalaciones de transporte a alta tensión, se concederían por medio de un concurso, promovido y resuelto por la Administración, que lo elaboraría de forma que se asegurase la máxima concurrencia. Con ello, se intentaba fomentar la "competencia por el mercado" para incentivar comportamientos eficientes en las empresas.

Además, serían las propias compañías concurrentes las que fijasen el valor de las inversiones al realizar sus ofertas, lo que proporcionaría el importe que debía ser retribuido por la tarifa. Con ello, se evitarían discusiones acerca de la idoneidad de los valores estándares fijados por la Administración.

iv. Las sociedades que resultasen beneficiadas en estos concursos, así como las que fuesen titulares de instalaciones de transmisión y distribución ya establecidas, quedaban

obligadas a facilitar el uso de sus redes a los sujetos que operasen en el sistema independiente y a todos aquéllos que las requiriesen en el sistema integrado. El acceso de terceros a las redes se produciría por medio de condiciones transparentes, objetivas y no discriminatorias, aunque la Ley no establecía un procedimiento concreto para la fijación de las tarifas que habrían de pagar quienes las utilizasen.

v. La explotación unificada seguiría siendo responsabilidad de Red Eléctrica de España. La mayoría del capital social de esta empresa continuaría en manos públicas, aunque se abría un plazo para la reestructuración del accionariado de la compañía. Al final de este período (31 de diciembre del año 2000), la participación directa o indirecta de cada accionista no debería ser superior al 30% (este límite no afectaba a las participaciones directas o indirectas del sector público que se mantuvieran a través de entidades que no realizasen actividades eléctricas).

Red Eléctrica de España sería responsable también del desarrollo de la red de transporte a alta tensión y podría seguir gestionando la mayor parte de la misma. No obstante, esta sociedad quedaba obligada a presentar dos contabilidades distintas: una para sus actividades como empresa encargada de administrar la explotación unificada y otra para sus operaciones como compañía gestora de la red de transporte.

La retribución que percibiría Red Eléctrica de España por la realización de ambas actividades (explotación unificada y transporte a alta tensión) se determinaría a partir de los correspondientes valores estándares.

vi. En el sistema integrado, el suministro correría a cargo de las compañías distribuidoras, que no podrían aplicar unas tarifas superiores a las que estableciese la Administración. No obstante, en una disposición adicional, se planteaba la posibilidad de regular en el futuro la figura de la “empresa comercializadora”, que se encargaría únicamente del suministro de electricidad a los consumidores (venta, medición,

facturación y cobro). Estas empresas tendrían derecho a usar las redes de transmisión y distribución a cambio de un precio calculado a partir de unas tarifas determinadas de forma que no se produjese ningún tipo de discriminación.

Además, las compañías encargadas del suministro tendrían que proceder a la elaboración de planes de gestión de la demanda. Estos planes debían ser aprobados por la Administración, que reconocería su coste en el proceso para la determinación de la tarifa.

vii. Creación de la Comisión del Sistema Eléctrico Nacional (CSEN). Se trataba de un ente regulador, adscrito al Ministerio de Industria y Energía, que debía velar por la transparencia y el correcto funcionamiento del Sistema Eléctrico Nacional. Entre las funciones concretas que fueron asignadas a la CSEN merecen ser destacadas las siguientes:

- Actuar como órgano consultivo de la Administración.
- Colaborar en la elaboración de disposiciones y en la planificación eléctrica.
- Participar en el proceso para la determinación de la tarifa.
- Valorar las ofertas presentadas a los concursos convocados para la construcción y explotación de nuevas instalaciones.
- Inspeccionar las condiciones técnicas y económicas de los sujetos y verificar que se produce una adecuada separación de actividades.
- Proponer la apertura de expedientes sancionadores cuando se detecten deficiencias.
- Evitar prácticas que restrinjan la competencia o supongan un abuso de posición dominante.

- Actuar como órgano arbitral para la resolución de conflictos. En particular, solventar los problemas provocados por el acceso de terceros a las redes de transmisión y distribución.

- Colaborar con la empresa encargada de la explotación unificada en la determinación del valor de la energía integrada y de las retribuciones correspondientes a cada sujeto del sistema, y liquidar las cantidades que resulten de los cálculos anteriores.

- Aprobar las participaciones de las compañías eléctricas del sistema integrado en cualquier entidad que realice actividades de naturaleza mercantil[93].

El Consejo de Administración de la CSEN estaba compuesto por siete miembros (un presidente y seis vocales), que eran nombrados por el gobierno para un período inicial de cinco años, aunque era posible prolongar su mandato durante cinco años más.

En el seno de la CSEN se creó también un Consejo Consultivo, formado por treinta miembros que representaban al Estado, a las Comunidades Autónomas, a las compañías eléctricas, a los usuarios, a los agentes sociales y a las asociaciones de protección del medio ambiente. Dentro del Consejo Consultivo existía una Comisión Permanente, compuesta por un máximo de quince personas seleccionadas entre los miembros del Consejo Consultivo.

viii. La retribución correspondiente a las empresas del sistema independiente sería la que se estableciese en el contrato acordado por éstas y sus clientes. Las compañías que formasen parte del sistema integrado obtendrían sus ingresos a través de una factura elaborada de acuerdo con las tarifas aprobadas por la Administración, que determinaría

[93] Las empresas que operasen dentro del régimen especial no estarían sometidas a esta autorización.

los valores máximos de las mismas mediante un procedimiento similar al que se venía empleando desde la aprobación del Marco Legal Estable.

ix. Paralización definitiva de las centrales afectadas por la moratoria nuclear. Las empresas propietarias de las mismas tendrían derecho a percibir una compensación por las inversiones realizadas y su coste de financiación. Esta indemnización sería considerada como "coste específico". Por consiguiente, se sufragaría por medio de las cantidades recaudadas a través de un porcentaje que se aplicaría sobre el importe de la factura de los abonados del sistema integrado. Se establecía también que la compensación debía hacerse efectiva a lo largo de un período no superior a veinticinco años.

Las compañías titulares de los derechos podrían cederlos a terceros. Incluso se recogía la posibilidad de transferirlos a unos "Fondos de Titulización de Activos resultantes de la moratoria nuclear", que se crearían con la única finalidad de distribuir la propiedad de esos derechos entre los inversores.

* * *

La Ley 40/1994 introducía cambios importantes en el servicio eléctrico, pero no todos los concretaba de forma que fuese posible su aplicación inmediata. Ello daba lugar a múltiples interrogantes, que debían ser resueltos por medio de un desarrollo reglamentario posterior. A lo largo de 1995, se avanzó poco en la definición de esas cuestiones, que quedaron pospuestas hasta la celebración de las elecciones generales convocadas para marzo de 1996.

Como es conocido, estas elecciones supusieron un cambio en el color político del ejecutivo. El nuevo gobierno manifestó desde el principio su intención de avanzar mucho más en la liberalización del sector eléctrico. En consecuencia, el Ministerio de

Industria y Energía no se preocupó por desarrollar la ley de 1994, que quedaba superada por las nuevas ansias liberalizadoras. Además, el gobierno tenía la intención de privatizar todas las participaciones del Estado en las empresas eléctricas, y, a su juicio, ello obligaba a diseñar un marco regulador completamente nuevo. Con esta finalidad, se inició un proceso de negociaciones con las compañías del sector que finalizó en diciembre de 1996 con la firma de un Protocolo que recogía los aspectos fundamentales de la nueva regulación del sistema eléctrico español.

4.2.2. El Protocolo de 1996, el primer paso hacia la liberalización[94]

El 11 de diciembre de 1996, UNESA y las grandes compañías eléctricas (con la excepción de Hidroeléctrica del Cantábrico[95]) colocaban su firma junto a la del Ministro del Industria para rubricar un acuerdo que sentaba las bases del proceso de liberalización, definía plazos para la entrada en vigor de las reformas, establecía criterios para organizar la estructura del sector y determinaba nuevos principios para la retribución de las actividades integradas en el servicio eléctrico.

Como consta al principio del texto, el objetivo primordial del Protocolo era alcanzar un mayor grado de liberalización, para asegurar la competencia entre las empresas participantes y conseguir, por esta vía, una disminución del coste soportado por los usuarios. Junto a los acuerdos necesarios para lograr estos objetivos, se incluía también otro, de aplicación inmediata, para que el valor medio de la tarifa eléctrica correspondiente a 1997 se redujese en un 3% nominal respecto al del año anterior.

[94] El texto del Protocolo se puede obtener en la página web de UNESA (http://www.unesa.es). También se ha consultado el informe elaborado al respecto por la CSEN (1997g) y el Diario de Sesiones del Congreso de los Diputados (19 de diciembre de 1996). En Fluxá (1997) se puede encontrar un resumen del Protocolo y en Gandolfi (1997) aparece una primera valoración sobre los acuerdos alcanzados.

[95] No obstante, Hidroeléctrica del Cantábrico se adhirió más tarde.

Los compromisos recogidos en el Protocolo se organizaban en cuatro apartados: I. El primero se refiere al funcionamiento del Sistema Eléctrico Español. Se proponía un conjunto de reformas que afectaba a casi todos los ámbitos:

A. Generación. Los equipos cuya potencia fuese mayor o igual a 50 MW y los que tuviesen una potencia inferior pero hubiesen estado sujetos al Marco Legal Estable deberían participar en un sistema de ofertas. Para ello, sus propietarios tendrían que presentar unas propuestas que reflejasen las instalaciones disponibles en cada momento y el precio exigido a cambio de ponerlas en funcionamiento. A continuación, el Operador del Mercado seleccionaría los equipos que produjesen la energía más barata en cada período de tiempo y los iría incluyendo en la programación hasta cubrir la demanda.

A partir del año 2002, el Operador del Mercado podría emplear unos coeficientes para tener en cuenta las pérdidas que se produjesen en las redes. Como consecuencia de la aplicación de estos coeficientes, las instalaciones generadoras que estuvieran situadas a mucha distancia de los centros de consumo apenas contribuirían al abastecimiento de la demanda, pues, al considerar las pérdidas ocasionadas por el transporte, la energía que produjesen resultaría más cara y sería muy difícil que fuesen incluidas en la programación[96].

Cada una de las instalaciones incorporadas recibiría un precio unitario idéntico al que se exigiese a cambio de la energía producida por el último equipo acoplado al sistema (el que genera una electricidad más cara). La retribución percibida por los

[96] A partir del año 2002, también se aplicarían coeficientes de pérdidas que incrementasen el precio pagado por aquellos consumidores que se encontraran lejos de las instalaciones de generación.

propietarios de las centrales también incluiría una remuneración por la prestación de ciertos servicios complementarios, necesarios para que la electricidad llegue a los consumidores y se entregue en las debidas condiciones de calidad y seguridad, y una cantidad para compensarles por mantener disponibles sus instalaciones ("factor de potencia"), que se establecería con arreglo a la capacidad de producción ofrecida en las propuestas.

En cada período de referencia, la energía generada por los equipos acoplados se integraría para constituir un bien homogéneo que se vendería en un mercado mayorista, donde los sujetos autorizados a operar[97] podrían adquirir la cantidad que necesitasen mediante el pago de un precio determinado por el Operador del Mercado[98], que también sería la empresa encargada de liquidar las operaciones. Estas ventas permitirían recaudar los ingresos necesarios para pagar a los propietarios de las instalaciones de generación.

Para protegerse de la volatilidad de los precios fijados por el Operador del Mercado, que dependerían, en ultima instancia, de las ofertas realizadas por las productores, las empresas y consumidores que demandasen electricidad en este mercado mayorista podrían firmar contratos con las compañías generadoras. Estos contratos les permitirían adquirir la energía necesaria a cambio de un precio previamente establecido, que podría no coincidir con el que se fijase en el mercado. En particular, se preveía la posibilidad de acordar "contratos por diferencias", en los que una de las partes se comprometería a abonar a la otra la diferencia entre el precio pactado y el que determinase el Operador del Mercado.

[97] De acuerdo con lo establecido en el Protocolo, podrían demandar esta electricidad las compañías distribuidoras que también suministrasen, las empresas comercializadoras y los clientes que dispusiesen de capacidad de elección.

[98] Los firmantes del protocolo lo denominan "valor integrado de la energía".

Para incrementar la competencia entre las empresas productoras, se proponía liberalizar el suministro de los productos utilizados como fuente de energía primaria, aunque también se reconocía la necesidad de otorgar un tratamiento específico al carbón nacional y a las actividades que constituyen la segunda fase del ciclo del combustible nuclear. Además, el Ministerio se comprometía a liberalizar totalmente el establecimiento de nuevos grupos de generación eléctrica.

Finalmente, conviene señalar que las instalaciones con potencia inferior a 50 MW que estuviesen acogidas al "régimen especial" establecido por la Ley 40/94 y desarrollado por el Real Decreto 2366/94, de 9 de diciembre[99], podrían mantenerse al margen del sistema de ofertas. Aportarían sus excedentes al mercado mayorista y percibirían por ello una retribución calculada mediante la suma de tres componentes: el precio derivado del sistema de ofertas, un factor de potencia, y una prima que se establecería en función del tipo de equipo que se hubiese instalado.

B. Operador del Mercado, Operador del Sistema y transporte a alta tensión. Para coordinar el funcionamiento del nuevo sistema eléctrico se crearían dos nuevas figuras:

- El Operador del Mercado sería una sociedad anónima encargada de gestionar las operaciones vinculadas al mercado mayorista de electricidad. Esta tarea la realizaría mediante el ejercicio de las siguientes funciones: recepción de propuestas, casación de las ofertas recibidas, comunicación del resultado y liquidación de las transacciones efectuadas. Se crearía también un Comité de Agentes del Mercado, formado por los sujetos que participasen en el mismo, para el seguimiento y control de la labor desarrollada por el Operador del Mercado.

[99] BOE, 30 de diciembre de 1994.

- El Operador del Sistema se encargaría de coordinar el funcionamiento de todos los elementos pertenecientes al sistema eléctrico español para garantizar un equilibrio permanente entre la oferta y la demanda. Esta tarea se realizaría a partir de las directrices resultantes del procedimiento de ofertas gestionado por el Operador del Mercado, lo que exigiría una estrecha coordinación entre ambos. Las labores correspondientes al Operador del Sistema se encomendarían a Red Eléctrica de España, S.A.

Red Eléctrica de España seguiría siendo la propietaria de la mayor parte de la red de transmisión, y continuaría ofreciendo sus servicios como empresa gestora de la misma. No obstante, esta compañía debería establecer una adecuada separación contable entre su actividad como Operador del Sistema y su negocio como titular de la parte más importante de la red de transporte a alta tensión.

El capital social de Red Eléctrica de España tendría que estar suficientemente repartido, para que ningún accionista pudiese acceder a una posición dominante. Además, el Ministerio se comprometía a no establecer exigencia alguna sobre el nivel que debía alcanzar la participación pública en el capital de esta empresa.

A partir de la entrada en vigor del nuevo modelo, Red Eléctrica de España debería cobrar un peaje a los usuarios de la red (compañías de distribución y comercialización, empresas suministradoras y clientes con capacidad de elección). El valor de este peaje sería fijado por la Administración, que establecería periódicamente las tarifas correspondientes.

No obstante, la cantidad finalmente percibida por Red Eléctrica de España sería determinada cada año por el gobierno, que establecería una compensación por los costes reconocidos en concepto de inversión en las instalaciones de transporte, operación de la

red de transmisión y mantenimiento de la misma. A esta retribución se añadiría otra para cubrir los costes ocasionados por su actuación como Operador del Sistema.

Para el año 1997, se fijaba una remuneración global de 49.358 millones de pesetas. En años posteriores, esta retribución se actualizaría por medio de un coeficiente del tipo IPC-1. Además, el importe inicial se revisaría cada cuatro años para tener en cuenta los costes ocasionados por la ampliación de la red de transmisión y la amortización de algunos de sus elementos.

En relación con los intercambios internacionales de electricidad, el Protocolo defiende un régimen que conceda amplia libertad a los agentes que operen en el sistema, siempre que se salvaguarde la eficiencia y seguridad del mismo y no se lesione el interés público. En este contexto, se reduciría sensiblemente el control ejercido por Red Eléctrica de España.

C. Compañías de distribución y comercialización. Los firmantes del Protocolo se muestran de acuerdo en considerar como actividades distintas la distribución y el suministro. Por consiguiente, las empresas que viniesen operando en ambos negocios deberían elaborar contabilidades diferentes para cada uno de ellos.

Los clientes con capacidad de elección y las compañías comercializadoras tendrían libre acceso a las redes de distribución. A cambio de su utilización, pagarían un peaje a las empresas propietarias de las mismas.

No obstante, los ingresos de las compañías distribuidoras serían fijados anualmente por la Administración. Para 1997, se les reconocía una retribución de 528.894 millones de pesetas. En esta cifra se incluyen los costes ocasionados por sus instalaciones de transporte a alta tensión, los atribuidos a la construcción, operación y mantenimiento de la red de distribución y los derivados de la comercialización. Para actualizar esta retribución se emplearía un índice el tipo IPC-1. También se utilizarían

unos coeficientes que reflejasen la evolución del mercado y la eficiencia en la prestación del servicio. La cantidad garantizada al conjunto de las empresas distribuidoras se repartiría por medio de un modelo que tuviese en cuenta las características de cada zona de distribución, la evolución de la actividad, la calidad del suministro y las pérdidas registradas. Para que cada compañía percibiese la cantidad que le fuera asignada en el reparto, se establecería un sistema de compensaciones entre ellas. La retribución conjunta se podría incrementar en una cuantía máxima de 10.000 millones de pesetas para costear la realización de planes de mejora en la calidad del servicio.

BIBLIOTECA VIRTUAL

También podrían aparecer empresas que sólo se dedicasen a la actividad de suministro ("comercializadores independientes"). Para ello, tendrían que adquirir la electricidad en el mercado mayorista y pagar el peaje exigido por el uso de las redes de transmisión y distribución. Sus ingresos los obtendrían mediante las ventas efectuadas a aquellos clientes con capacidad de elección que no deseasen operar directamente en el mercado al por mayor. El precio de estas operaciones sería el estipulado en los contratos pactados por las compañías y sus abonados.

Para incentivar la aplicación de planes de gestión de la demanda, el Protocolo recogía la posibilidad de asignarles un coste anual de hasta 5.000 millones de pesetas. El importe finalmente consignado se repartiría entre aquellos comercializadores (dependientes o no de compañías distribuidoras) que los aplicasen.

D. Liberalización del suministro. Desde el 1 de enero de 1998, las compañías dedicadas a la distribución y el suministro, los comercializadores independientes, y los clientes que consumiesen una cantidad superior a un umbral previamente fijado, podrían comprar la energía producida por los equipos incorporados al sistema como resultado del mecanismo de ofertas. El precio unitario de tales adquisiciones sería el determinado

por el Operador del Mercado para cada período ("valor integrado de la energía"), aunque podrían firmar contratos que cubriesen la diferencia entre ese precio y un valor de referencia establecido en dicho contrato.

El umbral que deberían superar los consumidores para ser considerados "clientes con capacidad de elección" se rebajaría progresivamente según el siguiente calendario:

- Hasta el 1 de enero del año 2000, sólo podrían acceder a esa condición los que consumiesen más de 20 GWh al año.

- A partir de esa fecha, se incorporarían también los que alcanzasen un consumo anual superior a 9 GWh.

- Desde el 1 de enero del año 2001, serían clientes con capacidad de elección todos los que consumiesen al menos 5 GWh en un año.

- En el año 2001, cuando se procediese a la revisión del nuevo modelo, se determinaría la fecha para la incorporación de los demás consumidores.

- En cualquier caso, hasta el 1 de enero del año 2002, todos los clientes con capacidad de elección que no deseasen ejercerla podrían seguir contratando su suministro de electricidad a la tarifa establecida por la Administración. A partir de esa fecha, no existirían tarifas para los consumidores que necesitasen más de 5 GWh al año (salvo casos excepcionales).

Conviene señalar que los umbrales indicados en los párrafos anteriores se refieren a "consumo por punto de suministro". Por tanto, no serían considerados clientes con capacidad de elección los que alcanzasen esos umbrales mediante la agregación de los consumos efectuados en varios puntos de suministro.

E. Elaboración de una estructura tarifaria adaptada a la nueva organización del servicio eléctrico. La Administración seguiría estableciendo unas tarifas máximas para los abonados que no tuviesen capacidad del elección y fijaría los peajes que habrían de

pagar los usuarios de las redes de transmisión y distribución. Estas tarifas se aplicarían en todo el territorio nacional y se calcularían de forma que recogiesen todos los costes del servicio, agrupados bajo los siguientes epígrafes:

- Costes de generación, que estarían compuestos por la retribución de los equipos acoplados al sistema (según el precio de la oferta aceptada más cara), el pago por disponibilidad de las instalaciones, y el coste reconocido por la prestación de servicios complementarios.
- Costes permanentes de funcionamiento del sistema eléctrico, que incluirían los incentivos a la producción en régimen especial y los costes reconocidos a la CSEN, el Operador del Sistema y el Operador del Mercado.
- Costes reconocidos a las empresas gestoras de la red de transmisión.
- Costes reconocidos a las compañías distribuidoras por el ejercicio de sus actividades.
- Costes de gestión comercial, que son los ocasionados por el suministro de energía. En este apartado se incluirían también los costes de gestión de la demanda.
- Costes de transición a la competencia, que estarían formados por tres componentes: (a), una retribución fija que se percibiría durante el período transitorio; (b), los gastos asociados al stock estratégico de combustible nuclear y el tratamiento posterior de los residuos; y (c), los costes originados por la moratoria nuclear.
- Costes de seguridad de abastecimiento, que es la denominación que recibirían los costes ocasionados por el plan de apoyo al carbón nacional.

Para que todos los consumidores contribuyesen al pago de los costes permanentes, su importe se incluiría al calcular el "valor integrado de la energía" que correspondiese a cada período. También se arbitrarían mecanismos para que los costes de transición a la competencia y los costes del apoyo a la minería del carbón se imputasen a todos los consumidores.

II. El segundo apartado se refiere al proceso para la implantación del nuevo modelo.

Entre los acuerdos adoptados al respecto, se incluía el establecimiento de un período transitorio de diez años (desde 1998 hasta el 2007). A lo largo de este período, las empresas firmantes del Protocolo percibirían una retribución fija en concepto de "costes de transición a la competencia", que se calcularía como diferencia entre el ingreso medio proporcionado por la tarifa y el coste medio del sistema por los demás conceptos recogidos en el apartado anterior. El importe de esta retribución ascendería a 1.988.561 millones de pesetas, e incluiría 295.276 millones para compensar a los grupos de generación que utilizasen carbón nacional. El valor total podría reducirse si los costes de generación superasen una media anual de 6 pesetas/KWh, pues, en este caso, el exceso se deduciría de los 1.988.561 millones de pesetas antes citados.

El 75'4% de la retribución fija que correspondiese a cada ejercicio se repartiría entre las empresas firmantes según unos porcentajes que constan en el Protocolo. El 24'6% restante se distribuiría según unos criterios que aún no eran concretados.

Por otra parte, se acordaba una disminución del valor medio de las tarifas aplicadas a los abonados. Para el período comprendido entre 1997 y el 2001, se establecían las siguientes reducciones:

- Un 3% nominal en 1997.

- Un 2% nominal en 1998.

- Un 1% nominal en cada uno de los tres años restantes.

No obstante, estas rebajas podrían ser mayores si se produjese alguna de las siguientes circunstancias:

- Un crecimiento de la demanda que superase el 3'5%.

- Un descenso de la media anual del Míbor a tres meses que lo situase por debajo del 6'5%.

- Una disminución de las externalidades recogidas en la elaboración de la tarifa.

- Un incremento de la retribución fija que la situase por encima de la correspondiente al año anterior.

Durante el resto del período transitorio (2002-2007), las reducciones serían las que se acordasen cuando se procediera a la revisión del modelo en el año 2001.

III. En el tercer apartado se recogían los compromisos relativos a la separación de actividades y a la composición del accionariado de las empresas del sector.

En lo referente a la primera cuestión, se modificaba muy poco lo dispuesto por la Ley de 1994. El Ministerio de Industria y Energía se comprometía a no exigir la separación jurídica de las actividades de generación y distribución hasta la fecha límite que se establecía en esa ley (31 de diciembre del 2000). Mientras no se produjese la separación jurídica, las compañías eléctricas deberían elaborar diferentes contabilidades para sus actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización. En esta última, tendrían que distinguir entre suministro a clientes con tarifa regulada y suministro a clientes con capacidad de elección.

Por su parte, las empresas signatarias se comprometían a no participar, ni directa ni indirectamente, en el capital social del resto de las compañías firmantes[100]. Asimismo, coincidían en la necesidad de evitar que los accionistas que tuviesen participaciones en distintas empresas colocasen a un mismo representante en los diferentes Consejos de Administración.

IV. El cuarto apartado se refiere al desarrollo normativo de lo establecido en el Protocolo. Con esta finalidad, se crearon unos grupos de trabajo que se encargaron de analizar las propuestas remitidas por el Ministerio. A ellos fueron convocados los representantes del propio Ministerio, los de las empresas firmantes, los de UNESA y los

[100] Las participaciones de Endesa en Sevillana y FECSA, y las de estas compañías en Endesa, quedaban excluidas de este compromiso.

de la CSEN. Los representantes de Red Eléctrica de España, los de las Comunidades Autónomas y los de las organizaciones sindicales también pudieron participar en algunos de estos grupos.

4.2.3. Hacia un Mercado Interior de la Electricidad

Antes de examinar más detalladamente las normas que rigen la organización y el funcionamiento del sistema eléctrico español, conviene señalar que el nuevo marco regulador se ha elaborado durante un período en el que se han producido importantes avances en el proceso para la creación de un Mercado Interior de la Electricidad, que es la aspiración de la Directiva 96/92/CE, de 19 de diciembre de 1996[101], confeccionada después de varios años de intensos debates y largas negociaciones, y aprobada casi al mismo tiempo que se procedía a la firma del Protocolo.

En su reunión de 2 de junio de 1987, el Consejo manifestó su intención de incluir al sector energético en el Mercado Único Europeo, que debía iniciarse el 1 de enero de 1993. Con esta finalidad, encargó a la Comisión la elaboración de un conjunto de propuestas que permitiesen aprobar las medidas necesarias para conseguir ese objetivo en la fecha establecida.

Sin embargo, no tuvo que pasar mucho tiempo para que se pusiese de manifiesto la dificultad que suponía el establecimiento de unas normas comunes en un entorno caracterizado por la existencia de una fuerte asimetría en la situación de los distintos Estados Miembros. Siguiendo a Insunza (1989), podemos englobar estos obstáculos en cinco grupos:

[101] DOCE, 30 de enero de 1997.

i. Diferentes marcos jurídicos nacionales. En algunos países, las actividades eléctricas estaban protegidas por un monopolio legal que no existía en otros. También aparecían importantes diferencias al examinar el grado de integración de las distintas actividades, aunque la más notable se refería a la heterogeneidad de las estructuras reguladoras aplicadas por los gobiernos de los Estados Miembros. Esta disparidad estaba relacionada con la implicación del sector público en el capital de las empresas eléctricas y con la utilización de las tarifas como vía para subvencionar a otros sectores económicos.

ii. Obstáculos provocados por las diferencias en los precios de las fuentes de energía primarias. Aunque estas disparidades respondían a varios motivos, uno de los más importantes se refería a las divergencias ocasionadas por la intervención del gobierno en el proceso de formación de precios. La política de apoyo al carbón nacional que se aplicaba en algunos Estados Miembros era uno de los principales factores distorsionantes.

iii. Impedimentos relacionados con la protección del medio ambiente. Aunque existía una normativa medioambiental común, algunos países empleaban unos criterios más rigurosos y otros, como España, disponían de períodos más amplios para la aplicación de ciertas disposiciones.

iv. Dificultades asociadas a la existencia de diversos regímenes fiscales. Las fuentes de energía primarias y el bien final estaban sujetos a gravámenes muy diferentes en los distintos Estados Miembros.

v. Obstáculos inherentes a la naturaleza de la energía eléctrica. Como se comentó en el capítulo dos, la producción, el transporte y el suministro de electricidad plantean algunas dificultades que distinguen a estas actividades económicas de cualquier otra. En el proceso para la creación de un mercado de electricidad a escala

europea, hay dos que merecen una especial consideración. Una se refiere a la necesidad de definir criterios de calidad que garanticen la prestación de un servicio homogéneo y aseguren la continuidad y estabilidad del suministro. La otra está relacionada con la ineficiencia asociada a la duplicación de las redes de transporte, que obligaría a establecer un principio general de *common carrier*[102] como paso previo para la creación de un mercado de electricidad a nivel europeo.

Estas dificultades revelaban que en el sector eléctrico de cada Estado Miembro confluían muy diversos intereses, vinculados estrechamente al grado y la forma de la intervención pública en la organización y el funcionamiento del sistema eléctrico, que había otorgado ciertos derechos exclusivos que debían ser eliminados para dar paso al Mercado Interior de la Electricidad. Estos derechos se extendían a los siguientes ámbitos (Rojas, 1995):

- Importación y exportación de electricidad.

- Uso de redes de transmisión y distribución.

- Suministro a los clientes de un área geográfica determinada.

- Construcción y explotación de instalaciones de generación (en este caso, con algunas excepciones).

Como los obstáculos eran difíciles de sortear, hubo que avanzar muy lentamente. En un primer momento, sólo fue posible aprobar dos directivas referidas a cuestiones muy concretas: una pretendía velar por la "transparencia" de los precios aplicables a los grandes consumidores[103]; y la otra intentaba establecer unas normas que liberalizasen el

[102] El *common carrier* es el "transportista común". El establecimiento de este principio implica que los propietarios de las redes deben permitir su utilización por terceros.

[103] Directiva 90/377/CEE, de 29 de junio de 1990. DOCE, 17 de julio de 1990.

tránsito de electricidad por las interconexiones que unen a las grandes redes nacionales[104].

A partir de febrero de 1992 se inició una segunda fase con objetivos más ambiciosos. Sin embargo, las pretensiones iniciales chocaron con la férrea oposición de algunos gobiernos y con los inconvenientes planteados por las empresas del sector. Durante varios años, los proyectos de la Comisión fueron sometidos a un largo proceso de discusiones y negociaciones, del que se derivaron distintas modificaciones en las propuestas iniciales[105]. En consecuencia, sería necesario esperar hasta diciembre de 1996 para que los Jefes de Estado y de Gobierno adoptaran por fin una posición común, que es la recogida en la Directiva 96/92/CE.

El principal objetivo de la misma es establecer un mercado eléctrico competitivo a escala europea que sirva como soporte para la creación de un Mercado Interior de la Energía. Para ello, se parte de la necesidad de considerar las diferencias existentes en cuanto a organización, estructura y regulación del sector eléctrico en cada Estado Miembro. Estas disparidades aconsejaban el establecimiento de un conjunto de medidas que permitiesen una transición progresiva hacia el nuevo modelo. Por tanto, la Directiva recogía únicamente un marco general, compuesto por varios principios que deberían ser adoptados por todos los Estados Miembros, y atribuía a cada gobierno la responsabilidad de elaborar las disposiciones necesarias para la aplicación de esos principios.

Los principales mandatos de la Directiva son las siguientes:

[104] Directiva 90/547/CEE, de 29 de octubre de 1990. DOCE, 13 de noviembre de 1990.

[105] En Fernández (1994), Fernández, Escanciano y Riesgo (1995) y Rojas (1996) se ofrecen más detalles sobre este proceso.

a. Las licencias para la construcción de nuevas instalaciones generadoras deben adjudicarse a través de concursos o de un sistema de autorizaciones. Ambos procedimientos deben seguir criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios.

b. La red de transmisión debe ser gestionada por una compañía independiente, que se encargará de la explotación, el mantenimiento y el desarrollo de la misma. Además, esta empresa será la responsable de ordenar el funcionamiento de las instalaciones de generación y de administrar los flujos de energía que circulen por la red. Todas estas funciones se deberán desarrollar sin ejercer ningún tipo de discriminación sobre los usuarios de la misma.

BIBLIOTECA VIRTUAL

c. Libre acceso a las redes de transmisión y distribución. Para ello, los Estados Miembros podrán optar por alguno de estos dos procedimientos:

   c.1. Utilización de la red por terceros ("ATR"): los usuarios[106] pagarían por usar redes ajenas, que emplearían para transportar la electricidad adquirida. Las condiciones de acceso serían las que negociasen las partes implicadas o las que estableciese el gobierno a través de la regulación correspondiente.

   c.2. Régimen de "comprador único". El "comprador único" es una empresa que se encarga de abastecer a una zona determinada. Para ello, debe realizar una evaluación de sus necesidades y establecer procedimientos que le permitan atenderlas al menor coste posible y con las mayores garantías. Los Estados Miembros deberían designar a una sociedad que ejerciese esta función dentro del territorio abarcado por cada red. El "comprador único" estaría obligado a realizar las adquisiciones pactadas por los clientes cualificados y sus proveedores[107], siempre que el precio a pagar (más el peaje por el acceso a la red

[106] Compañías productoras, suministradores y clientes cualificados (o clientes con capacidad de elección).

[107] Productores ubicados dentro o fuera del territorio que abarque la red y suministradores ajenos a ese área geográfica.

de transmisión y distribución) fuese idéntico al ofrecido por el "comprador único" a sus clientes cualificados.

d. Apertura de los mercados de electricidad. Se realizará mediante la reducción del nivel de consumo utilizado para calcular la siguiente cuota de mercado:

$$\frac{\text{Energía demandada por los clientes que consumen más de 40 GWh/año en los Estados Miembros}}{\text{Energía demandada por todos los consumidores de los Estados Miembros}}$$

La Directiva establece que el consumo de energía efectuado por los clientes cualificados de cada Estado Miembro no podrá representar un porcentaje inferior al que se obtenga de la expresión anterior. El nivel de consumo considerado en la misma se reducirá hasta 20 GWh a partir del año 2000 y hasta 9 GWh a partir del año 2003[108].

Para establecer el umbral que convierte a los consumidores en clientes cualificados, los gobiernos de los diferentes Estados deberán tener en cuenta la necesidad de cumplir con la exigencia anterior.

Cuando se revise la Directiva en el año 2006, se considerará la posibilidad de establecer reducciones adicionales en el nivel de consumo utilizado para calcular la cuota de mercado correspondiente a los clientes cualificados.

e. Eliminación de los derechos exclusivos que afectan a la importación y exportación de electricidad, sustituyéndolos por un régimen que conceda amplia libertad a los operadores.

[108] Los umbrales establecidos se refieren al consumo realizado en cada punto de suministro.

f. Separación contable de las actividades eléctricas. Las compañías que realicen varias actividades tendrán que llevar contabilidades distintas para cada una de ellas. Además, los Estados Miembros deberán tomar las medidas que sean necesarias para que tanto la red de transmisión como la función de “comprador único” sean objeto de una gestión separada respecto de las demás actividades desarrolladas por las empresas designadas para estos fines.

En el apartado siguiente podremos comprobar que la legislación española hace suyos estos principios generales, e incluso va más allá de lo que exigiría la mera adopción de los mismos.

BIBLIOTECA VIRTUAL
MIGUEL DE CERVANTES

4.3. La nueva configuración del sector eléctrico español: normas de organización y funcionamiento

Desde que se firmó el Protocolo a finales de 1996, los tareas de los diferentes grupos de trabajo se desarrollaron con relativa rapidez. Ello permitió que el gobierno dispusiese de un borrador del texto legislativo antes del verano, que envió a las Cortes como proyecto de ley cuando se reanudó el período de sesiones en el mes de septiembre. Como el ejecutivo pretendía que la nueva regulación se aplicase a partir del 1 de enero de 1998, los grupos parlamentarios que apoyaban al gobierno procuraron que la tramitación de la ley se realizase con la máxima celeridad posible, pues, tras su aprobación, el Ministerio debía disponer todavía de tiempo suficiente para publicar la normativa que desarrollase las disposiciones contenidas en la misma. En esta ley se encuentran las reglas básicas que rigen la organización y el funcionamiento del sector eléctrico español desde el 1 de enero de 1998[109], mientras que en varias normas de rango inferior se recogen algunas más concretas[110].

[109] Ley 54/97, de 27 de noviembre de 1997 (BOE, 28 de noviembre de 1997).

[110] Real Decreto 2016/1997, de 26 de diciembre de 1997 (BOE, 27 de diciembre de 1997).
Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre de 1997 (BOE, 27 de diciembre de 1997).
Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre de 1997 (BOE, 28 de diciembre de 1997).
Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre de 1997 (BOE, 27 de diciembre de 1997).
Real Decreto 2020/1997, de 26 de diciembre de 1997 (BOE, 28 de diciembre de 1997).
Orden de 29 de diciembre de 1997 (BOE, 31 de diciembre de 1997).
Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre de 1998 (BOE, 30 de diciembre de 1998).
Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre de 1998 (BOE, 30 de diciembre de 1998).
Real Decreto 2820/1998, de 23 de diciembre de 1998 (BOE, 30 de diciembre de 1998).
Real Decreto 2821/1998, de 23 de diciembre de 1998 (BOE, 30 de diciembre de 1998).
Orden de 27 de diciembre de 1998 (BOE, 28 de diciembre de 1998).
Ley 50/1998, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social (BOE, 31 de diciembre de 1998).

Véase también: "Normas de funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica" (Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, 30 de junio de 1998).

Además, se han consultado los textos de las ponencias presentadas en las *Jornadas sobre el nuevo marco regulatorio del sector eléctrico: alcance e impacto de la ley*, organizadas por el Instituto de Empresa en Madrid (16 y 17 de diciembre de 1997). También ha resultado útil la lectura de los diversos informes elaborados por la CSEN y del Diario de Sesiones del Congreso de los Diputados (18 de septiembre de 1997, 2 y 9 de octubre de 1997, 13 de noviembre de 1997 y 21 de diciembre de 1998).

En la Exposición de Motivos con que se inicia la Ley 54/97 se hacen explícitas las razones que se encuentran detrás de la reforma legislativa. Aunque se constata que las actividades implicadas en el suministro de electricidad presentan ciertas peculiaridades que hacen inevitable el establecimiento de un marco regulador que las contemple (producto no almacenable, intensidad en el uso del capital, tendencia al monopolio, necesidad de coordinación entre las distintas actividades), se considera que para alcanzar los objetivos expresados en el texto (asegurar el suministro, garantizar su calidad y conseguir que se realice al menor coste posible), no hace falta más intervención pública que la que implica esta regulación. De acuerdo con este principio, se juzga que no es necesario que el Estado esté presente en las actividades que componen el sector eléctrico, se abandona la noción de servicio público (que se sustituye por la de servicio esencial), y se limita el alcance de la planificación eléctrica (que será indicativa en todos los casos, salvo cuando se refiera al desarrollo y la ampliación de la red de transporte a alta tensión). Al mismo tiempo, se señala la intención liberalizadora de la ley y se hace hincapié en la necesidad de fomentar la competencia allí donde sea posible.

A la vez que define los límites de la actuación pública, la Ley 54/97 especifica las competencias que corresponden al Estado y las que se otorgan a las Comunidades Autónomas. También se revisan las funciones y facultades de la Comisión del Sistema Eléctrico Nacional para adaptarlas al nuevo marco regulador.

Además, el legislador se preocupa de acotar las actividades que constituyen el servicio eléctrico, precisando el ámbito en el que tendrán que actuar las empresas que las ejerzan y estableciendo las normas a las que deberán someterse. Como su intención ha sido establecer un marco regulador que garantice la separación vertical de estas actividades, tales disposiciones adquieren una especial relevancia.

A continuación, se realiza un repaso de los aspectos más importantes de la nueva regulación. Podremos comprobar que, tal y como se señala en la Exposición de Motivos de la Ley 54/97, la normativa ha incorporado las disposiciones contenidas en la Directiva 96/92 y, en lo esencial, ha recogido y desarrollado los acuerdos que se plasmaron en el Protocolo.

4.3.1. El organismo regulador

La antigua Comisión del Sistema Eléctrico Nacional (CSEN) pasa a denominarse Comisión Nacional del Sistema Eléctrico (CNSE). Este organismo será el encargado de velar por la competencia en el sistema eléctrico y de vigilar que funcione con la máxima objetividad y transparencia.

Además, se modifica la composición del Consejo de Administración, que pasa a estar formado por nueve miembros (un presidente y ocho vocales). Los consejeros que fueron nombrados cuando se creó la CSEN continuarán en su puesto hasta que expire el plazo de cinco años para el que fueron elegidos. Tanto a éstos como a los que sean designados en el futuro se les aplicará el régimen de incompatibilidades previsto para altos cargos de la Administración. Ello implica que no podrán ejercer ninguna actividad profesional relacionada con el sector eléctrico durante los dos años posteriores al abandono del cargo.

También se amplía el Consejo Consultivo, que pasa a estar compuesto por treinta y cuatro consejeros, y se incrementa hasta doce el número de miembros que integran la Comisión Permanente que se constituye en su seno.

Las funciones atribuidas a la CNSE son muy similares a las de la CSEN, aunque la Ley 54/97 se encarga de adaptarlas al nuevo marco regulador, concreta y aclara

algunas que se habían definido de una forma poco precisa e introduce varias modificaciones, entre las que destacan, por su trascendencia, las dos siguientes:

- La CNSE podrá emitir circulares de desarrollo y ejecución de las normas contenidas en los Reales Decretos y Órdenes Ministeriales que apruebe el gobierno cuando estas disposiciones la habiliten para ello. También podrá dictar circulares para recabar de los sujetos que participan en el suministro de energía eléctrica la información que considere necesaria para el ejercicio de sus funciones. Todas las circulares que emita la CNSE serán publicadas en el Boletín Oficial del Estado.

- Se sigue otorgando a la Comisión la facultad de autorizar las participaciones que realicen las compañías eléctricas en cualquier entidad que desarrolle actividades de naturaleza mercantil, aunque sólo se podrá ejercer esta función cuando se trate de sociedades que realicen actividades reguladas[111]. La Ley 40/94 le confería también la facultad de autorizar las operaciones que supongan una concentración de empresas y las que impliquen la toma de control de una o varias compañías eléctricas por otra, pero la Ley 54/97 establece que, en estos casos, la Comisión se limitará a elaborar un informe preceptivo, ya que será el gobierno el que decida sobre la validez de las operaciones.

Recientemente, se ha aprobado una Ley de Hidrocarburos[112] que, entre otras disposiciones, ordena la creación de la Comisión Nacional de la Energía (CNE), que actuará como ente regulador de los distintos sistemas energéticos. También establece que, cuando finalice el período de cinco años para el que fueron designados los

[111] Tienen esta consideración la transmisión, la distribución, la gestión técnica y económica del sistema y el suministro a tarifa, pero no la tienen ni la generación ni el suministro a clientes cualificados.

[112] BOE, 8 de octubre de 1998.

miembros de la actual Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, este organismo se integrará en la CNE.

4.3.2. Definición de sujetos y clasificación de actividades

Según el nuevo marco regulador del sector eléctrico, las actividades que permiten el suministro de electricidad a los consumidores serán desarrolladas por los siguientes sujetos:

a. Los productores de energía eléctrica.

b. Los autoproductores de energía eléctrica, que son aquellas personas físicas o jurídicas que consumen al menos el 30% de la energía eléctrica que generan, si su potencia instalada es inferior a 25 MW, y al menos el 50% si su potencia instalada es igual o superior a 25 MW.

c. Las personas físicas o jurídicas que incorporen a las redes nacionales la energía eléctrica generada por los productores pertenecientes a sistemas exteriores.

d. El operador del mercado, que es la compañía encargada de la gestión económica del sistema.

e. El operador del sistema, que es la sociedad encargada de la gestión técnica del sistema.

f. Los transportistas, que es la denominación que se da a las empresas que construyen, mantienen y maniobran las redes de alta tensión[113].

g. Los distribuidores, que además de gestionar sus redes se encargarán de suministrar electricidad a los consumidores finales y pequeños distribuidores que adquieran la energía eléctrica a tarifa.

[113] La Ley 54/97 utiliza el término "transporte" para referirse a lo que aquí se ha venido denominado "transmisión" (transporte a alta tensión).

g. Los comercializadores, que son las compañías autorizadas para vender electricidad a los consumidores cualificados. Disfrutarán de esta condición todos aquéllos que rebasen un determinado nivel de consumo por punto de suministro. Al principio, se estableció el siguiente calendario: hasta el 1 de enero del año 2000, serían considerados consumidores cualificados los que necesitasen más de 15 GWh al año[114]; a partir de esa fecha, el umbral se reduciría hasta 9 GWh; desde el 1 de enero del año 2002, el límite se rebajaría hasta 5 GWh y, dos años más tarde, se colocaría en 1 GWh. Más adelante, cuando se iniciase el año 2007, todos los consumidores de energía eléctrica tendrían capacidad para elegir a su suministrador.

Sin embargo, a finales de 1998, el gobierno negoció una revisión de los plazos con las empresas eléctricas, y un Real Decreto posterior ha establecido que todos los clientes que consuman una cantidad igual o superior a 1 GWh/año dispondrán de libertad de elección a partir del 1 de octubre de 1999[115].

La Ley 54/97 clasifica en dos grupos las actividades desarrolladas por las empresas que integran el sector eléctrico:

- El primer grupo está formado por las *actividades reguladas*. A él pertenecen la gestión económica y técnica del sistema, el transporte y la distribución.

- El segundo grupo está compuesto por las *actividades que se pueden ejercer libremente*, e incluye la producción y la comercialización. Los intercambios

[114] Con independencia de su volumen de consumo, los titulares de instalaciones de transporte por ferrocarril (incluido el metropolitano) tendrán la consideración de clientes cualificados desde el primer momento.

[115] Desde el 1 de enero de 1999, podrán elegir suministrador quienes alcancen los 5 GWh/año; el 1 de abril de 1999, el límite se reducirá a 3 GWh/año; el 1 de julio de 1999, bajará hasta 2 GWh/año y, tres meses más tarde, se situará en 1 GWh/año. Posteriormente, en abril de 1999, el gobierno envió al Parlamento un Real Decreto-Ley que contenía una serie de medidas destinadas a contener el crecimiento de la inflación. Entre ellas, se incluía una nueva reducción de los umbrales de consumo que permiten acceder a la condición de consumidor cualificado. Así, desde el 1 de julio del año 2000, todos los usuarios que se abastezcan a tensiones superiores a 1 KV podrán elegir la empresa que deseen.

intracomunitarios de energía eléctrica también podrán realizarse libremente, siempre y cuando se lleven a cabo en los términos previstos por la ley[116]. Los productores y los comercializadores podrán vender electricidad a otros países comunitarios, salvo que el Ministerio no autorice la operación por considerar que implica un riesgo cierto para el suministro nacional. Los productores, los distribuidores, los comercializadores y los consumidores cualificados podrán adquirir energía en otros países comunitarios siempre que obtengan la correspondiente autorización del Ministerio, que sólo podrá denegarla cuando en el país en el que se ha generado la electricidad no exista la misma libertad de adquisición[117].

BIBLIOTECA VIRTUAL

Las sociedades mercantiles que realizan actividades reguladas deberán tener éstas como objeto social exclusivo. Por tanto, no podrán dedicarse ni a la producción ni a la comercialización. Cuando la ley entró en vigor, las principales compañías eléctricas operaban tanto en el ámbito de la distribución como en el de la generación. A estas empresas se les exigirá la separación jurídica de ambas actividades antes del 31 de diciembre del año 2000[118]. La fecha definitiva la fijará el gobierno después de analizar un informe encargado a la CNSE[119]. Hasta el momento en que sea efectiva esta exigencia, las compañías afectadas deberán llevar contabilidades distintas para las dos actividades. Esta obligación se extiende a las empresas que realicen actividades reguladas (que tendrán que separar los ingresos y costes imputables a sus operaciones

[116] Los intercambios de energía con países no comunitarios estarán sometidos a autorización administrativa del Ministerio de Industria y Energía. No se especifican los motivos que pueden llevarle a no conceder esta autorización.

[117] Los intercambios a corto plazo, internacionales o intracomunitarios, que tengan por objeto el mantenimiento de las condiciones de calidad y seguridad del suministro de energía eléctrica serán realizados por el operador del sistema.

[118] Un grupo de sociedades sí podrá realizar actividades que son declaradas incompatibles por la ley siempre que sean ejercitadas por sociedades diferentes.

[119] Este plazo se refiere únicamente a las sociedades que realizaban estas actividades antes de la entrada en vigor de la ley. Las que se constituyan después no disponen de este período de adaptación (se exigirá la separación jurídica desde el principio).

de transporte, distribución y venta a tarifa), a las que desarrollen actividades no reguladas (que deberán separar los ingresos y costes ocasionados por sus operaciones como productores y comercializadores, así como los derivados de cualquier otra actividad que lleven a cabo dentro o fuera de España) y a las sociedades que tengan la consideración de autoproductores u operen dentro del régimen especial (que habrán de llevar contabilidades distintas para sus actividades eléctricas y las que realicen en otros sectores económicos). Si alguna compañía que desarrolla actividades reguladas es autorizada por la CNSE para operar en otros sectores, esta sociedad deberá separar también los ingresos y costes imputables a los negocios que realice fuera del sector eléctrico.

4.3.3. Retribución de las actividades

La Ley 54/97 establece las partidas que deben integrar la retribución de las empresas que desarrollan las actividades destinadas a proporcionar el suministro de energía eléctrica. El régimen económico al que quedan sujetas es el que se resume a continuación:

a. Retribución de la producción. Es la que perciben las empresas generadoras como resultado de las operaciones realizadas en el mercado. Consta de tres componentes:

    a.1. Los ingresos percibidos a cambio de la energía vendida en el mercado. Se calcula a partir del precio solicitado en la última oferta incluida en la programación (precio marginal).

    a.2. El pago por garantía de potencia, que se calcula para cada instalación según su disponibilidad y el tipo de combustible que utilice.

a.3. La retribución percibida a cambio de los servicios complementarios que sean necesarios para garantizar que la energía se suministra en las condiciones adecuadas[120].

b. Retribución del transporte. Será establecida cada año por el gobierno, que la calculará a partir de los costes de construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones, así como de cualquier otro coste ocasionado por el ejercicio de la actividad.

c. Retribución de la distribución. Será establecida cada año por el gobierno, que determinará su importe en función de los costes de construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones, la energía circulada, las características de las zonas de distribución y los incentivos destinados a favorecer la calidad del servicio y la reducción de pérdidas[121].

d. Retribución de la comercialización. El gobierno establecerá también la retribución que deben recibir las compañías distribuidoras por el servicio de suministro que presten a los consumidores sujetos a tarifa. Para hacerlo, tendrá en cuenta los costes ocasionados por la prestación del servicio y los que se deriven de la aplicación de programas de gestión de la demanda. El importe que percibirán las empresas comercializadoras que suministren a consumidores cualificados será el que pacten éstas con sus clientes.

[120] Las instalaciones que consuman carbón nacional percibirán también una compensación por el sobrecoste que supone utilizar carbón autóctono en lugar de carbón importado. No obstante, esta prima no se considera "retribución a la producción", sino que figura más adelante como "coste permanente del sistema".

[121] Los ingresos por acometidas, enganches, verificaciones y alquiler de aparatos de medida que obtengan estas empresas forman parte de su retribución. No obstante, el gobierno no los incluye al determinar la retribución que corresponde a esta actividad, pues el importe que establece se supone neto de tales ingresos.

e. Costes permanentes de funcionamiento del sistema. Bajo esta rúbrica se incluyen los siguientes conceptos:

e.1. La retribución percibida por el operador del mercado y el operador del sistema. Será determinada por el gobierno a partir de los costes reconocidos a ambas actividades.

e.2. La asignación destinada a la Comisión Nacional del Sector Eléctrico. Será determinada por el gobierno a partir de los costes de funcionamiento que se reconozcan a este organismo.

e.3. La compensación reconocida a las compañías eléctricas que operan en los territorios insulares y extrapeninsulares.

e.4. Los costes de transición a la competencia. En esta partida se incluyen también las compensaciones que perciben los propietarios de instalaciones de producción que consumen carbón autóctono.

f. Los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento. Bajo esta denominación se agrupan las siguientes remuneraciones:

f.1. Las primas reconocidas a los productores en régimen especial[122].

f.2. Las cantidades destinadas a la creación de un fondo para la financiación de los costes ocasionados por los trabajos correspondientes a la segunda parte del ciclo del combustible nuclear.

f.3. El importe destinado a la compensación de los costes asociados al "stock" estratégico de combustible nuclear.

[122] Además de percibir los ingresos derivados de las operaciones realizadas en el mercado de producción, las instalaciones de generación que pertenezcan al régimen especial tienen derecho a una prima.

f.4. La cuantía que sea necesaria para pagar la compensación anual que deben recibir los propietarios de centrales nucleares en moratoria que fueron paralizadas por la Ley 40/94.

El gobierno establecerá cada año las tarifas eléctricas que deben aplicar los distribuidores a los consumidores cualificados que no deseen ejercer su capacidad para contratar el suministro y a los clientes que no puedan acceder a la condición de consumidor cualificado.

Las tarifas serán únicas en todo el territorio nacional. Se calcularán de forma que los abonados aporten ingresos suficientes para cubrir los importes previstos por los siguientes conceptos:

a. Coste de la energía eléctrica suministrada a tarifa, que se calculará a partir de una estimación del precio medio que va a alcanzar el KWh en el mercado de producción.

b. Peajes por el transporte y la distribución de la energía eléctrica que se suministra a tarifa[123].

c. Costes de comercialización reconocidos a los distribuidores.

d. Costes de transición a la competencia (CTCs) que deban satisfacer los consumidores sujetos a tarifa.

Los costes permanentes del sistema (excepto una parte de los CTCs) y los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento se sufragan mediante unos porcentajes que se aplican sobre el importe calculado a través de la tarifa.

Los consumidores cualificados también han de abonar una parte de los costes permanentes y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento. El importe destinado a este fin se recauda por medio de unos coeficientes que se aplican a

[123] El gobierno fija los peajes máximos que pueden cobrar las empresas que gestionan las redes. Estos peajes son únicos en todo el territorio nacional.

la hora de calcular los peajes que pagan tanto los comercializadores como los consumidores cualificados que compran directamente en el mercado al por mayor.

4.3.4. La gestión técnica y económica del sistema

La gestión económica del sistema corresponde a la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad (COMEESA)[124], que es la encargada de administrar el sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica y la que asume la responsabilidad de elaborar los programas diarios en coordinación con el operador del sistema. Con el fin de garantizar su independencia, se ha establecido que la participación directa o indirecta de cualquier accionista no podrá rebasar el 10%. También se ha dispuesto que la suma de los porcentajes que mantengan las empresas que realizan actividades eléctricas no podrá superar el 40%.

La gestión técnica del sistema se ha encomendado a Red Eléctrica de España (REE), que está obligada a velar por la continuidad y la seguridad del suministro, y a garantizar una adecuada coordinación entre la actividad de producción y la de transporte a alta tensión. Estas funciones las desempeña a través de un conjunto de actividades más concretas, que ha de realizar en colaboración con el operador del mercado. Como Red Eléctrica de España también participa en la actividad de transporte a alta tensión, se ha exigido a la compañía que lleve contabilidades distintas para las operaciones que realice como operador del sistema y para las que lleve a cabo como gestor de la red de tranmisión.

Los límites del 10 y el 40 por ciento que se aplican a los accionistas de la COMEESA afectan también a los inversores y compañías eléctricas que mantengan

[124] La Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad se ha constituido a partir de las aportaciones realizadas por Red Eléctrica de España, que quedaba obligada a vender su participación antes de que transcurriesen seis meses desde la fecha de constitución.

participaciones en el capital social de Red Eléctrica de España. Como estas condiciones no se cumplían cuando la ley entró en vigor, se estableció un plazo de seis meses para que los accionistas afectados pudieran adaptar sus participaciones a las nuevas exigencias[125].

Existe también una limitación que afecta a la libertad de los dos operadores para integrarse en el accionariado de empresas eléctricas. Como consecuencia de esta restricción, no pueden participar ni en el capital social de las compañías del sector ni en el del otro operador.

BIBLIOTECA VIRTUAL

4.3.5. La generación y el mercado de producción

La construcción, explotación, modificación sustancial y cierre de las instalaciones de producción está sometida a un régimen de autorización administrativa previa. Estas autorizaciones se concederán mediante un procedimiento que se rija por los principios de objetividad, transparencia y no discriminación.

4.3.5.1. El régimen especial

Estarán incluidas en el régimen especial aquellas instalaciones de producción cuya potencia instalada no supere los 50 MW y pertenezcan a autoproductores que generen electricidad a partir de actividades no eléctricas (cogeneradores), o utilicen alguna energía renovable no consumible, residuos urbanos, biomasa o cualquier otro tipo de biocarburante y no pertenezcan a empresas que realicen actividades de producción en el régimen ordinario.

También pertenecerán al régimen especial las unidades que produzcan electricidad desde instalaciones de tratamiento y reducción de los residuos agrícolas,

[125] Los límites expuestos no son aplicables a la Sociedad Estatal de Participaciones Industriales (SEPI), que podrá mantener un porcentaje de al menos el 25% hasta el 31 de diciembre del año 2003.

ganaderos y de servicios, siempre que su potencia instalada no supere los 25 MW y tengan un alto rendimiento energético.

La inclusión en el régimen especial será determinada por los órganos autonómicos que tengan competencias en la materia. La construcción, explotación, modificación sustancial, transmisión y cierre de estas instalaciones estará sometida a un régimen de autorización administrativa previa. Estas autorizaciones serán otorgadas por la Administración Autonómica que corresponda.

Los productores incluidos en el régimen especial podrán incorporar al sistema su energía excedentaria, sin necesidad de presentar ofertas al operador del mercado[126]. A cambio de ella, percibirán el precio medio correspondiente a cada período horario en que aporten su producción, más una prima fijada por el gobierno. Este complemento varía en función de las características de la instalación (depende de la potencia y del tipo de energía primaria que se emplea), y se va actualizando anualmente. El importe de la prima lo abonan los distribuidores y transportistas a los que están conectados, aunque esto no significa que sean ellos quienes tienen que afrontar todo el coste: estas cantidades se incluyen a la hora de determinar las tarifas y, además, están sujetas al procedimiento de liquidaciones que veremos más adelante.

Las primas que perciben las empresas del régimen especial pretenden incentivar la producción de electricidad mediante fuentes de energía renovables, de forma que, para el año 2010, al menos el 12% de la demanda energética total se cubra por medio de estas fuentes de energía[127].

[126] La energía excedentaria es la que resulta de los saldos instantáneos entre la energía cedida a la red general y la recibida de la misma en todos los puntos de interconexión entre el productor y la citada red general.

[127] Las instalaciones con potencia superior a 50 MW que usen energías renovables no consumibles y no hidráulicas, biomasa, biocarburantes o residuos agrícolas, industriales o de servicios, están obligadas a presentar ofertas en el mercado, pero también reciben una prima de 1 peseta por cada KWh que consiguen vender.

Conviene tener presente que las instalaciones que han venido operando en el régimen especial pueden seguir acogidas al Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre (BOE, 31 de diciembre de 1994), *sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables*, que establece un régimen retributivo distinto. Estas instalaciones venden sus excedentes a las compañías distribuidoras que operan en la zona en que se encuentran ubicadas y reciben a cambio el importe que se determina a través de unas tarifas que fija el gobierno.

4.3.5.2. El mercado de producción de energía eléctrica

El mercado de producción de energía eléctrica comprende el mercado organizado y los contratos bilaterales que se establecen al margen de ese mercado.

A su vez, el mercado organizado se divide en tres submercados:

a. El mercado diario, que es aquél en el que se llevan a cabo las transacciones relativas al suministro de energía que se efectuará al día siguiente.
b. El mercado intradiario, que es donde se realizan las transacciones que permiten un ajuste más preciso entre oferta y demanda.
c. El mercado de servicios complementarios, que es en el que se negocia la prestación de ciertos servicios que son indispensables para que la electricidad llegue a los clientes en las condiciones adecuadas[128]. Estos servicios pueden ser de dos tipos: obligatorios o potestativos, aunque sólo los segundos se negocian en el mercado.

[128] Los principales servicios complementarios son los siguientes:
   a. Regulación primaria y regulación secundaria, que sirven para mantener la estabilidad del sistema eléctrico ante fluctuaciones.
   b. Reserva terciaria: potencia que puede estar disponible en un máximo de 15 minutos y durante un período de hasta 2 horas. Se usa cuando se agotan los recursos de la regulación secundaria.
   c. Control de la tensión.

La sociedad que actúa como operador del mercado es la que se encarga de recibir las ofertas, efectuar la casación y liquidar las operaciones. El operador del sistema, que es el responsable de la gestión técnica, colabora con el operador del mercado en estas tareas. También se ha constituido un Comité de Agentes del Mercado, que está compuesto por representantes de los dos operadores y de los agentes que están autorizados para operar en el mercado de producción[129]. Su función es supervisar la gestión económica del sistema y proponer medidas que la puedan mejorar. También podrá asesorar en la resolución de aquellas incidencias que puedan producirse en las sesiones de contratación.

BIBLIOTECA VIRTUAL

- El mercado diario. Cada sesión de contratación se refiere a un horizonte de programación. A su vez, éste se estructura en veinticuatro períodos horarios de programación, que se corresponden con las veinticuatro horas naturales en que se divide el día siguiente al de la sesión.

  Pueden presentar ofertas de venta los siguientes agentes:

  i. Los titulares de unidades de producción cuya potencia instalada sea superior a 50 MW y todos los que posean instalaciones que hayan estado sujetas al Marco Legal Estable hasta la entrada en vigor de la ley. Estos productores están obligados a presentar ofertas (sólo podrán dejar de hacerlo cuando se produzca alguna de las excepciones previstas).

  ii. Los titulares de unidades de producción que no hayan estado sujetas al Marco Legal Estable y que tengan instalada una potencia superior a 1 MW e igual o inferior a 50 MW.

[129] Están autorizados para operar en el mercado los productores y autoproductores, los distribuidores, los comercializadores, los consumidores cualificados y quienes incorporen energía procedente de sistemas exteriores (a éstos últimos se les denomina "agentes externos"). Sus representantes en el Comité de Agentes del Mercado serán designados por las asociaciones correspondientes, atendiendo al volumen de energía que negocien.

iii. Los autoproductores que tengan excedentes. La presentación de ofertas será obligatoria cuando la potencia instalada en las unidades de producción sea superior a 50 MW y no sea aplicable ninguna de las excepciones previstas.

iv. Los agentes externos autorizados.

Las ofertas de venta podrán incluir hasta veinticinco tramos para cada período horario de programación. En cada tramo se indicará la capacidad de producción que se ofrece y el precio que se pide por ella, que no podrá coincidir con el que se solicite en los demás tramos del mismo período horario. Las ofertas de venta podrán ser simples o complejas:

- Son simples las que solamente expresan precio y cantidad.
- Son complejas aquéllas que incluyen alguna condición adicional[130].

Cada oferta de venta se deberá referir a una unidad de producción, aunque se permite presentar varias ofertas, simples o complejas, para una misma unidad de producción.

Las ofertas de adquisición sólo pueden ser simples. Se presentan para cada unidad de adquisición[131], expresando cantidad y/o precio. En cada período horario de programación se pueden demandar diferentes cantidades, lo que dará lugar a distintos

[130] Las condiciones adicionales que se pueden incluir en las ofertas complejas son las siguientes:
a. Indivisibilidad de tramos (sólo afecta al tramo más barato de cada período horario).
b. Ingresos mínimos. Esta condición se expresa mediante una cantidad fija en pesetas y una cantidad variable en pesetas/KWh. Los ingresos mínimos que se solicitan se refieren a todo el horizonte de programación.
c. Condición de parada programada. Esta condición es válida si la oferta no resulta aceptada en la casación por la condición anterior. La inclusión de esta otra condición permite que se considere como oferta simple en los tres primeros periodos horarios del horizonte de programación, en los que la cantidad ofrecida deberá ser decreciente.
d. Condición de variación en la capacidad de producción. Permite que los agentes especifiquen una diferencia máxima (al alza o a la baja) entre dos períodos horarios consecutivos.

[131] La unidad de adquisición se define como “el conjunto de nudos de conexión a la red por el que el comprador presenta ofertas de adquisición de energía eléctrica”.

tramos (hasta un máximo de veinticinco). Si se indica precio, cada tramo ha de tener un precio diferente, más alto cuanto mayor sea el volumen de energía que se demande.

Cuando las ofertas de adquisición no incluyen precio, toda la energía adquirida se paga al precio marginal. Si una oferta indica precio y no es casada, el agente que la ha presentado no puede comprar electricidad en el mercado.

Pueden presentar ofertas de adquisición los siguientes agentes:

i. Los distribuidores, que estarán obligados a adquirir al menos la diferencia entre la energía que deben suministrar a tarifa y la que compren a los productores en régimen especial que estén acogidos al Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre.

ii. Los comercializadores.

iii. Los consumidores cualificados

iv. Los agentes externos autorizados que hayan sido autorizados para operar como distribuidores, comercializadores o consumidores.

Para casar las ofertas de compra y venta que recibe, el operador del mercado utiliza unos algoritmos matemáticos que permiten satisfacer la demanda al mínimo coste y respetar las restricciones impuestas por las condiciones que figuran en las ofertas complejas. Del procedimiento de casación se obtienen dos resultados fundamentales:

a. La electricidad que ha de generar cada instalación en los distintos períodos horarios.

b. El precio marginal que corresponde a cada período horario, que es el que figura en la oferta de venta presentada por el titular de la última unidad de producción incorporada al programa (la que ofrece una energía más cara). Este precio marginal es el que cobran y pagan los propietarios de las unidades de producción y adquisición que son seleccionadas en el procedimiento de casación.

El operador del mercado facilita también el orden de precedencia económica que corresponde a cada uno de los tramos que figuran en las ofertas de venta que se han presentado. Esta relación incluye tanto a las unidades de producción que han sido seleccionadas en la casación como a las que se han quedado fuera.

A la vista del resultado, los titulares de las instalaciones se dirigen al operador del mercado para comunicarle los planes de funcionamiento correspondientes a las unidades de producción que van a ser acopladas, así como cualquier otra incidencia o reclamación que consideren oportuna. Con esta información, y con la relativa a los contratos bilaterales realizados al margen del mercado y a la electricidad aportada por los productores que pueden incorporar su energía sin presentar ofertas, el operador procede a establecer el Programa Diario Base de Funcionamiento, que comunica a los agentes y al operador del sistema, para que éste determine las posibles restricciones técnicas[132] y las necesidades de servicios complementarios.

Para resolver las restricciones técnicas, el operador del sistema acuerda con el operador del mercado la exclusión de aquéllas ofertas de venta que, aún habiendo sido casadas, deben ser descartadas como consecuencia de estas limitaciones, y la aceptación de ofertas no casadas que resultan necesarias para que el suministro se lleve a cabo en las condiciones adecuadas[133]. Las unidades de producción que entran en funcionamiento como consecuencia de las restricciones técnicas perciben por su energía el precio que se solicitaba en la oferta que presentó su titular. El sobrecoste que implica la incorporación de estas unidades se repercute a los titulares de ofertas de adquisición y a los

[132] Se considera "restricción técnica" cualquier limitación ocasionada por las características de la red de transporte, o por la situación del sistema, que pueda impedir que el suministro de energía eléctrica se realice en las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad que son necesarias.

[133] Para elegir a las unidades de producción que deben sustituir a las que son rechazadas como consecuencia de las restricciones técnicas, se tiene en cuenta el orden de precedencia económica que establece el operador del mercado por medio del procedimiento de casación.

compradores de los contratos bilaterales físicos en proporción a la energía demandada durante los períodos horarios afectados por restricciones técnicas.

- El mercado de servicios complementarios. Los servicios complementarios pueden ser de dos tipos:

a. Obligatorios : son aquéllos que deben prestar todas las instalaciones para asegurar que el servicio se ofrece en las condiciones adecuadas. Cuando las unidades de producción no puedan proporcionar estos servicios por no contar con el equipamiento necesario, sus titulares habrán de contratarlos con terceros.
b. Potestativos: son aquéllos que, sin ser obligatorios, son considerados esenciales para asegurar el funcionamiento del sistema. Una vez se ha fijado el Programa Diario Base de Funcionamiento, los titulares de las instalaciones que cuentan con equipamientos adecuados para la prestación de estos servicios pueden dirigir sus ofertas al operador del sistema, que es el encargado de decidir cuáles son las necesidades. Utilizando un procedimiento de casación similar al que se emplea en el mercado diario, el operador del sistema determina el precio marginal para cada período horario y el orden de entrada en funcionamiento de las centrales que han de prestar los servicios correspondientes. La retribución que perciben los titulares de las instalaciones seleccionadas se calcula valorando al precio marginal el servicio efectivamente prestado por las mismas. Los pagos se realizan a partir de las cantidades recaudadas entre los agentes que han presentado ofertas de adquisición y los titulares de contratos bilaterales físicos. Los importes que les corresponden se determinan a partir de la energía medida y los servicios complementarios que se les han prestado.

Cuando se cierra el mercado de servicios complementarios, el operador del sistema elabora el Programa Diario Viable y se lo comunica a los agentes y al operador

del mercado. En él se incluyen las modificaciones impuestas por las restricciones técnicas y el resultado de las operaciones realizadas en el mercado de servicios complementarios.

- El mercado intradiario[134]. Cuando ya se ha fijado el Programa Diario Viable, se abre el mercado intradiario, que es donde se realizan las operaciones que sirven para ajustar las posiciones de compradores y vendedores.

El mercado intradiario se estructura en sesiones referidas a uno o varios períodos horarios de programación. Cada uno de estos períodos, debe ser objeto de, al menos, una sesión del mercado intradiario. Al principio se abrían dos sesiones: la primera se refería a los doce primeros períodos horarios y la segunda comprendía los doce últimos, aunque el número de sesiones se ha ido incrementando paulatinamente y el objetivo es ampliarlo hasta que cada período horario sea objeto de varias sesiones.

En el mercado intradiario pueden presentar ofertas de venta todos los agentes que estén autorizados a participar como vendedores en el mercado diario, y aquéllos que hayan presentado ofertas de adquisición en la sesión del mercado diario en la que se incluyeron los períodos horarios de programación a los que se refiere la sesión del mercado intradiario[135]. Estas ofertas de venta pueden incluir hasta cinco tramos para cada período horario, con precios distintos en cada tramo. También se permite la presentación de ofertas simples o complejas[136].

---

[134] El mercado intradiario comenzó a funcionar el 2 de abril de 1998. Durante el período comprendido entre el 1 de enero y el 1 de abril, el operador del sistema estableció los ajustes mediante la aplicación de criterios técnicos y económicos.

[135] Las ofertas de adquisición que presenten éstos últimos en el mercado intradiario sólo se pueden referir a los períodos horarios para los que hubiesen presentado oferta de compra en el mercado diario.

[136] Las condiciones adicionales que pueden incorporar las ofertas complejas son similares a las que se permiten en el mercado diario, aunque aparecen algunas nuevas (relativas a la aceptación del primer tramo de la oferta) y se elimina la de parada programada.

Las ofertas de compra las pueden presentar todos los agentes habilitados para presentar ofertas de venta en el mercado intradiario. Cada oferta puede incluir hasta cinco tramos que reflejen distintos niveles de demanda, con un precio diferente en cada tramo. A diferencia de lo que ocurre en el mercado diario, donde no está permitido, las ofertas de venta que se presentan en el mercado intradiario sí pueden incluir condiciones adicionales[137].

El procedimiento empleado en la casación es el mismo que se utiliza en el mercado diario[138]. Después de aplicar los algoritmos matemáticos correspondientes, el operador del mercado comunica el resultado a los agentes y al operador del sistema, facilitando al mismo tiempo el orden de precedencia económica de los tramos incluidos en todas las ofertas de compra y venta que se hayan presentado.

Si el operador del sistema detecta que el resultado de las operaciones efectuadas en el mercado intradiario no es compatible con las restricciones técnicas existentes, resuelve el problema sustituyendo las ofertas seleccionadas por otras que no sean incompatibles con las citadas restricciones. Estas modificaciones se realizan a partir del orden de precedencia económica que se ha obtenido al aplicar el procedimiento de casación[139].

A partir del Programa Diario Viable, del resultado de las transacciones formalizadas en el mercado intradiario y de las modificaciones introducidas por el operador del sistema para resolver los problemas ocasionados por las restricciones técnicas, el operador del mercado elabora el Programa Horario Final, que recoge, para

[137] Estas condiciones permiten establecer una diferencia máxima entre la energía adquirida en dos períodos horarios consecutivos, vincular el mantenimiento de la oferta a que se acepte el primer tramo y expresar unos pagos máximos.

[138] Los resultados de la casación efectuada en el mercado intradiario no pueden alterar el Programa Diario Viable.

[139] El sobrecoste ocasionado por las restricciones técnicas se reparte entre todos los compradores y vendedores del mercado intradiario, en proporción a la cantidad de energía que hayan comprado o vendido en el período horario afectado por estas modificaciones.

cada período horario, la electricidad que debe producir cada instalación incorporada al sistema, el suministro asignado a las distintas unidades de adquisición, el precio marginal de la energía casada en las correspondientes sesiones de los mercados diario e intradiario, y las características de los contratos bilaterales físicos pactados por los consumidores cualificados y los productores.

Los desvíos que surgen después de cerrar el Programa Horario Final se gestionan por medio de servicios complementarios de regulación, o a través de un procedimiento de gestión de desvíos que administra el operador del sistema y que permite mantener el equilibrio entre generación y consumo. La retribución que perciben los titulares de las unidades de producción o adquisición que contribuyen a la resolución de los desvíos gestionados por ese procedimiento se obtiene de los agentes que los han causado.

- Liquidación de las transacciones. El operador del mercado es el encargado de liquidar y comunicar las obligaciones de pago y los derechos de cobro que se derivan de las transacciones realizadas en el mercado organizado. Para ello, cuenta con la colaboración del operador del sistema, que le facilita toda la información necesaria.

El precio final de la energía eléctrica incorpora los siguientes elementos:

a. Los precios que se obtienen como resultado de la casación efectuada en los mercados diario e intradiario.
b. Los precios que se pagan a los titulares de las instalaciones que se incluyen en la programación para adaptarla a las restricciones técnicas.
c. El coste de la garantía de potencia. Es un pago al que tienen derecho los titulares de unidades de producción que estén obligados a presentar ofertas de venta en el

mercado, siempre que acrediten para ellas un funcionamiento de 100 horas equivalentes a plena carga durante los cinco años anteriores[140].

El importe anual de la retribución por garantía de potencia se obtiene mediante el siguiente producto:

$$RGP = 1'3 \cdot DBC$$

donde RGP = Retribución anual por garantía de potencia
DBC = Demanda anual en barras de central, en KWh, de las instalaciones que tienen derecho a percibir la retribución.

La cuantía que resulta de la operación anterior se reparte entre los doce meses del año en proporción a la demanda mensual en barras de central. Este importe se distribuye entre los productores a través de unos índices que se obtienen mediante el producto de dos factores:

i. Un coeficiente de disponibilidad. Durante 1998, el coeficiente de los grupos térmicos se calculaba en función de la potencia puesta a disposición del sistema durante las horas de máxima demanda. Desde el 1 de enero de 1999, se considera toda la capacidad de producción que haya estado disponible a lo largo del mes[141]. Si se trata de un grupo hidráulico, el coeficiente siempre es igual a uno.

ii. La potencia equivalente de la unidad de producción. Es la media entre la potencia neta instalada y la potencia media limitada por la disponibilidad de materias primas (que se define en función del tipo de combustible utilizado).

En 1998, los pagos por garantía de potencia se repartieron de forma homogénea entre todos los agentes que compraron electricidad en el mercado, y cada uno de

[140] El número de horas acreditadas se revisa trimestralmente.

[141] Desde el 1 de enero de 1999, cuando se calcula el valor del coeficiente se aplica un índice corrector para sobreponderar las horas en que no ha estado disponible un grupo incluido en un programa

ellos contribuyó en proporción al valor de la electricidad que adquirió durante las horas de mayor demanda:

$$RGPOT_{i,m} = (1'3 \cdot DBC_m) \cdot (d_{i,m} / \sum_i d_{i,m})$$

donde: $RGPOT_{i,m}$ = Pago por garantía de potencia del agente i, en el mes m
DBC_m = Demanda total en barras de central durante el mes m
$d_{i,m}$ = Demanda del agente i durante las horas de mayor demanda del mes m

Desde el 1 de enero de 1999, se distingue entre el importe que han de abonar los consumidores cualificados, los comercializadores y los agentes externos, que efectúan un pago mensual que se determina en función del número de KWh adquiridos en cada uno de los seis períodos horarios establecidos, y la cantidad que deben satisfacer los distribuidores que abastecen a los clientes que no pueden elegir suministrador, que aportan el resto según su participación en la demanda mensual[142].

Así, mientras que el pago de un consumidor cualificado, comercializador o agente externo es igual a:

$$RGP_{i,m} = \sum_{j=1}^{6} P_j \cdot X_{i,j,m}$$

donde: $RPG_{i,m}$ = Pago por garantía de potencia del, durante el mes m
P_j = Pago unitario correspondiente al período j [143]
$X_{i,j,m}$ = Energía adquirida por el consumidor cualificado, comercializador o agente externo i, durante todos los períodos j del mes m

La cantidad que satisface cada distribuidor se calcula como:

$$RGPD_{i,m} = [(1'3 \cdot DBC_m) - \sum_i RGP_{i,m}] \cdot [D_{i,m} / \sum_i D_{i,m}]$$

donde: $RGPD_{i,m}$ = Pago por garantía de potencia del distribuidor i, durante el mes m
DBC_m = Demanda total en barras de central durante el mes m
$D_{i,m}$ = Demanda del distribuidor i durante el mes m

---

horario de funcionamiento. Si el grupo era necesario para resolver restricciones técnicas, este índice vale 1'2. En caso contrario, vale 1'1.

[142] También se repercute la retribución por garantía de potencia que percibe Electricité de France (EDF) y que se calcula aparte (1'3 pesetas por cada KWh suministrado por EDF a lo largo del mes). Las centrales de bombeo, los autoproductores que no compran electricidad a otras empresas, y los consumidores que se abastecen a través de un contrato bilateral que implica intercambio físico no están obligados a pagar garantía de potencia.

[143] El pago unitario oscila entre 1'3 pesetas/KWh (período 1) y 0 pesetas/KWh (período 6).

d. El precio que resulta de la casación realizada en el mercado de servicios complementarios.
e. Las correcciones que deban realizarse como consecuencia de los desvíos que se produzcan tras el establecimiento del Programa Horario Final.

El volumen de energía que se factura a quienes han adquirido electricidad en el mercado incluye las pérdidas que se producen en la red de transporte a alta tensión[144]. Como consecuencia de esta imputación, los consumidores cualificados que se abastecen en el mercado al por mayor asumen las pérdidas que se corresponden con la energía que reciben, y el resto se asigna a los agentes que suministran electricidad a los demás usuarios.

- Contratos al margen del mercado. La regulación actual establece que los consumidores cualificados y los agentes externos pueden formalizar contratos bilaterales físicos con los productores y los agentes externos. La duración de estos contratos, que deben ser comunicados ser comunicados al operador del mercado y al operador del sistema para que los tengan en cuenta a la hora de elaborar los programas diarios, no podrá ser inferior a un año.

Los contratos bilaterales físicos son aquéllos en los que el proveedor y el consumidor establecen todas las condiciones del suministro. Por consiguiente, el operador del mercado y el operador del sistema se limitan incluir en la programación las cantidades pactadas por ambas partes. Para que los contratos sean válidos, deben especificar claramente quién se va a hacer cargo de los pagos correspondientes a costes

[144] El operador del sistema es el encargado de determinar las pérdidas que se producen la red de transporte. Para hacerlo, calcula la diferencia entre el volumen de energía eléctrica medido en el punto de conexión de las unidades de producción con la red y el volumen de energía eléctrica medido en los puntos de conexión de la red con los distribuidores, comercializadores y clientes cualificados. El resultado obtenido se reparte entre ellos por medio de unos coeficientes.

de diversificación y seguridad de abastecimiento, peajes, servicios complementarios potestativos y costes permanentes del sistema. A los titulares de unidades de producción que no pueden dejar de presentar ofertas de venta se les descuenta de la potencia afectada por esta obligación la que es necesaria para cumplir los contratos bilaterales físicos que han firmado.

Dentro del nuevo marco regulador también tienen cabida otras modalidades de contratación que se denominan "contratos financieros" . La energía vinculada a ellos es la que se negocia en el mercado de producción pero el precio al que se liquidan las transacciones es el establecido en los contratos. Este precio puede ser el que se determina en el mercado o algún otro que se liquidará por diferencias con respecto a él. En este último caso, cuando el precio pactado supera al del mercado el comprador tiene que abonar al vendedor la diferencia, y si el precio que figura en el contrato es menor que el del mercado, el vendedor debe pagar al comprador la diferencia entre ambos. De este modo, los dos agentes pueden protegerse del riesgo asociado a la volatilidad de los precios que se fijan como resultado de la casación realizada en el mercado.

Los consumidores cualificados están autorizados para acordar contratos financieros con cualquier otro agente. Estos contratos han de ser comunicados al operador del mercado para que los tenga en cuenta a la hora de realizar las liquidaciones.

- Excepciones al sistema de ofertas. Existen varios casos en los que la energía producida por sujetos pertenecientes al sistema se puede incorporar al mismo sin que medien las correspondientes ofertas:

i. Los productores de energía eléctrica incluidos en el régimen especial pueden incorporar sus excedentes sin someterse al sistema de ofertas. Para ello, han de comunicar sus planes de generación al titular de las redes de distribución en las que

vayan a verter su producción. A la hora de formular sus ofertas de adquisición, el distribuidor descontará de sus necesidades la energía que prevé recibir de estos productores.

ii. La energía generada por autoproductores que esté destinada al abastecimiento de sus propias instalaciones, las de su matriz o las de aquellas filiales en las que posean una participación mayoritaria se incorpora al sistema eléctrico sin que sea necesario presentar ofertas[145]. Si después de realizar este suministro les queda energía excedentaria, pueden ofrecerla en el mercado según las condiciones establecidas con carácter general[146].

iii. Las compañías que producen electricidad en territorios insulares y extrapeninsulares quedan excluidas del sistema de ofertas mientras no se desarrolle un procedimiento adaptado a las peculiaridades del servicio que prestan.

iv. La energía asociada a contratos bilaterales físicos tampoco está sometida al sistema de ofertas.

También se excluye del sistema de ofertas la energía vinculada a los intercambios a corto plazo, intracomunitarios o internacionales, que realice el operador del sistema para asegurar que se mantienen unas condiciones de calidad y seguridad adecuadas.

Asimismo, conviene señalar que las unidades de producción que están obligadas a presentar ofertas quedan eximidas de esa obligación mientras estén incluidas en planes de mantenimiento o se encuentren averiadas. Con el fin de conseguir una adecuada coordinación de los planes de mantenimiento, los titulares de las instalaciones deberán

[145] Si necesitan usar las redes de transporte o de distribución para realizar este suministro, tendrán que contribuir al pago de los costes permanentes del sistema en la proporción que les corresponda.

[146] Salvo que su producción reúna las condiciones requeridas para la inclusión en el régimen especial, pues, en este caso, también pueden incorporar la energía que generan sin someterse al sistema de ofertas.

remitir al operador del sistema un informe mensual en el que se recoja el calendario previsto para las labores de mantenimiento que van a desarrollar durante los doce meses siguientes. Una vez analizados los informes, el operador del sistema podrá realizar aquellas modificaciones que considere necesarias para garantizar la calidad y la seguridad del suministro.

Finalmente, hay que subrayar que la ley otorga al gobierno la facultad de adoptar las medidas necesarias para garantizar el funcionamiento de las unidades de producción que utilizan algún combustible autóctono. En cualquier caso, el establecimiento de tales medidas deberá respetar las siguientes condiciones:

BIBLIOTECA VIRTUAL
MIGUEL DE CERVANTES

- El procedimiento adoptado deberá ser compatible con el mantenimiento de la competencia en el mercado de producción y no podrá alterar el proceso de formación de precios que se desarrolla en el mismo.
- La participación del combustible autóctono en la cantidad total de energía primaria necesaria para producir la electricidad demandada por el mercado nacional a lo largo del año no podrá superar el 15%.

Los incentivos económicos que perciben los titulares de las instalaciones de producción que consumen carbón autóctono constituyen un ejemplo del tipo de medidas que se pueden adoptar. En este caso concreto, el límite del 15% sólo se aplicará a partir del año 2004.

Finalmente, conviene indicar que el gobierno puede imponer una alteración del sistema de ofertas cuando se produzcan situaciones extraordinarias que impliquen un riesgo cierto para la prestación del suministro, o que supongan una amenaza para las personas o para las instalaciones.

- Intercambios intracomunitarios e internacionales. Como ya se ha explicado, el nuevo marco regulador liberaliza los intercambios de electricidad con el exterior (véase el epígrafe 4.3.2). En la actualidad, cualquier productor, distribuidor, comercializador o consumidor ajeno al sistema eléctrico español puede solicitar al Ministerio que le faculte para participar en el mercado al por mayor. Una vez obtenida la autorización, que en el caso de que pertenezcan a estados miembros de la Unión Europea sólo se puede denegar si no existe un tratamiento recíproco en el país de origen o la operación implica un riesgo cierto para el sistema, el agente externo puede operar en las mismas condiciones que cualquier otro agente del mercado.

El operador del sistema es el encargado de coordinar la utilización de las interconexiones internacionales. También tiene la obligación de elaborar un informe semestral que permita evaluar las restricciones impuestas por la falta de capacidad de las citadas interconexiones y que facilite la planificación de los trabajos necesarios para su ampliación.

Los cobros y pagos correspondientes a la energía exportada e importada que se negocia en el mercado de producción se calculan mediante los mismos procedimientos que se aplican a los agentes nacionales, ya que estas operaciones se asimilan a una compra o a una venta según corresponda.

No obstante, se otorga un tratamiento especial a los intercambios vinculados a los contratos de importación y exportación suscritos por Red Eléctrica de España (REE) antes de la entrada en vigor de la Ley 54/97[147]. La energía asociada a estos contratos quedará excluida del sistema de ofertas y se retribuirá de acuerdo con las condiciones previstas en los mismos. Ahora bien, estas operaciones sí serán consideradas cuando se

[147] Se trata de dos contratos acordados con Electricité de France, y otro suscrito con L´Office National de l´Electricité.

efectúe la casación. Para ello, Red Eléctrica de España deberá comunicar al operador del mercado las condiciones a que está sujeta la energía vinculada a estos intercambios.

Antes del día quince de cada mes, el operador del mercado realiza una liquidación para compensar a Red Eléctrica de España la diferencia entre los precios cobrados y pagados en el mercado y las condiciones económicas pactadas en los contratos. El derecho de cobro (u obligación de pago) reconocido a REE se calcula del siguiente modo[148]:

i. Primero se determina el precio final (de compra o de venta) que corresponde a la energía importada y exportada por Red Eléctrica de España durante cada uno de los períodos horarios que componen el mes anterior.

ii. Se obtiene una retribución inicial que se calcula como diferencia entre el valor de la energía importada (según el precio final de compra) y el valor de la energía exportada (según el precio final de venta).

iii. Se determina la diferencia entre el saldo obtenido en el apartado anterior y el que se deriva de los contratos firmados por REE (ingresos pactados - pagos pactados).

iv. El operador del mercado reparte entre todos los distribuidores la diferencia que resulta del apartado anterior. La cantidad que se imputa a cada uno de ellos es proporcional al valor de las compras efectuadas por el distribuidor durante el mes que está siendo objeto de liquidación.

Las operaciones vinculadas a los contratos suscritos por REE antes de la entrada en vigor de la Ley 54/97 están exentas del pago de peajes, costes permanentes de funcionamiento del sistema y costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

[148] Los intercambios de apoyo que puede realizar el operador del sistema se liquidan a través de un procedimento similar.

CUADRO 4.11. SECUENCIA DE LAS PRINCIPALES OPERACIONES DEL MERCADO DE PRODUCCIÓN (a)

Operación	*Horario* (b)
El operador del sistema elabora sus previsiones para el día siguiente y se las comunica al operador del mercado	Antes de las 8'30 horas
El operador del mercado comunica a los agentes la información que le ha facilitado el operador del sistema. También les anuncia la hora de apertura del mercado diario	
Se realiza la negociación en el mercado diario	Se cierra a las 10'00 horas
Se comunican los contratos bilaterales físicos y se informa sobre la energía que van a aportar los autoproductores y productores en régimen especial que no han presentado ofertas	Antes de las 11'00 horas
El operador del mercado comunica el resultado de la casación a los agentes y al operador del sistema	Antes de las 11'00 horas
Presentación de reclamaciones por parte de los agentes del mercado	30 minutos desde que se conoce la casación
El operador del mercado establece el Programa Diario Base de Funcionamiento y lo notifica a los agentes y al operador del sistema	Antes de las 12'00 horas
El operador del sistema informa sobre las restricciones técnicas detectadas y sobre las medidas adoptadas al respecto	Antes de las 14'00 horas
Negociación en el mercado de servicios complementarios	Se cierra antes de las 15'30 horas
El operador del mercado anuncia los resultados de la casación del mercado de servicios complementarios	Antes de las 16'00 horas
El operador del sistema determina el Programa Diario Viable y se lo comunica a los agentes y al operador del mercado	
El operador del mercado determina el horario para la apertura y el cierre de las sesiones del mercado intradiario	
Negociación en el mercado intradiario	1ª sesión: 18'00-19'30 2ª sesión: antes de las 7'00 - 8'00
El operador del mercado comunica el resultado de la casación a los agentes y al operador del sistema	1ª sesión: antes de 20'30 2ª sesión: antes de 9'00
El operador del sistema informa sobre las restricciones técnicas y adopta las medidas necesarias	1ª sesión: 21'30-23'00 2ª sesión: 9'45-11'00
El operador del mercado notifica el Programa Horario Final a los agentes y al operador del sistema	1ª sesión: 23'00 2ª sesión: 11'00
El operador del sistema informa al operador del mercado sobre el funcionamiento de las unidades de producción	
El operador del sistema comunica los resultados de las mediciones realizadas a los agentes y al operador del mercado	

(a): Elaborado a partir de: "Reglas de funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica" (Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, 31 de marzo de 1998 y 31 de julio de 1998).
(b): Se han considerado dos sesiones del mercado intradiario.

4.3.6. La gestión de las redes

4.3.6.1. El transporte

Aunque Red Eléctrica de España ostenta la titularidad de la mayor parte de la red de transporte a alta tensión, también hay otras compañías que participan en esta actividad. No obstante, la función que desempeña REE es crucial, pues se le ha asignado la responsabilidad de actuar como *gestor de la red de transporte*, lo que la obliga a velar por su desarrollo y ampliación, y a supervisar los intercambios de electricidad entre sistemas exteriores que se realicen utilizando las redes españolas.

La construcción, explotación, modificación, transmisión y cierre de las instalaciones de transporte a alta tensión requiere autorización administrativa previa. Por tanto, para construir o ampliar una red de alta tensión sólo es necesario solicitar y obtener el permiso correspondiente. No obstante, conviene tener en cuenta que la propia Administración puede impulsar la construcción y explotación de instalaciones de transporte siempre que utilice algún procedimiento que permita la concurrencia de diferentes empresas.

Los propietarios de las instalaciones de transporte están obligados a facilitar el uso de las mismas en condiciones no discriminatorias. El gestor de la red es el único que puede denegar el acceso, y sólo lo podrá hacer cuando justifique que no existe suficiente capacidad para atender las necesidades de los usuarios. Los peajes que han de pagar quienes utilizan la red de transporte son fijados anualmente por el gobierno, que establece unas tarifas únicas a nivel nacional (“acceso regulado”). La Comisión Nacional del Sector Eléctrico es el órgano encargado de la resolución de los conflictos que pueda plantear la aplicación de los contratos de acceso.

La retribución que perciben las compañías de transporte la establece anualmente el gobierno, que determina la cantidad que corresponde a la sociedad que gestiona la red

y a las demás empresas transportistas. Los cálculos que conducen a la fijación del importe reconocido en el Real Decreto por el que se determinan los costes incorporados a la tarifa eléctrica y la remuneración de las actividades reguladas se basan en las siguientes expresiones:

$$TR_{i,n} = TR_{1998,i,n} + IINT_{i,n} + ID_{i,n}$$

donde: $TR_{i,n}$ = coste reconocido a la empresa de transporte i en el año n
$TR_{1998,i,n}$ = coste correspondiente a las instalaciones que entraron en servicio antes del 1 de enero de 1998
$IINT_{i,n}$ = coste correspondiente a las instalaciones que hayan entrado en servicio entre el 1 de enero de 1998 y el 31 de diciembre del año n-1
$ID_{i,n}$ = incentivo para incrementar la disponibilidad de las instalaciones de la compañía i en el año n

BIBLIOTECA VIRTUAL

A su vez, cada uno de los sumandos se obtiene a través de las siguientes operaciones:

$$TR_{1998,i,n} = TR_{1998,i} \cdot \prod_{j=1999}^{n} [\, 1 + ((IPC_j - X_j) / 100)]$$

donde: $TR_{1998,i}$ = coste reconocido a la compañía de transporte i en el año 1998
IPC_j = variación del IPC en el año j
X_j = coeficiente para aminorar la tasa de crecimiento del IPC en el año j

$$IINT_{i,n} = IINC_{i,n} + IND_{i,n} + IIND_{i,n-1} \cdot [\, 1 + ((IPC_n - Y_n) / 100) \,]$$

donde: $IINC_{i,n}$ = valor actualizado del coste de las inversiones autorizadas a través de un concurso y que entraron en servicio entre el 1 de enero de 1998 y el 31 de diciembre del año n-1[149]
$IND_{i,n}$ = coste de las inversiones realizadas directamente por la empresa que entraron en servicio durante el año n-1
$IIND_{i,n-1}$ = coste acreditado en el período anterior a las inversiones realizadas directamente por la empresa que entraron en servicio entre el 1 de enero de 1998 y el 31 de diciembre del año n-2
IPC_n = variación del IPC en el año n
Y_n = coeficiente para aminorar la tasa de crecimiento del IPC en el año n

$$ID_{i,n} = d_n \cdot [\, TR_{1998,i,n} + IINT_{i,n} \,]$$

donde: d_n = coeficiente que se calcula como % de la diferencia entre la disponibilidad real de las instalaciones y una disponibilidad objetivo establecida anualmente por la Dirección General de Energía.

[149] Para actualizar el valor de las inversiones autorizadas a través de licitación se empleará el procedimiento que se haya especificado en las condiciones del concurso.

Los valores de X e Y los establece la Dirección General de Energía para períodos de cuatro años, aunque podrán variar antes de ese plazo si se producen cambios importantes en las variables macroeconómicas.

El importe reconocido a las instalaciones construidas directamente por la empresa ($IND_{i,n}$) se determinará mediante la agregación de unos costes de inversión y explotación:

- Los costes de explotación se calculan a partir de unos valores unitarios establecidos por la Dirección General de Energía.
- Los costes de inversión se obtienen sumando las cantidades reconocidas en concepto de amortización y retribución, que se calculan a partir de unos valores unitarios establecidos por la Administración. La Dirección General de Energía establecerá una tasa de retribución para períodos de cuatro años, aunque se podrá revisar antes de que acabe este plazo si las circunstancias macroeconómicas cambian significativamente[150].

El importe total que corresponderá a la actividad de transporte durante un período n será la suma de las cantidades reconocidas a todas las empresas transportistas ($TR_{i,n}$).

4.3.6.2. La distribución

La construcción, explotación, modificación, transmisión y cierre de las instalaciones de distribución también está sujeta a un régimen de autorización administrativa previa. Los titulares de la redes, además de prestar el servicio relativo al transporte de electricidad a baja y media tensión, han de suministrar energía a los consumidores que están obligados a contratar a tarifa y a los clientes que no deseen ejercer su capacidad para elegir proveedor.

[150] Hasta el año 2001, la tasa de retribución es la media anual del MIBOR a tres meses, correspondiente al año anterior, más un 1%.

Los titulares de estas instalaciones de transporte serán considerados *gestores de las redes de distribución* en el área geográfica por la que se extiendan las mismas, y deberán ponerlas a disposición de todos los agentes que lo soliciten. Como gestores de las redes, son los encargados de establecer los criterios que orientan su explotación y mantenimiento. Las condiciones por las que se rige el acceso son similares a las que regulan la utilización de la red de transporte.

El gobierno determina todos los años la retribución global que corresponde a las compañías distribuidoras, a las que se reconoce el derecho a percibir el importe que se determina a partir de la siguiente expresión[151]:

$$D_n = D_{n-1} \cdot [1 + ((IPC_n - 1)/100)] \cdot [1 + (\Delta D \cdot F_e)]$$

donde: D_n = coste reconocido a las compañías de distribución en el año n
D_{n-1} = coste reconocido a las compañías de distribución en el año n-1
IPC_n = previsión sobre la variación porcentual del Índice de Precios al Consumo durante el año n
ΔD = previsión sobre la variación de la demanda (año n respecto al año n-1). Será cero cuando se prevea una disminución de la demanda
F_e = factor de eficiencia

La cantidad que resulta del cálculo anterior engloba los costes ocasionados por el ejercicio de la actividad de distribución y los originados por el suministro a tarifa. No obstante, los importes reconocidos por ambos conceptos se presentan en partidas separadas cuando se publica la retribución que corresponde a las compañías distribuidoras. Esta remuneración se puede incrementar si las empresas reciben los incentivos económicos asociados a la aplicación de programas de gestión de la demanda y a la ejecución de planes de mejora en la calidad del servicio[152].

[151] El importe que perciben finalmente las compañías distribuidoras es el que resulta del procedimiento de liquidaciones que se explica en el epígrafe 4.3.9.

[152] El importe que figura en el Real Decreto que establece la retribución de las actividades reguladas se considera neto de los ingresos derivados de los derechos de acometida, enganches, verificaciones y alquiler de aparatos de medida (las tarifas que pueden aplicar en estas actividades también las determina el gobierno).

El Ministerio de Industria y Energía determinará anualmente la retribución que le corresponde a cada compañía de distribución, tomando como base el importe total que se haya calculado a partir de la expresión anterior y aplicando los criterios de reparto que se derivan de un modelo de red de referencia que tiene en cuenta las características de las zonas atendidas por las distintas empresas. Como este procedimiento va a provocar importantes cambios en la retribución que percibe cada compañía (véase cuadro 4.12), se ha dispuesto un período transitorio durante el que la cantidad total se repartirá por medio de un método que permite suavizar esos cambios:

i. El importe neto asignado a la actividad de distribución en 1997, 354.409 millones de pesetas, se irá reduciendo en un 6'22% anual. La cantidad resultante se repartirá entre las empresas de distribución mediante los porcentajes correspondientes al último año de vigencia del Marco Legal Estable.

ii. El resto de la retribución total, compuesto por las sumas que se van agregando cada año y por las cantidades que se van deduciendo del importe reconocido en el año 1997, se distribuirá según los porcentajes que determina el modelo de red de referencia.

CUADRO 4.12. VARIACIONES EN LOS PORCENTAJES DE REPARTO DE LA RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN

	% según MLE (1997) (a)	% según modelo de red (b)	Diferencia (b-a) (*)
Endesa	45'58%	40'65%	- 4'93%
Iberdrola	36'56%	38'77%	2'21%
Unión Fenosa	15'40%	17'26%	1'86%
Hidroeléctrica del Cantábrico	2'46%	3'31%	0'85%
TOTAL.....	100'00%	100'00%	0'00%

(*): Esta diferencia es la variación que se va a producir a lo largo del período transitorio. Fuente: CNSE (1999a).

Así pues, la introducción de los nuevos criterios de reparto no va a provocar una alteración repentina de los ingresos que percibe cada compañía, sino una variación gradual que se producirá a lo largo de un período de dieciséis años (este plazo coincide con la vida residual media de las actuales instalaciones de distribución). Para compensar a las empresas que ven aminorada su retribución como consecuencia de la adopción de este período transitorio (obtendrían mayores ingresos si se aplicasen los nuevos porcentajes desde el principio), el gobierno va a repartir entre ellas una cantidad cercana a 5.000 millones de pesetas en cada uno de los años comprendidos en el trienio 1998-2000.

BIBLIOTECA VIRTUAL

Al margen de la retribución que obtienen por sus actividades como distribuidoras, estas compañías también ingresan una cantidad que les compensa por los costes en que incurren al actuar como suministradoras a tarifa. Dicho importe se determina a través de la siguiente expresión:

$$C_{gct} = CC_s \cdot C_s + CC_{pt} \cdot P + CR_{ct} \cdot R_t$$

donde: C_{gct} = Costes de gestión comercial por suministro a consumidores a tarifas
CC_s = Coste unitario anual por contrato de suministro o póliza de abono
C_s = Contratos de suministro o pólizas de abono
CC_{pt} = Coste unitario anual por kW contratado a tarifa
P = Potencia contratada a tarifa superior a 1 kV
CR_{ct} = Coste unitario anual por recibo emitido por suministro a tarifa
R_t = Número de contratos de suministro o pólizas de abono

A la cuantía anterior se agrega otra que sirve para retribuir los costes de gestión comercial en que incurren las compañías de distribución para atender a los consumidores cualificados que ejercen dicha condición:

$$C_{gcp} = CC_p \cdot C_p + CR_{cp} \cdot R_p$$

donde: C_{gcp} = Costes de gestión comercial por consumidores cualificados
CC_p = Coste unitario anual por contrato de peajes o tarifas de acceso
C_p = Número de contratos de peajes o tarifas de acceso
CR_{cp} = Coste unitario anual por recibo emitido por peaje o tarifa de acceso
R_p = Número de contratos de peajes o tarifas de acceso

El valor inicial de los costes unitarios fue establecido por la Administración, y se actualiza cada año por medio del mismo mecanismo que se emplea para determinar la retribución global de las compañías de distribución.

4.3.6.3. Líneas directas

Los productores y consumidores cualificados pueden construir y gestionar líneas directas de transporte y distribución si obtienen la autorización administrativa correspondiente.

Las líneas directas serán de uso exclusivo. Ello implica que sólo podrán utilizarlas los titulares de la autorización, sus instalaciones y las filiales en las que cuenten con una participación significativa. Por consiguiente, no será posible ponerlas a disposición de terceros. De hecho, si los propietarios de estas redes deseasen facilitar su uso a otros sujetos, antes tendrían que venderlas, cederlas o aportarlas a una compañía de transporte o de distribución.

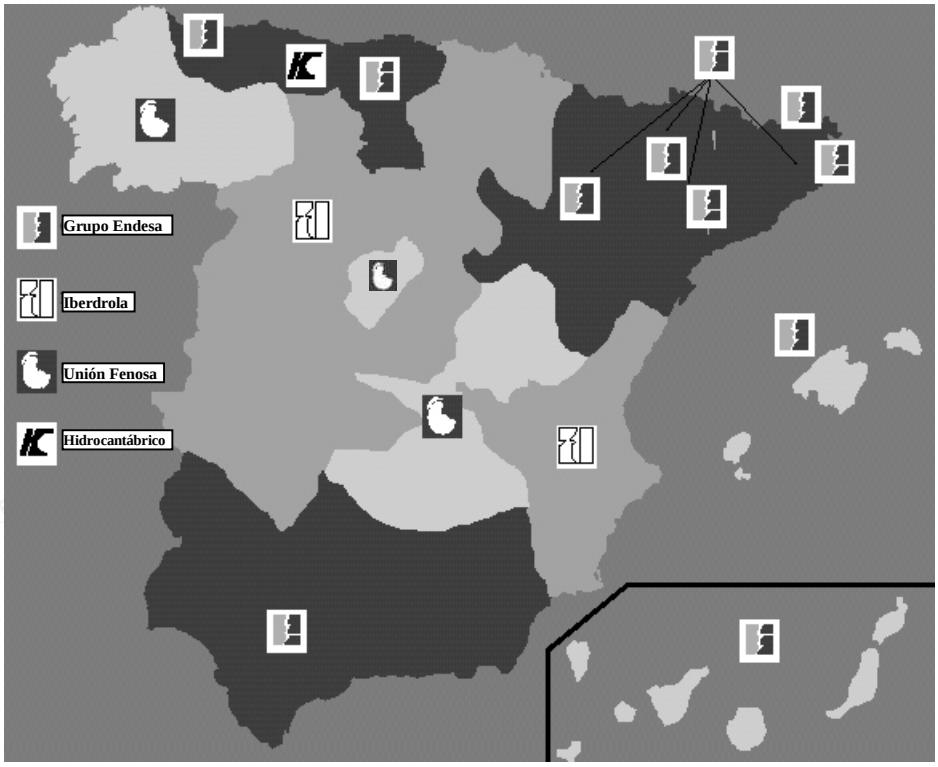
Por último, es necesario resaltar el hecho de que las líneas directas están completamente excluidas del régimen retributivo que regula las percepciones de las empresas de transporte y distribución. Por tanto, los titulares de las instalaciones deberán soportar todos los costes ocasionados por su construcción y utilización.

4.3.7. La comercialización

Las compañías comercializadoras son las que se encargan de suministrar energía eléctrica a los consumidores cualificados que no desean seguir comprando a tarifa ni quieren abastecerse en el mercado al por mayor. Para desarrollar esta actividad, sólo necesitan disponer de la autorización administrativa correspondiente, que les habilita para el ejercicio de la comercialización pero no les otorga derechos exclusivos ni establece un régimen de monopolio.

A los consumidores sujetos a tarifa no se les permite acudir a las compañías comercializadoras, pues su suministro sólo puede proceder de la empresa que sea titular de las redes de distribución a las que se encuentren conectados (en el gráfico 4.7 se puede observar cuál es el mercado que abastece cada una de las cuatro grandes compañías de distribución).

GRÁFICO 4.7. ZONAS DE DISTRIBUCIÓN Y SUMINISTRO



Fuente: CNSE (1998c).

La comercialización es una actividad no regulada. Por tanto, la Administración no establece la retribución que perciben las sociedades que la realizan (sus ingresos serán los pacten con sus clientes en los contratos de suministro). No obstante, las compañías distribuidoras y las empresas comercializadoras podrán ver reconocidos los costes ocasionados por la ejecución de programas de gestión de la demanda, siempre que éstos sean aprobados por el Ministerio, lo que les dará derecho a percibir una compensación que les permita cubrir dichos costes. También se podrán remunerar los gastos originados por la puesta en práctica de programas de actuación que tengan como

objetivo mejorar la calidad del servicio que prestan a sus clientes. Esas mejoras se medirán a través de unos índices adecuados, que se harán públicos con una periodicidad anual[153]. Sin perjuicio de lo anterior, la Administración podrá adoptar cualquier otra medida que incentive la eficiencia y el ahorro de energía.

4.3.8. Los Costes de Transición a la Competencia

En el nuevo marco regulador, las empresas que sean titulares de instalaciones de producción que estaban sujetas al Marco Legal Estable tienen derecho a percibir una retribución que les compense la disminución de ingresos que pueden verse obligadas a afrontar como consecuencia de la creación del mercado de producción, en el que la presión de la competencia debería de conducir a unos precios que les supusiesen una menor remuneración.

Las empresas productoras deberán adaptarse a este nuevo entorno competitivo a lo largo de un período transitorio que tendrá una duración máxima de diez años[154], que es el plazo establecido para la percepción de los Costes de Transición a la Competencia (CTCs). No obstante, la Ley 54/97 dispuso que el gobierno podrá reducir este período si considera que las condiciones del mercado lo hacen aconsejable. También fijó la cuantía máxima que podrían obtener las compañías que tuviesen derecho a percibir estos pagos, y que asciende a 1.988.561 millones de pesetas. Este importe, que se denomina "Importe Base Global", es el mismo que aparece en el Protocolo firmado por el

[153] Si la calidad del servicio que prestan las compañías distribuidoras a sus clientes es inferior a la establecida por medio del correspondiente reglamento, la Administración puede imponer una reducción en el importe facturado a los usuarios que se vean afectados por la menor calidad del servicio.

[154] Comienza el 1 de enero de 1998 y acaba el 31 de diciembre del 2007.

Ministerio y las compañías eléctricas a finales de 1996. La cantidad anterior se divide en tres componentes[155]:

i. La asignación que compensa el sobrecoste ocasionado por la utilización de carbón nacional, que se eleva a 295.276 millones de pesetas y se divide a su vez en dos partes: la primera supone 40.911 millones de pesetas y sirve para compensar a las empresas que mantenían existencias de carbón autóctono a 31 de diciembre de 1997; la segunda asciende a 254.365 millones de pesetas y está destinada a pagar una prima a los titulares de instalaciones de generación que consuman carbón nacional. El importe máximo de esta prima se ha fijado en una peseta por cada KWh producido mediante carbón autóctono[156].

ii. La asignación general, que supone 1.354.628 millones de pesetas. Este importe se reparte según los porcentajes que aparecen en el cuadro 4.13.

CUADRO 4.13. REPARTO DE LA ASIGNACIÓN GENERAL

Compañía	*Porcentaje*
IBERDROLA	27’10%
ENDESA	31’03%
UNIÓN ELÉCTRICA FENOSA	12’90%
CÍA. SEVILLANA DE ELECTRICIDAD	5’40%
FUERZAS ELÉCTRICAS DE CATALUÑA	10’00%
E.N. HIDROELÉCTRICA DEL RIBAGORZANA	1’68%
ELECTRA DE VIESGO	1’66%
HIDROELÉCTRICA DE CATALUÑA	0’77%
ELÉCTRICAS REUNIDAS DE ZARAGOZA	0’66%
HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO	5’70%
ELCOGÁS (*)	3’10%

(*) ELCOGÁS es la sociedad que se encarga de la explotación de la Central de Gasificación Integrada con Ciclo Combinado de Puertollano. Su capital está participado por ENDESA (30’53%), IBERDROLA (11’1%), SEVILLANA (7’4%), HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO (4%) y varias compañías europeas (la más importante es EDF, que posee el 29’13%)

[155] Todos los importes están valorados a 31 de diciembre de 1997.

[156] El gobierno establece la prima que le corresponde a cada instalación. El valor medio de las primas que perciben todas las instalaciones, teniendo en cuenta su producción a lo largo del año, no puede ser mayor que 1 pta/KWh.

iii. La asignación específica, que asciende a 338.657 millones de pesetas. Esta cantidad se destina a la financiación de los planes extraordinarios que aprobará el Ministerio cuando se produzca alguna de las siguientes circunstancias:

- Dificultades financieras especiales.
- Paradas técnicas de larga duración por averías imputables a causas ajenas a la compañía afectada.

Aquella parte de la asignación específica que no sea necesaria para la financiación de estos planes se repartirá mediante los mismos porcentajes que se utilizan para distribuir la asignación general.

Cada año, el importe de los distintos componentes se actualizará deduciendo las cantidades ya recuperadas y aplicando la tasa que resulte al calcular la media anual del Míbor a tres meses o del tipo de interés de referencia que lo sustituya.

La cantidad destinada a la retribución de estos Costes de Transición a la Competencia la determina cada año el gobierno, que también establece los procedimientos que permiten repercutir este importe a todos los consumidores de energía eléctrica. En el caso de los clientes sujetos a tarifa, la cuantía que les corresponde incrementa el valor de los costes que se consideran cuando se revisa el nivel de las tarifas. Los consumidores cualificados que deseen acudir al mercado de producción contribuirán a través de los peajes de transporte y distribución, que se fijan de forma que su aportación al pago de los CTCs esté ya incluida en las cantidades satisfechas. Si se trata de consumidores cualificados que han contratado el suministro con compañías comercializadoras o con empresas productoras, su contribución al pago

de los CTCs dependerá de las condiciones que figuren en los contratos, aunque lo normal es que sean los consumidores quienes se encarguen de abonar los peajes[157].

Cuando el importe recaudado al final del ejercicio supere el valor máximo establecido por el gobierno en el Real Decreto por el que se determine la tarifa eléctrica, el exceso servirá para reducir la cantidad pendiente. Asimismo, de la asignación general que corresponda cada año a las distintas empresas se deducirá, siempre que sea positiva, la diferencia entre los ingresos anuales que hayan obtenido en el mercado de producción[158] y los que hubiesen logrado si el precio medio percibido en ese mercado se hubiera situado en 6 pesetas/KWh.

BIBLIOTECA VIRTUAL

- Metodología empleada para calcular los CTCs. Al explicar el procedimiento que se ha utilizado para determinar los 1.988.561 millones de pesetas que constituyen el Importe Base Global hay que separar la cantidad que corresponde a las ayudas que perciben las empresas que consumen carbón autóctono. Esos 295.276 millones de pesetas surgen como resultado de dos cálculos:

  - El primero es una estimación del coste ocasionado por el stock de carbón nacional que mantenían las empresas productoras a finales de 1997.

  - El segundo es una previsión del importe al que ascenderán las primas que habrá que abonar a las compañías que sean propietarias de instalaciones de generación que consuman carbón autóctono. Para obtener esa cuantía ha sido necesario elaborar una estimación del volumen de producción y de las necesidades de combustible de las citadas instalaciones.

[157] En caso contrario, sería la empresa productora o comercializadora la que soportase los CTCs incluidos en el importe de los peajes.

[158] Se incluyen todos los ingresos que forman parte de la retribución que perciben los productores que participan en el mercado (precio de la energía vendida, garantía de potencia y remuneración de los servicios complementarios).

De los restantes 1.693.285 millones de pesetas debemos separar también el importe necesario para efectuar la corrección de las desviaciones correspondientes a los ejercicios 1996 y 1997. Esta cantidad está incluida en la asignación general y tiene su origen en los ajustes asociados al modelo retributivo que establecía el Marco Legal Estable. Una vez detraído ese importe se obtienen 1.629.206 millones de pesetas. Esta cifra es el resultado de los siguientes cálculos[159]:

a). Se estimó la potencia necesaria para abastecer la demanda del sistema eléctrico español con un margen de seguridad del 10%. Para ello, se tomaron los valores alcanzados el día 7 de enero de 1997, en el que la potencia empleada para satisfacer la demanda del sistema se situó en un máximo histórico. Según estos cálculos, las necesidades de potencia ascienden a 29.949 MW.

b). Se calculó el coste que supondría establecer un parque de generación óptimo que contase con la potencia requerida. Este parque permitiría abastecer la demanda existente mediante las tecnologías que se consideran más eficientes: el 50% de las centrales serían de carbón importado, y el otro 50% serían centrales de gas de ciclo combinado. Teniendo en cuenta que el coste de cada MW instalado en centrales de carbón importado se sitúa en torno a 135.000.000 pesetas, y que el coste de cada MW instalado en centrales de gas de ciclo combinado se encuentra en torno a 65.000.000 de pesetas, la contrucción de ese parque de generación óptimo supondría un coste total de 2.993.981 millones de

[159] El procedimiento utilizado se describe en la Memoria Económica que acompañó al Proyecto de Ley del Sector Eléctrico que presentó el gobierno al Parlamento en septiembre de 1997. También se puede acudir al documento "La transición a la competencia y las empresas eléctricas", elaborado por la CNSE (1997c), en el que aparece una explicación más accesible y detallada.

pesetas. Este importe se puede expresar en pesetas/KWh producido[160], lo que nos permite obtener un coste fijo unitario de 2’16 pesetas/KWh.

c). A continuación, se determinaron los costes que ocasionaría la utilización y el mantenimiento del parque de generación óptimo. Según los cálculos aportados, el coste variable unitario se situaría en 3’79 pesetas por KWh. Por consiguiente, el coste total de la energía producida por ese parque de generación óptimo ascendería a 5’95 pesetas por KWh.

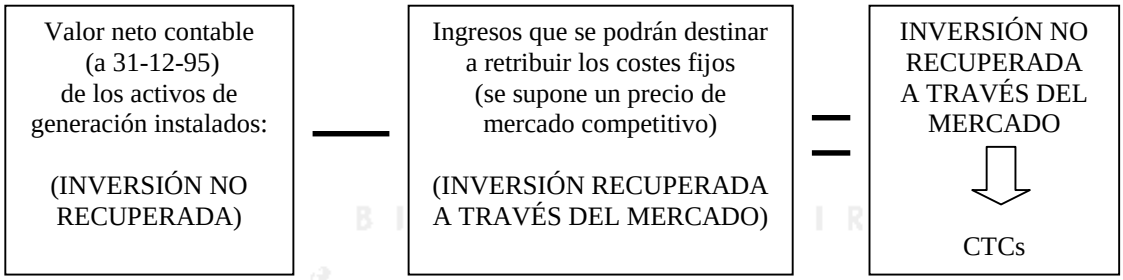
d). Después se calculó el valor de mercado de la energía que producirían las instalaciones realmente existentes durante el resto de su vida útil. Para ello, se utilizaron los datos relativos a la antigüedad media del parque de generación actual. El precio al que se valoró la energía que producirían fue 5’95 pesetas/KWh. Por tanto, se consideró una situación hipotética en la que el precio derivado de un mercado de producción supuestamente competitivo se sitúa al mismo nivel que el coste unitario correspondiente a un parque de generación óptimo. Suponiendo que los titulares de las instalaciones de producción necesitasen 3’79 pesetas/KWh para cubrir los costes variables, la cantidad destinada a compensar los costes fijos sería de 2’16 pesetas por KWh. Multiplicando este último importe por el volumen de producción previsto para cada período, y valorando el resultado a 31 de diciembre de 1997, se obtiene la cantidad total que podrían destinar a la retribución de los costes fijos: 1.377.231 millones de pesetas.

e). A partir de los balances de las compañías, se determinó el valor neto contable a 31 de diciembre de 1995 de los activos de generación instalados, que resultó ser de 3.006.437 millones de pesetas. A esta cantidad se le restó el

[160] Se ha considerado que cada instalación tendrá un funcionamiento medio de 4.723 horas anuales durante 10 años.

importe que se podría recuperar a través del mercado (1.377.231 millones de pesetas). El resultado es 1.629.206 millones de pesetas.

Así pues, esta cantidad, que supone casi el 82% del Importe Base Global, se obtiene como resultado de la siguiente diferencia:



Por tanto, los Costes de Transición a la Competencia estarían cubriendo aquella parte de las inversiones realizadas que no se podrá recuperar a través de los ingresos generados por la venta de electricidad. Conviene subrayar que los cálculos se han realizado a partir de un escenario en el que el precio del mercado de producción se sitúa al mismo nivel que los costes unitarios ocasionados por la construcción y el funcionamiento de un hipotético "parque de generación óptimo". Ese nivel de precios se ha convertido en la referencia que servirá para juzgar si el mercado es competitivo. También se ha tenido en cuenta que si el precio medio establecido en el mercado supera esa referencia, las empresas pueden recuperar una mayor proporción de los costes fijos, lo que debería traducirse en una reducción del importe de los CTCs. Esta es la razón por la que se ha dispuesto que los ingresos anuales que rebasen a los que se habrían obtenido si el precio medio del mercado se hubiera situado en 6 pesetas/KWh se tienen que descontar de los CTCs pendientes.

Para respaldar los resultados obtenidos a través de los cálculos expuestos en las páginas anteriores, se determinó el importe que habrían percibido los propietarios de las instalaciones si se hubiese mantenido el Marco Legal Estable y se estimó la cantidad que podrán conseguir cuando vendan su producción en el mercado mayorista. Estas operaciones sirvieron para evaluar la cuantía que se dejará de percibir como consecuencia de la transición a un régimen competitivo:

a). En primer lugar, se calculó el valor actual de los ingresos que habrían percibido las empresas productoras si se hubiera mantenido el Marco Legal Estable durante el período comprendido entre los años 1998 y 2013.

b). En segundo lugar, se elaboró una estimación del valor actual de los ingresos que pueden lograr si venden en el mercado mayorista toda la electricidad que van a producir a lo largo de ese mismo período. Para realizar estos cálculos, se consideró un precio de 6 pesetas/KWh.

c). A continuación, se obtuvo la diferencia entre ambas cantidades. Al resultado se le sumó el valor actualizado de la prima que van a percibir las centrales que empleen carbón autóctono y los ajustes correspondientes a los ejercicios 1996 y 1997. Esta operación arrojó un saldo cercano a tres billones de pesetas.

d). Para reconciliar este resultado con el que se obtiene a través del método que se expuso anteriormente se aplicó un “factor de eficiencia” del 32’5% que aminora el importe de la diferencia entre los ingresos que habría proporcionado el Marco Legal Estable y los que se van conseguir a través de las ventas realizadas en el mercado, y que también reduce el valor de los ajustes correspondientes a los ejercicios 1996 y 1997. Esta corrección permite que el resultado final sea semejante a la cuantía máxima reconocida en concepto de Costes de Transición a la Competencia.

En septiembre de 1998, el Ministerio de Industria y Energía llegó a un acuerdo con las principales empresas eléctricas para modificar el valor máximo de los Costes de Transición a la Competencia e introducir un nuevo sistema para la liquidación y el cobro de las compensaciones:

- El valor máximo de la asignación destinada a los propietarios de las centrales que utilizan carbón nacional se mantiene en el mismo nivel.
- El valor máximo de la asignación general se divide en dos partes:
    a. El 20% seguirá siendo un cifra máxima que se percibirá a través del procedimiento que se estableció inicialmente: hasta el año 2007, el gobierno determinará cada año el importe máximo a recuperar como diferencia entre los ingresos proporcionados por las tarifas y los recaudados a través de la venta de electricidad en el mercado.
    b. A su vez, el 80% restante se divide en otras dos partes:
        b.1. Sobre el 20% ya no existirá ninguna expectativa de cobro: el valor máximo inicial de los CTCs (Importe Base Global) se reduce en esa cuantía.
        b.2. El 80% se abonará mediante un porcentaje fijo de los ingresos proporcionados por la tarifa eléctrica (el 4’5%). Esta parte de los ingresos quedará vinculada al pago de ese importe desde el 1 de enero de 1999 hasta que las empresas reciban la cantidad fijada. El derecho de cobro se puede ceder a terceros.
- El valor máximo de la asignación específica se divide de la misma forma que el valor máximo de la asignación general.
- Para repartir las compensaciones entre las empresas que tienen derecho al cobro se utilizarán los porcentajes establecidos inicialmente.

- También se ha dispuesto que si el importe total recaudado a través del nuevo sistema resultara superior al que se habría ingresado si se hubiera mantenido el procedimiento anterior, el gobierno deberá adoptar los mecanismos necesarios para compensar a los consumidores.

Según los datos facilitados por UNESA, el valor máximo de los Costes de Transición a la Competencia queda integrado por las siguientes partidas[161]:

- Importe máximo de los CTCs a 1-1-1999 (excluyendo las primas por consumo de carbón autócotono) : 1.610.279 millones de pesetas.
- Cantidad máxima que pueden percibir las empresas a través del sistema establecido inicialmente: 322.056 millones de pesetas.
- Reducción del valor máximo inicial: 257.645 millones de pesetas.
- Importe vinculado al 4’5% de los ingresos proporcionados por la tarifa eléctrica: 1.030.578 millones de pesetas.

4.3.9. El procedimiento de liquidación

Aunque la entrada en vigor de la actual regulación ha supuesto la desaparición del sistema de compensaciones que instauró el Marco Legal Estable, todavía ha sido necesario articular un mecanismo que permita repartir los fondos recaudados por las empresas de transporte y distribución[162]. La existencia de este procedimiento se justifica por dos razones fundamentales:

[161] Valores actualizados a 31 de diciembre de 1998.

[162] Las empresas o agrupaciones de sociedades sujetas al procedimiento de liquidación son las siguientes: Iberdrola, Unión Eléctrica Fenosa, Cía. Sevillana de Electricidad, Fuerzas Eléctricas de Cataluña, E.N. Hidroeléctrica del Ribagorzana, Hidroeléctrica del Cantábrico, Electra de Viesgo, Hidroeléctrica de Cataluña, Eléctricas Reunidas de Zaragoza, ENDESA, Red Eléctrica de España.

a. Entre los ingresos que reciben estas empresas se encuentran ciertas cantidades que no les corresponden. Por tanto, ha resultado necesario establecer un procedimiento que permitiese determinar y recaudar los importes que han entregar a la CNSE, que es la encargada de hacerlos llegar a sus destinatarios.

b. La retribución que han de percibir las empresas de transporte y las compañías de distribución la determina el gobierno mediante Real Decreto. Ahora bien, los peajes de acceso a las redes y las tarifas que pagan los consumidores son uniformes en todo el territorio nacional, mientras que las circunstancias en que realizan su actividad las distintas empresas son diferentes, pues dependen, entre otros factores, de la composición de su cartera de clientes y de las características del entorno geográfico en que prestan el servicio. Por consiguiente, es necesario que exista algún procedimiento que permita repartir los ingresos obtenidos por estas compañías y distribuir el perjuicio económico causado por ciertas obligaciones de adquisición y venta.

El procedimiento de liquidación se aplica a los siguientes ingresos y costes:

i. Los ingresos derivados de la aplicación de los peajes y tarifas vigentes.

ii. Los ingresos obtenidos por acometidas, verificaciones, enganches y alquiler de contadores u otros equipos de medida.

iii. La retribución reconocida a las empresas que desarrollan la actividad de transporte.

iv. La retribución reconocida a las compañías distribuidoras. En ella se incluye la remuneración que se les asigna por actuar como suministradores a tarifa.

v. El coste reconocido a los distribuidores por las adquisiciones de energía que deben efectuar en el mercado para abastecer a los clientes sujetos a tarifa. Este importe se calcula a partir de la energía suministrada durante el período liquidado,

que se incrementa por medio de coeficientes que permiten considerar las pérdidas que se producen en las redes de transporte y distribución[163].

vi. Los costes permanentes de funcionamiento del sistema (compensación a las empresas insulares y extrapeninsulares; costes reconocidos al operador del mercado, al operador del sistema y a la CNSE; Costes de Transición a la Competencia).

vii. Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento (primas a la producción en régimen especial, costes asociados a la moratoria nuclear, cantidades destinadas a la financiación del segundo ciclo del combustible nuclear, coste del stock estratégico de combustible nuclear).

viii. Coste de la energía adquirida por los distribuidores a los titulares de instalaciones de producción en régimen especial que sigan acogidas al régimen económico establecido en el Real Decreto 2366/94.

ix. Coste ocasionado por las compensaciones pagadas a empresas distribuidoras que no estuvieron sujetas al Marco Legal Estable[164]. Estas sociedades pueden comprar energía acudiendo al mercado al por mayor o a las compañías de distribución que sí estuvieron sometidas a ese marco regulador y que les aplicarán una tarifa específica.

Los costes recogidos en los apartados vi., vii. y ix. (salvo las primas que perciben los productores en régimen especial y una parte de los CTCs[165]) reciben la denominación de "costes con destinos específicos". Estos costes se repercuten a todos los consumidores a través de unas cuotas que se aplican sobre el importe facturado a los usuarios que abonan la tarifa y sobre los peajes que han de pagar los comercializadores

[163] Se trata de coeficientes que proporcionan una medición estándar de esas pérdidas. Su aplicación permite traducir la energía suministrada a energía adquirida.

[164] Estos pagos sirven para compensar las obligaciones de suministro a tarifa que pueda establecer el Ministerio y el sobrecoste ocasionado por sus adquisiciones de energía a productores en régimen especial.

[165] Me refiero a la parte que se sigue cobrando por diferencias.

y consumidores cualificados[166]. Las cantidades que resultan de la aplicación de estas cuotas son recaudadas por los distribuidores, que las transfieren a la CNSE para que las abone a sus beneficiarios[167].

❑ Método de cálculo. Las liquidaciones se realizan a través de unas sencillas operaciones que permiten determinar los importes que corresponden a cada una de las empresas que participan en el proceso.

a. En primer lugar, se calculan los "ingresos liquidables" de cada compañía de transporte o distribución. Esta magnitud se determina sumando las cantidades que se obtienen al restar del importe facturado las cuotas con destinos específicos:

$$I_i = INT_i + INP_i + IA_i$$

donde : I_i = Ingresos liquidables del transportista o distribuidor i
INT_i = Ingresos netos por suministro a tarifa (facturación bruta - cuotas con destinos específicos)
INP_i = Ingresos netos por peajes (facturación bruta - cuotas con destinos específicos)
IA_i = Ingresos por acometidas, enganches, verificaciones y alquiler de contadores y otros equipos de medida

b. La retribución de las compañías de transporte la establece el gobierno mediante Real Decreto. El importe que le corresponde a cada una de ellas (TR_i) se determina a través de la actualización de un valor inicial que se calculó a partir de los costes de construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones. Esta revisión se efectúa por medio de un índice del tipo IPC-X e incluye la incorporación del coste ocasionado por las nuevas inversiones (véase epígrafe 4.3.6.1.).

---

[166] Los productores también contribuyen al pago de los costes ocasionados por la moratoria nuclear, aunque sólo lo hacen por el valor de la energía que generan para los comercializadores y consumidores cualificados. Para ello, la cuota destinada a remunerar esos costes se aplica:

a. Sobre las cantidades que resultan al asignar a los productores la energía adquirida en el mercado al por mayor por los comercializadores o consumidores cualificados.

b. Sobre el valor de la energía suministrada a través de contratos bilaterales físicos.

[167] Las compañías distribuidoras que no estuvieron sujetas al Marco Legal Estable pueden estar exentas, total o parcialmente, de la obligación de entregar estas cuotas a la CNSE. El nivel de la exención depende del volumen de energía adquirido durante el ejercicio anterior y de si desarrollan su actividad en núcleos de población considerados "de carácter rural diseminado".

c. La remuneración de las compañías de distribución también se establece mediante Real Decreto. El importe que se le reconoce a cada compañía de distribución (D_i) se obtiene repartiendo una retribución total que se calcula actualizando un valor inicial que se determinó a partir de los costes de construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones, la energía circulada, las características de las zonas de distribución y los costes originados por el suministro a tarifa. Este valor inicial se actualiza aplicando un índice del tipo IPC-X e incorporando parcialmente las variaciones ocasionadas por el crecimiento de la demanda[168] (véase epígrafe 4.3.6.2.). A la cantidad que resulta se le añaden los incentivos económicos que perciben las empresas que aplican programas de gestión de la demanda y las compensaciones que reciben las que llevan a cabo planes para mejorar la calidad del servicio.

d. A continuación, se calcula el "coste imputado por los peajes incurridos", que es el importe atribuido a cada transportista o distribuidor (CP_i) por los peajes pagados a las demás compañías de transporte o distribución.

e. El "coste imputado por las adquisiciones de energía" efectuadas por cada compañía de distribución (CE_i) tiene dos componentes:

e.1. Por una parte, se calcula el coste ocasionado por las compras realizadas en el mercado. Para ello, se aplica el precio medio ponderado que resulta de sus adquisiciones a la energía que ha suministrado durante el período (incrementada mediante unos coeficientes que permiten incluir las pérdidas que se producen en las redes).

e.2. Por otra, se halla el coste que suponen las compras realizadas a los productores en régimen especial que estén acogidos al Real Decreto

[168] Las variaciones de demanda no suponen un incremento proporcional en la retribución: por cada 1% de aumento en la demanda, la retribución crece solamente un 0'6% (se considera que la empresa ha de asumir el 0'4% restante mediante una gestión que permita aprovechar las economías de escala).

2366/94. También se incluye el coste ocasionado por las primas satisfechas a los que venden su energía en el mercado.

Una vez se han realizado estos cálculos, se determina el "importe a liquidar por cada empresa o agrupación de empresas" (L_i), que es la cantidad sujeta al procedimiento de liquidaciones. Este importe es el resultado de la siguiente operación:

$$L_i = I_i - CP_i - CE_i$$

De la cantidad liquidada por cada compañía se separa el importe destinado a retribuir los Costes de Transición a la Competencia, cuyo valor total (CTC) se determina calculando la diferencia entre la suma de importes a liquidar (L_i) y la retribución reconocida a las empresas que realizan actividades de transporte y/o distribución (TR_i + D_i):

CTC = L_i - TR_i - D_i , de forma que: L_i - CTC = TR_i + D_i

La aportación que ha de efectuar cada compañía al fondo destinado a la retribución de los Costes de Transición a la Competencia (CTC_i) es proporcional a su participación en el total de importes a liquidar:

$$CTC_i = k_i \cdot CTC, \qquad \text{donde } k_i = L_i / L_i$$

Cada empresa debe ingresar la cantidad que resulta de la operación anterior en una cuenta específica que ha abierto la CNSE. Este organismo actúa como depositario de los fondos recaudados hasta que se distribuyen entre las compañías beneficiarias según las reglas que se expusieron en el epígrafe 4.3.8.

El resto del "importe a liquidar" (L_i - CTC_i) se considera integrado en un fondo común que se reparte entre las empresas que participan en el proceso de liquidación, de forma que cada una de ellas reciba los costes que le han sido reconocidos por las

actividades de transporte y/o distribución que realiza (TR_i, D_i). Para realizar el reparto, se tiene en cuenta que:

$$L_i - CTC_i = (k_i \cdot L_i) - (k_i \cdot CTC) = k_i \cdot (L_i - CTC) = k_i \cdot (TR_i + D_i) =$$

$$= (k_i \cdot TR_i) + (k_i \cdot D_i)$$

Así pues, cada compañía contribuye a ese fondo común, destinado al pago del total de los costes de transporte y distribución, con unas cantidades que son proporcionales a su participación en la suma de importes a liquidar. Si denominamos a esas cantidades TR^*_i y D^*_i:

$$TR^*_i = k_i \cdot TR_i \qquad \text{donde } k_i = L_i / L_i$$

$$D^*_i = k_i \cdot D_i \qquad \text{donde } k_i = L_i / L_i$$

Como ese fondo se ha de repartir de forma que cada empresa perciba la cantidad reconocida (TR_i, D_i), la cuantía final a pagar o cobrar se obtiene a través de la siguiente diferencia:

$$\text{Pago o cobro} = (TR^*_i + D^*_i) – (TR_i + D_i)$$

Donde:

Si $TR^*_i + D^*_i > TR_i + D_i$: La empresa tiene una obligación de pago por la diferencia

Si $TR^*_i + D^*_i < TR_i + D_i$: La empresa tiene un derecho de cobro por la diferencia

Definiendo $q_i = [(TR_i + D_i) / (TR_i + D_i)]$, tenemos que:

Si $k_i > q_i$: La empresa i tiene una obligación de pago por la diferencia

Si $k_i < q_i$: La empresa i tiene un derecho de cobro por la diferencia

Por tanto, la remuneración que percibe cada compañía de transporte y/o distribución coincide con la cantidad reconocida por el gobierno, al margen de cuál sea su participación en el importe total liquidado. Con ello, se alcanza el objetivo que justifica la existencia de este procedimiento de liquidaciones: aunque los peajes y tarifas son uniformes en todo el territorio nacional y las empresas de transporte y/o distribución realizan sus actividades en condiciones muy distintas, siempre acaban percibiendo los ingresos que determina el gobierno.

Además de los pagos y cobros ocasionados por estas diferencias, que se deben efectuar antes del 31 de marzo del año siguiente a aquél para el que se determinan las liquidaciones, se han de realizar también ingresos mensuales a cuenta de las cantidades definitivas. La Comisión Nacional del Sistema Eléctrico es la encargada de elaborar y notificar las liquidaciones mensuales y las definitivas.

Una vez cerrado el proceso de liquidación correspondiente a un ejercicio, se verifica la siguiente condición:

$$L_i = CTC + TR_i + D_i = CTC_i + TR^*_i + D^*_i$$

Ya que:

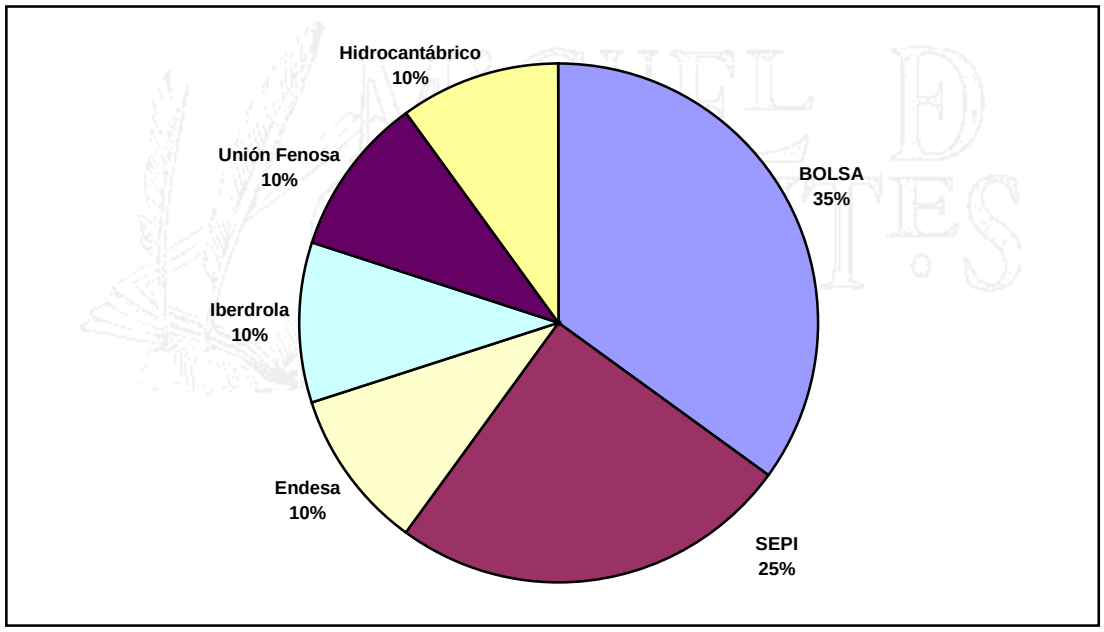
$$TR^*_i = TR_i \qquad D^*_i = D_i \qquad CTC_i = L_i - TR^*_i - D^*_i$$

4.4. Las últimas privatizaciones

Tan sólo unos meses después de la entrada en vigor del nuevo marco regulador, el gobierno decidía proceder a la venta de sus últimas participaciones en empresas eléctricas. Así, en el segundo trimestre del año acometía la mayor operación bursátil realizada hasta entonces para deshacerse de todas las acciones estatales en Endesa. En el tercer trimestre, y cumpliendo lo dispuesto por la Ley 54/97, que establece que las sociedades encargadas de la gestión técnica y económica del sistema deben ser

independientes, Red Eléctrica de España procedía a la venta de la totalidad del capital social de la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad. A mediados de 1999, la SEPI se disponía a vender la mayor parte de su participación en Red Eléctrica de España, aunque todavía retendrá un porcentaje superior al que se permite a los demás accionistas. Esta participación será el último vestigio de la presencia del Estado en el sector eléctrico (en el gráfico 4.8 se presenta la composición que tendrá el accionariado de Red Eléctrica tras la OPV prevista para el mes de julio).

GRÁFICO 4.8. PARTICIPACIONES EN EL CAPITAL SOCIAL DE REE TRAS LA OPV



Fuente: Red Eléctrica de España.

4.4.1. El Estado sale de Endesa[169]

La SEPI se deshizo del 41’19% que mantenía en Endesa mediante una venta de acciones a la propia compañía y dos Ofertas Públicas de Venta realizadas simultáneamente.

[169] Salvo que se indique otra cosa, los datos que se aportan provienen de los Folletos Informativos de las OPVs y de las informaciones adicionales aportadas a la CNMV.

La primera operación afectó a 85.214.773 acciones, que representaban el 8’19% del capital social de la empresa. Después de adquirirlas, Endesa procedió a realizar una reducción de capital por la misma cuantía. Con esta operación, se aminoraba el volumen de acciones destinado a las OPVs a la vez que se incrementaba el valor de los títulos y se conseguía que la inversión resultase más atractiva. La SEPI y Endesa pactaron que el precio que debía abonar esta última sería el mismo que se fijase en su momento para el tramo institucional de la OPV general, aunque se estableció un límite de 3.885 pesetas. Para pagar la cantidad resultante sin ocasionar perjuicios a los accionistas, Endesa utilizó el exceso de liquidez que venía manteniendo desde el año anterior y los ingresos generados por la venta del 0’5% con que participaba en el capital de RWE, el 7’16% que le quedaba en Unión Eléctrica - Fenosa (vendido a BCH, Caixa Galicia y Banco Pastor), y el 5’87% de Red Eléctrica de España, que debía enajenar para no rebasar el límite del 10% que establecía la legislación.

Una de las OPVs se dirigió exclusivamente a los empleados de la compañía, a los que se ofrecieron 5.200.000 acciones que representaban el 0’5% del capital social. Las restantes acciones se destinaron a la OPV dirigida al público en general. En este caso, la oferta inicial alcanzaba a casi 307 millones de títulos, que representaban el 29’5% del capital social, aunque podía afectar a 338 millones de acciones (el 32’5% del capital social) si las entidades aseguradoras ejercían su opción de compra (*green-shoe*). El 74’6% de la oferta inicial se dirigió al mercado español, fundamentalmente al tramo minorista (véase cuadro 4.14.). El 25’4% sobrante se destinó a inversores institucionales del resto del mundo.

El exceso de demanda que se produjo en el tramo minorista obligó a reasignar una parte de las acciones destinadas a inversores institucionales españoles y extranjeros

CUADRO 4.14. REPARTO DE ACCIONES EN LA OPV

	Reparto inicial		Reparto final	
	Acciones	% sobre total	Acciones	% sobre total
Tramo minorista	213.204.590	(69'5%)	245.000.000	(79'85%)
Tramo institucional	15.600.336	(5'1%)	13.339.555	(4'35%)
Tramo internacional	78.001.680	(25'4%)	48.467.051	(15'8%)
TOTAL (*).....	*306.806.606*	*(100%)*	*306.806.606*	*(100%)*

(*): Oferta inicial (29'5% del capital social).
Fuente: Folleto informativo de la OPV y comunicaciones adicionales.

(véase cuadro 4.14.)[170]. Como consecuencia de esta redistribución y de la enorme cantidad de títulos ofertados, los resultados del prorrateo permitieron atender las peticiones de los inversores con menores diferencias que las que se habían producido en las grandes privatizaciones efectuadas en los dos años anteriores. Por consiguiente, aquellos compradores que habían "inflado" sus solicitudes para conseguir la cantidad deseada se encontraron con más acciones de las que realmente querían adquirir e intentaron venderlas lo antes posible[171], coincidiendo en el tiempo con los que pretendían realizar de inmediato el descuento que obtendrían quienes mantuviesen durante seis meses un saldo igual al número de títulos adjudicados (un 3%). Como consecuencia de esta presión vendedora, el precio de las acciones llegó a caer un 4'93% durante la sesión posterior a la OPV.

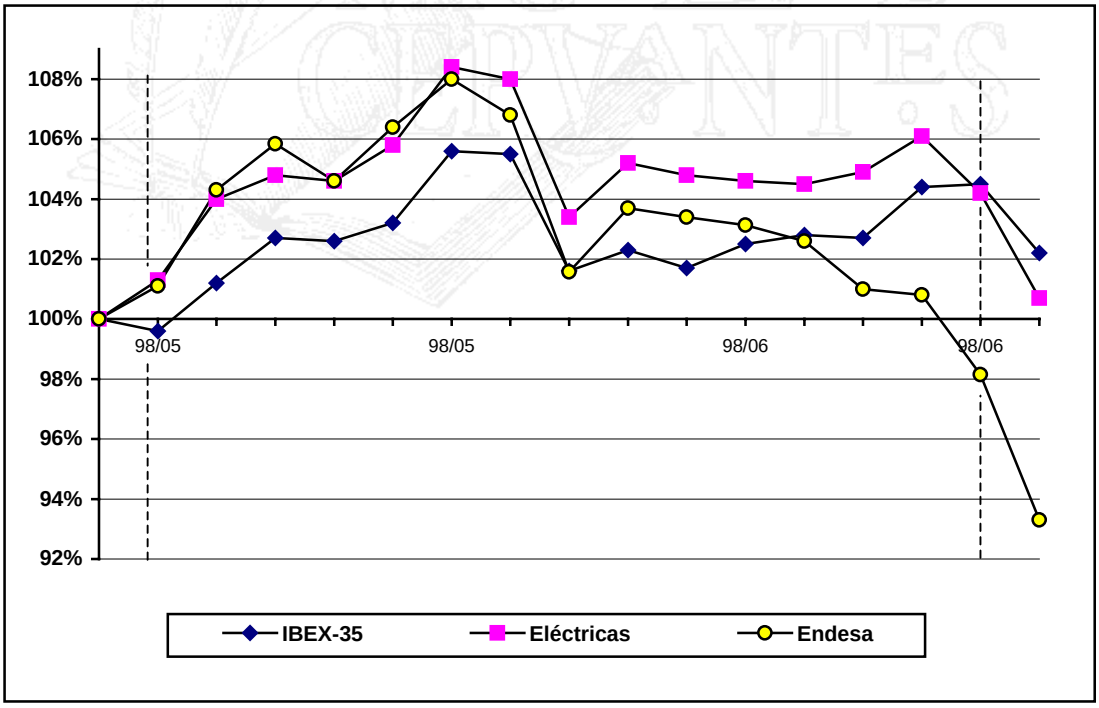
Con la venta del 41'19% de Endesa la SEPI obtuvo unos ingresos cercanos a 1'4 billones de pesetas. Según parece, esta cifra no respondió a las expectativas del

[170] Antes de reasignar las acciones, la demanda del tramo minorista multiplicaba por 4'2 a la oferta, mientras que la demanda de los tramos institucional y resto del mundo sólo representaba el 150% de la oferta. Después de redistribuir los títulos, la demanda minorista suponía el 370% del volumen ofertado.

[171] Los medios de comunicación recogieron las quejas de algunos inversores que afirmaban haber sido asesorados por su entidad bancaria para que solicitasen un importe muy superior al deseado (véase EL PAÍS, 14 y 18 de junio de 1998).

gobierno: el presidente de la SEPI manifestó a los medios de comunicación[172] que la sociedad vendedora "se había sentido indefensa durante la última semana de la OPV", pues no había podido hacer nada para contrarrestar el comportamiento especulativo de los grandes inversores, a los que responsabilizó de la disminución que experimentó el valor de mercado de las acciones durante los últimos días de la OPV (en el gráfico 4.9 se puede apreciar que al final de la OPV la cotización de las acciones de Endesa se separó de la evolución del IBEX-35 y del índice sectorial). Estas declaraciones fueron respaldadas posteriormente por el Ministro de Industria[173], pero la Comisión Nacional del Mercado de Valores, a la que se había exigido la adopción de alguna medida que

GRÁFICO 4.9. EVOLUCIÓN DEL VALOR BURSÁTIL DE LAS ACCIONES DE ENDESA DURANTE LA OPV



Notas: la OPV comenzó el 18 de mayo y acabó el 8 de junio. Los datos presentados reflejan la cotización al cierre. Se ha tomado como base el valor correspondiente a la sesión del 15 de mayo.
Fuente: "Boletín de Cotización de la Bolsa de Madrid".

[172] Véase EXPANSIÓN, 10 de junio de 1998.

[173] Véase EXPANSIÓN, 12 de junio de 1998.

evitase la repetición de estas situaciones, quitó importancia al asunto y atribuyó a la SEPI toda la responsabilidad del resultado de la OPV. Al margen de estas discrepancias, conviene tener en cuenta que la cotización de las acciones de Endesa se redujo bastante más entre el día en que el Consejo de Ministros dio su aprobación definitiva a la operación (24 de abril) y el día anterior al comienzo de la OPV (durante este período, los títulos de Endesa cayeron un 5'77% mientras el IBEX-35 perdía un 0'52% y el índice sectorial se reducía un 3'28%). Por tanto, antes de que se iniciara la OPV ya parecía difícil que se alcanzase el nivel de ingresos previsto inicialmente.

Así pues, desde el 9 de junio de 1998 el Estado no participa en el capital social de Endesa. No obstante, todavía mantendrá durante diez años una acción de oro (*golden-share*) que le da derecho a vetar algunas operaciones que pueden tener un efecto decisivo sobre la estrategia de la compañía (disolución, escisión, fusión y adquisición de más del 10% del capital social de la empresa)[174]. Con respecto a la posibilidad de impulsar la constitución de un "núcleo duro" de accionistas, el gobierno ha manifestado reiteradamente su intención de mantenerse neutral, aunque sí se ha mostrado favorable a que Endesa adopte una política de alianzas estratégicas que facilite su expansión a nivel internacional y le permita entrar en otros sectores económicos[175]. Por su parte, el presidente de Endesa ha expresado en varias ocasiones su deseo incorporar a varias cajas de ahorro al accionariado de la compañía[176].

[174] Este instrumento se utilizó también en la privatización de otras grandes empresas públicas (Repsol, Telefónica y Argentaria).

[175] Véase EXPANSIÓN, 19 de mayo de 1998.

[176] Véase EXPANSIÓN, 20 de mayo de 1998. En mayo de 1999, la Caixa ya había adquirido un 3% (véase EL PAÍS, 24 de mayo de 1999).

4.4.2. COMEESA pasa a manos privadas

La Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad se creó a partir de los activos y el capital que aportó Red Eléctrica de España, que quedaba obligada a vender esta sociedad antes de que transcurriesen seis meses desde su creación. Para cumplir con esta exigencia, REE convocó una subasta durante la segunda quincena de julio, a la que acudieron hasta 30 inversores interesados en adquirir acciones de COMEESA a un precio mínimo de 2.500 pesetas por título (las 300.000 acciones ofrecidas representaban el 100% del capital social, así que el valor mínimo de la compañía se situaba en 750 millones de pesetas).

Una vez resuelta la subasta, el capital social de COMEESA quedó distribuido entre 21 inversores que pagaron 5.000 pesetas por cada acción adquirida[177]. Entre los accionistas figuran FCM (la sociedad que gestiona el Mercado de Futuros y Opciones sobre Cítricos), que había manifestado su interés en crear un mercado de futuros para la electricidad, y varias entidades financieras que pretendían desarrollar productos para cubrir el riesgo inherente a los contratos de compra-venta de energía eléctrica (véase cuadro 4.15.). También aparecen las compañías eléctricas, dos empresas interesadas en introducirse en la actividad de generación (Repsol y Gas Natural), y sólo cuatro grandes consumidores de electricidad (la Asociación Nacional de Fabricantes de Automóviles, la Ciutat Sanitaria Vall de Hebrón y dos compañías mineras).

Las asociaciones que agrupan a los grandes consumidores industriales y de servicios no acudieron a la subasta. Sus portavoces argumentaron que se les había dado poco tiempo para presentar ofertas y que el precio mínimo exigido resultaba demasiado

[177] Por tanto, los compradores pagaron 1.500 millones de pesetas por la empresa.

CUADRO 4.15. COMPOSICIÓN DEL ACCIONARIADO DE COMEESA

ACCIONISTA	*PORCENTAJE*	
COMPAÑÍAS ELÉCTRICAS		28,55%
Unión Eléctrica – Fenosa	5,71%	
Hidroeléctrica del Cantábrico	5,71%	
Iberdrola	5,71%	
Endesa	5,71%	
Federación Empresarial de Industrias Eléctricas	5,71%	
BANCOS Y CAJAS DE AHORRO		34,0%
Banco Central Hispanoamericano	7,0%	
Banco Paribas	10,0%	
Bilbao Bizkaia Kutxa	3,0%	
Santander Investment	4,0%	
Argentaria	5,0%	
Ibercaja	5,0%	
GRANDES CONSUMIDORES		4,86%
Anfac	2,0%	
Ciutat Sanitaria Vall de Hebrón	2,86%	
EMPRESAS MINERAS		5,19%
Minería Catalanoaragonesa	2,86%	
Minas Públicas de Terrasa	2,33%	
OTROS		27,39%
FCM	10,0%	
Analistas Financieros Internacionales	5,0%	
Compañía Informática de Bolsa	1,67%	
Repsol Petróleo	2,86%	
Gas Natural	2,86%	
Abengoa	5,0%	

Fuente: Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad.

elevado[178]. También se mostraron en desacuerdo con el procedimiento utilizado pues, aunque la subasta resultaba un medio adecuado para lograr mayores ingresos no garantizaba la máxima pluralidad accionarial en una empresa que no obtiene beneficios, ya que sólo consigue las cantidades que se recaudan a través del porcentaje aplicado en las tarifas, y éste se calcula de forma que los ingresos recibidos sólo permitan cubrir los costes. La ausencia de estos grandes consumidores llevó al presidente de la CNSE a poner de manifiesto su insatisfacción por el método empleado[179].

[178] Véase EXPANSIÓN, 21 de julio de 1998.

[179] Véase EXPANSIÓN, 25 de julio de 1998.

5. LA REESTRUCTURACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DE INGLATERRA Y GALES[180]

5.1. Las reformas emprendidas a finales de los ochenta[181]

5.1.1. La organización del sector eléctrico antes de la reestructuración

La industria eléctrica de Inglaterra y Gales fue nacionalizada en 1947. Este hecho determinó el inicio de una amplia reordenación del sector, que condujo a la Ley Eléctrica de 1957, en la que se establecieron las principales características de un modelo organizativo que, en lo fundamental, se mantuvo hasta finales de la década de los ochenta. Durante más de treinta años, la *Central Electricity Generating Board* (CEGB) fue el núcleo de la industria eléctrica. Esta empresa producía más del 90% de la electricidad consumida en Inglaterra y Gales, se encargaba del transporte a alta tensión y de los intercambios de energía eléctrica con Francia y Escocia, y abastecía directamente a British Rail y a unos pocos grandes consumidores.

Las doce *Area Boards* eran las responsables de la distribución y el suministro en cada una de las doce zonas que se delimitaron y asignaron en 1954. No obstante, estas compañías no eran totalmente independientes, pues su política empresarial estaba condicionada por las decisiones que tomaba la CEGB, a la que se había otorgado una función preponderante dentro del sistema eléctrico de Inglaterra y Gales. Algunos autores mantienen que ello proporcionaba unos resultados similares a los que se habrían

[180] En el Reino Unido existen tres sistemas eléctricos: el de Inglaterra y Gales (88% de toda la energía consumida), el de Escocia (10% de toda la energía consumida) y el de Irlanda del Norte (2% de toda la energía consumida). El primero es el que ha experimentado una reorganización más amplia y es, con mucha diferencia, el más estudiado de los tres (de hecho, es probable que la reestructuración del sistema eléctrico de Inglaterra y Gales sea la que más se ha analizado en todo el mundo).

[181] En Vickers y Yarrow (1988a, 1991b y 1991c), Putnam, Hayes & Barlett (1991), Armstrong, Cowan y Vickers (1994), Henney (1994), Yarrow (1994), Bunn (1995), Chesshire (1996), Thomas

conseguido si hubiese existido una plena integración vertical (Vickers y Yarrow, 1988a).

También existía un organismo de consulta, que servía como foro en el que se deliberaba sobre las cuestiones que afectaban al sector. El *Electricity Council* agrupaba a representantes de las empresas eléctricas y a un cierto número de delegados gubernamentales, aunque no estaba investido con poderes suficientes como para ejercer una labor efectiva de dirección o control. Sin embargo, sí servía como órgano de coordinación, lo que reforzaba la integración vertical entre las diferentes actividades.

La CEGB vendía casi toda su producción a las *Area Boards*, que pagaban una tarifa de suministro al por mayor (*Bulk Supply Tariff*), establecida de forma que la CEGB pudiera conseguir los objetivos financieros impuestos por el gobierno. A su vez, la *Bulk Supply Tariff* (BST) determinaba la estructura de las tarifas que las *Area Boards* cargaban a sus clientes.

Las redes de transmisión y distribución pertenecían a las compañías que prestaban estos servicios, y apenas eran utilizadas por terceros. Sólo las usaba ocasionalmente algún autoproductor para aportar sus excedentes al conjunto del sistema. En 1983, el gobierno intentó estimular la aparición de generadores independientes, que podrían acceder a las redes en condiciones no discriminatorias y vender su electricidad a las *Area Boards*. Las compañías de distribución y suministro estarían obligadas a comprar toda la energía que les fuese ofrecida por estos productores, pagando a cambio una tarifa que debía reflejar sus costes evitables (*Private Purchase Tariff*). Ahora bien, el principal componente de estos costes era el precio de la electricidad suministrada por la CEGB. Por tanto, la tarifa que cobrarían los productores independientes iba a estar estrechamente relacionada con la que pagaban las *Area*

(1996a), Green (1996a) y Álvarez (1997) se puede encontrar más información sobre las cuestiones que se tratan en este epígrafe.

Boards a la CEGB. Ello otorgaba a esta compañía la posibilidad de utilizar la BST como arma estratégica frente a los nuevos competidores.

La tarifa que cobraba la CEGB a las *Area Boards* tenía dos partes: una fija, que era independiente del volumen de electricidad que le compraban; y otra variable, que dependía de la cantidad de energía adquirida. Poco después de que se otorgase libertad de entrada a los productores independientes, la CEGB modificó la estructura de la BST, elevando la parte fija y reduciendo la parte variable. Como sólo esta última era relevante para determinar el coste evitable de las *Area Boards*, que era la referencia utilizada para establecer la tarifa que debían cobrar los productores independientes, el resultado de esta estrategia fue que el precio al que podían aspirar los nuevos competidores proporcionaba unos ingresos sensiblemente inferiores a los que recaudaba la CEGB, y demasiado bajos para incentivar la entrada. Este inconveniente se unió a la ausencia de una regulación efectiva que garantizase unas condiciones económicas adecuadas para el acceso a las redes.

Al final, los intentos para estimular la aparición de nuevas empresas productoras fracasaron. Sin embargo, estos hechos revelan la preponderancia de la CEGB en la industria eléctrica, pues muestran cómo esta compañía fue capaz de evitar la entrada de competidores sin que las *Area Boards*, que podrían haber abaratado el coste de su energía, hiciesen nada para evitarlo.

En el período previo a la privatización, las compañías eléctricas, en su calidad de empresas públicas, operaban dentro del marco establecido por el Libro Blanco sobre Industrias Nacionalizadas de 1978. Según este documento, los gestores de las compañías eléctricas tenían que someterse a las siguientes restricciones:

a. Un objetivo financiero, expresado a través de una tasa de beneficio sobre el capital empleado.

b. Un objetivo de eficiencia, establecido mediante una reducción mínima en los costes unitarios controlables.

c. Un límite a la financiación externa, que las obligaba a ir reduciendo su endeudamiento.

d. Una exigencia de rentabilidad sobre sus nuevas inversiones, que se expresaba por medio de una tasa de beneficio mínima.

Al margen de estas restricciones, la industria eléctrica de Inglaterra y Gales estaba sujeta a otras formas de intervención pública. Entre ellas, conviene destacar la decisiva influencia del gobierno en las adquisiciones de carbón que efectuaba la CEGB, que se dirigían a la industria nacional aunque su precio era superior al vigente en los mercados internacionales; la utilización de las tarifas eléctricas para reducir la tasa de inflación o incrementar el valor de las empresas en los momentos previos a la privatizacion; y la presión que ejerció el gobierno sobre las compañías del sector para que utilizasen tecnología y equipamiento británicos.

5.1.2. Los preparativos para la privatización

El Manifiesto Electoral con el que concurrió el Partido Conservador a las elecciones generales que se celebraron en junio de 1987 incluía el compromiso de privatizar el sector eléctrico. Poco después de conseguir su tercera victoria consecutiva, los *tories* empezaron a plantearse las líneas maestras de este proyecto, que plasmaron en un Libro Blanco publicado en febrero de 1988. Las propuestas recogidas en el mismo, aunque eran poco concretas en muchos aspectos, permitieron comprobar que la privatización de las empresas eléctricas iba a realizarse a la vez que se llevaba a cabo una profunda reforma del sector. Desde un principio, los miembros del equipo ministerial que la diseñó pensaron que la transferencia de la propiedad no supondría una

mayor competencia ni un mejor servicio para los consumidores si no se acometía una reestructuración que alterase el modelo organizativo que se había mantenido durante más de treinta años. Por esta razón, la enajenación de las compañías eléctricas llevó aparejada la que, sin lugar a dudas, fue la reordenación industrial más drástica de todas las que realizó el gobierno conservador en los sectores privatizados.

Durante el período inmediatamente anterior a la venta, el futuro de las centrales nucleares fue la cuestión que provocó mayores quebraderos de cabeza. El proyecto inicial del ejecutivo incluía la privatización de todas las instalaciones de generación. Sin embargo, no tuvo que pasar mucho tiempo para que el gobierno se diese cuenta de que las centrales nucleares no iban a ser capaces de proporcionar a sus compradores una rentabilidad adecuada, pues la empresa que las adquiriese debería hacer frente a los costes ocasionados por el tratamiento de los residuos nucleares y el desmantelamiento de las instalaciones. Además, desde mediados de los ochenta se venía observando una considerable reducción del precio de los combustibles fósiles, lo que las dejaba en mala posición si iban a tener que competir con otro tipo de centrales. A estos problemas se unía la amenaza de que, en el futuro, un cambio en la normativa medioambiental pudiera afectar negativamente a la producción de energía eléctrica de origen nuclear ("riesgo regulatorio").

Para sortear todas estas dificultades, el gobierno decidió agrupar todas las centrales nucleares (8'4 GW de potencia) y transferirlas a una gran compañía eléctrica que poseería las dos terceras partes de la capacidad de producción de la CEGB (36'7 GW de potencia en total). La otra tercera parte (17'4 GW) serviría para crear una segunda empresa de generación. También se acordó el establecimiento de una "obligación para adquirir electricidad producida a partir de combustibles que no sean de origen fósil" (*Non-Fossil Fuel Obligation*), que garantizaría la venta de una determinada

cantidad de KWh generados en centrales nucleares. Las compañías de distribución y suministro recuperarían el sobrecoste ocasionado por la adquisición de esta energía a través de un impuesto sobre la electricidad producida mediante combustibles fósiles (*Fossil Fuel Levy*), que se recaudaría por medio de un recargo que se aplicaría sobre el importe facturado a los usuarios[182].

Aun así, el gobierno acabó considerando que las centrales nucleares podían llegar a convertirse en una pesada carga para la compañía que ostentase la propiedad, así que decidió mantenerlas dentro del sector público: en julio de 1989, anunció que las viejas estaciones Magnox no serían privatizadas y, cuatro meses después, comunicó que tampoco vendería las demás instalaciones nucleares. Sin embargo, no se introdujo ningún otro cambio en la estructura empresarial que se había planeado, pues ello habría obligado a retrasar la privatización, que estaba prevista para los primeros meses de 1991. Por tanto, el 1 de abril de 1990, a la vez que entraban en vigor las normas que regían la nueva organización del sector eléctrico[183], se constituían tres nuevas compañías de generación: National Power (con 28'3 GW de potencia instalada), PowerGen (con 17'4 GW de potencia instalada) y Nuclear Electric (con 8'4 GW de potencia instalada). A pesar de la presencia de tres empresas, el reducido tamaño de Nuclear Electric y su escasa capacidad para actuar como un competidor activo permiten calificar a esta estructura empresarial como un duopolio. Como se verá más adelante, la evolución posterior del sector corrobora esta afirmación.

En diciembre de 1990, el gobierno vendió las doce *Area Boards*, que rebautizó previamente como *Regional Electricity Companies* (RECs),y en marzo de 1991 enajenó

[182] Este impuesto serviría también para financiar el sobrecoste asociado a la compra de electricidad producida a partir de fuentes de energía renovables.

[183] Para ello, se aprobó en 1989 una nueva Ley Eléctrica.

el 60% del capital de National Power y PowerGen (el 40% restante se privatizó en marzo de 1995). La red de transporte a alta tensión se transfirió a una nueva empresa, National Grid Company (NGC), que perteneció a las RECs hasta que éstas vendieron en bolsa la mayor parte de sus acciones a finales de 1995. Nuclear Electric se mantuvo en el sector público hasta que el gobierno decidió traspasar las centrales nucleares más modernas a una nueva compañía, British Energy, que fue privatizada en julio de 1996.

5.1.3. La estructura del sector eléctrico después de las reformas

Desde el 1 de abril de 1990, el sector eléctrico de Inglaterra y Gales adoptó un nuevo modelo organizativo, basado en la separación de actividades y en la eliminación de barreras a la entrada en aquéllas que pueden realizarse en régimen de competencia.

- La transmisión se separó de la generación. La red se cedió a una nueva empresa, NGC, que se encarga del transporte a alta tensión, de la gestión de las interconexiones con Francia y Escocia, de prestar ciertos servicios necesarios para mantener la estabilidad del sistema, de la administración del mercado de electricidad (*Pool*) y de establecer los planes de funcionamiento de las centrales según los resultados de los intercambios que se producen en ese mercado. Además, debe proporcionar acceso a su red de transmisión, en condiciones no discriminatorias, a cualquier empresa que lo solicite.

Al principio, NGC poseía también 2 GW de potencia instalada en varias centrales hidroeléctricas de bombeo situadas en el Norte de Gales. Estas plantas, agrupadas en una filial denominada First Hydro, servían para asegurar la estabilidad del sistema en los momentos de mayor demanda (se trata de centrales que pueden comenzar a funcionar en muy poco tiempo) y producían electricidad que se vendía en el *Pool* en

esos mismos períodos[184]. No obstante, el regulador entendió que la posesión de estas centrales podía dar lugar a un conflicto de intereses, y dictaminó que NGC debía proceder a su venta en una operación en la que no podrían participar ni National Power ni PowerGen. Como resultado de la misma, la compañía estadounidense Mission Energy adquirió First Hydro en enero de 1996.

Las doce RECs fueron las propietarias del capital de National Grid Company hasta que se vieron obligadas a vender sus acciones a finales de 1995. Durante ese período, se impuso un estricto control sobre las relaciones entre las compañías de distribución y suministro y la NGC, con el fin de preservar la independencia de esta última.

- La generación es una de las dos actividades que se pueden ejercer en régimen de libre competencia. Al principio, tres compañías productoras se repartieron casi todas las instalaciones de generación que poseía la CEGB (salvo los 2 GW que fueron a parar a National Grid Company). Sin embargo, no tuvo que pasar mucho tiempo para que nuevas empresas de generación anunciaran su deseo de competir con ellas.

Como veremos más adelante, la electricidad que producen se vende en el *Pool*, un mercado mayorista en el que también pueden comprar los grandes consumidores. A las compañías que generan electricidad se les permite actuar como empresas suministradoras, aunque National Power y PowerGen vieron temporalmente limitadas sus posibilidades para ganar cuota de mercado en esta actividad[185].

[184] Lo normal es que estas centrales bombeen agua desde un embalse inferior a un embalse superior durante los momentos de menor demanda, cuando la electricidad es más barata. Posteriormente, aprovechan el agua almacenada para generar energía eléctrica en las horas de mayor demanda, que es cuando el precio suele ser más elevado.

[185] Hasta el 1 de abril de 1994, National Power y PowerGen, conjuntamente, no podían suministrar a más del 15% de la demanda existente en cada una de las áreas abastecidas por las RECs. Desde esa fecha hasta el 31 de marzo de 1998, ese límite se amplió al 25%. Posteriormente, fue eliminado.

El 1 de abril de 1990, las antiguas *Area Boards* se convirtieron en *Regional Electricity Companies* y, desde entonces, se han encargado de la distribución de energía eléctrica a través de las redes de transporte a baja y media tensión que recorren la zona geográfica que tienen asignada, y de abastecer a todos los usuarios que residen en ella y no pueden elegir un suministrador alternativo o no desean cambiar de compañía.

Las RECs son las propietarias de las redes de distribución, aunque deben ponerlas a disposición de cualquier empresa o consumidor que las necesite sin aplicar unas tarifas de acceso que resulten discriminatorias. Para evitar conflictos de intereses, las RECs deben mantener una adecuada separación contable entre sus negocios de distribución y suministro, y tienen que cumplir los límites establecidos por el regulador a la hora de fijar los precios que aplican a sus clientes en ambas actividades.

Estas compañías pueden generar electricidad y adquirir mediante contrato la energía producida en sus propias instalaciones, siempre que mantengan una adecuada separación contable entre ambos negocios, cumplan con la obligación de comprar a un precio que no parezca excesivo al compararlo con el que ofrecen otras empresas de generación, y adquieran un volumen de electricidad que no sea superior al 15% de la demanda máxima registrada en el área que tienen asignada.

Aunque estas empresas se privatizaron a finales de 1990, el gobierno mantuvo hasta el 31 de marzo de 1995 una acción especial (*"golden-share"*) en cada una de ellas, lo que le permitía vetar cualquier intento de fusión y absorción. Como veremos posteriormente, desde el momento en que se produjo el vencimiento de estas acciones especiales se inició una cadena de operaciones financieras destinadas a conseguir el control de las RECs.

❑ El suministro de electricidad a los consumidores finales también se realiza en régimen de competencia. Para ello, se estableció un calendario que señalaba los plazos para la apertura del mercado[186]:

- Hasta el 31 de marzo de 1994, solamente podían elegir suministrador los consumidores que presentasen una demanda máxima de al menos 1 MW[187]. Ello les permitía dirigirse a su proveedor tradicional o *first-tier supplier* (la REC que tiene asignada esa zona), comprar directamente en el *Pool*, u optar por cualquiera de los demás suministradores (*second-tier suppliers*): las empresas de generación, los comercializadores independientes, o una REC distinta a la que había venido abasteciéndoles. Dentro de este grupo se encontraban 5.000 usuarios que consumían, aproximadamente, el 30% de toda la electricidad demandada en Inglaterra y Gales.

- Desde el 1 de abril de 1994, pudieron elegir suministrador todos los consumidores que alcanzaban una demanda máxima de al menos 100 KW. Con ello, el número de clientes con capacidad de elección se amplió hasta 50.000. Estos usuarios adquirían la mitad de la energía eléctrica que se consumía en Inglaterra y Gales.

- A partir del 1 de abril de 1998, tenían que haber accedido a la condición de "clientes con capacidad de elección" todos los consumidores de electricidad que existen en Inglaterra y Gales. Sin embargo, para evitar que se produjesen problemas técnicos a gran escala[188], el regulador llegó a un acuerdo con las empresas para realizar una liberalización escalonada que finalizó en mayo de 1999.

---

[186] Mientras tanto, las RECs eran las únicas empresas que abastecían a los clientes que no podían elegir suministrador.

[187] Para determinar si se alcanzan estos umbrales, se permite la agrupación de puntos de suministro que "estén próximos entre sí". En caso de que exista alguna duda sobre la interpretación de esta requisito, la decisión corresponde al regulador, que ha tendido a facilitar la acumulación de consumos.

5.1.4. La nueva regulación de las empresas privatizadas

La reestructuración de la industria eléctrica de Inglaterra y Gales trajo consigo la creación un nuevo organismo regulador, la *Office of Electricity Regulation* (Offer), encabezada por el Director General de Suministro Eléctrico, quien, según establece la Ley Eléctrica de 1989, es el único responsable de la actividad reguladora. Este organismo es una agencia estatal, pero ello no significa que sus actuaciones deban estar subordinadas a las opiniones del gobierno. De hecho, el Director General dispone de una gran autonomía para tomar sus propias decisiones.

Entre las funciones de Offer se encuentran las siguientes:

a. Asegurar que todos los consumidores pueden acceder al suministro de electricidad.

b. Salvaguardar los intereses de los usuarios. Para desarrollar esta tarea, Offer recibe las quejas que le transmiten los clientes a través de unos Comités Regionales de Consumidores.

c. Fomentar la eficiencia en el uso de la electricidad y en el funcionamiento del sistema eléctrico.

d. Proteger a los ciudadanos y a los trabajadores del sector de cualquier peligro ocasionado por la realización de las actividades propias de las empresas eléctricas.

e. Promover la competencia en la generación y el suministro, ya sea a través de actuaciones propias o solicitando la intervención de la *Monopolies and Mergers Comission* (MMC), que tiene amplios poderes para dirimir conflictos, investigar conductas contrarias a la libre competencia y autorizar o denegar fusiones y absorciones.

[188] En 1994, la apertura del mercado a 45.000 nuevos clientes provocó enormes problemas. Si estos problemas se hubiesen repetido en 1998, la concesión de capacidad de elección a más de 23 millones de consumidores habría podido colapsar el sistema eléctrico.

f. Revisar los límites de precios impuestos a las tarifas que cobran las empresas que realizan actividades de transporte a alta tensión, distribución y/o suministro a clientes que no tienen capacidad de elección. Si alguna compañía no está de acuerdo con los controles de precios establecidos por el Director General, debe presentar un recurso para que sea la MMC la que ratifique o modifique (al alza o a la baja) esos límites de precios.

- El incremento de las tarifas de transporte a alta tensión está restringido por un límite del tipo RPI-X. En consecuencia, National Grid Company debe ajustar su estructura tarifaria de forma que el crecimiento de su ingreso medio sea inferior en al menos un X por ciento al aumento que experimente el Índice de Precios al Consumo de la economía (*Retail Price Index*). El ingreso medio se determina calculando el cociente entre los ingresos totales obtenidos por ciertos servicios[189] y el valor medio de las demandas máximas registradas en el año de referencia y los cuatro años anteriores.

El valor de X se revisa cada 3 años. Durante el primer trienio, X se estableció de forma que, con las tarifas que se venían aplicando, NGC pudiera recobrar todos sus costes y obtener una rentabilidad razonable. Posteriormente, la restricción inicial (X=0) se endureció para conseguir menores incrementos de precios (X=3).

- Sobre las tarifas que cobran las empresas propietarias de la red de distribución existe una limitación similar. En este caso, X se revisa cada cinco años y toma valores distintos en las doce áreas asignadas a las RECs. Hasta el 31 de marzo de 1995, los controles de precios permitían que el ingreso medio obtenido por el transporte a baja tensión creciese más que el Índice de Precios al Consumo

[189] Las tarifas incluidas en el control de precios son las que cobra NGC por utilizar su red de transporte: "tarifa por los servicios que proporciona el sistema" y "tarifa por el uso de la infraestructura". Esta última varía según se trate de una empresa productora o de una compañía de distribución y/o suministro, y determina un precio distinto en función del área geográfica en que esté ubicado el cliente. Los ingresos obtenidos a través de las tarifas que pagan los usuarios por conectarse a la red o utilizar las

(RPI+X, en lugar de RPI-X, con X variando entre 0 y 2'5). La evolución de las cuentas de resultados de las compañías reveló que estos límites eran demasiado generosos, lo que llevó al Director General a proponer unos controles de precios bastante más duros. Volveremos sobre esta cuestión más adelante.

- Hasta el 31 de marzo de 1994, existían dos limitaciones sobre el crecimiento de las tarifas que cargaban las RECs a los consumidores finales de su área de suministro:

  - La primera afectaba a los precios aplicados a aquellos clientes que no presentaban una demanda máxima superior a 10 MW. El ingreso por KWh obtenido a partir de las cantidades facturadas a todos estos consumidores no podía incrementarse más que RPI-X+Y. Este último parámetro se iba ajustando para recoger la variación del coste de la electricidad adquirida, el crecimiento de las tarifas de transmisión y distribución, y los cambios que pudiera experimentar el impuesto sobre la electricidad producida a partir de combustibles fósiles (*Fossil Fuel Levy*)[190]. Por tanto, los controles de precios permitían traspasar a los clientes cualquier incremento en los costes que debían soportar las empresas suministradoras. El valor de X fue igual a 0 durante los cuatro años que duró esta limitación.

  - La segunda restricción afectaba a las tarifas aplicadas a los clientes que en ningún momento necesitaban más de 1 MW de potencia. En este caso, el

interconexiones con Francia y Escocia no están incluidos en el control de precios, aunque la compañía debe limitarse a obtener un beneficio "razonable".

[190] Las RECs están obligadas a firmar contratos para adquirir una parte de la electricidad que producen las centrales nucleares y las instalaciones de generación que utilizan fuentes de energía renovables. El sobrecoste que implica esta obligación de compra lo recuperan a través del *Fossil Fuel Levy*, que se aplica a toda la electricidad facturada a los consumidores finales. Al principio, este impuesto era de un 11%, después se redujo al 10%, y desde noviembre de 1996 fue disminuyendo progresivamente hasta que se situó en un 0'9% al principio del segundo trimestre de 1998 (ahora se considera que la energía nuclear no necesita ninguna protección, así que solamente es necesario financiar el sobrecoste ocasionado por la adquisición de electricidad producida a partir de energías renovables).

ingreso unitario (por KWh) no podía crecer más que RPI-X+F. El valor de X se mantuvo en 0 hasta el 31 de marzo de 1993, y el parámetro F se iba ajustando cada año para recoger las variaciones que experimentaba el impuesto sobre la energía eléctrica producida a partir de combustibles fósiles. Así pues, las compañías suministradoras no podían trasladar a sus clientes "cautivos" todos sus incrementos de costes. La finalidad de este control de precios era evitar que las empresas redujesen las tarifas que ofrecían a aquellos clientes cuya demanda máxima se situaba entre 1 y 10 MW, a la vez que elevaban las que debían aceptar los abonados que no podían cambiar de suministrador porque sus necesidades eran inferiores al umbral fijado (1 MW), sin que ello supusiese un incumplimiento del límite de precios expuesto en el párrafo anterior (RPI-X+Y).

A partir del 1 de abril de 1994 se eliminó el primero de estos dos límites de precios (RPI-X+Y) y se mantuvo tan sólo el segundo (RPI-X+F, con X=2 durante cuatro años), aunque se redujo su ámbito de aplicación a los ingresos obtenidos a partir de las tarifas aplicadas a los abonados cuya demanda máxima era inferior a 100 KW. El hecho de que todos los consumidores tengan capacidad para elegir suministrador no ha supuesto la desaparición de este control de precios, que se mantendrá durante un período mínimo de dos años para proteger a los clientes que necesitan poca electricidad y pueden verse obligados a mantener el contrato que les une a su compañía porque ninguna otra les hace una oferta mejor. No obstante, en la actualidad, estos límites de precios ya no se basan en índices del tipo RPI-X.

Como podemos comprobar, todos los umbrales de precios dependen de la evolución de ciertas variables que han de ser estimadas, ya que no es posible saber qué valor van a tomar cuando acabe el ejercicio. Por consiguiente, es necesario realizar una revisión a posteriori, que permite corregir las desviaciones entre los valores reales y las

predicciones realizadas a priori. La diferencia observada se traslada al siguiente ejercicio, incrementando o reduciendo los nuevos límites de precios[191].

5.1.5. Los intercambios de electricidad a través del *Pool*

El *Pool* es el eje central del sistema eléctrico de Inglaterra y Gales. Se trata de un mercado mayorista, administrado por National Grid Company, en el que las empresas generadoras venden su producción a las RECs, a las compañías suministradoras y a los consumidores finales que deciden acceder directamente al mercado[192].

Cada mañana, las empresas productoras remiten a NGC sus ofertas para los 48 períodos de media hora en que se divide el día siguiente. Estas ofertas incluyen, entre otros, los siguientes elementos:

a. La disponibilidad de cada equipo durante los períodos de referencia, que puede variar posteriormente si se produce algún hecho que altere las previsiones que se habían realizado en el momento de presentar las pujas.

b. El precio al que ofrecen la electricidad que pueden producir en sus instalaciones disponibles. Si lo desean, pueden especificar tres tramos distintos (precio y cantidad) para cada media hora.

c. El precio al que están dispuestas a prestar algunos servicios complementarios.

A partir de las ofertas presentadas por los diferentes productores y de sus propias estimaciones sobre la evolución de la demanda, National Grid Company elabora un listado en el que aparece la cantidad de energía que debe generar cada instalación durante las 48 medias horas del día siguiente. Para realizar esta selección, NGC ordena

[191] Para eliminar parte de la incertidumbre asociada a la utilización de estimaciones, el regulador ha ido sustituyendo la tasa de inflación que se usa como referencia, para que los límites se refieran al incremento de precios del año anterior y no al que pueda producirse durante el presente ejercicio.

[192] Las empresas productoras pueden obtener una licencia de suministro para abastecer a sus propios abonados a partir de energía adquirida en el *Pool*.

las pujas según el precio exigido en cada una ellas, y escoge las ofertas que permiten minimizar el coste de atender la demanda esperada. De entre todas las estaciones elegidas, la que produce la energía más cara en cada media hora es la que fija el SMP (*System Marginal Price*), que es el precio que reciben todas las instalaciones que van a tener que funcionar durante ese período.

Además, las empresas productoras reciben un pago por la potencia que ponen a disposición del sistema (*capacity payment*). La finalidad de esta retribución es incentivar el crecimiento del parque de generación. Para ello, se diseñó un mecanismo que permite incrementar los pagos cuando se espera una demanda muy elevada y se reduce la diferencia entre la potencia disponible y el consumo previsto. El importe que perciben las compañías que se ofrecen a generar electricidad depende de una cantidad que intenta reflejar el valor que tiene para los usuarios la electricidad que no podrían consumir si no existiese bastante capacidad de producción (*value of lost load*: VOLL), y de la probabilidad de que la potencia disponible no sea suficiente para satisfacer la demanda (*loss of load probability*: LOLP). VOLL se estableció inicialmente en £2/KWh y se ha ido actualizando mediante la tasa de inflación. LOLP se calcula todos los días, para cada media hora, a partir del margen entre el consumo previsto y la capacidad de producción que se pone a disposición del sistema (cuanto menor es esta diferencia, mayor es su valor).

Las plantas que son seleccionadas para generar electricidad perciben "el precio de adquisición por parte del *Pool*" (*Pool Purchase Price*: PPP):

$$PPP = SMP + LOLP \cdot (VOLL - SMP)$$

Las instalaciones que no son elegidas, sólo consiguen una compensación por la potencia que han puesto a disposición del sistema (*capacity payment*: CP):

$$CP = LOLP \cdot (VOLL - \text{precio que figura en la oferta presentada})$$

El precio que han de pagar las empresas o los consumidores que deseen adquirir electricidad (*Pool Selling Price*: PSP) se determina añadiendo un recargo (*uplift*) al precio de entrada al *Pool* (PPP) durante los períodos en que se registra demanda media o alta. Este recargo sirve para realizar los siguientes pagos:

a. El coste de los servicios complementarios. NGC decide qué empresas deben prestar estos servicios a partir de las ofertas presentadas por los productores. Realiza la selección escogiendo a aquellas compañías que ofrecen un menor precio.

b. El coste ocasionado por las modificaciones impuestas por las restricciones de la red de transmisión. Cuando National Grid Company establece los planes de funcionamiento y determina el valor de SMP, no tiene en cuenta que algunas plantas no van a poder funcionar como consecuencia de las restricciones existentes en la red de transmisión. Estas instalaciones reciben el "beneficio perdido" y la retribución por la potencia que han puesto a disposición del sistema:

$$(SMP - \text{precio que figura en la oferta}) + LOLP \cdot (VOLL - SMP)$$

Las centrales que se incorporan para sustituirlas perciben el precio que han solicitado y el pago que las compensa por mantener disponible su capacidad de producción:

$$\text{Precio que figura en la oferta} + LOLP \cdot (VOLL - \text{precio que figura en la oferta})$$

BIBLIOTECA VIRTUAL MIGUEL DE CERVANTES

c. El importe que se entrega a las instalaciones que han puesto su potencia a disposición del sistema pero no son seleccionadas en ningún momento porque el precio que figura en la puja es superior a SMP y no son necesarias para resolver los problemas ocasionados por las restricciones de la red de transmisión:

$$CP = LOLP \cdot (VOLL - \text{precio que figura en la oferta presentada})$$

d. La cantidad que percibe NGC por gestionar el *Pool*.

El valor de todos estos costes se divide entre el número de KWh adquiridos durante los "períodos de la tabla A" (los de demanda media y alta) para obtener el recargo que se aplica al precio de cada KWh suministrado en esos períodos[193]. El operador del mercado (NGC) se encarga de recaudar todos los importes y entregar las cantidades correspondientes a sus destinatarios[194].

Al principio, los costes que se recuperaban a través del recargo solamente recaían sobre quienes compraban electricidad en el *Pool*. Sin embargo, desde abril de 1994, NGC tiene que asumir una parte de los mismos cuando se sitúan por encima de un cierto nivel, pues se ha considerado que, como empresa responsable del transporte a alta tensión, también ha de compartir los costes ocasionados por las restricciones que existen en la red de transmisión.

El sobrecoste ocasionado por las pérdidas que se producen en el transporte a alta tensión se distribuye entre todos los agentes que demandan electricidad en el *Pool*. Para ello, se incrementa la energía adquirida mediante unos coeficientes que reflejan el valor medio de las pérdidas que se producen en cada período. De este modo, el número de

[193] En los períodos de demanda baja no se aplica ningún recargo. Por tanto, PSP es igual a PPP.

[194] Los cálculos que determinan la cantidad exacta que se debe pagar y los correspondientes derechos de cobro se realizan a posteriori.

KWh que se factura a las empresas y a los consumidores que compran en el *Pool* se iguala a la electricidad que producen las instalaciones de generación.

Los agentes que adquieren electricidad en el *Pool* pueden negociar contratos por diferencias con las empresas productoras para protegerse de las variaciones que experimentan los precios del *Pool*. Estos contratos pueden ser "bidireccionales" (*two-way*) o "unidireccionales" (*one-way*):

a. En el primer tipo de contratos, las compañías de generación pagan a sus clientes la diferencia entre el precio pactado y el precio de *Pool* cuando este último es superior al primero, y reciben de ellos esa diferencia cuando el precio del *Pool* es menor que el precio acordado.

b. En el segundo tipo de contratos, las empresas productoras no reciben ningún pago cuando el precio del *Pool* es inferior al que han pactado, pero sí tienen que pagar la diferencia entre ambos cuando el precio que han acordado es inferior al que se establece en el *Pool*.

Cuando entró en vigor la nueva organización del sistema eléctrico (1 de abril de 1990), casi toda la producción de National Power y PowerGen estaba vinculada a contratos de este tipo[195], impuestos por el gobierno para que estas compañías pudieran trasladar a las RECs el sobrecoste del carbón nacional, pues las dos empresas generadoras habían firmado a su vez unos contratos con British Coal en los que se comprometían a pagar un precio superior al vigente en los mercados internacionales[196].

[195] Según Helm y Powell (1992), a lo largo del año 1991, la electricidad vinculada a estos contratos representó el 84'3% de la capacidad de producción de National Power y el 89'1% de la capacidad de producción de PowerGen; en 1992 y 1993, estas cifras se redujeron a 72'7% (National Power) y 70'6% (PowerGen).

[196] De la dependencia que existía entre British Coal y las empresas de generación da una idea el hecho de que, en el año fiscal 1989/90, el 80% de la producción de British Coal se vendió a las compañías eléctricas, que utilizaron este combustible para obtener el 67% de la electricidad que generaron a lo largo de ese año (Parker, 1996a).

Las RECs también podrían traspasar a sus "clientes cautivos" todos los costes asociados a estos contratos, aunque los precios establecidos en ellos fuesen más altos que los del *Pool* o resultasen muy elevados al compararlos con los de contratos similares que les fueran ofrecidos en el futuro por los productores[197].

La mayoría de los contratos por diferencias establecidos por el gobierno tenía una duración de tres años, e incluía unos pagos iniciales destinados a compensar el exceso de potencia que existía en el sistema[198]. Otros contratos tenían una duración menor y no contemplaban ningún pago inicial, como era el caso de los que vencían el 31 de marzo de 1991 y estaban vinculados al suministro a consumidores que iban a tener capacidad de elección desde el primer momento. Estos últimos incluían una cláusula especial para que la compañía de distribución que perdiese clientes pudiera ceder los contratos a la empresa que se los arrebatase.

Los contratos más largos vencieron el 31 de marzo de 1993. En esa fecha, el gobierno ya había revisado su política hacia la minería del carbón y había impuesto unas obligaciones de compra muy inferiores, que se iban reduciendo todavía más a lo largo de un período de cinco años. El sobrecoste que ha supuesto la adquisición de carbón nacional se ha seguido traspasando a las RECs por medio de unos contratos por diferencias, cuyo importe se ha podido trasladar a los consumidores que no podían

[197] Se trata de una excepción, porque las licencias de las RECs establecen que estas compañías sólo podrán trasladar a sus "clientes cautivos" el coste de la electricidad que hayan adquirido a un precio que no sea significativamente superior al que podrían haber conseguido si hubiesen contratado con otros proveedores.

[198] Como la capacidad de producción de Nuclear Electric, National Power y PowerGen era muy superior a la que se necesitaba para abastecer la demanda, se pensó que, al principio, los precios del *Pool* serían muy bajos.

cambiar de suministrador (de hecho, los contratos se asignaron en función del número de "clientes cautivos" de las RECs)[199].

Actualmente, existe también un mercado en el que se intercambian contratos por diferencias que reúnen unas características muy concretas, que fueron estandarizadas para facilitar la negociación. Además, se designó a un intermediario que recibe todas las órdenes de compra o de venta, y se encarga de casar las peticiones[200].

5.2. La evolución de la industria eléctrica tras la reestructuración

BIBLIOTECA VIRTUAL

5.2.1. La competencia en el *Pool*

El precio que perciben las empresas productoras determina más del 60% de los costes que han de sufragar los consumidores de electricidad[201]. Además, la creación de un mercado mayorista en el que se fija periódicamente ese precio, a través de los intercambios de electricidad gestionados por un operador independiente, es, sin lugar a dudas, la transformación más importante que experimentó el sector eléctrico a comienzos de la década de los noventa. Por consiguiente, el análisis de las variables relacionadas con la evolución de este mercado proporciona una referencia esencial a la hora de valorar los resultados de las reformas.

[199] Entre 1993 y 1998, las empresas productoras redujeron de 70 a 30 millones de toneladas sus adquisiciones de carbón nacional. Al mismo tiempo, el precio pagado a British Coal (RJB desde que fue privatizada en 1994) ha ido disminuyendo en términos reales, lo que ha permitido aminorar las primas de los contratos por diferencias vinculados a la compra de carbón británico (Green, 1998b).

[200] En Ketterer y Vegara (1996) se pueden encontrar más detalles.

[201] Durante el ejercicio 1996/7, la participación de cada actividad en los costes incorporados a las tarifas que pagaban los clientes que no tenían capacidad de elección fue la siguiente (Green y McDaniel, 1998):

- Generación: 61'3%
- Transmisión: 3'7%
- Distribución: 27'6%
- Suministro: 7'4%

Entre el 1 de abril de 1990 y el 31 de marzo de 1997, se incorporaron al sistema más de quince mil nuevos MW de potencia (véase cuadro 5.1). La mitad de esta capacidad adicional pertenece a empresas que entraron en el sector durante ese período, mientras que el resto lo aportaron las tres compañías creadas a partir de la CEGB. El 85% del total corresponde a centrales que producen electricidad mediante turbinas de gas de ciclo combinado (CCGT).

CUADRO 5.1. COMPOSICIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA ENTRE 1990/91 Y 1996/97

EMPRESA	MW	% sobre el total
National Power	3.174	21%
PowerGen	3.040	20%
Nuclear Electric	1.250	8%
Nuevas empresas (IPPs) (*)	7.616	50%
TOTAL	15.080	100%

(*): Incluye el incremento de capacidad de la interconexión escocesa y la potencia de algunos pequeños productores.
Fuente: Littlechild (1998).

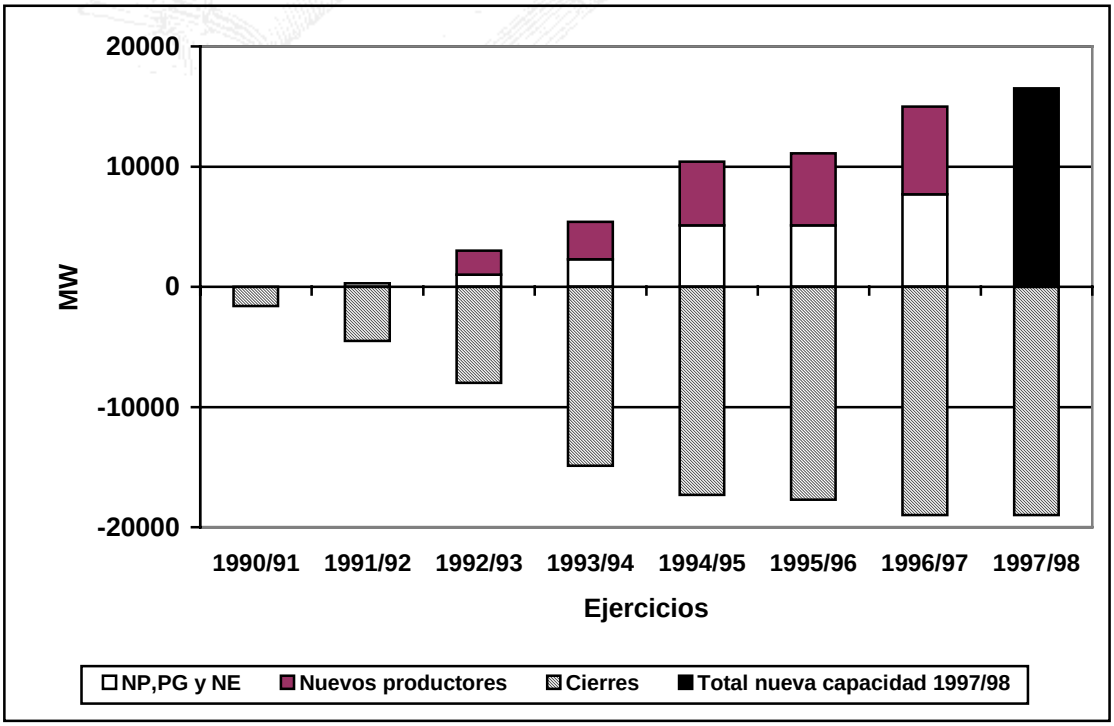
A la vez que instalaban nueva potencia, PowerGen y National Power procedían al cierre de las centrales que generaban una energía más cara o requerían mayores gastos de mantenimiento, lo que contribuyó a reforzar la caída de su participación en la capacidad de producción total: entre 1990 y 1998, se redujo del 77 al 52 por ciento, mientras que el peso de la potencia nuclear se incrementaba del 14 al 17 por ciento y la cuota de los nuevos productores alcanzaba el 23% (véase cuadro 5.2). Como consecuencia de estos cambios, la capacidad total instalada al final del período acabó situándose en un nivel muy parecido al que existía en 1990 (véase gráfico 5.1).

CUADRO 5.2. REPARTO DE LA POTENCIA INSTALADA

EMPRESA	1990		1998	
	GW	% sobre total	GW	% sobre total
National Power	30’0	47%	17’0	27%
PowerGen	19’0	30%	15’4	25%
Eastern	0’0	0%	6’7	11%
Nuclear Electric	8’7	14%	7’3	12%
Magnox Electric	0’0	0%	3’1	5%
Nuevas empresas	0’0	0%	7’3	12%
First Hydro	2’1	3%	2’1	3%
Interconexiones	2’9	5%	3’2	5%
Otras	0’2	1%	0’2	1%
TOTAL	62’8	100%	62’3	100%

Fuente: Offer (1998a).

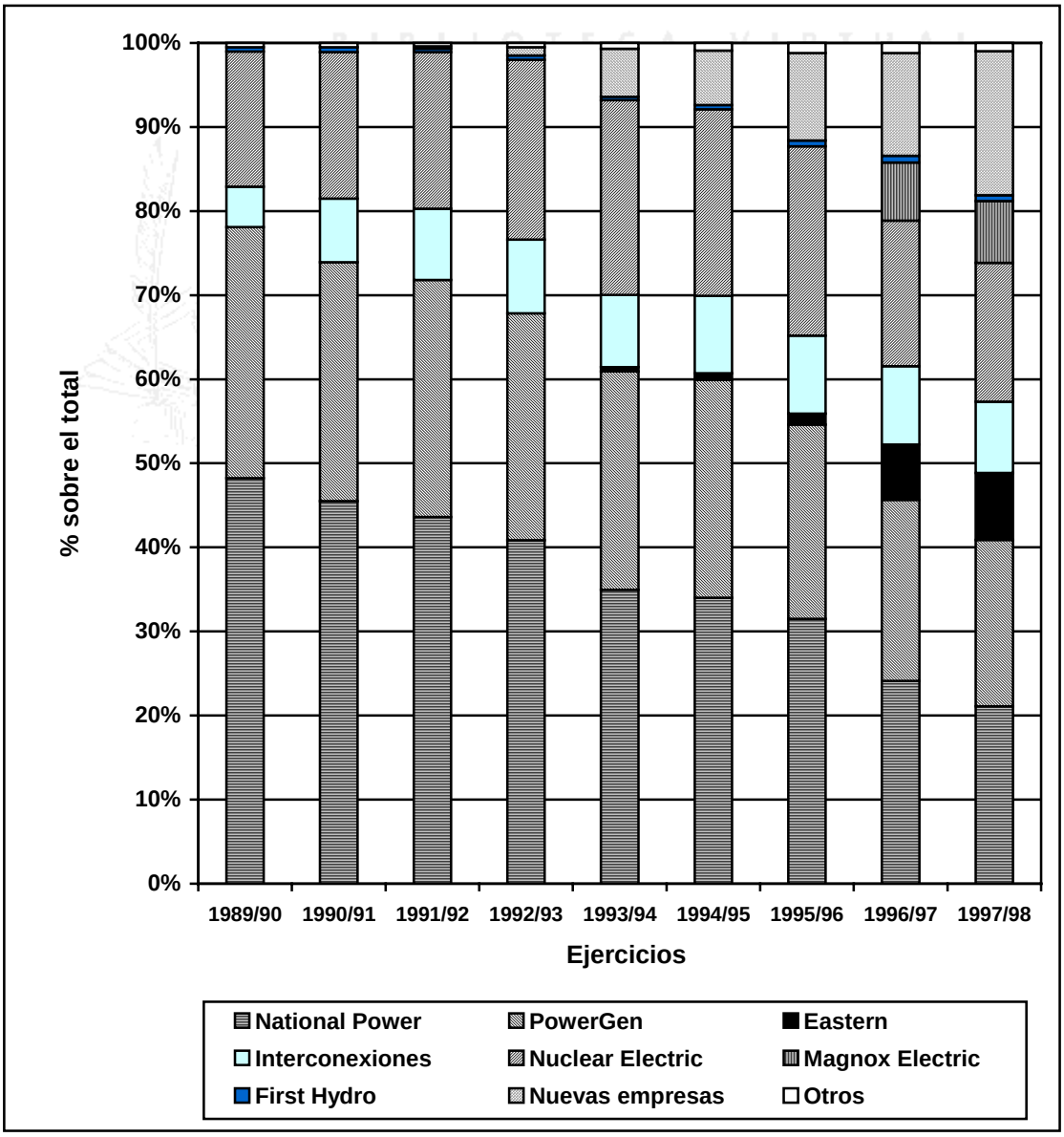
GRÁFICO 5.1. ALTAS Y BAJAS EN LA POTENCIA INSTALADA (valores acumulados)



Nota: En los datos correspondientes a 1997/98 no se distingue entre la capacidad instalada por las nuevas compañías y la aportada por National Power (NP), PowerGen (PG) y Nuclear Electric (NE).
Fuente: Littlechild (1998) y Offer (1998a).

La participación de National Power y PowerGen en el total de electricidad producida se redujo todavía más: si en el ejercicio 1990/91 se situaba en el 74%, en el ejercicio 1997/98 sólo ascendía al 41%. Durante ese período, la aportación de las nuevas compañías de generación fue ascendiendo hasta situarse en un 24% y la cuota de mercado de Nuclear Electric (Magnox Electric y Bristish Energy desde julio de 1996) pasó del 16 al 24 por ciento (véase gráfico 5.2).

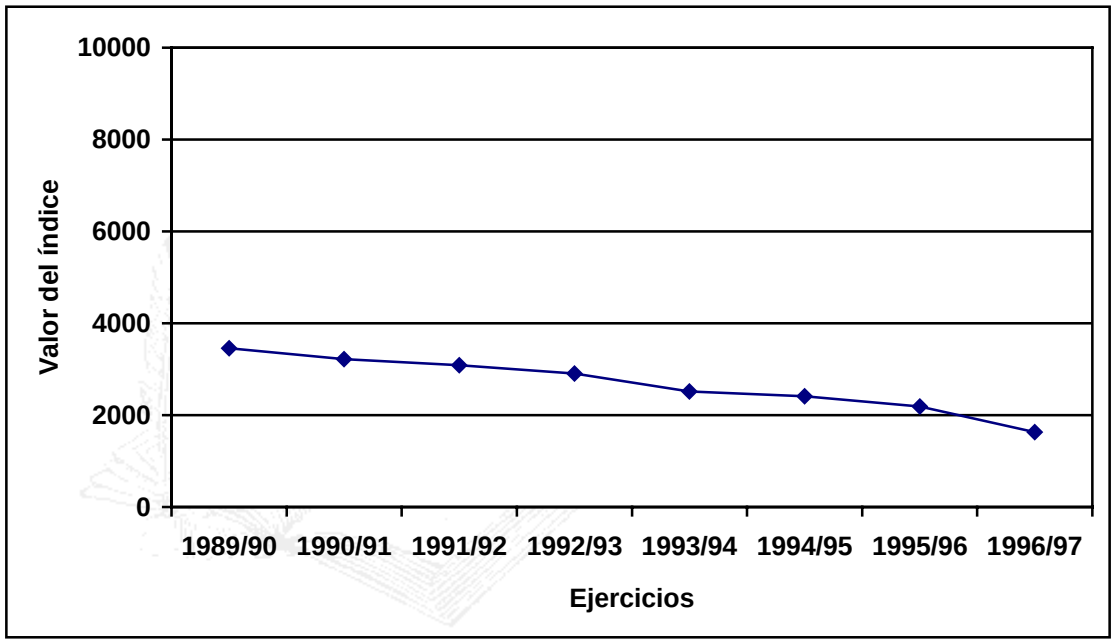
GRÁFICO 5.2. PARTICIPACIÓN EN LA PRODUCCIÓN TOTAL



Fuente: Green (1998b).

Por tanto, en una primera aproximación, parece que, durante el período analizado, se produjo un notable incremento de la competencia entre las empresas productoras de electricidad. La evolución del índice de Herfindahl, que disminuyó desde 3.500 hasta un valor ligeramente superior a 1.500, refleja la aparición de una estructura de mercado cada vez menos concentrada[202] (véase gráfico 5.3).

GRÁFICO 5.3. EVOLUCIÓN DEL ÍNDICE DE HERFINDAHL

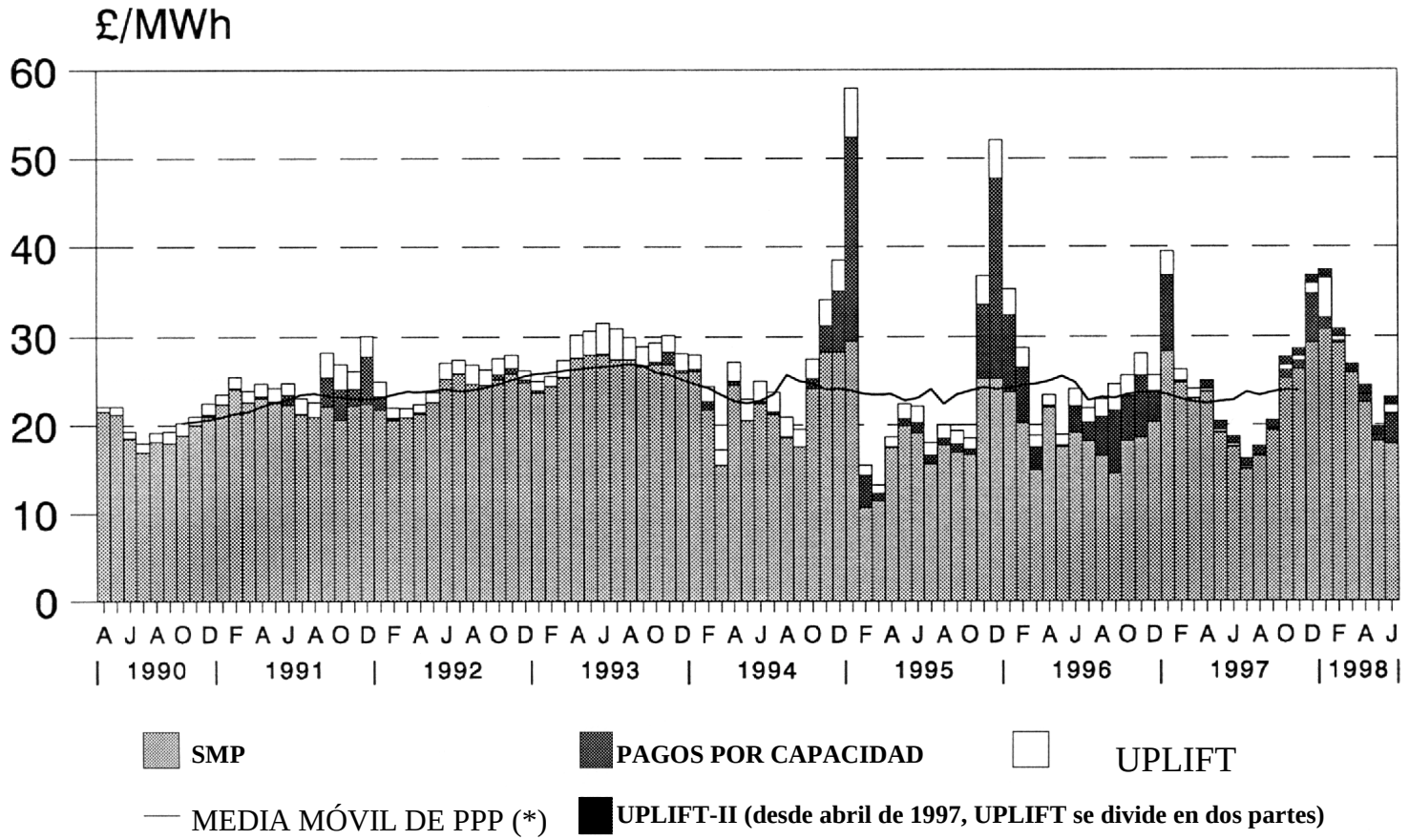


Fuente: Littlechild (1998).

Sin embargo, el estudio de las cuotas de mercado no proporciona información sobre la capacidad de las empresas para influir en el precio. Como veremos a continuación, PowerGen y National Power han encontrado la forma de conservar un importante poder de mercado, y ello ha obligado al regulador a intervenir para realizar modificaciones en las normas de funcionamiento e imponer cambios en la propiedad de las instalaciones.

[202] El índice de Herfindahl es la suma cuadrática de las cuotas de mercado. El valor máximo del índice (10.000) se corresponde con una situación de monopolio.

GRÁFICO 5.4. EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DEL POOL (ABRIL 1990 – JUNIO 1998) (#)



(#): Medias mensuales. (*): Para períodos de doce meses. Fuente: Green (1998b)

El gráfico 5.4 recoge la evolución del precio de la electricidad vendida en el *Pool* a lo largo del período comprendido entre abril de 1990 y junio de 1998. El incremento que se observa al comparar los valores correspondientes a 1991 con los que se registraron durante 1990 suscitó la primera controversia. El regulador informó que el crecimiento de los precios obedecía a tres razones (Álvarez, 1992):

- El precio marginal del sistema (SMP) aumentó porque los productores elevaron el precio de sus pujas y comenzaron a utilizar estratégicamente la posibilidad de ofrecer tres tramos (en el primero aparecía un volumen relativamente grande a un precio moderado; en los otros dos, se añadía una cantidad pequeña y se exigía por ella un precio muy superior).
- Los pagos para retribuir la capacidad puesta a disposición del sistema (CP) crecieron porque, en los períodos de mayor demanda, National Power y PowerGen declararon indisponible una parte de la potencia instalada en sus centrales, lo que incrementó el valor de LOLP que correspondía a esos períodos y, en consecuencia, los pagos por capacidad[203].
- El recargo (UPLIFT) se elevó por dos razones: la primera se refiere a la existencia de restricciones en la red de transmisión, pues las empresas decidieron aprovecharlas para solicitar un precio muy alto por la energía generada en las centrales que tenían que funcionar para atender la demanda de las zonas afectadas por esas restricciones; la segunda es el aumento de los pagos por la potencia que se ponía a disposición del sistema pero no entraba en funcionamiento. Estos pagos se incrementaron porque las dos grandes

[203] Además, como Wolak y Patrick (1997) han subrayado, el crecimiento marginal de LOLP es más grande cuanto menor es la diferencia entre la potencia que se pone a disposición del sistema y la demanda prevista.

compañías utilizaron la posibilidad de redeclarar como disponibles los equipos que, tan solo unas horas antes, habían declarado indisponibles para provocar un aumento de LOLP[204].

Al valorar los factores que estaban provocando las subidas de precios, el regulador consideró que el crecimiento de SMP no era preocupante, pues, durante el primer año, los productores habían presentado ofertas que, en algunos casos, eran inferiores al coste evitable, y ello había permitido que el precio marginal del sistema se situase por debajo del nivel previsto[205]. De hecho, como ya hemos visto, casi toda la electricidad generada por las dos grandes empresas durante ese período estaba vinculada a contratos por diferencias, así que los ingresos de estas compañías apenas dependían del precio fijado en el *Pool*. Helm y Powell (1992) han estudiado la relación entre la cobertura de estos contratos y los precios de las pujas, y han encontrado evidencia empírica que les permite afirmar que el incremento de SMP se debió al vencimiento, en marzo de 1991, de una parte de los contratos impuestos para transferir a las RECs el sobrecoste ocasionado por la adquisición de carbón británico.

No obstante, el regulador juzgó que el crecimiento de CP y UPLIFT ponía de manifiesto la capacidad de PowerGen y National Power para elevar los precios del *Pool*, lo que le llevó a adoptar varias medidas (Green, 1996b):

* En primer lugar, modificó el procedimiento que conducía al cálculo de LOLP. Así, en lugar de emplear la potencia que se ponía a disposición del sistema en

[204] Los productores envían sus ofertas a las 10 de la mañana del día que antecede a aquél que es objeto de negociación. Generalmente, los planes de funcionamiento y el precio marginal para cada media hora del día siguiente se hacen públicos a las 4 de la tarde. A partir de ese momento, pueden declarar como disponible cualquier equipo que no se haya puesto a disposición del sistema anteriormente. Además, debemos tener en cuenta que las previsiones de NGC sobre la evolución de la demanda se hacen públicas antes de que se remitan las pujas.

[205] Según Stevens (1995), durante el ejercicio 1990/91, el valor medio de SMP fue inferior en casi un 25% al que se había estimado previamente.

cada período, se utilizaría, cuando fuera superior, la capacidad de producción más alta de entre todas las que se hubiesen declarado durante los siete días previos.

- En segundo lugar, impuso la obligación de elaborar, a comienzos de año, unas previsiones sobre la disponibilidad de las instalaciones. Posteriormente, estas estimaciones serían comparadas con la potencia que se hubiese puesto a disposición del sistema en cada período, para determinar declaraciones de indisponibilidad no justificadas.
- En tercer lugar, estableció que las compañías productoras deberían informar, con una antelación mínima de seis meses, de la capacidad de producción que pretendiesen retirar definitivamente, para que diera tiempo a nombrar un asesor independiente que analizase los cierres previstos y estudiase la posibilidad de vender esas instalaciones.
- Finalmente, llegó a un acuerdo con las empresas propietarias de las centrales que venían beneficiándose de las restricciones existentes en la red de transmisión. Las compañías se comprometieron a ajustar sus ofertas a los costes, y el regulador anunció que sometería esas pujas a un seguimiento especial para asegurarse de que era así[206].

En el segundo semestre de 1992, el precio marginal del sistema experimentó una nueva subida, que algunos autores han relacionado con la proximidad del vencimiento de la mayoría de los contratos por diferencias vinculados a la adquisición de carbón británico (Green, 1996b): la cercanía de esa fecha determinó la necesidad de negociar

[206] Los productores argumentaban que, si estas centrales sólo funcionaban cuando existían restricciones en la red de transmisión, tenían que percibir un precio elevado para recuperar todos los costes.

unos nuevos contratos, y las compañías procuraron elevar los precios del mercado para conseguir unas condiciones económicas más favorables. Sin embargo, el regulador consideró que estos incrementos no podían ser censurados porque el valor medio de SMP durante el año anterior se había situado en un nivel inferior al que permitía recuperar los costes evitables de los productores.

Durante los primeros meses del ejercicio 1993/94, el precio de las ofertas de National Power y PowerGen se elevó notablemente, lo que provocó un importante incremento del precio marginal: entre abril y septiembre de 1993, SMP fue un 14% más alto que en los mismos meses del período anterior. Este aumento coincidió con el período en el que entraban en vigor nuevos contratos por diferencias para respaldar las compras de carbón nacional. La cobertura de estos contratos era inferior a la de los anteriores, así que, desde el 1 de abril, los ingresos de los dos grandes productores dependían, en mayor medida, de la evolución de los precios del *Pool*[207]. Al crecimiento de SMP se añadió una subida de más de un 55% en el recargo, ocasionada, fundamentalmente, por el coste de las restricciones existentes en la red de transmisión[208] (Offer, 1998a).

El Director General analizó estos incrementos de precios e informó de que los ingresos percibidos por los principales productores eran superiores a sus costes evitables y no reflejaban la disminución que se venía registrando en el precio de los combustibles (Newbery, 1995). A su juicio, esta situación se derivaba del poder de mercado que

[207] El *Pool* determinaba el precio de toda la electricidad que no estuviese vinculada a contratos y servía como referencia para establecer las condiciones económicas de cualquier contrato adicional entre los oferentes y los demandantes de energía eléctrica (en el ejercicio 1996/97, sólo el 25% de la electricidad negociada en el *Pool* estaba vinculada a contratos por diferencias relacionados con la obligación de adquirir carbón británico, aunque otro 64% estaba asociado a otros contratos por diferencias, de duración más breve (generalmente, uno o dos años)).

[208] Además, casi todos los contratos por diferencias utilizaban como precio de referencia el "precio de entrada al Pool" (PPP). Por tanto, cualquier incremento en el valor de UPLIFT se convertía en un ingreso íntegro para los productores que tenían derecho a percibir este recargo.

acumulaban las dos grandes compañías generadoras, y anunció su intención de solicitar la intervención de la MMC.

Las aportaciones de Green y Newbery (1992) y Von der Fehr y Harbord (1993) coinciden con la opinión del regulador. En el primer trabajo, los autores construyen un modelo para determinar el equilibrio del mercado mayorista y llegan a la conclusión de que las dos grandes compañías productoras disfrutan de un importante poder de mercado, que pueden emplear para presentar unas pujas muy superiores al coste evitable. En el segundo, se propone un modelo diferente al anterior pero los resultados son similares: PowerGen y National Power tienen incentivos para exigir un precio mayor que sus costes y su posición en el mercado les permite hacerlo.

Green (1994) encontró que, en algunos períodos, estas empresas estaban pidiendo un precio inferior al coste marginal por la energía generada en las estaciones que producían una electricidad más barata, para asegurarse de que eran incluidas en los planes de funcionamiento durante el mayor tiempo posible, y, a la vez, exigían un precio superior al coste marginal en las pujas correspondientes a las instalaciones que generaban una energía más cara, para elevar el valor de SMP e incrementar los ingresos que recibían por todas las centrales incluidas en los planes de funcionamiento. De hecho, es fácil comprobar que, entre 1990/91 y 1995/96, National Power y PowerGen dominaron claramente el segmento del mercado que fija el precio marginal del sistema: en los treinta y seis meses transcurridos hasta el 31 de marzo de 1993, las pujas de estas dos empresas establecieron, como mínimo, el 90% de los valores que tomó SMP en cada uno de los meses. En los tres años siguientes, esta proporción no bajó nunca del 75% y alcanzó niveles muy superiores con frecuencia (Offer, 1998a).

Esos elevados porcentajes obedecían a la diferencia entre la estructura del parque de generación de PowerGen y National Power y la composición de la potencia

instalada por las demás compañías, pues, mientras las dos grandes empresas tenían un parque de generación relativamente diversificado, con distintos tipos de plantas, la capacidad de producción del resto de los generadores estaba compuesta, fundamentalmente, por instalaciones nucleares y centrales de gas de ciclo combinado, que suelen funcionar permanentemente (proporcionan "carga básica": *baseload*). Por consiguiente, los equipos adicionales que eran necesarios durante las horas de demanda media y alta (proporcionando "carga no-básica": *non-baseload*) casi siempre los aportaban PowerGen y National Power que, hasta marzo de 1996, en ningún ejercicio suministraron menos del 90% de la electricidad generada mediante la potencia utilizada para incrementar la producción en los períodos de demanda media y alta (Green y Newbery, 1997)

Al final, la intervención de la MMC no fue necesaria. En febrero de 1994, el regulador llegó a un acuerdo con PowerGen y National Power para que vendieran una parte de sus instalaciones de generación y limitasen el precio de sus pujas:

- National Power se comprometió a negociar la venta de 4.000 de sus 26.000 MW de potencia antes de que transcurriesen dos años, y PowerGen asumió una obligación similar con respecto a 2.000 MW más (la décima parte de su capacidad de producción). Además, las instalaciones cedidas a terceros debían producir electricidad mediante carbón o petróleo, para que el parque de generación de sus competidores se diversificase y las dos grandes empresas perdieran parte de su capacidad para determinar el precio marginal del sistema[209]. Las ventas se efectuaron en septiembre de 1995 y abril de

[209] Este tipo de centrales entraba en los planes de funcionamiento para períodos que suponían entre uno y dos tercios del tiempo total y, en la mayoría de esas medias horas, era alguna de estas instalaciones la que determinaba el SMP.

1996. Eastern, la mayor de las RECs, adquirió las cinco centrales enajenadas y comenzó a ofrecer su producción en el *Pool* a principios de julio de 1996.

- Las dos grandes compañías productoras se comprometieron a pujar de modo que, durante los ejercicios 1994/95 y 1995/96, la media anual ponderada de los precios de entrada al *Pool* (PPP) no se situase por encima de 24 £/MWh si se utilizaba como factor de ponderación el número de horas que hubiese estado vigente cada precio, o de 25'5 £/MWh si se empleaba como factor de ponderación la demanda correspondiente a los períodos en que se hubiera establecido cada precio[210].

Durante los dos años en que estuvo vigente, el valor medio del precio de entrada al *Pool* se mantuvo por debajo de los umbrales fijados, a pesar del fuerte crecimiento que experimentaron los pagos por capacidad durante los últimos meses de 1994 y 1995. A juicio del regulador, el hecho de que los precios no superasen los límites establecidos puso de manifiesto el poder de mercado de PowerGen y National Power (los demás productores no tenían que respetar esa restricción). No obstante, existe constancia de que, paradójicamente, no fueron estas dos compañías las más afectadas por los controles de precios, pues casi todos sus ingresos dependían de las condiciones económicas que figuraban en contratos que ya se habían pactado cuando se impusieron las limitaciones (Green, 1998b).

El regulador no volvió a proponer medidas tan drásticas hasta la primavera de 1998. Durante el invierno anterior, el valor medio del precio marginal del sistema había crecido un 30% en comparación con el mismo período del año previo, y el Director

[210] Los dos límites están expresados en precios constantes con respecto a Octubre de 1993.

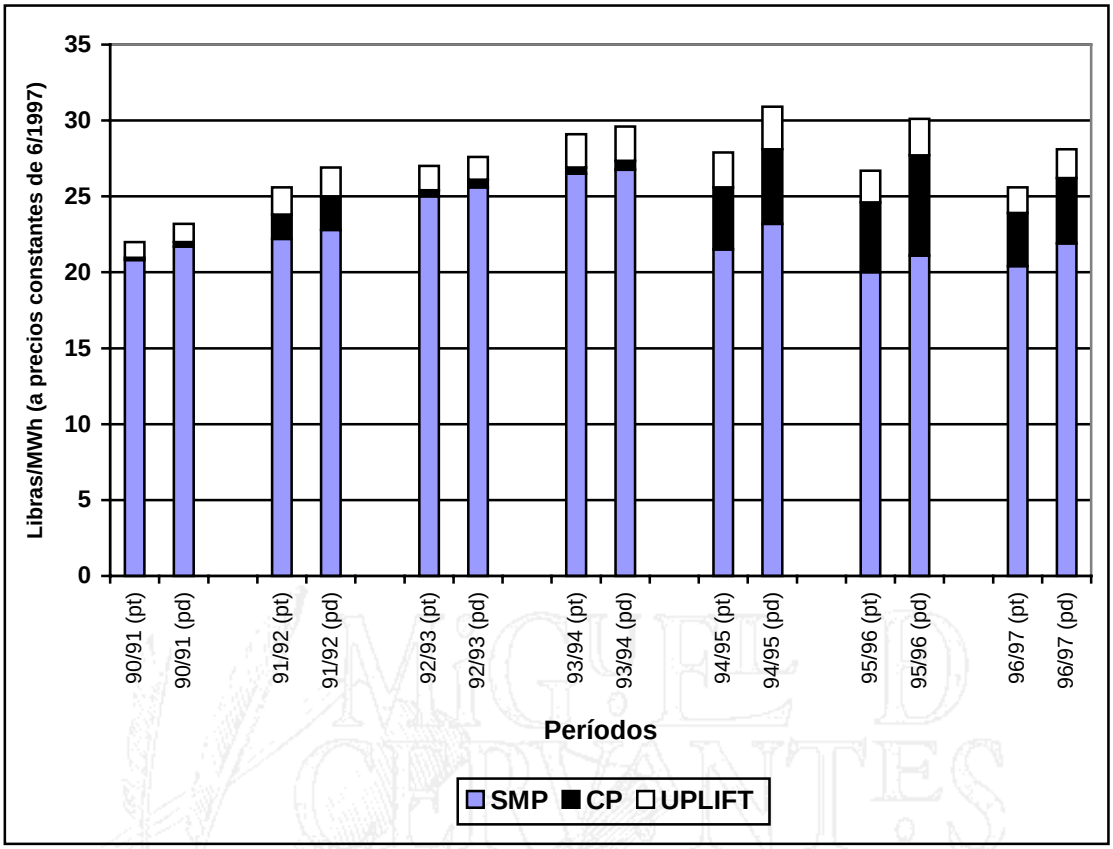
General consideró que este incremento no estaba justificado. La subida de SMP respondía a un aumento del precio exigido en las ofertas, y, en particular, al crecimiento de las pujas efectuadas por National Power y PowerGen, que habían fijado el valor de SMP en el 70% de los períodos comprendidos en esos tres meses[211].

Además, estas compañías seguían utilizando su poder de mercado para evitar que sus ingresos se redujesen como consecuencia de la disminución de los pagos por capacidad y de la caída de su aportación al total de energía negociada en el *Pool*. El resultado de esta estrategia había provocado un incremento del ratio entre los precios correspondientes a los períodos de mayor demanda, en los que estas empresas tienen una cuota de mercado muy superior, y los precios de los demás períodos. Esta diferencia se refleja en la discrepancia que aparece al calcular el precio medio de los distintos ejercicios: en los últimos años, se amplía el margen entre el valor que se obtiene al utilizar la demanda como factor de ponderación y el que resulta cuando se emplea la vigencia temporal de cada precio (véase gráfico 5.5).

En junio de 1998, ante la constatación de que PowerGen y National Power seguían conservando un notable poder de mercado, que utilizaban para elevar los precios y que les permitía conseguir unos elevados ingresos sin verse obligadas a competir para ampliar su cuota de mercado, el regulador planteó de nuevo la necesidad de que ambas compañías procediesen a la venta de algunas de sus centrales de carbón, y no rechazó la posibilidad de solicitar la intervención de la MMC si no se aceptaba esta propuesta (Offer, 1998b).

[211] Tras la venta de 6.000 MW de potencia en abril de 1996, la capacidad de estas compañías para determinar el precio marginal del sistema se aminoró, sobre todo durante el primer semestre de 1997. No obstante, en el ejercicio 1996/97 todavía fijaron el valor de SMP en un 69% de los períodos.

GRÁFICO 5.5. EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS MEDIOS DEL *POOL*



Notas: "(pt)" significa que cada precio se ha ponderado según su vigencia temporal; "(dt)" significa que cada precio se pondera por la cantidad demanda durante el período en que está vigente. Fuente: Littlechild (1998).

5.2.2. El efecto de los contratos por diferencias sobre la competencia

Según Newbery (1995), la existencia de contratos vinculados a la evolución de los precios del *Pool* ha ejercido una considerable influencia sobre los incentivos que determinan la estrategia de las empresas que venden electricidad en ese mercado. Para entender cómo se produce este efecto, consideremos el caso de una empresa productora que ha vinculado a contratos por diferencias una cantidad de energía eléctrica que es exactamente igual a la que espera generar en un determinado período. En estas circunstancias, todos los ingresos de las compañía están fijados de antemano, y dependen únicamente del precio de referencia que figura en los contratos. Ahora,

debemos preguntarnos qué es lo que más le interesa a esta empresa a la hora de elaborar las ofertas correspondientes ese período:

- Si el precio de la puja es inferior al coste evitable, cabe la posibilidad de que su electricidad sea demasiado barata y acabe produciendo más energía de la que había previsto. Como el exceso no cuenta con la cobertura de los contratos, puede acabar perdiendo dinero si el precio que obtiene en el *Pool* es inferior al coste evitable.
- Si el precio de la puja es superior al coste evitable, corre el riesgo de que su producción resulte demasiado cara y algunas de sus centrales no sean incluidas en los planes de funcionamiento. Si acaba generando una cantidad inferior a la que pactó en los contratos, no ingresará la diferencia entre el precio del *Pool* y el coste evitable de las instalaciones que no producen durante ese período.

Por tanto, la estrategia más adecuada sería presentar ofertas en las que figure un precio igual al coste evitable, pues, de este modo, se asegura de que va producir la mayor cantidad posible sin correr el riesgo de que alguna de las instalaciones pueda ocasionarle una merma en sus ingresos.

Esta argumentación no pretende trasladar la idea de que, en la práctica, todas las empresas que vinculen a contratos la mayor parte de su producción van a comportarse de ese modo, ya que podrían existir otras razones que las llevasen a adoptar una estrategia distinta (por ejemplo, elevar los precios del *Pool* mientras se negocian contratos a largo plazo para lograr unas condiciones económicas más favorables, o mantener los precios a un nivel relativamente bajo para no fomentar la entrada de competidores). Además, ya hemos visto que algunas empresas disfrutan de un poder de mercado muy importante, y lo utilizan para influir sobre la evolución de los distintos

componentes del precio con el fin de obtener los mayores ingresos posibles. Sin embargo, la explicación anterior revela que los contratos pueden incentivar el establecimiento de precios cercanos al coste evitable, sobre todo en períodos de demanda media y baja en los que la proporción de electricidad vinculada a contratos por diferencias es muy elevada.

Los contratos por diferencias también han servido para facilitar la entrada de nuevas compañías generadoras (*independent power producers*: IPPs), que firmaron contratos a largo plazo (normalmente, quince años) con las RECs para asegurar la venta de su producción futura. Gracias a estos acuerdos, los IPPs pudieron conseguir financiación para las construcción de sus centrales y fueron capaces de pactar unos contratos que les garantizaban la obtención del combustible necesario (Green, 1995). En estas condiciones, la aparición de nuevas empresas de generación se produjo con relativa rapidez. A ello contribuyeron otros factores, como la abolición, en 1991, de la Directiva Comunitaria que prohibía generar energía eléctrica a partir de gas, o el desarrollo de la tecnología que permitía producir electricidad mediante turbinas de gas de ciclo combinado (c*ombined-cycle gas turbines*: CCGTs). Este tipo de plantas tenía varias ventajas: se podían construir en un período relativamente corto, utilizaban un combustible que era relativamente barato en aquellos momentos y no obligaban a instalar mucha potencia para generar electricidad sin perder economías de escala.

La rapidez con la que se iniciaron proyectos para construir CCGTs, tanto por las compañías ya existentes como por sus nuevos competidores[212], dió lugar a un debate sobre la oportunidad de instalar nuevas centrales a la vez que se cerraban algunas de las

[212] La rapidez con la que se desarrollaron estos proyectos, ha llevado a algunos autores a utilitar la expresión "*dash for gas*" ("lanzarse a por el gas") para referirse a este fenómeno.

que venían generando electricidad mediante carbón, pues, en un futuro no muy lejano, ello incrementaría los problemas a los que se tendría que enfrentar British Coal, que ya se encontraba en una situación muy difícil como consecuencia de la escasa competitividad de su producción y de la imposición de nuevas restricciones sobre la emisión de gases contaminantes, que obligaban a instalar costosos equipos para reducir las emanaciones de las centrales de carbón e incrementaban el coste de la electricidad generada a partir de este mineral.

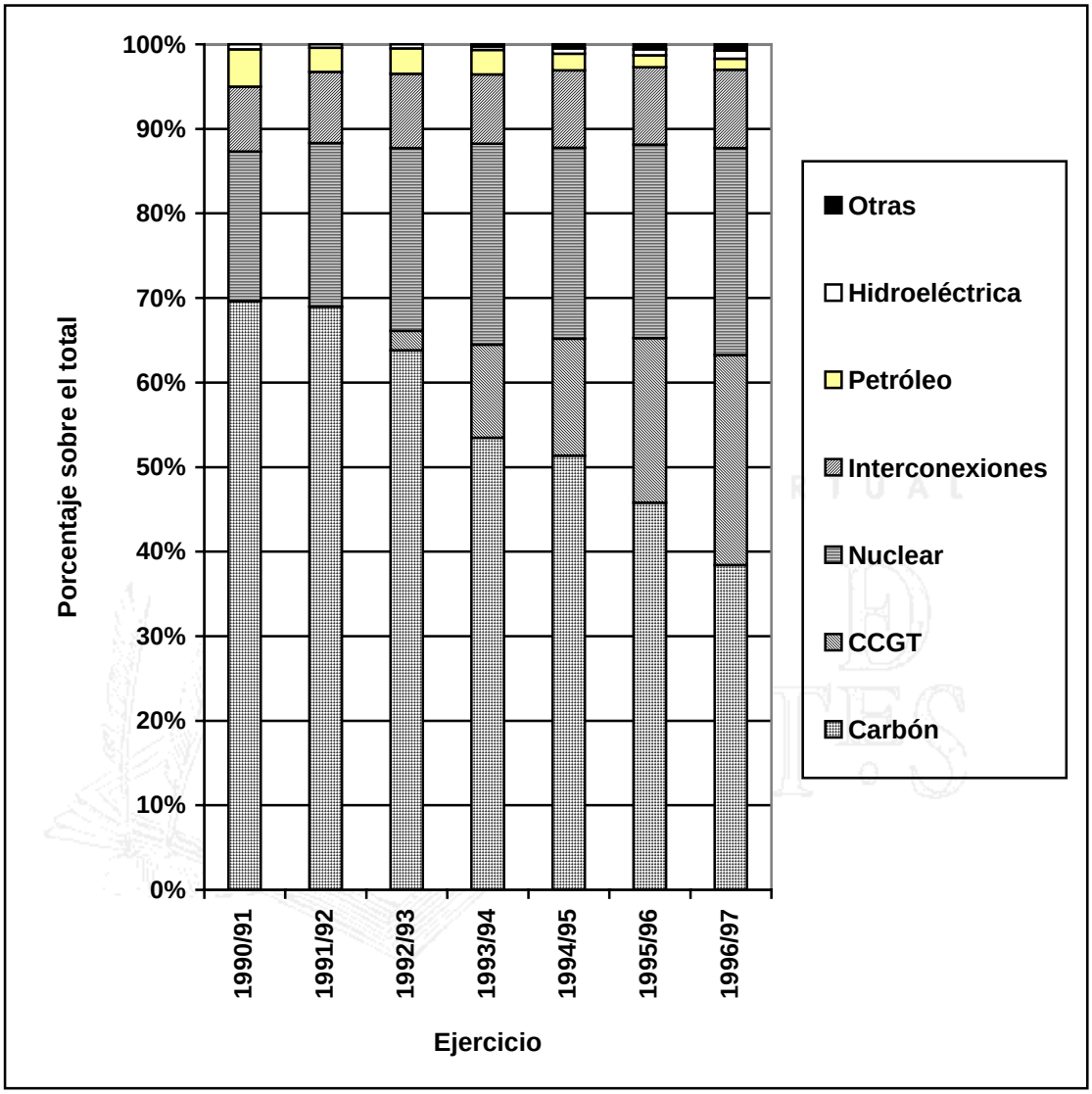
Los resultados de un informe elaborado por el Parlamento revelaron que, al comparar los costes de funcionamiento de las centrales de carbón ya existentes con los que acarreaba la construcción y utilización de las nuevas CCGTs, la diferencia no justificaba esta rápida sustitución de unas por otras (Newbery y Green, 1996). De hecho, si la comparación se realizaba utilizando el precio del carbón en los mercados internacionales, se obtenía que la producción de las CCGTs siempre resultaba más cara, pues había que añadir todo el precio de las instalaciones a los costes variables.

Además, las características de los contratos de suministro de gas obligaban a los propietarios de las CCGTs a procurar que funcionasen el mayor tiempo posible, lo que reducía, todavía más, la cuota de las centrales de carbón en la producción total[213] (véase gráfico 5.6).

No obstante, aún hay otro factor que debemos tener en cuenta para entender la rápida proliferación de las turbinas de gas de ciclo combinado. Como ya se ha comentado, las RECs podían generar una parte de la electricidad destinada a abastecer a sus clientes y, en el momento en que entró en vigor la reforma del sector, no poseían

[213] La mayoría de estos contratos eran del tipo “toma o paga” (*take-or-pay*): los productores de electricidad se obligaban a comprar una determinada cantidad de gas, que debían pagar aunque no la utilizasen.

GRÁFICO 5.6. COMPOSICIÓN DE LA ELECTRICIDAD PRODUCIDA SEGÚN EL COMBUSTIBLE EMPLEADO



Fuente: Offer (1998a).

ninguna instalación. Ello las llevó a participar en el capital social de muchas de las nuevas empresas productoras, con las que firmaron contratos a largo plazo para garantizarles que no tendrían problemas para vender la electricidad que generasen. Estos contratos fueron revisados y analizados por el regulador, que quería asegurarse de que las RECs no habían favorecido a sus propias compañías productoras, pagándoles un precio superior al que ofrecían las demás empresas y traspasando ese coste a los consumidores que no podían cambiar de suministrador.

El Director General llegó a la conclusión de que el precio que aparecía en los contratos no era muy distinto del que figuraba en las ofertas realizadas por los restantes productores, aunque subrayó el hecho de que, probablemente, las RECs podrían haber logrado unos precios más bajos si hubiesen continuado sus negociaciones con ellos (Green, 1996b). Sin embargo, consideró que, con estos contratos, las RECs no habían infringido las condiciones de sus licencias, así que decidió no obstaculizarlos para favorecer la aparición de empresas que compitiesen con las dos grandes compañías generadoras.

Recientemente, Green y Newbery (1998) han expresado su preocupación por el hecho de que, una vez se haya otorgado libertad para elegir suministrador a todos los consumidores, las RECs pueden no estar dispuestas a firmar contratos a largo plazo con las empresas productoras, pues no dispondrán de la garantía que proporciona un conjunto de "clientes cautivos": cuando todos puedan cambiar de compañía, las RECs correrán mayores riesgos si pactan contratos para un período muy amplio, pues su cuota de mercado puede experimentar variaciones importantes a lo largo de ese período. Así pues, cabe la posibilidad de que permitir la libre competencia en el suministro no sea compatible con la entrada de nuevos rivales en la generación.

5.2.3. La competencia en el suministro

Desde que se otorgó libertad de elección a los consumidores que tienen una demanda máxima de al menos 1 MW, las RECs no han dejado de perder cuota de mercado en su área geográfica tradicional (véase gráfico 5.7). Sólo en el primer año (el ejercicio 1990/91), cambiaron de compañía los titulares del 30% de los puntos de suministro que alcanzaban el límite establecido. Estos usuarios consumían el 40% de la electricidad demandada por todos los clientes que pertenecían a ese segmento del

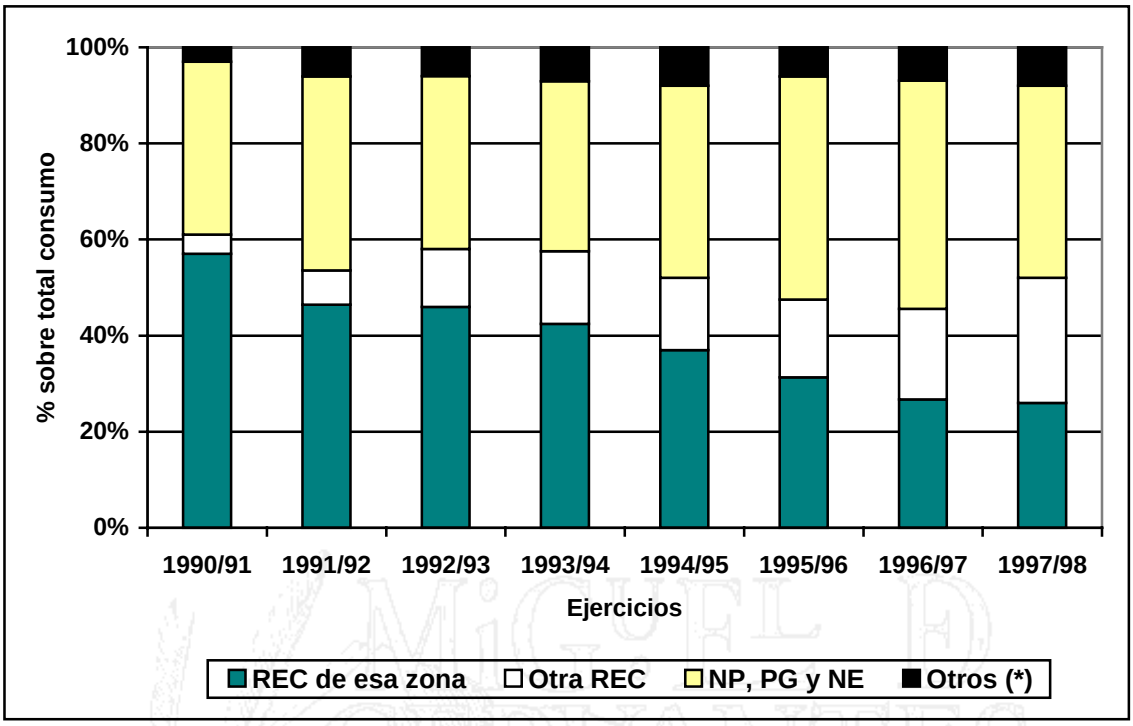
mercado. Siete años después, los porcentajes se habían incrementado hasta el 63 y el 74 por ciento, respectivamente.

Entre los usuarios que pudieron elegir a su proveedor de energía eléctrica a partir del 1 de abril de 1994, también se observa una rápida variación de las cuotas de mercado (véase gráfico 5.8). En un año, cambiaron de compañía los titulares del 25% de los puntos de suministro cuya demanda máxima era inferior a 1 MW y mayor o igual que 100 KW, y que consumían el 32% de la electricidad adquirida por este grupo de clientes. Tres años después, las nuevas empresas habían arrebatado a los proveedores tradicionales unas cuotas de mercado del 41 y del 54 por ciento, respectivamente.

El grupo formado por las tres grandes compañías productoras (National Power, PowerGen y Nuclear Electric) ha sido el que ha ganado mayor cuota de mercado entre los usuarios que consumen al menos 1 MW; mientras que en el otro segmento, el conjunto de empresas que ha conseguido una mayor expansión es el integrado por las RECs que han entrado en zonas distintas a las que se les asignaron en 1954. En ambos casos, se puede comprobar que, al calcular la cuota de mercado que han logrado los nuevos competidores, se obtiene un valor más elevado si se utiliza la cantidad de energía consumida que si se emplean los puntos de suministro, lo que indica que, dentro de cada segmento, los clientes que más han cambiado de proveedor han sido los que adquieren más electricidad.

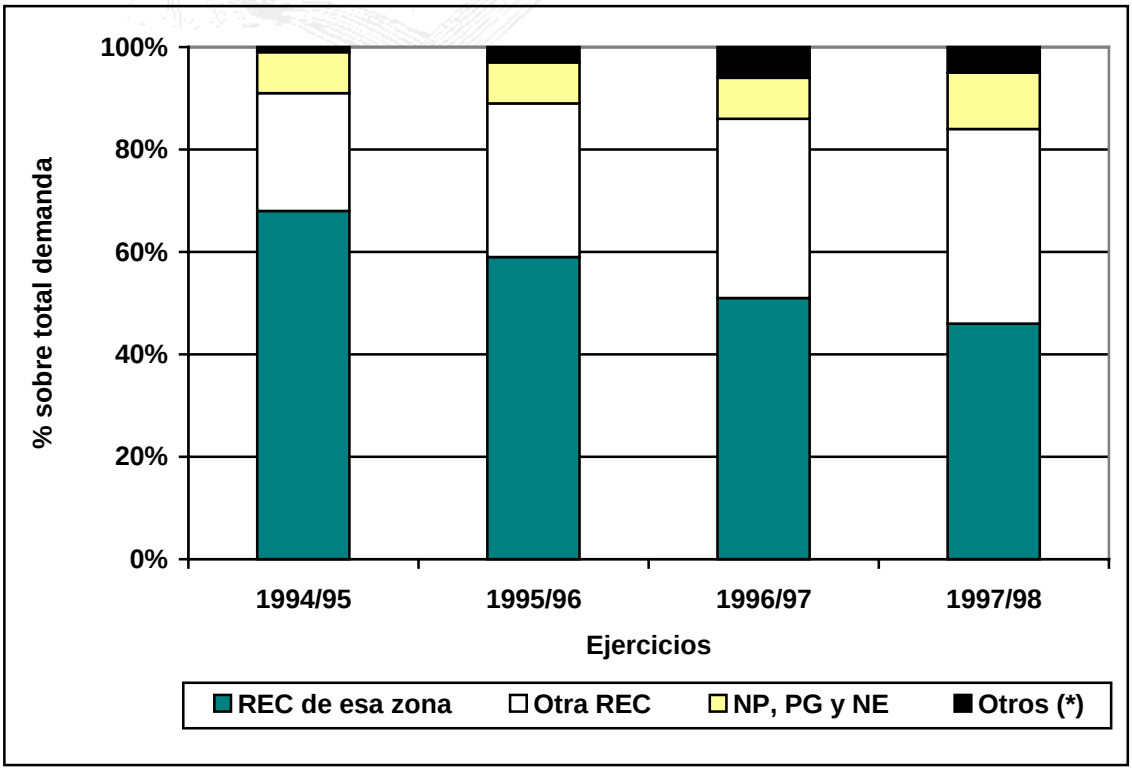
BIBLIOTECA VIRTUAL MIGUEL DE CERVANTES

GRÁFICO 5.7. CUOTAS DE MERCADO ENTRE USUARIOS QUE CONSUMEN AL MENOS 1MW



(*): Scottish Power, Hydro-Electric y los suministradores independientes (incluye a algunos grandes consumidores que compran directamente en el *Pool*). Fuente: Littlechild (1998).

GRÁFICO 5.8. CUOTAS DE MERCADO ENTRE USUARIOS QUE CONSUMEN ENTRE 1 MW Y 100 KW



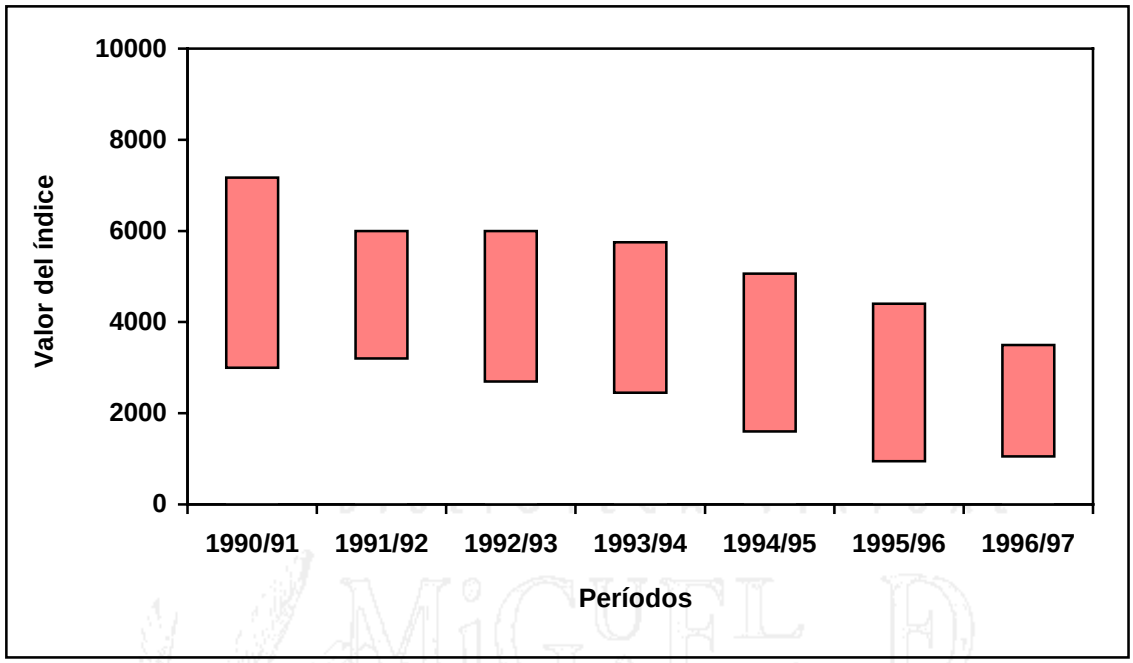
(*): Scottish Power, Hydro-Electric y los suministradores independientes (incluye a algunos grandes consumidores que compran directamente en el *Pool*). Fuente: Littlechild (1998).

Para determinar el grado de competencia, podemos usar de nuevo el índice de Herfindahl. No obstante, debemos obtener su valor en las doce áreas de suministro existentes en Inglaterra y Gales, pues cada una de estas zonas es una mercado diferente. Si lo calculásemos para el conjunto del territorio, nos saldría una cifra baja (inferior a mil) aunque solamente existiese una empresa monopolista en cada área, ya que habría doce compañías y ninguna de ellas tendría una cuota de mercado superior al 10% del total.

En los gráficos 5.9 y 5.10 aparece la evolución del índice de Herfindahl durante los períodos en que ambos grupos de consumidores han dispuesto de libertad para cambiar de suministrador. Cada barra representa el intervalo que incluye los valores del índice en las doce zonas de suministro. Aunque los dos gráficos permiten hablar de un mercado más repartido, se puede apreciar que, en el segmento de usuarios que consumen al menos 1 MW, se ha evolucionado hacia una mayor fragmentación de la oferta. Sin embargo, también se observa que existen importantes diferencias entre las distintas áreas: en algunas de ellas, los antiguos proveedores conservan todavía una cuota de mercado bastante elevada.

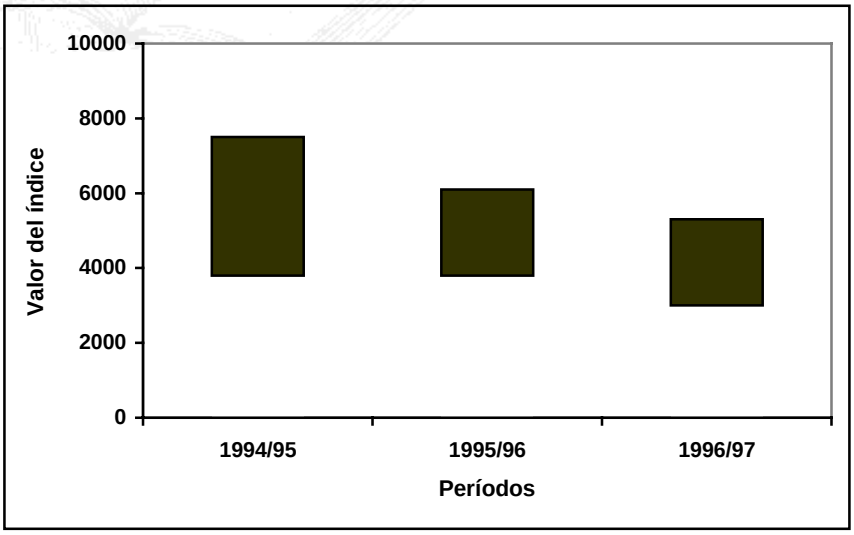
BIBLIOTECA VIRTUAL MIGUEL DE CERVANTES

GRÁFICO 5.9. ÍNDICES DE HERFINDAHL PARA EL MERCADO DE USUARIOS QUE CONSUMEN AL MENOS 1 MW (*)



(*): Al final de cada período. Las cuotas de mercado se han calculado agregando los puntos de suministro. Elaboración propia a partir de Littlechild (1998).

GRÁFICO 5.10. ÍNDICES DE HERFINDAHL PARA USUARIOS QUE CONSUMEN ENTRE 1 MW Y 100 KW (*)



(*): Al final de cada período. Las cuotas de mercado se han calculado agregando los puntos de suministro. Elaboración propia a partir de Littlechild (1998).

Durante los tres primeros años, los precios pagados por los consumidores finales no siguieron una trayectoria uniforme (Littlechild, 1994; Yarrow, 1994). En los dos últimos trimestres del ejercicio 1990/91, casi todos los grandes clientes consiguieron

importantes rebajas. No obstante, en muchos casos, estas reducciones no sirvieron más que para compensar los incrementos de tarifas aprobados en los primeros meses de 1990[214]. Con estas subidas, el gobierno había intentado mejorar las expectativas de ingresos de las RECs, que se iban a vender en el mes de noviembre de ese mismo año.

Los menos beneficiados por las reducciones de precios que se produjeron a finales de 1990 y principios de 1991, tras la privatización de las RECs, fueron los clientes que demandaban una mayor cantidad de electricidad (más de 150 GWh anuales). Esta menor rebaja responde al hecho de que, hasta 1990, tales usuarios abonaban unas tarifas especiales que les permitían abastecerse a un precio extraordinariamente bajo.

Las reducciones iniciales que consiguieron los clientes que podían cambiar de suministrador provocaron un incremento de la relación entre los precios abonados por los consumidores domésticos y los precios pagados por los consumidores industriales. Además, antes de imponer los umbrales que limitaban el crecimiento de la tarifas correspondientes a los clientes que no tendrían libertad de elección, el gobierno aprobó un incremento inicial de esas tarifas (el 3% en términos reales) que contribuyó a ampliar todavía más la diferencia[215].

A las disminuciones que se produjeron en los meses siguientes a la privatización de las RECS las siguieron unos incrementos posteriores que afectaron a casi todos los grupos de clientes con libertad de elección, sobre todo a aquéllos que consumían una mayor cantidad y se habían venido beneficiando de unas tarifas mucho más bajas. No

[214] También debemos tener en cuenta que, desde el 1 de abril de 1990, la mayor parte del sobrecoste ocasionado por la adquisición de carbón británico se trasladaba, por medio de los contratos, a los "clientes cautivos". Por consiguiente, los consumidores que tenían libertad de elección dejaron de financiar esa prima.

obstante, realizando un estudio a más largo plazo se puede comprobar que, desde abril de 1990, todos los usuarios, incluso aquéllos que no han podido cambiar de suministrador, han conseguido importantes rebajas en el precio de la electricidad. Según la información proporcionada por Offer, durante el período comprendido entre el 1 de abril de 1989 y el 31 de marzo de 1997, los clientes industriales han conseguido unas rebajas que, en términos reales, oscilan entre el 17 y el 25 por ciento (véase cuadro 5.3).

CUADRO 5.3. REDUCCIÓN DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD PARA LOS CLIENTES INDUSTRIALES (1989/90 - 1996/7) (*)

Grupo de clientes	Reducción media	Precio en 1996/97 (p/KWh)
Pequeños	19’4%	5’01
Medianos	24’6%	3’76
Grandes, de los que:	22’1%	2’88
-Moderadamente grandes	24’0%	3’16
-Muy grandes	17’8%	2’52

(*): En términos reales. Fuente: Littlechild (1998).

Las empresas de servicios también han logrado una importante disminución, que se inició antes de que muchas de ellas tuviesen libertad para elegir suministrador, pero que se mantuvo, e incluso se amplió, desde el 1 de abril de 1994, cuando la mayor parte de este tipo de clientes se incorporó al segmento competitivo del mercado (véase gráfico 5.11).

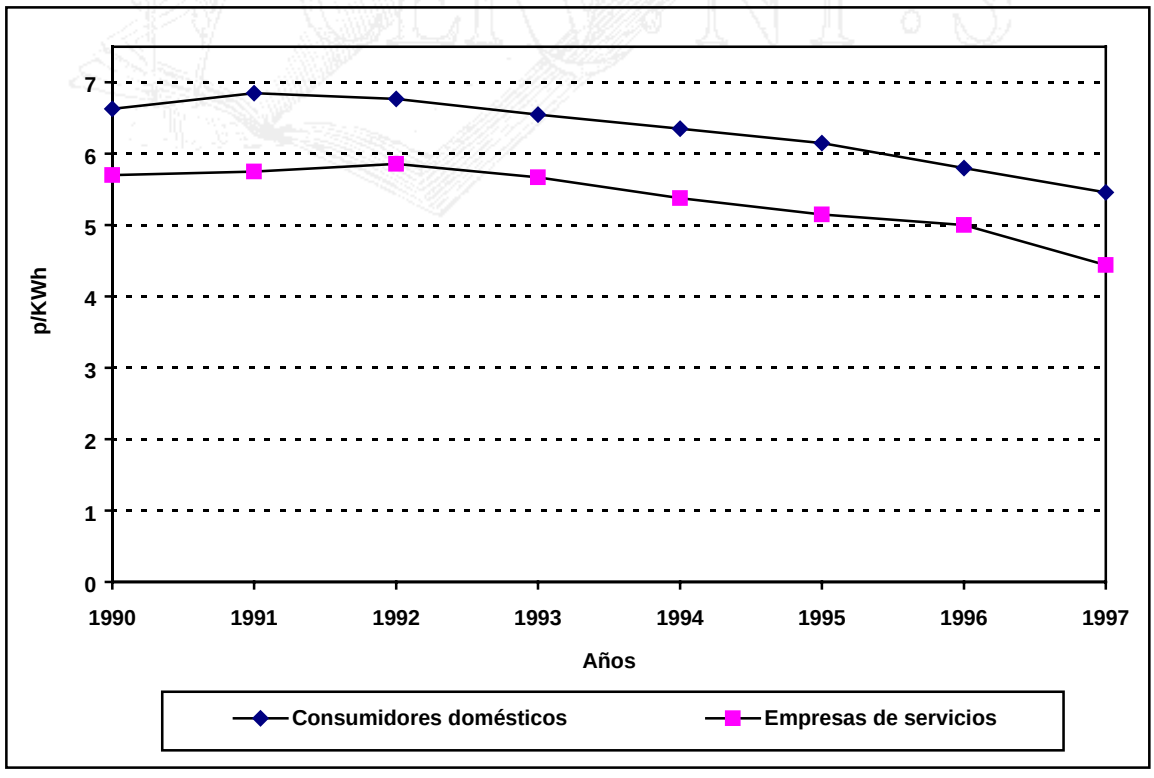
Las tarifas de los consumidores domésticos han experimentado una reducción real de casi un 20% (véase gráfico 5.11). Como ya se ha explicado, el gobierno estableció unos límites sobre los precios aplicados a los “clientes cautivos”. Estos controles pretendían salvaguardar los intereses de este tipo de usuarios, ya que las RECs

[215] Sin embargo, el efecto de esta subida no fue muy importante: durante el ejercició 1990/91, el crecimiento del Índice de Precios al Consumo rebasó la previsión del gobierno, así que fue necesario

tendrían incentivos para elevar sus tarifas como forma de compensar los descuentos que efectuasen a los consumidores que podían cambiar de suministrador. Hasta el 31 de marzo de 1994, el umbral de precios aplicado fue RPI-X+F, con X igual a cero. Desde el 1 de abril de 1994 hasta el 31 de marzo de 1998, el valor de X fue 2, lo que garantizaba una disminución real de un 2% [216]. En el gráfico 5.11 se observa la evolución de los precios que han pagado estos abonados. Debemos tener en cuenta que, hasta abril de 1994, el umbral RPI-0+F afectaba también a los pequeños consumidores industriales y a la mayor parte de las empresas de servicios. Esta circunstancia, unida al incumplimiento de las previsiones de inflación, explica las reducciones que consiguieron los usuarios domésticos entre 1992 y 1993 (Green, 1998b).

BIBLIOTECA VIRTUAL

GRÁFICO 5.11. EVOLUCIÓN DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD PARA CONSUMIDORES DOMÉSTICOS Y EMPRESAS DE SERVICIOS (*)



(*) : Expresado en términos reales (peniques de 1990). Fuente: Green (1998b).

trasladar una parte del incremento inicial hasta el siguiente ejercicio.

[216] Hasta octubre de 1996, el impuesto sobre la electricidad producida mediante combustibles fósiles se mantuvo en torno al 10%, y F apenas influyó en el límite de precios. Desde noviembre de 1996, tomó valores negativos para reflejar la disminución del impuesto hasta el 0'9%.

Desde el 1 de abril de 1998, sólo existen restricciones sobre las tarifas que se aplican a los clientes que consumen menos de 12.000 KWh anuales: un año antes de esa fecha, el regulador inició un proceso de consultas que le llevó a fijar unos precios que suponen una rebaja media del 9%, en términos reales, si los comparamos con las tarifas vigentes en agosto de 1997. Hasta el 31 de marzo del año 2.000, las RECs no podrán aplicar unos precios superiores a los clientes de su área tradicional de suministro que consuman menos de 12.000 KWh anuales, y deberán tener la aprobación del regulador para realizar modificaciones en la estructura tarifaria inicialmente establecida (Offer 1998f). La aplicación de estas restricciones obedece a la necesidad de evitar que las RECs actúen como monopolistas frente a estos abonados, que pueden tener dificultades para encontrar un suministrador alternativo. Cuando se examine la evolución de la competencia en este segmento del mercado, será posible decidir si hay que mantener estos controles en el futuro.

Todos los clientes que tienen una demanda máxima inferior a 100 KW debían haber accedido a la condición de consumidores con libertad de elección el 1 de abril de 1998. Sin embargo, el Director General llegó a un acuerdo con las compañías para realizar una apertura escalonada. Ambas partes consideraron que lo más importante era impedir que se repitiesen problemas similares a los que se produjeron en 1994. En aquel momento, la ampliación del número de usuarios que podían cambiar de suministrador provocó un caos técnico de importantes proporciones (Henney, 1996): falta de coordinación, retraso en la instalación de los contadores, frecuentes fallos en la conexiones con los equipos de medición del *Pool*, emisión de facturas que contenían graves errores,...

Así pues, la libertad de elección se ha ido extendiendo en cada zona de suministro a lo largo de un período de seis meses que consta de tres fases, en las que

distintos grupos de consumidores han ido incorporándose al grupo de los que pueden cambiar de suministrador (Offer, 1998e). En las áreas asignadas a las RECs que estaban más preparadas para afrontar la apertura del mercado, ese período de seis meses comenzó en septiembre de 1998 o en octubre de 1998. En las demás zonas, se inició en diciembre de 1998 y concluyó en mayo de 1999.

El problema que supone otorgar libertad de elección a los usuarios domésticos cuando el coste asociado a la medición del consumo realizado en cada media hora es de unas 800 £/año se ha solucionado estableciendo unos "perfiles de demanda", que se utilizan para determinar cuánta electricidad consumen los abonados que no poseen un contador bastante preciso (Green y Newbery, 1997). De esta forma, la compañía que gestiona el *Pool* puede repartir entre ellos toda la energía que han tomado de la red en cada media hora y facturar a sus proveedores la cantidad y el precio correspondientes. Por su parte, las empresas suministradoras miden periódicamente el consumo que registran los contadores tradicionales y aplican la tarifa acordada para determinar el importe que han de pagar estos clientes.

Entre los factores que han hecho posibles las reducciones de precios que han conseguido los diferentes grupos de consumidores hay que señalar la reducción del coste del combustible, el incremento de la competencia entre los productores y suministradores, y el establecimiento de límites sobre las tarifas de transmisión, distribución y suministro. Sin embargo, Newbery y Pollit (1997) han señalado que, a pesar de estas disminuciones de precios, las empresas han logrado incrementar sus beneficios, lo que demuestra que han sido capaces de retener una parte de los excedentes generados por la liberalización del sector.

5.2.4. Los controles de precios sobre las actividades de transporte

Las empresas que se encargan de la transmisión y la distribución realizan sus actividades en régimen de monopolio. Como ya se ha explicado, estas compañías fueron privatizadas en los meses posteriores a la reestructuración del sector eléctrico, y quedaron sujetas a unos controles de precios que tratan de evitar el establecimiento de unas tarifas demasiado elevadas y la aplicación de condiciones discriminatorias a los distintos usuarios. La aparición de nuevas empresas productoras y suministradoras parece indicar que la existencia de un monopolio en la transmisión y la distribución no ha impedido que se incrementase la competencia en las otras dos actividades. Sin embargo, alrededor de estos límites de precios se han planteado algunas controversias que merecen cierta atención.

BIBLIOTECA VIRTUAL MIGUEL DE CERVANTES

- Desde que se reorganizó el sector, los umbrales correspondientes a la actividad de transporte a alta tensión se han modificado en dos ocasiones. En la primera revisión, se amplió de tres a cuatro años el período de vigencia de la limitación y se estableció una restricción más dura (se pasó de RPI-0 a RPI-3). En la segunda revisión, se impuso una reducción nominal del 20% en los ingresos del primer año del período y se exigió una disminución real del 4% en los correspondientes a los tres años restantes (RPI-4). Así pues, las modificaciones de los controles de precios han permitido limitar, cada vez más, el crecimiento de los peajes que pagan los usuarios de la red de transmisión.
- Los umbrales que afectan a los ingresos de las empresas de distribución se modificaron en 1995. Los límites iniciales (RPI+X, con X variando entre 0 y 2’5) sólo debían servir para que las compañías obtuviesen suficientes recursos para financiar sus inversiones en las redes. Sin embargo, estas restricciones fueron demasiado blandas: durante los cinco años que estuvieron vigentes, las RECs no dejaron de incrementar sus ingresos y lograron duplicar su resultado de explotación (MacKerron y Watson, 1996).

Cuando conocieron estas cifras, las asociaciones de consumidores y algunas empresas del sector intentaron influir sobre el Director General para que acortase la vigencia de los controles iniciales e introdujese unos nuevos umbrales antes de la fecha prevista (abril de 1995). No obstante, el regulador pudo resistir las presiones y no los modificó hasta que concluyó el período de cinco años. En ese momento, impuso un recorte de ingresos para el primer año (entre un 11 y un 17 por ciento, según la compañía) y estableció una limitación del tipo RPI-2 sobre los precios correspondientes a los cuatro ejercicios siguientes (desde abril de 1996 hasta marzo del 2000).

Aunque estos cambios introducían una importante restricción sobre el crecimiento de los ingresos de las RECs, no tuvo que pasar mucho tiempo para que se revelasen insuficientes (MacKerron y Boira-Segarra, 1996). Cuando se anunciaron los nuevos umbrales, se produjo un notable incremento de la cotización bursátil de las compañías, pues, al parecer, los inversores esperaban unos controles más estrictos. Poco después, Northern Electric, una de las RECs, se enfrentó a un intento de absorción que fue calificado como “hostil” por el Consejo de Administración de la empresa, que respondió a la amenaza ofreciendo a los accionistas un elevado crecimiento de los beneficios.

El Director General examinó estos hechos y publicó un informe en el que argumentaba que, al establecer los nuevos controles de precios, había infravalorado la situación financiera de las RECs y, en consecuencia, éstos resultaban poco exigentes. En su opinión, ello justificaba una rectificación de las limitaciones que había impuesto unos meses antes, así que procedió a cambiar las restricciones que afectaban a los cuatro últimos ejercicios del período: en el primero de estos cuatro años, los ingresos tendrían que experimentar un reducción nominal de entre un 10 y un 13 por ciento; en los tres restantes, estarían sujetos a una restricción del tipo RPI-X, con X igual a 3.

A pesar de estas modificaciones adicionales, los inversores mantuvieron unas expectativas muy favorables sobre la rentabilidad futura de las RECs, pues se trataba de empresas que disponían de un elevado *cash-flow*, disfrutaban de una cómoda situación financiera (el gobierno había realizado una operación de saneamiento antes de privatizarlas) y estaban sujetas a unos controles de precios que, incluso después de los últimos cambios, les permitían conseguir unos beneficios "razonables" (Green y Newbery, 1998). En consecuencia, a los pocos meses de que caducaran las "acciones especiales" que mantuvo el gobierno hasta marzo de 1995, comenzaron a producirse los primeros intentos de absorción. A finales de 1997, casi todas las RECs habían cambiado de propietario: ocho pasaron a manos de sociedades estadounidenses, dos fueron adquiridas por las empresas de suministro de agua que operaban en sus zonas, y otra se incorporó al grupo encabezado por Scottish Power, una compañía eléctrica escocesa.

National Power y PowerGen, las dos grandes empresas productoras, también intentaron comprar alguna de las RECs, pero se encontraron con la oposición del Director General, que solicitó la intervención de la MMC. Este organismo no hizo una valoración muy positiva de las operaciones, pero se mostró dispuesto a dar su aprobación si las sociedades adquirentes se comprometían a cumplir una serie de condiciones. Sin embargo, ésta no fue una decisión unánime, y el Ministro de Industria y Comercio, basándose en los argumentos de quienes habían mantenido una postura discrepante, consideró que las operaciones "atentaban contra el interés público" y decidió prohibirlas (Green, 1996b). Por tanto, mientras se permitía que las RECs entrasen en el negocio de la generación a través de participaciones en el capital social de los IPPs, se negaba a las principales empresas productoras la posibilidad de convertirse en propietarias de una compañía de distribución y suministro. La aplicación de un trato desigual a la hora de juzgar procesos de integración vertical que, en principio, parecen

simétricos, obedece al poder de mercado de PowerGen y National Power en la actividad de generación.

5.2.5. Las tarifas de transporte a alta tensión

Cuando se dividió la antigua CEGB y se otorgó a National Grid Company la propiedad de la red de transmisión, se modificó la estructura de las tarifas de transporte a alta tensión. En estas nuevas tarifas, una parte del pago que han de realizar los usuarios de la red varía en función de la zona en que están ubicados. Así, los productores que se encuentran en el sur, donde hay exceso de demanda, abonan unos precios más bajos; mientras que los instalados en el norte, donde existe más potencia de la que se necesita para abastecer esa zona, satisfacen unas cantidades más elevadas. Con los usuarios que toman electricidad de la red ocurre lo contrario: si se hallan en el sur, pagan un peaje más alto que si se encuentran en el norte. De este modo, las tarifas reflejan el coste que supone trasladar energía generada en el norte para atender el exceso de demanda que se produce en el sur. Al mismo tiempo, influyen sobre los incentivos que determinan la localización de las empresas: las que consumen podrán conseguir un suministro más barato si se sitúan en el norte, y las que generan pagarán unos peajes más reducidos si se instalan en el sur. Si la ubicación sigue esta pauta, el sistema eléctrico de Inglaterra y Gales tenderá al equilibrio y se reducirán los costes asociados al desplazamiento de energía desde el norte hacia el sur.

Sin embargo, la diferenciación zonal que se introdujo en las nuevas tarifas resultó insuficiente (Yarrow, 1994): la mayor parte de las plantas que se empezaron a construir entre 1990 y 1991 se instalaron en el norte, lo que incrementó el exceso de producción existente en ese área geográfica y obligó a realizar costosas inversiones para conectarlas a la red de transmisión.

En 1992, NGC planteó una nueva estructura tarifaria que incorporaba una mayor diferenciación por zonas (Hunt y Shuttleworth, 1994). Esta propuesta incluía dos modificaciones fundamentales: en primer lugar, un incremento del número de áreas geográficas en que se dividía el territorio de Inglaterra y Gales para clasificar a los usuarios y determinar los pagos que les correspondían en función de su emplazamiento (la delimitación inicial estableció once zonas y NGC proponía catorce); en segundo lugar, la ampliación del intervalo en que variaban las cantidades que abonaban los agentes que utilizaban la red de transmisión, hasta el punto de ofrecer tarifas negativas a los productores que se instalasen cerca de los clientes situados en las ubicaciones peor conectadas, ya que ello le permitiría ahorrarse nuevas inversiones.

Offer revisó los cambios sugeridos por NGC y emitió un informe en el que se aceptaban los aspectos básicos pero se introducían algunas modificaciones: se recortaban los mayores incrementos y se establecía un plazo, que acabó en 1997, para ir reformando paulatinamente la estructura tarifaria. Este sistema ha permitido que se fuese ampliando gradualmente la diferencia entre los precios que pagan los usuarios situados en las distintas zonas, y ello ha reforzado la influencia de los peajes sobre los incentivos que determinan la localización de los agentes, aunque no tanto como en la propuesta de NGC.

Las tarifas que abonan los usuarios de la red de transmisión han experimentado modificaciones adicionales como consecuencia de los cambios que se han producido en la atribución de los costes ocasionados por la existencia de restricciones. Al principio, la diferencia entre el precio marginal del sistema y el de las ofertas presentadas por los productores incluidos en la programación a causa de las restricciones se recuperaba a través de un recargo que incrementaba el coste de la energía adquirida en el *Pool*. Sin embargo, después se consideró que, si este importe tenía su origen en la falta de

capacidad de la red, lo más apropiado era asignar a NGC una parte del mismo, pues, en caso contrario, esta compañía no estaría incentivada para realizar las inversiones que permiten suprimir las restricciones[217]. Así, desde abril de 1994, la empresa que se encarga del transporte a alta tensión abona una parte del recargo si algunas de las partidas que lo integran (el coste de las restricciones y el de varios servicios complementarios) se sitúan por encima de un determinado nivel, y recibe una suma previamente fijada si esas mismas cantidades disminuyen hasta un cierto valor (Green, 1996a). Una primera modalidad de este sistema se aplicó hasta marzo de 1997 y, durante los tres años que estuvo en vigor, el importe de los costes vinculados a la percepción de los incentivos económicos se ha situado casi siempre por debajo del umbral establecido, así que NGC ha podido incrementar sus ingresos con las cantidades que ha recaudado como compensación[218].

Posteriormente, en abril de 1997, el recargo se dividió en dos partes (Offer 1998a):

a. La primera, *Uplift-I* o *Pool Uplift* se suma a los precios que se determinan en el mercado durante los "períodos de Tabla A" y, por consiguiente, recae sobre los agentes que compran electricidad en esos períodos. Consta de dos elementos: el coste de las instalaciones que generan electricidad para cubrir la diferencia entre la demanda prevista y la demanda efectiva (en Inglaterra y Gales esta actividad se considera un servicio complementario), y los pagos que reciben los propietarios de las plantas que se

[217] Si NGC no invierte, los costes ocasionados por las restricciones recaen sobre los agentes que compran en el *Pool*. Si NGC realiza las inversiones necesarias no consigue nada a cambio, pues quienes se benefician de la desaparición de las restricciones son los demandantes de electricidad.

[218] Además de realizar inversiones que han incrementado la capacidad de la red, una de las vías que ha utilizado NGC para reducir los costes provocados por las restricciones ha sido la firma de contratos con las empresas propietarias de las plantas que funcionan como consecuencia de las mismas. A través de estos contratos, las compañías productoras reciben la garantía de que van a cobrar una cantidad suficiente para cubrir todos sus costes y NGC se asegura de que no van a percibir un precio excesivamente elevado.

han puesto a disposición del sistema pero no son incluidas en los planes de funcionamiento.

b. La segunda, *Uplift-II* o *Transport Uplift* se añade a la factura que abonan los usuarios de la red de transmisión. Se determina agregando el importe que obtienen las empresas que son seleccionadas para prestar los demás servicios complementarios y el coste ocasionado por la existencia de restricciones en la red.

El objetivo de esta división fue separar del precio de la electricidad que se vende en el *Pool* la cantidad destinada a retribuir el coste ocasionado por la falta de capacidad de la red y la prestación de unos servicios que se consideran vinculados a la estabilidad de la misma. A pesar de este cambio, todavía se mantiene un sistema de incentivos: si el importe de esos pagos no llega hasta un umbral previamente establecido, NGC se queda con una parte de la diferencia y, si se sitúa por encima de ese nivel, NGC tiene que afrontar un sobrecoste porque no puede trasladar a sus clientes todo el exceso[219] (Offer, 1998k).

5.2.6. La reorganización del mercado mayorista

En octubre de 1997, el Ministro de Industria y Energía solicitó al Director General que iniciase un proceso de consultas para recabar opiniones acerca de una posible modificación de las normas que ordenan los intercambios de electricidad en el mercado mayorista. En noviembre, el regulador expuso sus puntos de vista en un documento que envió a todas las partes implicadas (Offer, 1997), y estableció un calendario para evaluar y discutir las propuestas presentadas.

[219] La cantidad que incrementa o reduce los beneficios de la compañía está limitada por un valor máximo.

En su informe inicial, el Director General recalcó que existían bastantes razones para afirmar que las normas vigentes habían funcionado bien: estas reglas habían servido para introducir criterios de mercado en la determinación del precio de la electricidad a la vez que se mantenía la calidad del suministro, y habían permitido la entrada de nuevas empresas en las actividades que eran potencialmente competitivas. Sin embargo, también era posible encontrar argumentos para respaldar la revisión de las normas de intercambio:

i. Los consumidores que disponían de libertad para elegir suministrador consideraban que los precios fijados en el *Pool* eran demasiado elevados y mostraban una variabilidad excesiva. Además, no estaban de acuerdo con algunas de las reglas existentes, pues, a su juicio, dificultaban la participación de los consumidores finales y ralentizaban los procedimientos encaminados a tomar decisiones para adaptar la organización del *Pool* a la evolución de la competencia en la producción y el suministro.

ii. La complejidad y opacidad del proceso de fijación de precios también era objeto de crítica, tanto por su efecto sobre el nivel y la variabilidad de los mismos, como por su influencia sobre el desarrollo de otros mercados, pues no parecía posible que se negociasen cantidades importantes en el mercado de derivados mientras fuese difícil determinar cuáles son los factores que influyen sobre la evolución del precio del activo subyacente.

iii. Las normas vigentes no han impedido que las grandes compañías generadoras ejerzan su poder de mercado presentando ofertas que responden a una actuación estratégica global y no reflejan sus costes de producción. En este sentido, la queja más importante se refiere al hecho de que la disminución que ha experimentado el

precio de los combustibles no se ha traducido en una reducción proporcional del precio de la electricidad vendida en el *Pool*[220].

Asimismo, existe evidencia de que, bajo las actuales normas de funcionamiento, los pagos por la capacidad que se pone a disposición del sistema (*capacity payments*) no están influyendo en las inversiones de las compañías productoras, que no los consideran una señal sobre las necesidades de potencia sino una parte del precio total que perciben, así que diseñan su estrategia de forma que alcancen el valor que les permita recaudar los mayores ingresos posibles. Recientemente, el regulador ha elaborado un informe que prueba la existencia de una relación inversa entre el precio marginal del sistema y los pagos por capacidad y ha demostrado que las empresas elevan sus pujas para incrementar el precio marginal cuando prevén una reducción de los pagos por capacidad (Offer, 1998b).

iv. Con las actuales reglas, los productores no tienen que asumir los costes asociados a problemas de funcionamiento en sus instalaciones, pues el importe que reciben los propietarios de las centrales que sustituyen a las que no se acoplan, más elevado porque cobran el precio que aparece en la oferta que presentaron, se reparte entre todos los compradores a través del recargo. Estos tampoco se enfrentan a los costes que se derivan de variaciones en los consumos individuales porque no se ven obligados a pujar para conseguir la electricidad que demandan. Por tanto, los agentes no soportan las consecuencias económicas de sus decisiones ni afrontan los costes ocasionados por los riesgos asociados a sus actividades.

[220] Entre 1994 y 1998, el precio del gas en el mercado mayorista se redujo, en términos reales, más de un 50%, y el precio del carbón británico disminuyó casi un 25%. Además, los costes de capital de las centrales de gas de ciclo combinado (CCGT), que es la tecnología utilizada en casi todas las plantas construidas durante ese período, han caído desde 450 £/KW hasta 350 £/KW (a precios constantes) mientras su eficiencia termal se ha incrementado un 8%. Sin embargo, entre el ejercicio 1993/94 y el ejercicio 1997/98, el valor medio del precio marginal del sistema (ponderando cada precio en función del período en que ha estado vigente) sólo se redujo un 10%, en términos reales (Offer, 1998c).

v. Otra razón para modificar las normas que ordenan los intercambios de electricidad se refiere a la necesidad de resolver los problemas que plantea la liberalización del sector del gas, en el que también se ha desarrollado un mercado mayorista de compraventa. Hay que tener en cuenta que casi todas las centrales de ciclo combinado utilizan gas adquirido mediante contratos que admiten la interrupción del suministro si se produce un desequilibrio entre oferta y demanda, y esto puede provocar un descenso imprevisto de la producción de energía eléctrica. Además, cuando sube el precio del gas en el mercado mayorista, a las compañías generadoras les puede resultar más rentable vender el combustible en este mercado y renunciar a producir electricidad. Tanto en un caso como en otro, las empresas no asumen el sobrecoste que supone incorporar plantas que generan una energía más cara. En consecuencia, no tienen incentivos para adquirir el gas a través de otro tipo de contratos ni para evitar el encarecimiento provocado por el arbitraje entre ambos mercados.

A partir de estas consideraciones, el Director General emprendió un proceso encaminado a la elaboración de propuestas para la modificación de las normas de intercambio de electricidad. En marzo de 1998, publicó un documento de trabajo que recogía los tres pilares fundamentales de la reforma (Offer, 1998m):

a. Incrementar la transparencia del mercado mayorista a través de unos procedimientos más simples y de una mayor difusión de la información.

b. Establecer mecanismos adecuados para que la demanda se incorpore al mercado mayorista en las mismas condiciones en que lo hace la oferta.

c. Adoptar medidas para que los agentes tengan que afrontar las consecuencias de sus decisiones y se vean obligados a asumir los costes que acarrea el incumplimiento de los compromisos iniciales.

Una vez finalizado el proceso de consultas, el Director General elaboró un documento que contenía los aspectos básicos de la modificación de las normas de intercambio de electricidad (Offer, 1998c). En principio, el regulador tiene la intención de introducir el nuevo modelo en el mes de abril del año 2000, aunque la fecha definitiva dependerá del ritmo al que avancen los distintos grupos de trabajo.

Entre todas las reformas propuestas, la más importante es la que se refiere a la desaparición del *Pool*, que será sustituido por un conjunto de mercados:

a. *Forward and futures markets* (mercados a plazo y de futuros). Los agentes que estén dispuestos a participar en la compraventa de electricidad podrán acordar el establecimiento de varios mercados de este tipo, organizados en torno a operadores independientes que se encargarán del mantenimiento de la infraestructura necesaria y de que exista un entorno adecuado para realizar los intercambios y liquidar las operaciones.

Las empresas productoras podrán acudir a estos mercados para asegurar la venta de la electricidad que tengan intención de generar en un determinado período. Las compañías suministradoras y los consumidores podrán adquirir la energía que necesiten para satisfacer sus necesidades futuras, asegurando la cobertura de la demanda prevista con varios años de antelación o con unos pocos días de anticipo, aunque, en la práctica, lo normal será que compradores y vendedores ajusten continuamente sus posiciones para adaptarlas a los cambios de sus expectativas y conseguir unos mejores precios. Los precios, las cantidades y las demás condiciones serán los que acuerden las partes contratantes.

b. *Short-term bilateral market* (mercado bilateral a corto plazo). Este mercado servirá para que los agentes que hayan pactado operaciones a medio y largo plazo puedan ajustar sus posiciones mediante el intercambio de diferentes modalidades de contratos estandarizados que se referirán a un período o a un conjunto de períodos. La

negociación se efectuará a través de pantallas conectadas a un ordenador central, al que se remitirán las ofertas simples de compra o de venta que presenten los productores, suministradores y consumidores que deseen participar en este mercado[221]. Estas ofertas se casarán mediante un sistema que otorgue a cada agente el importe que haya solicitado. Un operador independiente se encargará del mantenimiento del sistema y de la liquidación de las operaciones.

El mercado bilateral a corto plazo estará abierto permanentemente. Los agentes dispondrán de veinte horas para negociar sobre la electricidad correspondiente a un determinado intervalo temporal. La sesión empezará veinticuatro horas antes de que comience el período que es objeto de negociación y finalizará cuatro horas antes de que se inicie ese mismo período.

c. *Balancing market* (mercado de equilibrios). En este mercado se efectuarán las transacciones que harán posible un ajuste perfecto entre oferta y demanda. Las operaciones correspondientes a un período concreto comenzarán cuatro horas antes de que se inicie ese período y se prolongarán hasta el momento en que se produce el intercambio físico, para que se pueda realizar un ajuste "en tiempo real".

National Grid Company se encargará de la administración del mercado de equilibrios, en el que también actuará como contraparte de todas las operaciones que se efectúen en el mismo. Por tanto, los agentes que deseen participar en este mercado no negociarán entre ellos, sino que presentarán ofertas de compra o de venta que serán aceptadas o rechazadas por NGC en función del precio exigido y de las necesidades existentes. Para determinar las cantidades que se han de negociar, el operador del mercado utilizará sus propias predicciones, los datos proporcionados por los participantes y cualquier información sobre el estado del sistema. También tendrá en

[221] También se contempla la participación de intermediarios, que podrán actuar por cuenta propia o en nombre de terceros.

cuenta las restricciones existentes en la red de transmisión, y se encargará de efectuar las transacciones que permitan asegurar el suministro en las zonas afectadas. Además, contratará los servicios complementarios que sean necesarios para mantener la estabilidad del sistema.

El importe de los pagos realizados por NGC en el mercado de equilibrios se repercutirá a todos los agentes que hayan producido o consumido una cantidad distinta a la que negociaron en los distintos mercados. Para ello, se determinará un precio que se aplicará a cualquier discrepancia entre la energía medida y la que se contrató previamente. Este precio dependerá del coste medio de las operaciones que haya tenido que realizar NGC para equilibrar producción y consumo en ese período.

Al calcular ese precio, no se incluirán los costes que se deban a operaciones efectuadas para resolver los problemas de abastecimiento originados por la existencia de restricciones en la red de transmisión. El importe de estas transacciones sólo se repercutirá a los consumidores ubicados en las zonas afectadas[222]. Por tanto, la energía eléctrica podrá tener un precio diferente en cada una de las áreas geográficas delimitadas por las restricciones.

Así pues, cuando entren en vigor las nuevas normas de intercambio, las actividades de National Grid Company se organizarán en torno a tres funciones básicas:

- Gestión de la red de transmisión y prestación del servicio de transporte a alta tensión.
- Mantenimiento de la estabilidad del sistema y coordinación técnica de las actividades desarrolladas por los agentes que participan en la producción, el transporte y el suministro de energía eléctrica (“operador del sistema”).

[222] National Grid Company deberá compensar a las empresas generadoras que se vean obligadas a reducir su producción y tendrá que adquirir electricidad para abastecer a los consumidores que residan en zonas aisladas por las restricciones. También podrá negociar con estos clientes y con sus suministradores la reducción de las cantidades que demandan.

- Administración del mercado de equilibrios.

Algunas de las partes consultadas por el Director General han señalado que sería posible atribuir las dos últimas funciones a una sociedad independiente que las llevase a cabo al margen de la empresa que se encarga de la red. El regulador se ha pronunciado a favor de la separación, pero ha señalado que antes de asignar esas funciones a otra compañía puede ser conveniente dejar que transcurra un período de prueba para examinar los resultados de las reformas.

En octubre, el gobierno aceptó las propuestas del Director General y, al mes siguiente, el regulador publicó un documento en el que se especificaban las etapas del proceso, se establecía un calendario que delimitaba cada fase y se impartían instrucciones para crear los grupos de trabajo que se encargarán de avanzar en los detalles de las reformas (Offer, 1998d).

BIBLIOTECA VIRTUAL MIGUEL DE CERVANTES

5.2.7. Otras reformas en curso

5.2.7.1. Medidas para reforzar la separación entre la distribución y el suministro

En la actualidad, las licencias de las RECs imponen la obligación de llevar contabilidades separadas para registrar independientemente los ingresos y gastos provenientes de los negocios que realizan en el ámbito de la producción, la distribución y el suministro, distinguiendo, en este último caso, entre las operaciones que efectúan con clientes ubicados en su zona (*first-tier supplier*), y las que llevan a cabo con usuarios situados en el área geográfica tradicionalmente abastecida por otras compañías (*second-tier supplier*). Además, las actuales licencias prohiben establecer condiciones de acceso a la red de distribución que supongan un trato discriminatorio para otras empresas, así como cualquier práctica que pueda dar lugar a subvenciones cruzadas entre los negocios desarrollados por la REC.

Por consiguiente, las licencias otorgadas a principios de los noventa permiten que una misma compañía de distribución participe en la producción y el suministro de electricidad siempre que elabore contabilidades distintas, ofrezca condiciones similares a todos los usuarios de la red y no organice un sistema de subvenciones cruzadas. Sin embargo, el Director General considera que estas restricciones son insuficientes porque no garantizan la separación de los negocios de las RECs, y, si se mantiene la situación actual, la vinculación existente puede constituir un obstáculo para el desarrollo de la competencia en el suministro (Offer, 1998e).

El regulador ha comprobado que, en la práctica, resulta difícil determinar si una empresa está utilizando los ingresos que consigue en una actividad para ofrecer precios muy bajos en las demás. Asimismo, ha señalado que, cuando se otorgue libertad de elección a todos los consumidores y no exista ningún control sobre las tarifas que se les aplican, las RECs tendrán incentivos para discriminar a las compañías que intenten competir con ellas en el suministro, gestionando la red de la forma que sea más beneficiosa para sus propios intereses e imponiendo a las empresas rivales unas condiciones de acceso que resulten excesivamente gravosas. También ha alertado sobre la posibilidad de que las RECs empleen la información que consiguen como administradoras de la red para colocarse en una posición más ventajosa a la hora de competir por el suministro a consumidores finales.

En marzo de 1998, el gobierno propuso dividir las autorizaciones de las RECs para crear dos licencias distintas: en una de ellas, se habilitaría a las compañías para gestionar la red de distribución y se recogerían las condiciones bajo las que tendrían que prestar este servicio; en la otra, se les otorgaría permiso para operar como empresas de suministro en las distintas áreas geográficas y se establecerían las normas que deberían cumplir para realizar esta actividad. Una vez concedidas las nuevas licencias, sería

posible exigir a las RECs una mayor separación entre sus negocios de distribución y suministro.

El Director General recibió con satisfacción la propuesta del gobierno y emprendió de inmediato un proceso de consultas para analizar los términos de la reforma con las partes implicadas. En su informe inicial, el regulador se mostró partidario de aprobar medidas que obligasen a las RECs a separar jurídicamente la gestión de sus negocios de distribución y suministro, e incluso se refirió a la posibilidad de imponer una segregación total, que forzaría a las RECs a abandonar la venta de electricidad a consumidores finales y a transferir a una empresa independiente todos los activos relacionados con esta actividad (Offer, 1998j).

Posteriormente, el gobierno reiteró su intención de solicitar al Parlamento la modificación de las licencias de las RECs, pero rechazó la idea de obligarlas a salir de la actividad de suministro, pues, en su opinión, la separación jurídica puede servir para lograr los mismos objetivos sin que sea necesario realizar una reforma tan drástica (Offer, 1998i). A finales de 1998, el Director General volvió a defender la asignación de ambas actividades a compañías independientes, aunque, al mismo tiempo, dio los primeros pasos para impulsar el proceso destinado a conseguir la separación jurídica mediante la creación de empresas distintas controladas por un mismo propietario (Offer, 1998g):

a. Las RECs tendrán que preparar unos contratos que ordenen la relación entre sus negocios de distribución y suministro. Estos contratos deberán recoger unas condiciones económicas equivalentes a las que ofrecen a otros usuarios de la red de transporte a baja tensión. Las compañías han tenido que presentar un borrador antes del 31 de marzo de 1999. Las propuestas se debatirán durante unos meses y servirán como

base para elaborar los acuerdos definitivos, que entrarán en vigor durante el segundo semestre de 1999.

b. Las RECs deberán preparar un plan para separar la gestión de sus negocios de distribución y suministro. Este proyecto detallará los pasos que van a dar para establecer sistemas informáticos independientes, dividir la plantilla y los demás recursos compartidos, y colocar cada negocio en diferentes emplazamientos.

c. Como los ingresos procedentes de la distribución seguirán sometidos a una limitación del tipo RPI-X, pero se eliminarán todas las restricciones sobre las ganancias generadas por el suministro, Offer procederá a separar, con más precisión que en la actualidad, los costes correspondientes a cada actividad.

5.2.7.2. Separación de las actividades relacionadas con la medición del consumo

El Director General tiene la intención de abrir a la competencia todas las actividades relacionadas con la medición del consumo, pero, para ello, considera necesario desligar este negocio de la gestión de la red de distribución, pues, si los suministradores tienen que seguir acudiendo a las RECs para que les proporcionen este servicio, no aparecerán nuevas empresas de medición (Offer, 1998j). Sin embargo, una vez desvinculado, las compañías de suministro podrán prestarlo mediante sus propios medios o contratarlo con un tercero.

Como paso previo para la separación, habría que imponer a las RECs la obligación de que facturasen aparte el coste de este servicio. Actualmente, los ingresos que obtienen por las actividades relacionadas con la medición (instalación y alquiler de los contadores, lectura y registro del nivel de consumo, y gestión de los datos) se incluyen dentro del importe limitado por el control de precios que recae sobre la actividad de distribución, así que la separación de este negocio requeriría la revisión del procedimiento empleado para calcular los costes de la actividad de transporte a baja

tensión, con el fin de apartar las cantidades correspondientes a las operaciones de medición y establecer, hasta que exista suficiente competencia, una restricción sobre los precios aplicados por las compañías encargadas de prestar este servicio.

A finales de 1998, el Director General presentó sus primeras propuestas sobre separación de las actividades relacionadas con la medición (Offer, 1998g). Entre ellas, se incluye la posibilidad de solicitar a las RECs que convoquen subastas para vender los activos vinculados a este área de negocio. También se baraja la idea de asignar las operaciones de medición a la compañías que se encarguen del suministro dentro del grupo empresarial encabezado por cada una de las RECs, estableciendo al mismo tiempo las condiciones que garanticen una competencia efectiva entre estas sociedades y sus rivales.

5.2.7.3. Fomentar la competencia en las conexiones a la red de distribución

En abril de 1995, se modificaron las licencias de las RECs para establecer un marco que facilitase la aparición de presiones competitivas en los trabajos de conexión a la red de distribución. Este cambio permitió delimitar las tareas que pueden efectuar las empresas ajenas a las RECs, siempre que tengan un permiso que ha de ser concedido por las propias RECs. El objetivo de esta reforma era que los usuarios pudiesen acudir a cualquiera de las compañías independientes para contratar la realización de los trabajos especificados en la autorización que se les hubiera otorgado[223].

Sin embargo, los consumidores consideran que, en la práctica, no existe competencia porque las RECs están obstaculizando la aparición de empresas que puedan efectuar estas tareas, de forma que, gracias a estos impedimentos, siguen cobrando una tarifas muy elevadas por los trabajos de conexión a la red (Offer, 1998e).

[223] Entre ellos figuran el suministro de los materiales necesarios, la construcción de la infraestructura eléctrica que une el punto de consumo con la red de distribución, la colocación de los equipos de medida, y el registro de la conexión efectuada.

Por su parte, el regulador ha comprobado que las compañías de distribución suelen establecer requisitos que complican innecesariamente la concesión de los permisos, no colaboran con las empresas a las que otorgan autorizaciones, y no informan a sus clientes sobre la posibilidad de acudir a ellas (Offer, 1998l). En consecuencia, ha decidido iniciar un proceso de consultas para modificar las normas que regulan la realización de conexiones por parte de compañías ajenas a las RECs, redefiniendo esta actividad dentro del marco que determinará las relaciones entre distribución y suministro en el futuro.

BIBLIOTECA VIRTUAL

5.2.7.4. El debate sobre los controles de precios

A comienzos de 1998, el gobierno publicó un "Libro Verde sobre regulación de las compañías de servicios". En este documento se apuntaban diferentes opciones para modificar la regulación vigente y, entre ellas, figuraban algunas concernientes a las limitaciones de precios. El gobierno proponía a los reguladores que valorasen la posibilidad de cambiar esta forma de control y ofrecía dos alternativas:

I. Aplicar una restricción sobre las ganancias de las empresas. Las variaciones anuales de los precios estarían limitadas por la obligación de no sobrepasar una tasa de beneficio que se establecería en función de los costes previstos y de unos criterios sobre las ganancias que se consideran razonables.

II. Establecer un intervalo de control. Con este sistema, las variaciones anuales de los precios se determinan a partir de las ganancias obtenidas en los ejercicios precedentes, de modo que, si la tasa de beneficio se sitúa fuera de un intervalo fijado de antemano, al año siguiente, los precios se han de ajustar, al alza o a la baja, para compensar la diferencia del período anterior y acomodar los ingresos previstos a los límites del intervalo.

Antes de redactar su informe, el Director General de Suministro Eléctrico se dirigió a las compañías y a expertos independientes para recabar su opinión sobre el procedimiento de control más adecuado. Después de analizar las respuestas de las partes consultadas, decidió pronunciarse a favor de mantener el sistema RPI-X, pues, a su juicio, las alternativas sugeridas por el gobierno podrían reducir los incentivos de las empresas para lograr una mayor eficiencia productiva y serían difíciles de aplicar porque habría que definir y calcular el nivel de beneficios que serviría como referencia (Offer, 1998e). Además, el regulador ha recogido los argumentos de la MMC, que considera que los controles del tipo RPI-X son los más apropiados cuando la actividad regulada consiste en la prestación de un servicio de red.

Sin embargo, el Director General no ha rechazado completamente la posibilidad de introducir Mecanismos de Corrección de Error (*Error Correction Mechanisms*, ECMs). El gobierno considera que es necesario distinguir entre los ingresos que logran las empresas reguladas como consecuencia de una buena gestión y los que obtienen gracias a factores externos o a cálculos incorrectos, y ha defendido este sistema como forma de ajustar los umbrales que limitan los precios de las compañías cuando se produzcan cambios inesperados en los costes que escapan al control de los gestores de las empresas, o cuando se compruebe que la información que utilizó el regulador para fijar los límites de precios era incompleta o estaba manipulada por la compañía que se la suministró.

La opinión del Director General sobre estos Mecanismos de Corrección de Error es más bien negativa (Offer, 1998h), pues considera que no va a ser fácil separar los beneficios que se obtienen como consecuencia de factores ajenos a la gestión de la compañía ya que, en la práctica, casi todos los costes están condicionados por circunstancias que escapan al control de los administradores, y éstos, a su vez, tienen

capacidad para influir, en mayor o menor medida, sobre una buena parte de los costes. También le parece complicado determinar si una empresa oculta o falsea información, así que, a su juicio, en lugar de trabajar para establecer un mecanismo formal que permita incorporar las discrepancias que se descubran, sería preferible tomar medidas para mejorar los procedimientos de supervisión. No obstante, el regulador sigue estudiando la idea de introducir Mecanismos de Corrección de Error, y ha incluido esta posibilidad en el proceso de consultas que inició a mediados de 1998 para recabar opiniones acerca del establecimiento de nuevos umbrales de precios para las compañías de distribución.

BIBLIOTECA VIRTUAL
MIGUEL DE CERVANTES

6. LA LIBERALIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL A LA LUZ DE LA EXPERIENCIA DE INGLATERRA Y GALES

6.1. Comparación de modelos organizativos

Voy a dedicar el primer apartado de este capítulo a comparar la organización del sector eléctrico de Inglaterra y Gales con la nueva ordenación del sector eléctrico español. Aquí realizaré un repaso de las principales diferencias entre ambos modelos organizativos, para resaltar las disparidades que se observan al contrastar los aspectos básicos de dos procesos de liberalización económica que tienen objetivos similares, y abordaré algunas cuestiones que todavía no he tratado. En los restantes apartados, examinaré con más detenimiento los tres aspectos que, a mi juicio, merecen una mayor atención: la regulación de los precios que cobran las empresas que realizan actividades de transporte y distribución, la competencia en el mercado mayorista, y el debate sobre los Costes de Transición a la Competencia.

En las páginas siguientes, aparecen varios diagramas que intentan reflejar las relaciones entre los agentes que participan en ambos sistemas eléctricos, distinguiendo entre la situación previa a las reformas liberalizadoras y la estructura posterior. Se puede observar que, a nivel global, la reorganización ha supuesto, en ambos casos, una mayor fragmentación de las actividades eléctricas, para separar las que deben ser realizadas por empresas que van a operar en régimen de monopolio, de las que pueden ser desarrolladas en un entorno competitivo. Comparando los dos modelos, es posible comprobar que, antes de los cambios, en España existía ya una compañía que se dedicaba exclusivamente al transporte en alta tensión y a la gestión técnica del sistema, mientras que en Inglaterra y Gales estas funciones estaban estrechamente vinculadas a la producción que, a diferencia de lo que ocurría en España, se concentraba en una única

empresa. Sin embargo, en la industria eléctrica de Inglaterra y Gales, la generación estaba separada de la distribución y el suministro, mientras que, en España, las tres actividades eran desarrolladas por las mismas compañías. Como veremos más adelante, estas disparidades previas explican algunas de las diferencias entre ambos procesos de liberalización.

DIAGRAMA 6.1. FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL ANTES DE LA LIBERALIZACIÓN

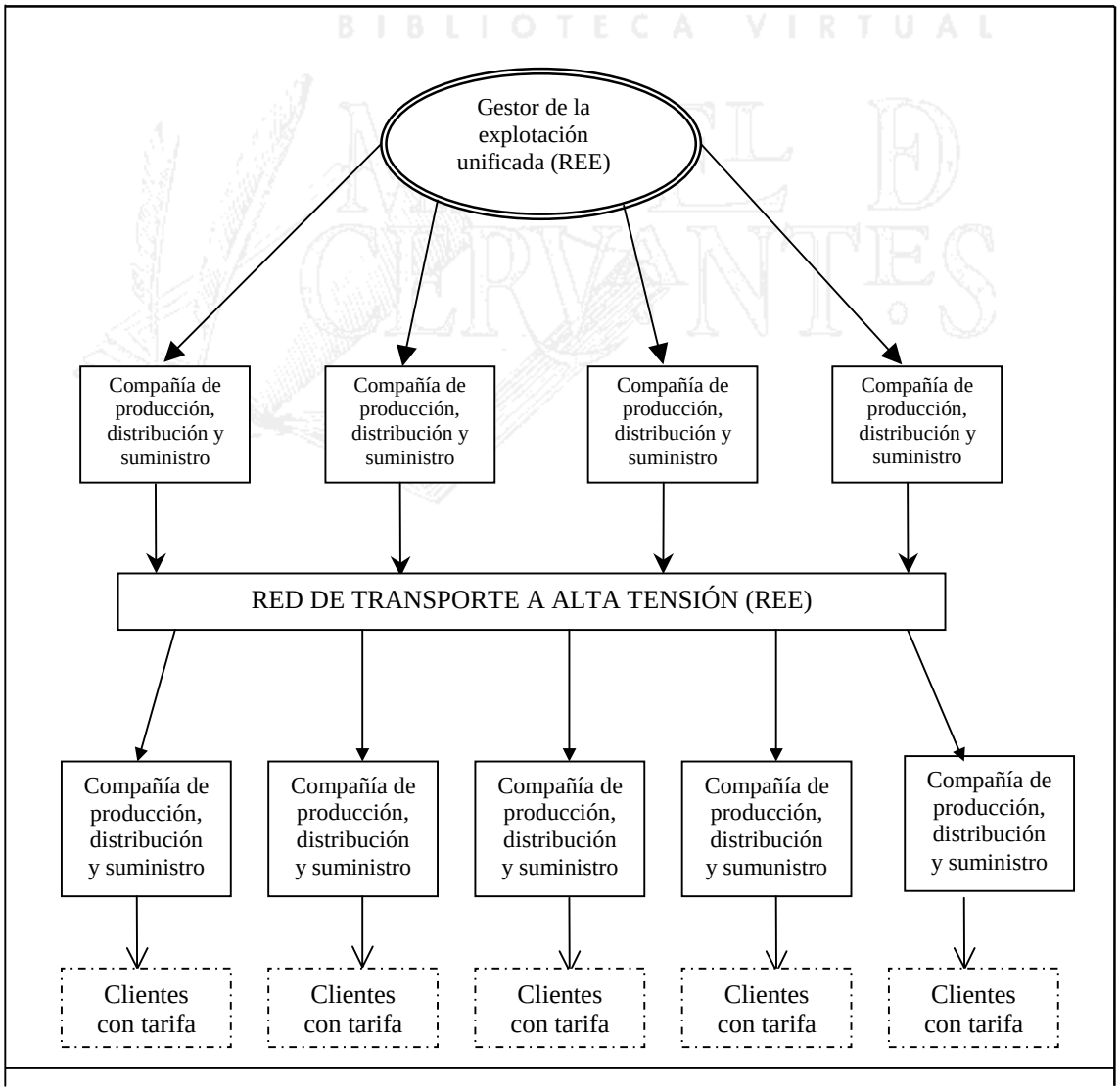
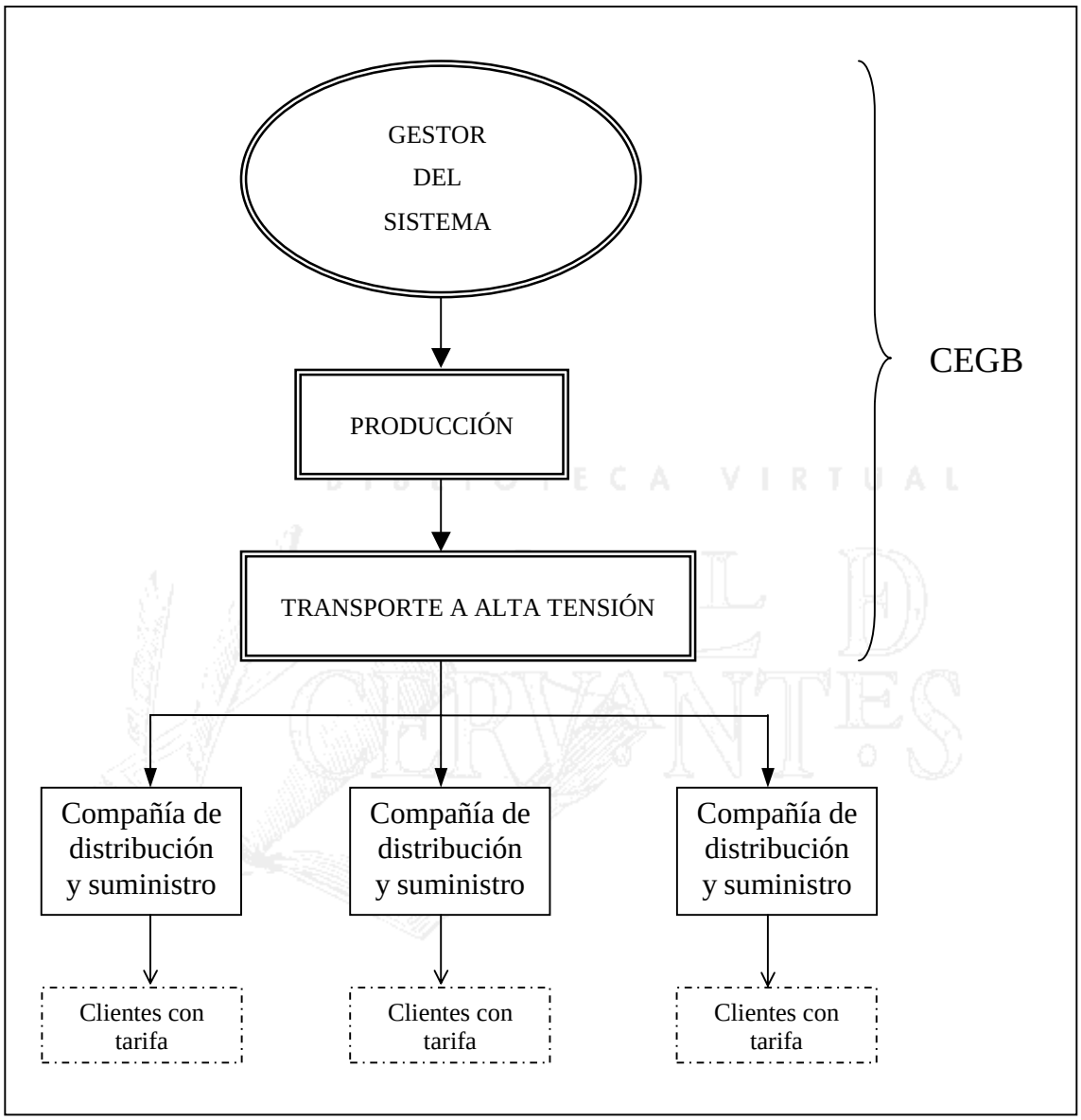


DIAGRAMA 6.2. FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE INGLATERRA Y GALES ANTES DE LA LIBERALIZACIÓN



Cuando se diseñaron las reformas, en Inglaterra y Gales se delimitó un conjunto de actividades semejante al que se definió posteriormente en España (generación, transmisión, distribución y suministro). En este modelo organizativo, el transporte a alta tensión es responsabilidad exclusiva de una empresa que se encarga de la gestión del conjunto de la red y no participa en ninguna de las otras actividades (NGC fue obligada a vender sus centrales de bombeo y, a su vez, las RECs tuvieron que desprenderse de

DIAGRAMA 6.3. FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE INGLATERRA Y GALES DESDE EL 1- 4-1990

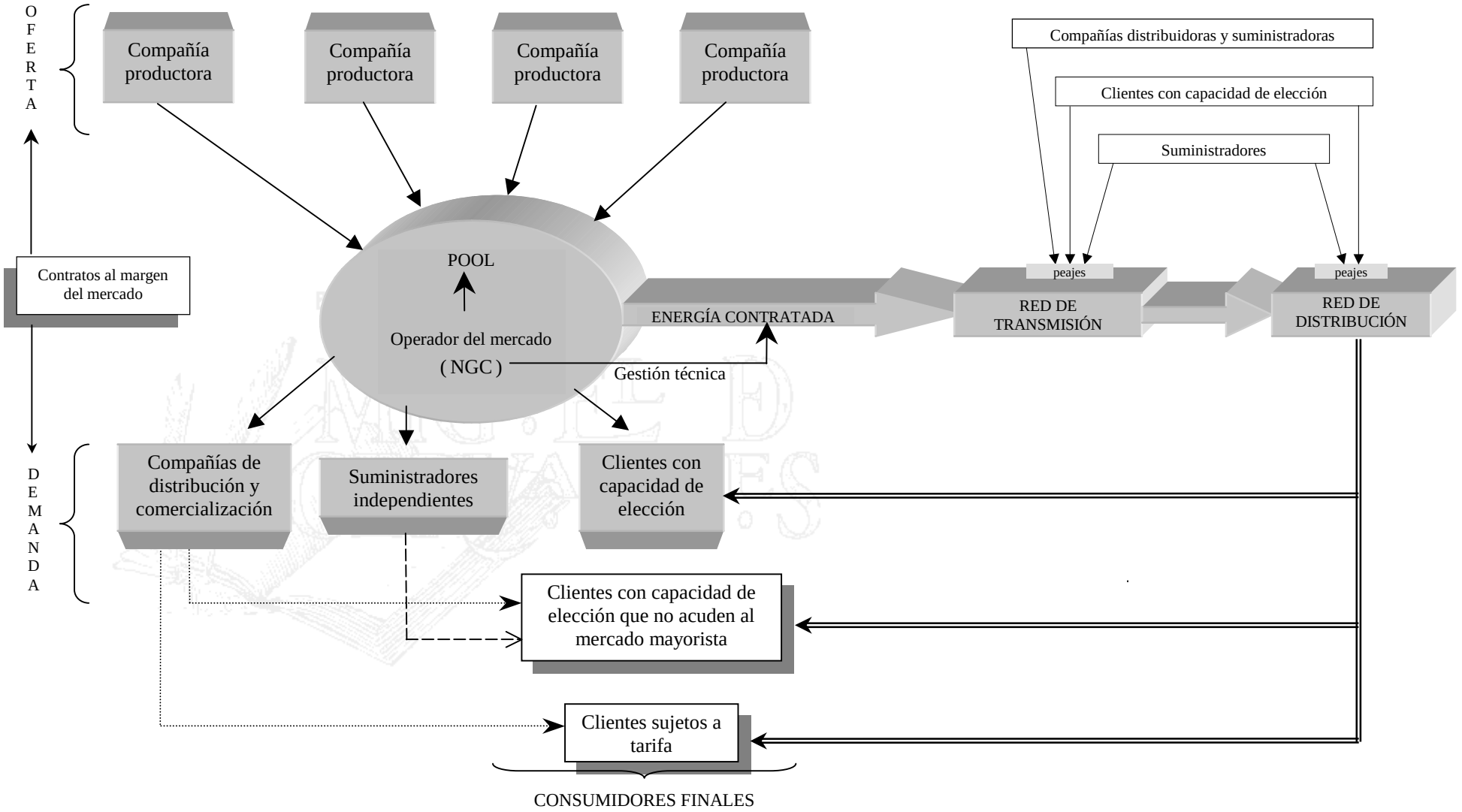
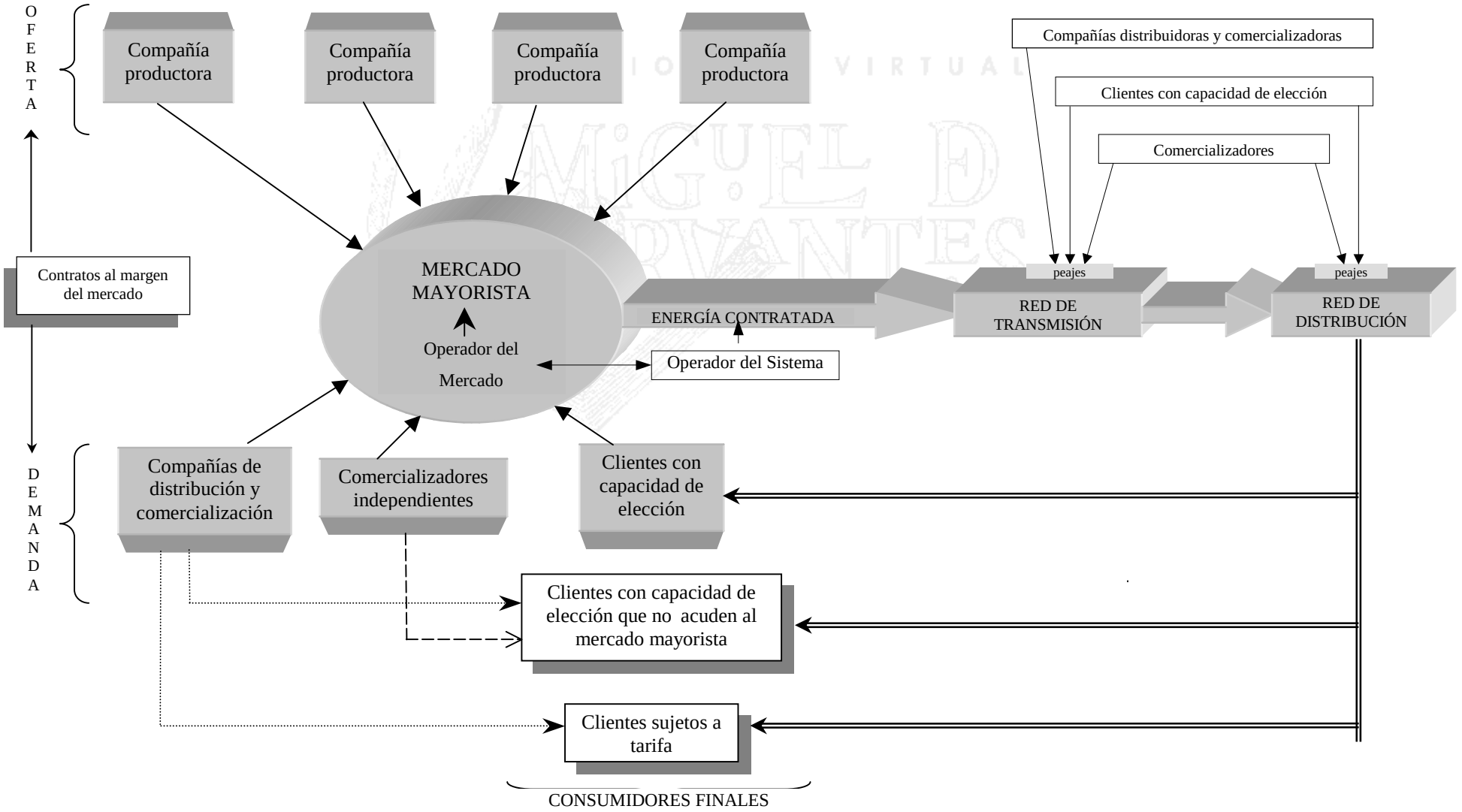


DIAGRAMA 6.4. FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL DESDE EL 1-1-1998



sus acciones en NGC). Las compañías de distribución pueden generar electricidad y abastecer a los consumidores finales, pero, hasta ahora, los grandes productores (PowerGen y National Power) sólo han podido actuar como comercializadores, ya que no se les ha permitido tomar participaciones en el capital de las RECs. Recientemente, el regulador ha exigido mayor separación entre la distribución y el suministro para fomentar la competencia en esta última actividad e impulsar la aparición de empresas de medición independientes de las distribuidoras, que son las que se han venido encargando de estas operaciones.

En España, la integración de las actividades es mayor, pues las cuatro grandes compañías están presentes en la producción, la distribución y el suministro y, además, tienen una importante participación en el capital de Red Eléctrica de España. Esta situación es fruto del mantenimiento de los vínculos verticales previos, que se han visto reforzados como consecuencia de la política privatizadora del gobierno. La legislación española sólo exige separación jurídica cuando una empresa realiza actividades de red[224], y se contenta con la existencia de distintas contabilidades cuando se refiere a los demás casos. Como la compañía que se encarga del transporte ya es jurídicamente independiente, los únicos problemas los plantea la segregación de los negocios de distribución de las actuales empresas integradas. Para llevarla a cabo, la ley establece un plazo máximo que acaba el 31 de diciembre del año 2000.

La Comisión Nacional del Sistema Eléctrico solicitó que esta separación se realizase cuanto antes, y pidió al gobierno que instara a las compañías para que presentasen sus proyectos antes del 31 de diciembre de 1998, pues, de este modo, la segregación se podría completar a mediados de 1999. Sin embargo, el ejecutivo no

[224] Recordemos que esta obligación no alcanza a las operaciones de suministro a tarifa que realizan las compañías distribuidoras ni a sus negocios de transporte a alta tensión (en estos casos, basta la separación contable).

aceptó la propuesta de Real Decreto que le remitió la CNSE[225] y prefirió aplazar la separación hasta un momento posterior[226].

No obstante, la preocupación del órgano regulador parece justificada. Debemos tener en cuenta que, mientras las actividades de generación, distribución y suministro permanezcan en manos de las mismas empresas, se obstaculizará la aparición de tensiones competitivas en el mercado mayorista, pues, hasta que se incorpore un número suficiente de productores y comercializadores, casi toda la energía que se intercambie en ese mercado será adquirida por las mismas compañías que la han vendido. En lo referente a este aspecto, la experiencia de Inglaterra y Gales contrasta significativamente con el caso de España, ya que cuando el *Pool* empezó a funcionar, no había coincidencia entre oferentes y demandantes. Aunque tampoco podemos ignorar que la existencia de gran número de contratos por diferencias, que cubrían gran parte de la producción, daba lugar a un vínculo vertical al margen del mercado que limitaba el impacto económico de los precios fijados en el *Pool*.

La experiencia de Inglaterra y Gales también nos sirve para cuestionar la eficacia de la separación contable, que no ha permitido erradicar completamente los subsidios cruzados entre actividades, ni ha impedido que se haga un uso estratégico de la información obtenida como consecuencia del ejercicio de las actividades de red, ni ha evitado que las compañías de distribución discriminen a los suministradores que intentan competir con ellas. Por tanto, el establecimiento de medidas que permitan lograr la máxima disociación vertical puede ser una condición necesaria para incrementar la competencia, y ésta parece ser la motivación que ha guiado al regulador

[225] Véase CNSE (1998g).

[226] La última noticia que tengo se refiere a que, en marzo de 1999, la CNSE remitió al Ministerio de Industria y Energía un informe sobre el proyecto de Real Decreto que este ministerio le había enviado previamente. En dicho proyecto, el gobierno alarga hasta la fecha tope el plazo que va otorgar a las compañías para que procedan a realizar la separación jurídica. El órgano regulador considera que este período es demasiado amplio (véase CNSE, 1999d).

británico cuando ha propuesto avanzar en la separación entre distribución y suministro y prohibir a las grandes empresas productoras que participen en el capital social de las RECs.

Además, después de las modificaciones que ha experimentado el calendario que establece los plazos que se han de cumplir para que los diversos grupos de consumidores españoles accedan a la condición de cualificados, la separación de las actividades de distribución y suministro se hace aún más necesaria, pues si las empresas que gestionan la red de baja y media tensión otorgan un trato preferente a los comercializadores a los que están vinculadas, es probable que sean estas compañías las que consigan un mayor número de clientes, y ello dificultaría la aparición de suministradores independientes.

6.1.1. La organización de los intercambios en el mercado mayorista y la retribución de los productores

Tras la entrada en vigor de las medidas liberalizadoras adoptadas en ambos países, una empresa que desee producir electricidad sólo necesita una autorización administrativa que puede obtener fácilmente. Otra característica común es que los principales intercambios de energía se realizan en un mercado mayorista: el *Pool,* en Inglaterra y Gales; el mercado diario, en España. A primera vista, los dos mercados parecen instituciones semejantes que desempeñan funciones parecidas. Sin embargo, existen algunas diferencias fundamentales. La más importante se refiere a la participación de la demanda, que no presenta solicitudes de compra en el *Pool* pero sí remite sus peticiones al operador del mercado diario. Por tanto, en España, los adquirentes de electricidad desempeñan un papel más activo y, como consecuencia de esta mayor implicación, asumen directamente una parte de los costes ocasionados por

las variaciones que se producen en sus compras. Precisamente, la escasa participación de los demandantes ha sido uno de los principales argumentos que han utilizado los partidarios de revisar las normas que ordenan los intercambios de electricidad en Inglaterra y Gales.

Existe otra diferencia que está relacionada con la obligación de presentar ofertas de venta: en Inglaterra y Gales, los productores tienen cierta libertad para reducir o incrementar la capacidad que ponen a disposición del sistema, lo que les libera de enviar sus pujas al operador del mercado; mientras que, en España, todos los titulares de instalaciones con potencia superior a 50 MW están obligados a remitir sus peticiones cuando no se haya producido ninguna de las situaciones excepcionales que recoge la normativa. Esta mayor exigencia se compensa con la posibilidad de presentar ofertas mucho más complejas, lo que les permite reflejar con mayor exactitud los costes en que incurren cuando generan electricidad (en Inglaterra y Gales, sólo pueden incluir un precio de arranque, un precio por mantenerse preparadas para producir y tres tramos).

En lo que sí coinciden ambos mercados es en utilizar el precio marginal como retribución básica. Otra característica común es la existencia de un pago destinado a garantizar el suministro a largo plazo, aunque no podemos dejar de señalar que el importe que perciben los productores se determina a través de dos métodos completamente distintos. Como se trata de una cuestión importante, vale la pena detenerse a examinar cada procedimiento más detalladamente.

Cuando un sistema eléctrico se organiza de acuerdo con los principios que establece un planificador, es a él a quien le corresponde diseñar una estrategia para garantizar el suministro a largo plazo. Como este planificador tiene que tomar sus decisiones a partir de pronósticos sobre la evolución futura de las variables relevantes, y suele tener en cuenta el desgaste político que le puede suponer un error, lo normal es

que, al final, la capacidad instalada sea superior a la que realmente se necesita (Pérez Arriaga y Meseguer, 1996).

Sin embargo, cuando no existe un planificador y se permite que sean las fuerzas del mercado las que determinen la capacidad de producción del sistema, los resultados pueden ser bien distintos: los agentes efectuarán sus propias valoraciones para averiguar cuál es la estrategia que más les interesa, incorporando sus percepciones sobre las incertidumbres que les afectan y analizando su influencia sobre las variables que condicionan los resultados de sus actividades. Al hacerlo, tenderán a infravalorar el efecto de sus decisiones sobre los demás sujetos, y esto puede conducir a una situación en que la potencia instalada sea inferior a la que resultaría si los agentes tuviesen en cuenta todas las externalidades ocasionadas por sus acciones. Esta posibilidad es la que justifica la necesidad de establecer unos pagos específicos que complementen los ingresos de los generadores para animarlos a que amplíen su capacidad de producción hasta un nivel que garantice el suministro a largo plazo.

En Inglaterra y Gales, esta retribución se calcula a partir de la probabilidad de que la potencia disponible no sea suficiente para atender la demanda (LOLP), y del valor asignado a la electricidad que no se consumiría en el caso de que la capacidad de producción resultara insuficiente (VOLL). La cobran todas las empresas que ponen sus instalaciones a disposición del sistema, aunque no sean seleccionadas para generar electricidad, y la pagan los sujetos que adquieren electricidad durante las horas de mayor demanda. En teoría, cuando LOLP y VOLL están perfectamente calculados, este incentivo económico fomenta la incorporación de nueva potencia porque proporciona ingresos adicionales a los que ofrece el mercado, así que, en un entorno competitivo, los productores podrían pujar precios cercanos a su coste marginal de funcionamiento y las

cantidades que recaudasen a través de estos pagos les permitirían recuperar los costes de las nuevas inversiones.

No obstante, este procedimiento ha suscitado otro tipo de conductas: ya hemos visto que los propietarios de las centrales han empleado su capacidad para influir sobre las variables que determinan estos complementos, limitando la disponibilidad de sus instalaciones para incrementar la probabilidad de que se produzca un desequilibrio entre oferta y demanda. Además, los análisis efectuados por el regulador ponen de manifiesto que las empresas, a la hora de planear sus estrategias, no han distinguido entre los ingresos que obtienen a partir del precio marginal del sistema y los que les proporcionan los *capacity payments*, que, en teoría, tienen una función completamente distinta. Esta asimilación explicaría por qué han elevado el importe de sus ofertas para incrementar el precio marginal del sistema cuando han previsto una disminución en los pagos que retribuyen la potencia que se pone a disposición del mismo, y han mantenido sus ingresos, e incluso los han aumentado, en aquellos períodos en que se ha reducido la probabilidad de que la capacidad de producción sea insuficiente.

Al margen de una posible conducta estratégica, este comportamiento también puede ser el resultado de un error en el sistema de incentivos, pues si las compañías invierten para instalar potencia adicional cuando se eleva la remuneración porque no existe bastante capacidad disponible, más adelante, cuando entren en funcionamiento las nuevas instalaciones, se pueden encontrar con que la reducción de la probabilidad de fallo les impide recuperar el coste de esas inversiones si el mercado alcanza un equilibrio realmente competitivo (en este caso, los productores se contentarán con un precio cercano al coste marginal de funcionamiento). Sin embargo, este argumento se debilita si consideramos que algunas de las empresas que negocian en el *Pool* todavía conservan un importante poder de mercado.

En España, el importe total de la garantía de potencia, que es el pago destinado a asegurar el suministro a largo plazo, depende únicamente de la demanda. Por tanto, la diferencia entre la capacidad disponible y la potencia necesaria no influye en esa cuantía (la disponibilidad de las instalaciones sólo se tiene en cuenta al repartir el total). Hasta el 1 de enero de 1999, la cantidad que recibía cada productor se determinaba en función de la capacidad aportada durante las horas de mayor demanda, y el importe de los pagos imputados a cada comprador también dependía de las adquisiciones efectuadas en esos mismos períodos. Como consecuencia de las reformas introducidas a finales de 1998, desaparecieron todas las referencias a las horas de mayor demanda y, desde el 1 de enero de 1999, la suma total se distribuye de acuerdo con la disponibilidad registrada a lo largo del mes, en el caso de los vendedores, y las adquisiciones efectuadas en ese mismo período, en el caso de los compradores. Las razones de estos cambios se encuentran en la incertidumbre que ocasionaba esperar hasta final de mes para saber cuáles eran los períodos seleccionados (a priori, sólo se conocía el número de horas que se tendrían en cuenta), y en lo exagerado de la diferencia de precios que se producía cuando, a causa de un pequeño incremento en el consumo, una hora quedaba incluida entre las de mayor demanda.

Los cambios efectuados a comienzos de 1999 también incluyeron la aplicación de unos índices correctores que reducen los ingresos de los propietarios de las instalaciones que no están disponibles aunque han logrado entrar en un programa horario de funcionamiento (la penalización es mayor si se trata de centrales que se han de acoplar para resolver restricciones técnicas). Otra modificación importante se refiere al reparto de la suma total entre los demandantes: los comercializadores, los consumidores cualificados y los agentes externos pagarán menos si compran en las horas de menor demanda, mientras que las compañías distribuidoras abonarán el resto

hasta completar el importe mensual. Por tanto, las rebajas que consiguen los anteriores agentes no van a provocar una reducción de los ingresos de los productores, pues las empresas que venden a tarifa tendrán que desembolsar lo que falte hasta alcanzar el importe total (1'3 pesetas por cada KWh producido a lo largo del mes).

A pesar de las reformas, cabe criticar que se siga empleando un procedimiento que determina la cuantía total a partir de la demanda, sin tener en cuenta la relación que existe entre la potencia instalada y la que hace falta para atender las necesidades de los consumidores con un margen de seguridad adecuado. La Comisión Nacional del Sistema Eléctrico también ha valorado negativamente este sistema retributivo[227]. En su opinión, los pagos no aseguran el suministro, pues nada garantiza que los ingresos se vayan a dedicar a ampliar la capacidad de producción. También señala que, actualmente, sobra potencia en el sistema eléctrico español, y ello convierte en innecesarios unos pagos tan elevados (transfieren a las empresas productoras más de 200.000 millones de pesetas). Aunque rechaza el presente método, el órgano regulador señala que, con el sistema actual, la percepción de una cantidad que oscile entre 0'5 y 0'7 pesetas por KWh sería suficiente para garantizar el suministro. A su juicio, la diferencia entre esta cifra y la real (1'3 pesetas/KWh) se debería incluir como retribución por Costes de Transición a la Competencia.

En otros sistemas eléctricos liberalizados no existe un pago de este tipo (por ejemplo, en los países escandinavos), y en Inglaterra y Gales se suprimirá cuando se establezcan las nuevas normas de intercambio: en el futuro, los demandantes podrán negociar con los productores las cantidades que van a pagar para garantizarse el suministro, pactando libremente un importe que cubra los costes de estos últimos y

[227] Véase CNSE (1998i).

asegure un determinado nivel de abastecimiento en cada uno de los escenarios previstos. En España, también se podría adoptar uno de estos mecanismos de mercado: los comercializadores y los consumidores cualificados se pondrían en contacto con los generadores para acordar un método que les permitiera cubrirse del riesgo de tener que afrontar un corte en el suministro de electricidad. Las compañías que abastecen a los usuarios que no tienen libertad para elegir proveedor podrían ser obligadas a negociar contratos de garantía de potencia a largo plazo, aunque, en estos casos, es muy probable que fuese necesaria la intervención del regulador para verificar que las condiciones establecidas en esos contratos aseguran una cobertura mínima y que la integración vertical entre los negocios de producción y venta a tarifa no impone unos costes excesivos a los consumidores finales.

Por otro lado, si las compañías de generación desarrollan sus actividades en un entorno realmente competitivo, en el que no existen barreras que obstaculicen la entrada de nuevas empresas, la incorporación de potencia complementaria estará garantizada siempre que los productores crean que los consumidores van a necesitar capacidad adicional y éstos muestren su disposición a pagar por ella. Así pues, cuando la electricidad se vende en un mercado competitivo, puede ser innecesario habilitar un sistema de pagos para garantizar el suministro. La experiencia de Inglaterra y Gales demuestra que, aunque las empresas ya establecidas conserven un importante poder de mercado, la eliminación de los impedimentos que obstruyen la entrada de competidores puede provocar un considerable incremento de la potencia instalada.

Además del mercado diario, en España funcionan otros dos mercados organizados: el intradiario y el de servicios complementarios. En Inglaterra y Gales, no existen mercados equivalentes a estos, aunque el operador del sistema trata de respetar el orden de precedencia económica que resulta de la casación del mercado diario cuando

selecciona las instalaciones que han de participar en los ajustes. También suele guiarse por criterios de eficiencia económica y minimización de costes al pactar los contratos con las instalaciones que prestan los principales servicios complementarios. Las reformas que se han iniciado en este país conducirán a la creación de un mercado para ambos tipos de operaciones.

Otra diferencia entre ambos modelos se encuentra en los incentivos económicos que percibe la empresa que gestiona la red de transporte en Inglaterra y Gales si se reduce el coste ocasionado por las restricciones y la necesidad de contratar determinados servicios complementarios. Red Eléctrica de España no está sujeta a un sistema similar, aunque los poderes públicos se han reservado la facultad de planificar la expansión de la red para asegurar que se realizan las inversiones adecuadas, ya que, como hemos visto, esta red desempeña una función esencial en el sistema eléctrico. No obstante, el gobierno se debería plantear la posibilidad de que fuera la propia compañía la que valorase la oportunidad de llevar a cabo tales inversiones y, para ello, tendría que diseñar un sistema de incentivos que condicionase a la empresa de forma que se viera obligada a compartir los efectos externos de sus decisiones. La actual regulación de precios, aunque reconoce los costes de la actividad, sería insuficiente porque no incluye ninguna señal que fomente aquellas inversiones que mejoran las condiciones de funcionamiento del sistema.

El establecimiento de una gran número de contratos por diferencias entre las compañías de producción y distribución fue una de las principales características del proceso de liberalización desarrollado en Inglaterra y Gales. Ya se ha comentado que estos contratos sirvieron para trasladar a los consumidores el sobrecoste originado por el uso de carbón nacional. En España, se ha empleado una solución distinta: los productores perciben una prima que se repercute directamente a los usuarios a través de

una “cuota con destino específico”, de modo que, al final, también son los consumidores quienes financian la utilización de carbón autóctono. No obstante, en Inglaterra y Gales la distribución de este coste fue menos equitativa porque el sobreprecio incorporado en los contratos sólo se trasladaba a los “clientes cautivos”, mientras que en España se transfiere también a los consumidores cualificados[228].

Antes de pasar al siguiente apartado, es conveniente recordar que en España existe el denominado “régimen especial”, que agrupa a instalaciones de potencia no superior a 50 MW que utilizan tecnologías de escaso impacto ambiental. Para fomentar la construcción de este tipo de centrales, se ha establecido un sistema de primas que proporciona a sus propietarios unos ingresos adicionales a los que recaudan en el mercado. Esta es la razón de que se hayan aprobado normas especiales para los productores incluidos en el régimen especial, que ven limitada su libertad para actuar de acuerdo con sus intereses empresariales, cosa que no ocurre en el caso de los que pertenecen al régimen ordinario. Tampoco debemos olvidar que, mientras se paguen Costes de Transición a la Competencia, las centrales que pertenezcan al régimen especial y hayan sido instaladas antes del 31 de diciembre de 1997, podrán seguir acogidas al sistema retributivo que se aplicaba antes de la entrada en vigor de las reformas, vendiendo su producción al precio que marque una tarifa fijada por el gobierno.

En Inglaterra y Gales, las empresas que generan electricidad a partir de tecnologías de escaso impacto ambiental se benefician de unas ayudas económicas similares. Las RECs están obligadas a comprarles una parte de la energía que suministran a sus clientes, pagando por ella un precio superior al que se determina en el *Pool*. Posteriormente, se emplea una parte de los ingresos que proporciona el impuesto

[228] Durante el primer año, también hubo contratos vinculados a la venta de electricidad a consumidores cualificados, pero la prima de estos contratos era inferior.

sobre la electricidad producida mediante combustibles fósiles (*Fossil-Fuel Levy*) para reembolsar la diferencia entre este precio y el valor medio de la energía que se intercambia en el *Pool*. La relación entre las RECs y las empresas de generación se rige por unos contratos que se asignan en unas licitaciones anuales organizadas por el gobierno. La ventaja de este procedimiento es que fomenta la competencia entre los productores y estimula la aplicación de técnicas más eficientes.

6.1.2. Las actividades de los operadores

En España, REE se ha hecho cargo de una amplia lista de funciones, que va desde el control de las interconexiones hasta la gestión del conjunto de la red de alta tensión (aunque una parte de la misma no le pertenece), e incluye la administración del mercado de servicios complementarios, la resolución de las restricciones y la supervisión técnica del sistema. Como ya se ha comentado, la razón de esta acumulación de actividades está en los beneficios que genera la agrupación de funciones que están estrechamente relacionadas, pues, de este modo, se logra una mayor coordinación.

En Inglaterra y Gales, NGC realiza las mismas actividades que REE y, además, se encarga de la administración del *Pool*. En España, esta labor la lleva a cabo una empresa independiente (Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, S.A.), y parece que éste es el modelo organizativo que se va imponiendo en los países que han decidido liberalizar su sector eléctrico: en California, Nueva Zelanda y los países escandinavos, también se ha separado la gestión técnica de la económica. De hecho, cuando se reformen las normas que ordenan los intercambios de electricidad en Inglaterra y Gales ya no se mantendrá la situación actual: NGC solamente actuará como operador del sistema (es posible que ni siquiera se encargue de administrar el mercado

de equilibrios), y aparecerán entidades independientes que asumirán la gestión económica. Además, donde se ha creado una empresa que realiza ambas funciones, la red de transporte a alta tensión se encuentra en manos de otras compañías (Australia y Argentina). Así pues, parece que se ha ido extendiendo la idea de que es mejor distinguir entre operador del mercado y operador del sistema, pues se va llegando a la conclusión de que, para lograr una adecuada coordinación entre estas dos funciones, basta con que se establezcan unas normas que garanticen la cooperación entre ambos, mientras que la unión de ambas responsabilidades puede dar lugar a conflictos de intereses.

BIBLIOTECA VIRTUAL

Al valorar la integración de la gestión técnica con la administración de la red de transporte también se pueden ofrecer argumentos contrapuestos. La unión de ambas actividades parece estar justificada por razones de coordinación y por el hecho de que las dos se basan en el uso de una infraestructura que pueden compartir para evitar duplicidades (por ejemplo, la red de comunicaciones y los aparatos de telemedida). Sin embargo, la atribución de estas dos funciones a una misma compañía puede dar lugar a conflictos cuando el gestor de la red de transporte debe administrar tanto sus líneas como las de terceros, pues tiene incentivos para adoptar decisiones de carácter técnico que resulten discriminatorias (por ejemplo, reservándose los mejores horarios para efectuar los trabajos de mantenimiento). En Inglaterra y Gales, casi toda la red de transporte pertenece a NGC, así que la acumulación de funciones no tiene por qué suponer ningún problema (a pesar de ello, se está planteando la posibilidad de asignar la gestión técnica a una compañía independiente) y, en otros lugares, como California, el operador del sistema administra también la red de transporte pero apenas tiene intereses en ella. Sin embargo, una parte importante de las líneas que gestiona Red Eléctrica de España pertenecen a otras empresas (generalmente, compañías de distribución). Por

tanto, si los costes de la unión llegaran a superar a los beneficios derivados de las economías de escala, se podría plantear la posibilidad de asignar las dos funciones a entes distintos.

Como las empresas distribuidoras participan en el capital social de Red Eléctrica de España, se podría argumentar que, desde su condición de accionistas, estas compañías serán capaces de evitar que los gestores de REE tomen decisiones que supongan un trato discriminatorio. Ahora bien, este razonamiento nos llevaría a la conclusión de que REE no actúa con plena independencia, y ello puede tener consecuencias muy negativas, pues, desde la posición privilegiada que ocupa como operador del sistema y del conjunto de la red de transporte, podría convertirse en un serio obstáculo para la entrada de nuevas empresas en la generación y el suministro. Debemos tener presente que Red Eléctrica de España dispone de mucha información que no está alcance de los demás agentes, y puede causar importantes perjuicios a los competidores si no es imparcial cuando planifica la expansión de la red o toma decisiones de carácter técnico, ya que la obligación de ofrecer condiciones equiparables a todos los usuarios de la red y la aplicación de una tarifa de acceso única y regulada no van impedir que se produzcan tales situaciones.

En Inglaterra y Gales, las RECs mantuvieron la mayoría de las acciones de NGC durante varios años pero, posteriormente, tuvieron que deshacerse de ellas porque el regulador consideró que ésta era la mejor forma de asegurar la independencia de la compañía. En este punto, tal vez sería conveniente recordar que, en 1984, cuando el gobierno español decidió nacionalizar la red de alta tensión, una de las razones que esgrimió fue la de garantizar una gestión neutral y, aunque no debemos ignorar los argumentos de quienes han venido señalando que Red Eléctrica de España tenía un

poder excesivo[229], la verdad es que tampoco podemos dejar de preguntarnos si la privatización era una medida adecuada, pues, al margen de las consideraciones habituales sobre la mayor o menor eficacia de la gestión pública[230], en el caso de REE se producen unas circunstancias especiales. Es cierto que la legislación establece que la expansión de la red de transporte sigue estando sujeta a planificación obligatoria, que el Estado mantendrá transitoriamente una participación mínima del 25%, y que las compañías eléctricas no van poder adquirir más del 40% del capital social de REE. Sin embargo, estas medidas serían insuficientes en el caso de que un grupo de accionistas llegase a un acuerdo para hacerse con el control de la empresa.

6.1.3. Pérdidas, restricciones y tarifas de transporte a alta tensión

Los modelos organizativos adoptados en España e Inglaterra y Gales comparten una característica común: la liberalización ha conducido al establecimiento de un marco regulador que obliga a los propietarios de las redes a ponerlas a disposición de todos los agentes que las necesiten. Al quedar la gestión de las redes separada del resto de actividades, ha sido necesario introducir unas tarifas de acceso específicas. Pero en un sistema eléctrico liberalizado, estas tarifas pueden desempeñar una función más importante que la de servir como un simple catálogo de precios. Dedicaré las siguientes páginas a esta cuestión.

A lo largo de este trabajo, he señalado en varias ocasiones que el coste de suministrar un KW adicional a un consumidor depende de lo que esté ocurriendo en el resto del sistema:

[229] Martínez (1991).

[230] Existe mucha bibliografía al respecto. En los trabajos de Beesley y Littlechild (1983); Bishop y Kay (1992); Bös (1991); Bös (1993); Fernández (1997); González-Páramo (1995); Kay y Thompson (1986); Rees (1988); Stevens (1992) y Vickers y Yarrow (1988a) puede encontrarse una síntesis de distintos argumentos.

- Si para generar esta unidad adicional hay que poner en funcionamiento una central que se encuentra en una localización más distante, se producirá un incremento de las pérdidas ocasionadas por el abastecimiento, así que este KW saldrá más caro que los anteriores. Ahora bien, si la instalación que lo proporciona se encuentra en un emplazamiento más cercano, disminuirán las pérdidas y se rebajará el coste marginal del suministro.
- Si hay que proporcionar un KW adicional y ello satura una línea de transporte, será necesario sustituir a la central que lo va a generar por otra que no esté afectada por las restricciones, y lo más probable es que esta última produzca una electricidad más cara que la anterior. Por tanto, el coste de ese KW adicional será superior al de los suministrados anteriormente.

Cuando un sujeto planifica el funcionamiento del sistema, él mismo es quien decide cuáles son las instalaciones que se deben incorporar en cada período para atender la demanda del modo más eficiente. Para ello, tiene que establecer un programa operativo que minimice las pérdidas y reduzca al máximo los costes ocasionados por posibles restricciones. El planificador también se encarga de proyectar las inversiones destinadas a ampliar la red de transporte e incrementar la capacidad de producción y, al hacerlo, debe considerar, entre otros factores, la influencia de las nuevas instalaciones sobre las pérdidas y las restricciones.

Sin embargo, cuando no existe un planificador y sólo actúan los mecanismos de mercado, hace falta que los intercambios se organicen de modo que se produzca un resultado eficiente. Si el programa horario de funcionamiento se obtiene por medio de un procedimiento de casación efectuado a partir de las ofertas presentadas por los agentes, como ocurre en España o en Inglaterra y Gales, es necesario articular algún método para que los planes resultantes minimicen los costes asociados a pérdidas y

restricciones. No obstante, en ninguno de los casos se ha establecido un sistema que garantice la consecución de este objetivo:

- Las pérdidas se reparten entre todos los consumidores mediante unos coeficientes que reflejan su valor medio y no varían en función de la localización del cliente. Las empresas productoras no comparten este coste.
- En Inglaterra y Gales, las restricciones originan dos costes distintos: el pago que reciben las instalaciones que no se pueden acoplar, y la diferencia entre el precio marginal del sistema y el que figura en las ofertas presentadas por los propietarios de las centrales que se incorporan en su lugar. Estas cantidades se recuperan a través de los ingresos que proporciona un recargo aplicado a todos los agentes que compran electricidad. En España, no se abona ninguna compensación a los titulares de las plantas sustituidas, pero el sobrecoste que provocan los cambios también se repercute a todos los demandantes de electricidad, que contribuyen en proporción a la energía adquirida durante las horas en que se han producido las restricciones.

Por tanto, para asignar los costes ocasionados por las pérdidas y las restricciones no se considera la responsabilidad que tiene cada agente en la formación de esos costes: quienes favorecen su crecimiento contribuyen en la misma medida que quienes facilitan su reducción. Como este sistema no envía señales adecuadas a los distintos agentes, los principales causantes de las pérdidas y restricciones carecen de incentivos para adoptar medidas que puedan reducir los costes asociados a estos fenómenos. Además, cuando presentan sus ofertas al operador del mercado, éstas no reflejan el verdadero coste de sus decisiones de producción y consumo. La ausencia de señales apropiadas también puede influir en la localización de los agentes, que tiene un efecto muy importante sobre el nivel de las pérdidas y la aparición de las restricciones. Esto no significa que esas

señales sean el factor determinante, ya que puede haber otros que tengan mayor peso. Sin embargo, es necesario enviarlas para que todos los productores y consumidores las tengan en cuenta.

Este objetivo se puede conseguir modificando el procedimiento de casación para incluir algún modelo que agregue los costes de las pérdidas y de las restricciones al importe de las pujas presentadas por los agentes. De esta forma, la selección de las unidades de producción y adquisición que van a participar en los intercambios no se basaría únicamente en el precio que figurase en las ofertas, pues también se valoraría el efecto de las operaciones sobre esos costes. Como resultado de esta corrección, los productores y los consumidores cobrarían o pagarían precios distintos, que dependerían de su influencia en las pérdidas totales y del impacto de sus actividades sobre las restricciones. En Nueva Zelanda, se ha implantado recientemente un sistema de este tipo, aunque ha sido necesario simplificar el modelo que determina los costes imputados a cada agente para evitar que fuera demasiado complejo, pues ello habría dificultado su aplicación.

También existe otra solución: establecer unas tarifas de transporte que reflejen los costes generados por las pérdidas y las restricciones que se producen en la red de alta tensión. De este modo, los pagos de cada usuario se corresponderían con su responsabilidad en la aparición de dichos costes. Si el mercado mayorista es competitivo, los agentes tendrían en cuenta estos pagos a la hora de realizar sus ofertas, así que los intercambios que se produjeran a partir de los resultados de la casación servirían para alcanzar el objetivo de minimizar el coste de la electricidad aportada al sistema. Además, la aplicación de este tipo de tarifas permitiría enviar una señal adecuada sobre la ventajas e inconvenientes de cada localización.

Bohn, Caramanis y Schweppe (1984) propusieron una estructura de tarifas de transporte a alta tensión que permite repercutir a cada usuario (productor o consumidor) todos los costes que origina su participación en el sistema. Sin embargo, la aplicación práctica de esta propuesta plantea enormes dificultades, pues las pérdidas no son estables y las restricciones aparecen sólo en algunos períodos. Por tanto, existe un problema técnico que no tiene una solución fácil, pues sería necesario establecer mecanismos adecuados para reasignar los costes cada vez que se producen cambios y, aunque se encontrase un método viable, los agentes tendrían que enfrentarse a fluctuaciones impredecibles en sus pagos, lo que complicaría notablemente sus procesos de toma de decisiones. La complejidad del sistema propuesto por los anteriores autores ha llevado a adoptar soluciones más simples: por ejemplo, en Noruega, se aplican unos coeficientes estables que varían entre las distintas zonas y que sirven para atribuir a cada agente el coste de las pérdidas que ha ocasionado.

En Inglaterra y Gales, las tarifas de NGC no incorporan diferencias basadas en el coste ocasionado por las pérdidas y las restricciones. Los parámetros que determinan los pagos que han de efectuar los usuarios ubicados en las distintas áreas reflejan el coste de las inversiones que ha de realizar NGC para establecer nuevas líneas transporte cuando se incrementa la cantidad de energía que circula por el sistema. Como hay exceso de oferta en el norte y exceso de demanda en el sur, las tarifas fomentan la instalación de productores en el sur y la ubicación de consumidores en el norte, pero no envían una señal adecuada sobre la responsabilidad que tiene cada agente en los costes asociados a las pérdidas y las restricciones.

Hasta ahora, sólo NGC dispone de unos incentivos que promueven la disminución de esos costes, animando a la empresa a realizar inversiones que los reduzcan: si las pérdidas superan el valor de referencia previamente establecido, asume

el 20% de los gastos ocasionados por el exceso; paga un porcentaje de los costes asociados a las restricciones si éstos rebasan un cierto límite, y percibe una parte del ahorro que se produce si se mantienen por debajo de un nivel predeterminado.

A continuación, voy a referirme a las tarifas que se aplican en España. Durante el primer año de vigencia del nuevo marco regulador, se mantuvo una tarifa conjunta para el acceso a las redes de transporte y distribución. Su estructura era idéntica a la de la tarifa que determinaba los pagos que debían efectuar los consumidores que no podían elegir suministrador. El importe que tenían que abonar los usuarios de las redes también se calculaba sumando una cantidad fija ("término de potencia") y una cantidad variable que dependía del número de KWh que se tomaban en el punto de conexión ("término de energía"). Tanto el término de potencia como el de energía eran proporcionales a los de la tarifa de suministro. Así pues, existía una estrecha relación entre ambas, que debería servir para facilitar la puesta en marcha del nuevo modelo. No obstante, esta lista de precios tenía un carácter transitorio y, a finales de 1998, el gobierno aprobó unas nuevas tarifas para el año 1999.

En la actualidad, existen dos tarifas distintas:

- Una se aplica a los usuarios que reciben el suministro a una tensión no inferior a 1 KV. Tiene una estructura totalmente nueva, aunque se siguen empleando términos de potencia y de energía. El importe que paga cada usuario depende de la hora en que ha utilizado las redes (se incrementa en los períodos de mayor consumo)[231] .

[231] Existen seis períodos tarifarios. Para delimitarlos se ha empleado el siguiente procedimiento: el territorio español se ha dividido en tres zonas (Península; Canarias; Baleares, Ceuta y Melilla), y en cada una se han diferenciado tres temporadas (alta, media y baja) que, a su vez, han permitido separar cuatro clases de días (A, B, C, D). Posteriormente, las veinticuatro horas de cada tipo de día se han clasificado en seis grupos para constituir seis períodos tarifarios (por ejemplo: el segundo período tarifario está formado por las horas 8 a 16 y 22 a 24 de los días tipo A). Cada período tarifario tiene un término de potencia y un término de energía distintos.

- La otra se aplica a los usuarios que se abastecen a una tensión inferior a 1 KV. En este caso, se mantiene la misma tarifa del período anterior.

Hasta el momento, las empresas productoras no han tenido que pagar tarifas de transporte. Sólo las pagan quienes utilizan las redes para tomar electricidad. Pero estos agentes tampoco reciben una señal que les sirva para evaluar su contribución a los costes vinculados a las pérdidas y las restricciones. Las tarifas son únicas a nivel nacional y, en consecuencia, no existe diferenciación zonal:

- Las pérdidas se tratan como si fueran un fenómeno ajeno a la actuación de los sujetos que producen o consumen electricidad. Las empresas generadoras no asumen ni siquiera una parte del coste de la energía perdida, y son los consumidores cualificados o sus proveedores quienes deben abonar la diferencia entre la electricidad producida y la que se toma de la red. Para recaudar su aportación, los términos de potencia y energía se elevan mediante unos coeficientes de pérdidas que sólo varían en función de la tensión a la que se abastecen (a menor tensión, mayores pérdidas). Los clientes que no tienen libertad de elección también satisfacen la parte que les corresponde a través de un mecanismo similar (los coeficientes se aplican para hallar los términos de potencia y energía de su tarifa de suministro).
- Las empresas generadoras tampoco comparten los costes ocasionados por la aparición de restricciones, que se reparten entre los demandantes de electricidad en proporción a la cantidad adquirida durante los períodos en que se producen. Por tanto, los agentes que más contribuyen a la congestión de las redes no soportan un pago mayor.
- Red Eléctrica de España no está sujeta a un sistema de incentivos similar al de NGC. Así pues, no recibe ningún estímulo que oriente sus decisiones de

inversión para que se traduzcan en instalaciones que puedan contribuir a reducir las pérdidas y aminorar los costes originados por las restricciones. En estas circunstancias, la única forma de garantizar que tales inversiones se llevan a cabo es la intervención pública directa, por eso el gobierno se ha reservado la facultad de planificar la expansión de la red.

Esta situación obliga a poner en práctica algún tipo solución, y la experiencia de Inglaterra y Gales nos proporciona una alternativa. Antes de que se iniciara la reforma de las normas de intercambio de electricidad, un equipo de trabajo organizado por los gestores del *Pool* había estado elaborando una propuesta para implantar un sistema de pagos por zonas que reflejase el coste de las pérdidas ocasionadas por los agentes ubicados en cada área. Si se hubiera aplicado, se habría sustituido un procedimiento similar al español (aplicación de coeficientes uniformes a nivel nacional que incrementan el precio de cada KW consumido para obtener ingresos que cubran el coste de las pérdidas) por otro que habría ajustado tanto las cantidades generadas como las demandadas para asignar a cada agente una parte de la electricidad desaprovechada. Los coeficientes correctores se establecerían a principios de año según un modelo que fuera capaz de predecir las pérdidas totales y de proporcionar una distribución por zonas, y se irían ajustando periódicamente para recoger la diferencia entre las pérdidas previstas y las efectivas. El importe asignado a los productores y demandantes ubicados en una zona, se repartiría al 50% entre ellos.

Con este sistema, los administradores del mercado organizado reciben las pujas presentadas por las unidades de producción y adquisición y efectúan la casación según el método habitual. Como los agentes pretenderán recuperar todos sus costes, elevarán sus ofertas para incluir el importe de esta nueva obligación de pago, así que el algoritmo proporcionará un resultado ajustado a las pérdidas. No obstante, para ello es necesario

que exista competencia en el mercado pues, en caso contrario, las pujas no reflejarán los costes.

Para asignar correctamente los costes originados por las restricciones se puede valorar la posibilidad de introducir mecanismos de mercado. La solución más inmediata sería crear unos títulos que dieran derecho a utilizar la capacidad de la red. Su poseedor podría emplearlos para transportar energía hasta alcanzar el límite especificado en los mismos o cederlos a otros agentes. De este modo, los productores que deseasen aportar la electricidad necesaria para abastecer a los consumidores situados al otro lado de una línea que se puede congestionar pagarían por lograr el derecho a hacerlo. Asimismo, los clientes que precisaran energía eléctrica generada en el otro extremo de un tramo de red que no tiene suficiente capacidad tendrían que abonar una cantidad para conseguirlo.

Sin embargo, este sistema plantea al menos dos problemas:

i. Sería muy difícil determinar cuáles son los derechos otorgados, pues la aparición de restricciones depende de la acción de múltiples factores que se acumulan para producir ese resultado y, generalmente, no es posible predecir cuánto tiempo va a durar una restricción ni en qué medida puede afectar a los distintos agentes.

ii. Si un productor que genera electricidad muy cara adquiere el derecho de transporte, se producirá un notable incremento del precio que pagan los clientes ubicados en la zona que tiene exceso de demanda. Para evitar este efecto, sería necesario que existiese un mercado secundario suficiente activo, pues, de esta forma, los consumidores que soportaran esa subida podrían comprar títulos para recibir energía más barata.

Estas dificultades han llevado a algunos autores a desarrollar métodos alternativos. Hogan (1995) y Stoft (1997) proponen la utilización de “contratos sobre las congestiones en la transmisión” (*Transmission Congestion Contracts*: TCCs). El agente

que comprara estos contratos sería el que percibiese las denominadas “rentas de saturación”, que se determinarían a partir de la diferencia entre los precios de la electricidad a ambos lados de la congestión. De esta forma, los productores que se incorporasen como consecuencia de las restricciones, no percibirían un precio mayor a no ser que hubieran adquirido previamente los contratos correspondientes, pero los consumidores afectados también podrían comprarlos para obtener unos ingresos que les permitieran compensar el encarecimiento que provoca la congestión de las redes. La negociación de estos contratos en un mercado secundario serviría para que se fuesen redistribuyendo en función de las necesidades de los agentes y para que su precio se fuera modificando según las expectativas de los compradores y los vendedores. No obstante, la aplicación de un sistema de TCCs también plantea dificultades, pues, para calcular las “rentas de saturación”, haría falta que existiese un procedimiento que permitiera determinar precios nodales o, al menos, precios por áreas; e incluso esta simplificación provocaría problemas, ya que no sería fácil delimitar las zonas relevantes. Además, habría que concretar algunos aspectos adicionales, como la forma de organizar la adjudicación inicial de los contratos o el método para encauzar los ingresos obtenidos hacia las inversiones en la red de transporte.

6.1.4. Los plazos para la apertura del mercado minorista

Cuando se aprobó el nuevo marco regulador del sector eléctrico español, se estableció un calendario para la apertura del mercado minorista. Este calendario determinaba unos plazos más cortos y unos umbrales de consumo más reducidos que la Directiva para la creación de un Mercado Interior de la Electricidad (véase cuadro 6.1). Con respecto al Protocolo, también se aprecia una disminución en el límite del primer período. Sin embargo, al comparar el calendario inicial con el que ha guiado la apertura

CUADRO 6.1. COMPARACIÓN DE LOS CALENDARIOS PARA LA APERTURA DEL MERCADO MINORISTA

INGLATERRA Y GALES	DIRECTIVA	PROTOCOLO	ESPAÑA (calendario inicial)	ESPAÑA (calendario final)
1-04-1990: 1 MW				
1-04-1994: 100 KW				
		1-01-1998: 20 GWh/año	1-01-1998: 15 GWh/año	1-01-1998: 15 GWh/año
1-04-1998: libertad de elección para todos los consumidores (seis meses de apertura escalonada)				
	1-01-1999: 40 GWh/año			1-01-1999: 5 GWh/año
				1-04-1999: 3 GWh/año
				1-07-1999: 2 GWh/año
				1-10-1999: 1 GWh/año
		1-01-2000: 9 GWh/año	1-01-2000: 9 GWh/año	
				1-07-2000: tensión > 1KV (*)
		1-01-2001: 5 GWh/año	1-01-2001: 5 GWh/año	
	1-01-2002: 20 GWh/año			
			1-01-2004: 1 GWh/año	
	1-01-2005: 9 GWh/año			
			1-01-2007: libertad de elección para todos los consumidores	1-01-2007: libertad de elección para todos los consumidores

(*): Según artículo 6 del Real Decreto-Ley 6/1999, de 16 de abril, de Medidas Urgentes de Liberalización e Incremento de la Competencia.

BIBLIOTECA VIRTUAL MIGUEL DE CERVANTES

del mercado minorista en Inglaterra y Gales, se observan diferencias que permiten hablar de una liberalización más lenta: el 1 de abril de 1990, hubo casi 5.000 clientes con derecho a cambiar de suministrador, que adquirían el 30% de toda la electricidad consumida; cuatro años más tarde, esta cifra se elevó a 50.000 (el 50% del consumo total) y, ocho años después de aquella fecha, se inició un período transitorio de seis meses para que todos los usuarios pudieran elegir a su proveedor. En España, la apertura inicial también alcanzaba a una parte importante de la electricidad demandada (28%), pero sólo afectaba a 565 clientes. Además, según ese calendario, habría que esperar seis años para que el número de consumidores cualificados se situase por encima de 8.000 (el 42% de la demanda total), y una década para que se otorgara libertad de elección a todos los usuarios[232].

A lo largo de 1998, el gobierno constató que casi todos los consumidores que alcanzaban el umbral de 15 GWh/año seguían adquiriendo su electricidad por medio del tradicional sistema de tarifas. Solamente hubo diez casos en que los usuarios se dirigieron a los comercializadores para acordar las condiciones de unos contratos de suministro que cubriesen todas sus necesidades y, en casi todos ellos, la empresa seleccionada fue la venía abasteciéndoles tradicionalmente. Otros dos consumidores cualificados acudieron esporádicamente al mercado mayorista para comprar cantidades adicionales a las de su suministro a tarifa, y cuarenta más llegaron a un acuerdo con algún comercializador para que les facilitase pequeñas cuantías al margen de sus adquisiciones a tarifa. A comienzos de diciembre, sólo el 3% de la electricidad vendida en el mercado mayorista estaba vinculada a operaciones efectuadas por consumidores cualificados que habían ejercido su libertad de elección[233].

[232] Los datos proceden de UNESA (1998c).

[233] Fuente: Diario de Sesiones del Congresos de los Diputados, 21 de diciembre de 1998.

A la vista de estos resultados, el gobierno acordó con las empresas de UNESA una alteración de los plazos iniciales (con el nuevo calendario, se adelanta el proceso de liberalización en más de cuatro años), y anunció una disminución de las tarifas de acceso a redes y de los pagos por garantía de potencia correspondientes a consumidores cualificados, comercializadores y agentes externos que adquieren su energía en el mercado organizado. El objetivo de estas medidas era incrementar el número de usuarios dispuestos a abastecerse a través de procedimientos distintos a su suministro tradicional, para crear unas condiciones que faciliten el desarrollo de la competencia.

La Comisión Nacional del Sistema Eléctrico ya se había manifestado a favor de acelerar la liberalización antes de que el gobierno acordase estos cambios con las empresas eléctricas, aunque, a su juicio, la reducción del umbral hasta 1 GWh/año sólo representaba un pequeño avance en el proceso, pues, según sus cálculos, para impulsar decididamente la competencia en el suministro, se habría tenido que otorgar libertad de elección a todos los consumidores que se abastecen a una tensión mayor o igual que 1 KV[234]. De esta forma, se abriría el mercado para más de 60.000 usuarios, lo que representa el 53% de la demanda total de electricidad.

La CNSE opina que las compañías eléctricas podrían asumir esta ampliación sin que ello provocase un grave deterioro en sus resultados. Los datos proporcionados por el órgano regulador revelan que la disminución de tarifas de 1998, un 3’63%, aunque es superior a la que recoge el Protocolo (2%), no refleja adecuadamente el fuerte descenso de los tipos de interés ni el elevado crecimiento de la demanda de electricidad[235]. Por este motivo, a mediados de 1998, la CNSE se dirigió al gobierno para comunicarle que

[234] CNSE (1998h).

[235] Recordemos que el Protocolo establece que las reducciones de tarifas podrán ser mayores que las acordadas por los firmantes de este documento si la demanda de electricidad crece más de un 3’5% (en 1998, aumentó un 6’5%) o si los tipos de interés son inferiores al 6’5% (en 1998, la media anual del MIBOR a tres meses se situó en el 4’3%).

era posible reducir otra vez la tarifa eléctrica, pues, en su opinión, la evolución de ambas variables justificaba una disminución adicional del 8’6% (o de un 8’38% si se tenían en cuenta otros factores no recogidos en el Protocolo, como el notable incremento de las compras a productores en régimen especial, que favorecería una menor reducción, o el aumento de las reservas de agua, que permitiría un mayor descenso). Como la CNSE era consciente de que iba a resultar muy difícil conseguir que se aprobase esta disminución complementaria, propuso al gobierno que adoptase en su lugar otra medida que, a la larga, podía resultar más beneficiosa: otorgar libertad de elección a todos los usuarios que se abastecen de electricidad a una tensión no inferior a 1 KV. Sin embargo, el ejecutivo rechazó tanto la reducción de tarifas como la modificación del umbral de consumo, que sólo disminuiría hasta los niveles pactados con las empresas del sector.

Posteriormente, en abril de 1999, el gobierno envió al Parlamento un Real Decreto-Ley que contenía una serie de medidas destinadas a contener el crecimiento de la inflación. Entre ellas, había dos que afectaban directamente a las compañías eléctricas: la reducción de las tarifas de suministro en un 1’5%, y la modificación del calendario que fija los umbrales que se han de superar para acceder a la condición de consumidor cualificado (desde el 1 de julio del año 2000, todos los usuarios que se abastezcan a tensiones superiores a 1 KV podrán elegir la empresa que deseen).

6.1.5. Controles de precios y tarifas reguladas como forma de proteger a los consumidores cautivos

Ya hemos visto que, en Inglaterra y Gales, los clientes que no han podido elegir suministrador han estado protegidos por unos límites de precios. Además, hasta el 31 de marzo de 1994, se aplicó otra restricción sobre las tarifas de un grupo de consumidores

cualificados. Estos controles de precios eran del tipo RPI-X, y acotaban el incremento de los ingresos unitarios sin influir en la estructura de las tarifas, que sólo quedaba sujeta a la vigilancia del órgano regulador, que es el encargado de velar por la competencia e impedir cualquier actuación que resulte discriminatoria.

Después de que se otorgase libertad de elección a todos los consumidores, se eliminaron los límites RPI-X, y, en la actualidad, sólo se mantiene una tarifa regulada para los usuarios que consumen menos de 12.000 KWh/año. Esta tarifa debe servir para evitar que sus proveedores les cobren un precio excesivo si otros suministradores consideran que su demanda es tan baja que no vale la pena hacerles una oferta competitiva, o si ellos mismos se convencen de que la rebaja que pueden lograr no compensa los costes del cambio.

En España, el gobierno acordó con las empresas eléctricas el descenso que podrían experimentar las tarifas aplicadas a los consumidores cautivos, y se reservó la facultad de seguir estableciendo su estructura mientras existiesen. Pero el Protocolo también menciona que las reducciones pactadas se pueden ampliar si se producen determinadas circunstancias. Anteriormente, me he referido al desacuerdo que ocasionó el establecimiento de las tarifas correspondientes a 1998. Cuando llegó el momento de aprobar las de 1999, se produjo un desencuentro similar, aunque un nuevo compromiso entre el Ministerio y las empresas eléctricas vino a complicar todavía más el debate.

La disminución media que experimentó la tarifa eléctrica de 1999 (2’5%) fue fruto de ese acuerdo, que incluyó también otros aspectos ya comentados (reducción de la garantía de potencia y de las tarifas de acceso a redes para consumidores cualificados, comercializadores y agentes externos; modificación del calendario para la apertura del mercado minorista; alteración del procedimiento para la percepción de los CTCs). La Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, basándose en sus propias previsiones sobre

crecimiento de la demanda y en el mantenimiento de bajos tipos de interés, propuso una rebaja muy superior (5'8%), aunque sus peticiones fueron desatendidas una vez más[236].

6.1.6. La falta de competencia en el suministro a tarifa

Antes de terminar estas reflexiones generales, me parece oportuno dedicar algunos párrafos a analizar una característica común de ambos modelos organizativos: en ninguno de los dos casos se ha permitido que exista competencia entre suministradores a tarifa (los clientes que no alcanzan los umbrales de consumo, tienen que seguir vinculados a su compañía de distribución). Sin embargo, este tipo de competencia tiene ciertas ventajas, y es necesario compararlas con algunos inconvenientes para valorar la decisión que se adoptó en ambos países.

Permitiendo la aparición de comercializadores independientes que compiten por abastecer a clientes que abonan la tarifa establecida por el gobierno, se logra que los pequeños consumidores disfruten de libertad de elección desde el primer momento y, al mismo tiempo, se impulsa la aparición de empresas que podrían compaginar esta actividad con el suministro a consumidores que pueden pactar libremente las condiciones económicas de su contrato o con la provisión de otros servicios de similares características (televisión por cable, gas, agua...). De este modo, un conjunto de pequeños usuarios podría abandonar a su compañía tradicional para dirigirse a un proveedor alternativo (vinculado o no a otra empresa de distribución)[237], y éste actuaría

[236] No obstante, en abril de 1999 el gobierno incluyó una rebaja adicional del 1'5% dentro un conjunto de medidas destinadas a contener el crecimiento de la inflación.

[237] El hecho de que se trate de consumidores a tarifa no impide que las empresas suministradoras establezcan algún mecanismo que pueda rebajar el importe de su factura (sorteos, regalos, puntos, etc...).

como una especie de intermediario que negociaría en el mercado mayorista, agrupando sus peticiones para minimizar los costes de transacción, y aprovechando las diferencia entre los precios de cada período y entre los perfiles de consumo de sus clientes. Además, sus actividades mejorarían la transparencia del mercado porque sus beneficios dependerían de su capacidad para comprar al mejor precio y ajustar las adquisiciones a los gustos de sus abonados, así que tendrían incentivos para desarrollar procedimientos que sirvieran para acrecentar los flujos de información y mejorar su calidad. También debemos tener en cuenta que la aparición de suministradores a tarifa permitiría para que se diluyese más rápidamente el concepto de zona de comercialización exclusiva, que se mantendrá mientras los clientes que pagan la tarifa se vean obligados a dirigirse a la compañía de distribución que opera en su área.

A estas ventajas tenemos que oponerles varios inconvenientes. En primer lugar, debemos señalar que la comercialización a tarifa puede "descremar" (*cream-skimming*) los mercados de los suministradores tradicionales: a los competidores sólo les interesará captar a los clientes que pertenezcan a los grupos de consumidores que pagan una tarifa que proporciona ingresos superiores al coste de abastecimiento, mientras que las compañías de distribución se verían obligadas a seguir atendiendo a los que producen pérdidas o un pequeño beneficio. Lo más probable es que esta situación obligase a realizar una reestructuración de las tarifas y, en este caso, siempre habría grupos de consumidores que resultarían perjudicados. Tampoco debemos descartar la posibilidad de que las compañías de distribución lograsen algún tipo de compensación (CTCs), lo que acabaría elevando las tarifas de todos los abonados y absorbiendo los beneficios generados por la competencia.

En segundo lugar, tenemos que considerar que, con la tecnología actual, sería difícil conseguir un ajuste perfecto entre las cantidades adquiridas en el mercado mayorista y las suministradas a los consumidores, a no ser que se incurriera en un coste elevado. Por tanto, se plantearía un problema similar al que se produjo en Inglaterra y Gales cuando se diseñó el proceso para otorgar la libertad de elección a todos los usuarios y, aunque conocemos las medidas adoptadas y podemos estar seguros de que en España será necesario aplicar algún mecanismo similar en el futuro, parece que introducir la competencia en el ámbito del suministro a tarifa podía haber incrementado excesivamente la complejidad técnica del proceso de liberalización.

La experiencia de Inglaterra y Gales nos puede proporcionar algún otro elemento de juicio. Por un lado, tenemos que considerar los problemas técnicos que ocasionó la incorporación de los clientes que accedieron a la condición de consumidores cualificados en 1994, pues, en aquel momento, la precipitación y la falta de coordinación provocaron unos fallos que podrían haber desencadenado un tremendo caos si el número de usuarios implicados hubiera sido mayor. Por otro lado, debemos recordar que, en Inglaterra y Gales, donde tampoco se permitió que existiese competencia en la comercialización a tarifa, se ha avanzado bastante en la liberalización del suministro a consumidores finales, y las zonas exclusivas se están difuminando poco a poco.

En mi opinión, autorizar la entrada de rivales en el ámbito de la comercialización a tarifa puede servir para fomentar la competencia cuando los consumidores cualificados tienden a seguir comprando a los precios regulados, y puede ser una medida útil como paso previo a la plena apertura del mercado. Sin embargo, para que la experiencia pueda arrojar resultados positivos es necesario que se den unas condiciones técnicas adecuadas, que se eliminen previamente los subsidios cruzados

que existan en la estructura tarifaria, y que haya competencia en el mercado mayorista pues, en caso contrario, los comercializadores independientes no serían capaces de rivalizar con aquellas compañías productoras que decidieran darse de alta como suministradoras (estas empresas siempre ofrecerían precios más bajos).

6.2. La regulación de precios e ingresos en las actividades de red

6.2.1. La necesidad de un control regulativo

Cuando las compañías que se encargan del transporte y la distribución de electricidad forman parte del sector público empresarial, el gobierno puede intervenir directamente en la gestión para fomentar la eficiencia productiva e impedir que utilicen su poder de mercado. Sin embargo, actualmente se confía poco en la propiedad pública. Desde mediados de los setenta, se ha ido imponiendo la idea de que la pertenencia al sector público se traduce en el establecimiento de un conjunto de objetivos muy heterogéneos que suele incluir metas incompatibles, lo que dificulta enormemente la tarea de unos administradores que, además, no reciben unos incentivos apropiados (Fernández, 1985). Este problema se une a la imposibilidad de articular unos mecanismos de control que permitan supervisar adecuadamente el trabajo de los gestores, que pueden otorgar mayor importancia a sus propios objetivos e ignorar, total o parcialmente, los que hayan sido señalados por el gobierno (Vickers y Yarrow, 1991a).

No obstante, la propiedad privada supone la preeminencia del objetivo de máximo beneficio, y si no existe competencia en el mercado en que se ofrecen los bienes y servicios, este objetivo puede dar lugar a precios elevados. Además, la falta de rivales reduce los incentivos que animan a los gestores a perseguir la minimización de los costes ya que, en este contexto, pueden trasladar a los clientes cualquier nivel de costes sin aminorar sus beneficios. En tales circunstancias, la solución más inmediata es eliminar cualquier barrera que pueda dificultar la entrada de otras empresas pues, de este modo, la competencia estimulará la fijación de precios cercanos a los costes y eliminará los márgenes de monopolio. También conducirá a una mayor eficiencia productiva porque fortalecerá la vinculación entre esfuerzo y resultados e incentivará la adopción de mejores técnicas y la innovación en productos y procesos.

Sin embargo, a veces no basta con eliminar cualquier restricción a la libre entrada, bien porque se trata de un sector económico en el que la competencia no es posible, bien porque la posición en que se encuentran las empresas ya establecidas supone un obstáculo infranqueable para posibles rivales.

Algunos autores consideran que, en ciertos casos, lo que importa no es la competencia existente, sino la potencial. Baumol, Panzar y Willig (1982)[238], creadores de la teoría de los mercados atacables (*contestable markets*) sostienen que, en determinadas condiciones, el comportamiento de las empresas que operan en entornos no competitivos es muy similar al que seguirían en el caso de que existiese mayor competencia, pues, si decidieran elevar los precios por encima del coste marginal estarían creando oportunidades para que nuevas compañías, mediante una "entrada

[238] Véanse también Baumol y Willig (1981), Baumol (1982) y Baumol y Willig (1986).

relámpago", les arrebatasen una parte del mercado. Así pues, ni siquiera un monopolio natural que fuese vulnerable a un "ataque" de este tipo podría obtener beneficios extraordinarios. Por consiguiente, la concurrencia de un reducido número de empresas no supone un obstáculo para alcanzar los resultados propios de un mercado perfectamente competitivo, ya que si una conducta monopolista u oligopolista permite que un nuevo contendiente logre introducirse en el mercado, existen poderosos incentivos para adoptar el comportamiento que caracteriza a una empresa competitiva.

No obstante, para que un mercado pueda ser considerado atacable deben darse una serie de circunstancias que, en la práctica, casi nunca ocurren[239]. Un supuesto fundamental es que la entrada en el mercado debe ser reversible sin coste alguno. Para que ello sea posible, no deben existir "costes hundidos"[240]. Pero si algunos de los activos necesarios para la producción son lo suficientemente específicos como para no tener un uso alternativo, o no existen mercados secundarios en los que puedan liquidarse, tales costes serán considerables.

Otro importante supuesto es que la entrada pueda producirse tan rápidamente que la empresa ya ubicada en el mercado no sea capaz de responder con una acción defensiva. Por tanto, si esta compañía ha fijado un precio que la hace vulnerable a la entrada de un competidor, éste debe ser tan rápido que a aquélla no le dé tiempo a reducir su precio para eliminar la amenaza. Sin embargo, es poco probable que ésta sea la secuencia de acontecimientos que se produzca en la práctica. Así que la expectativa de una respuesta por parte de la empresa ya establecida puede ser una razón suficiente para que el competidor potencial desista de sus intenciones. De hecho, aunque la

[239] Aquí se recogen sólo las críticas principales. En los trabajos de Schwartz y Reynolds (1983), Weitzman (1983), Shepherd (1984) y Schwartz (1986) se puede encontrar un análisis crítico más amplio y detallado.

[240] Son "costes hundidos" aquellos que no son recuperables, como los gastos en publicidad. (No es lo mismo que costes fijos: los costes fijos son aquéllos que no varían con el nivel de producción, y pueden ser recuperables o irrecuperables).

reacción fuera lenta y ello le permitiese disponer de un pequeño margen temporal, la nueva compañía acabaría enfrentándose a la estrategia de su oponente que, probablemente, se encontraría en una posición ventajosa para expulsarla del mercado.

Además, para que un mercado sea disputable es necesario que tanto la empresa ya instalada como las entrantes potenciales tengan el mismo acceso a la tecnología, sean capaces de operar con idénticas funciones de costes y dispongan de información similar sobre el negocio. Este supuesto también puede ser poco realista. Generalmente, la compañía que ya está en el mercado goza de una posición más favorable en cuanto a costes, información e incorporación de innovaciones tecnológicas, que un recién llegado sin experiencia.

Las consecuencias que se desprenden del incumplimiento de los supuestos menoscaban seriamente la validez de la teoría: si alguno de los gastos asociados a la entrada no es recuperable, si la nueva empresa no puede operar con la misma función de costes que la ya establecida o no es capaz de irrumpir en el mercado con la suficiente rapidez, un monopolista podrá fijar precios sin preocuparse por la posibilidad de que un posible competidor ponga en peligro su posición en el mercado. Por tanto, la teoría desarrollada por Baumol y sus colaboradores sólo permite ignorar el problema de la falta de competencia en unos pocos casos muy concretos.

En el transporte y la distribución de electricidad no se dan las circunstancias que permiten hablar de mercado atacable. Los costes hundidos asociados a estas actividades son muy elevados porque los activos utilizados son muy específicos y no tienen usos alternativos. Además, para llevarlas a cabo se requieren importantes inversiones que no se pueden realizar en un plazo breve, así que la posibilidad de una entrada rápida queda descartada. Por tanto, las empresas dispuestas a competir con las ya instaladas tendrán que contar con la reacción de estas compañías, que se encuentran en una posición

ventajosa porque pueden aprovechar las economías de escala para prestar sus servicios a un coste más bajo y porque tienen acceso a información desconocida por las restantes empresas.

Así pues, ambas actividades deben ser consideradas monopolios no atacables. Además, se trata de monopolios naturales porque la competencia no es posible (si llegara a aparecer algún rival, siempre habría una empresa que lograría un coste unitario más bajo aprovechando las economías de escala, y ello le permitiría practicar una política de precios destinada a conseguir la expulsión del competidor), y ni siquiera es deseable desde el punto de vista de la eficiencia económica (la existencia de más de una red sólo se justifica si no basta con la ya establecida para transportar toda la electricidad necesaria, pues la duplicación impediría aprovechar las economías de escala).

La falta de competencia obliga a tomar medidas para evitar que los monopolistas ejerzan su poder de mercado. Normalmente, entre ellas se encuentra el establecimiento de algún tipo de control regulativo. Sin embargo, la regulación no es más que otra forma de intervención pública, así que cabe la posibilidad de que se reproduzcan problemas similares a los atribuidos a la propiedad pública (Laffont y Tirole, 1991a). Los objetivos del regulador pueden no coincidir con los de la empresa regulada, e incluso es posible que sean incompatibles. Si el regulador tuviera acceso a toda la información sobre las actividades de la compañía, la disparidad de objetivos sería irrelevante, pues podría establecer un mecanismo de control para asegurarse de que la empresa cumple con las obligaciones que le ha impuesto. Sin embargo, ésta suele disponer de información a la que no puede acceder el regulador, y ello reduce la efectividad de los sistemas de supervisión, lo que se traduce en un mayor nivel de beneficio o en un menor esfuerzo gestor (Baron y Myerson, 1982; Laffont y Tirole, 1986). Además, cabe la posibilidad de que las decisiones del regulador sean revisadas cada vez que se produce un cambio de

gobierno, lo que situaría a las empresas en un entorno incierto, condicionado por las circunstancias políticas, o de que tales decisiones sean vulnerables a las presiones de distintos grupos de influencia. Incluso se puede llegar a producir lo que se conoce como "captura" del regulador (Stigler, 1971; Peltzman, 1976), que ocurre cuando los propietarios de la compañía sometida a control logran persuadir a su supervisor para que establezca una regulación que les resulte favorable.

La creación de órganos reguladores independientes y especializados, como Offer y la CNSE, responde al deseo de mitigar algunos de estos problemas. Estos organismos disponen de autonomía operativa y pueden concentrarse en el logro de objetivos más específicos y aplicar mecanismos de control más exhaustivos. Además, pueden estar integrados por expertos temporalmente vinculados a este tipo de actividades. No obstante, si el gobierno decide reservarse algunas competencias y solamente transfiere una parte de las mismas al regulador independiente, la aparición de estos órganos puede dar lugar a una duplicación de las estructuras de control, y ello complicaría las labores de supervisión.

6.2.2. La aplicación de controles de precios en Inglaterra y Gales

En Inglaterra y Gales, el principal instrumento de control aplicado a las empresas que realizan actividades de transporte y distribución es una limitación de precios del tipo RPI-X. Esta forma de regulación fue sugerida por el profesor Stephen Littlechild en 1983 para restringir el crecimiento de las tarifas fijadas por British Telecom después de su transferencia al sector privado. Posteriormente, el gobierno británico la ha utilizado para condicionar la actuación de otras compañías privatizadas.

La regulación RPI-X establece que el índice de precios obtenido a partir de una cesta compuesta por bienes y servicios suministrados por la empresa no debe registrar un crecimiento superior al que se obtiene restando a la tasa de inflación una cantidad X fijada por el organismo regulador. Por tanto, el precio medio de los bienes y servicios incluidos en esta cesta debe reducirse al menos un X por ciento en términos reales.

Para elaborar el índice de precios sujeto a control se han empleado dos métodos. El primero, que es el que se usa en el caso de las compañías de transporte y distribución de electricidad, utiliza el cociente entre los ingresos generados por las actividades reguladas y las unidades producidas. Cada año, las empresas establecen los precios que consideran adecuados, y que son válidos siempre que la previsión sobre el crecimiento del ingreso medio no sea superior a RPI-X. Como los cálculos incluyen estimaciones sobre la evolución de la demanda y las compañías tienen incentivos para manipular las predicciones, se establece también un mecanismo de corrección para compensar las desviaciones que se van produciendo. Este procedimiento sólo se puede aplicar si se trata de bienes o servicios que se pueden agregar. En caso contrario, se emplea el segundo, que consiste en elaborar un índice en el que la ponderación que se asigna cada año al precio de un determinado producto es igual a la participación de ese producto en los ingresos totales obtenidos durante el año anterior.

El regulador revisa periódicamente el valor de X para adaptarlo a la situación del sector sometido a control. Al hacerlo, sólo debe tener en cuenta las previsiones sobre la evolución de la demanda y los cambios en la tecnología empleada en el proceso de producción. En cada ocasión, el factor X se fija para un período concreto en el que se supone que no se va a modificar su valor[241]. La utilización de la tasa de crecimiento del

[241] En teoría, este sistema no permite trasladar a los consumidores aquellos aumentos de costes que colocan los precios por encima del límite establecido. Sin embargo, en la práctica, puede haber excepciones cuando cabe la posibilidad de que las empresas se enfrenten a incrementos de costes que respondan a circunstancias que escapen a su control. Los límites de precios que afectan a las compañías

IPC (en inglés, *Retail Price Index*) ha sido criticada argumentando que incluye bienes y servicios que no tienen relación con el sector que es objeto de regulación. Sin embargo, el uso de un índice de precios específico tienen el inconveniente de una mayor vulnerabilidad a la manipulación estratégica por parte de la empresa regulada (Armstrong, Cowan y Vickers, 1994).

La decisión de aplicar esta forma de regulación tuvo su origen en el rechazo al control sobre la tasa de beneficio, que era el procedimiento habitualmente utilizado en los Estados Unidos para condicionar la actuación de las empresas con poder de mercado[242]. Entre los inconvenientes atribuidos a este método, quizás el fundamental es el que se refiere a su efecto sobre la política de inversión de la compañía. En su conocido trabajo de 1962, Averch y Johnson ponen de manifiesto la posibilidad de que esta forma de control provoque un exceso de inversión, que se produciría si la tasa de beneficio aplicada, que se define como un porcentaje del capital empleado, excede al coste del mismo. En este caso, la empresa tiene incentivos para operar con un ratio capital-trabajo superior al que sería necesario para minimizar los costes de producción, ya que ello le permitirá conseguir un mayor volumen de beneficios.

---

de transporte y distribución en Inglaterra y Gales no permiten esta transferencia de costes, aunque sí se realizaba en otros casos, como en el de tarifas de suministro a clientes cuya demanda máxima no era superior a 10 MW.

[242] El control de la tasa de beneficio se realiza a partir de una estimación del nivel de ingresos que la empresa debe alcanzar durante cada período. Este nivel de ingresos se determina agregando a sus costes un beneficio considerado "razonable". Una vez se ha tomado esta decisión, el organismo regulador diseña una estructura de precios que permitirá a la empresa recuperar todos sus costes y obtener el nivel de beneficios que se considera oportuno. Esta tarifa está sujeta a revisión periódica. Generalmente, la estructura de precios se mantiene hasta que la empresa solicita una modificación porque considera que el cálculo está desfasado o hasta que el regulador advierte que la compañía ha reducido sus costes y está logrando un mayor margen de beneficio.

Desde otro punto de vista, Rees y Vickers (1995) subrayan que la regulación de la tasa de beneficio puede provocar problemas de infrainversión. Si las empresas consideran que el organismo regulador puede adoptar una actitud más inflexible en el futuro, pueden reducirse los incentivos para llevar a cabo inversiones necesarias, especialmente si éstas implican importantes costes hundidos. Así pues, a menos que la institución encargada de establecer el marco de actuación sea capaz de convencer a los empresarios de que les va a permitir rentabilizar adecuadamente estos gastos, habrá una elevada probabilidad de infrainversión.

Junto a estas deficiencias de la regulación de la tasa de beneficio, los defensores de la fórmula RPI-X subrayan su capacidad para estimular la eficiencia productiva, ya que al limitarse a establecer una restricción sobre el crecimiento de los precios, permite que la empresa se quede con todas las ganancias derivadas de una reducción en los costes. Esto no ocurre cuando el organismo regulador fija una tasa de beneficio pues, en este caso, la empresa puede trasladar todos sus costes a los consumidores y, por tanto, no tiene incentivos para minimizarlos (Stelzer, 1989). Además, con un control de este tipo, parte de los resultados generados por la mayor eficiencia productiva se transmiten a los compradores a través de unos menores precios futuros (Beesley y Littlechild, 1989).

Otra de las ventajas de la regulación RPI-X es su sencillez. La tarea de las instituciones públicas se limita a fijar el valor de X y comprobar que los incrementos de precios se ajustan a lo establecido. Como no se necesita mucha información, este sistema permite que el regulador dependa menos del regulado. Al mismo tiempo, se trata de un mecanismo que otorga a la institución inspectora un escaso poder discrecional, lo que reduce la probabilidad de “captura” (Vickers y Yarrow, 1988b).

Además, la fórmula RPI-X es más fácil de aplicar cuando una empresa opera tanto en entornos competitivos como ámbitos en que disfruta de poder de mercado. Si se utiliza la regulación de la tasa de beneficio surge el problema de asignar adecuadamente los costes comunes, ya que si la parte correspondiente a las actividades competitivas no reguladas se atribuye a las que se realizan en mercados en que no existe suficiente rivalidad, la empresa podrá fijar unos precios superiores a los que permiten alcanzar la tasa de beneficio que se considera razonable[243]. Braeutigam y Panzar (1989) señalan que esta forma de regulación sería contraproducente si la compañía decidiese usar esas mayores ganancias para establecer un precio inferior al coste marginal en los mercados competitivos. En principio, la restricción RPI-X no requiere estos cálculos, así que el problema no se plantea.

El método propuesto por el profesor Littlechild también supone una mayor flexibilidad pues, frente a la regulación de la tasa de beneficio, que implica el establecimiento de unos precios fijos por parte del organismo correspondiente, la fórmula RPI-X permite a la empresa modificar los precios incluidos en el índice sometido a control siempre que se respete el límite sobre el valor medio (Mathios y Rogers, 1989).

Sin embargo, la puesta en práctica de este mecanismo de control de precios ha puesto de manifiesto varios problemas que comentaré a continuación, señalando al mismo tiempo las medidas adoptadas en el caso del sector eléctrico. En primer lugar, hay que indicar que ha sido necesario que la regulación RPI-X viniera acompañada por algún tipo de supervisión de la calidad del bien o servicio suministrado, pues, en caso contrario, la empresa podría tratar de reducir los costes fabricando un producto de

[243] Del mismo modo, si algunos de los costes comunes correspondientes a las actividades reguladas se atribuyen a las que se realizan en entornos competitivos, los precios permitidos no serán suficientes para alcanzar la tasa de beneficio que se considera adecuada.

menor calidad. Esta es la razón de que también figure entre las obligaciones del órgano que se encarga de la regulación del sector eléctrico de Inglaterra y Gales la de velar por la calidad de los servicios proporcionados por las compañías de transporte y distribución. Además, la empresa que gestiona la red de alta tensión puede lograr ingresos adicionales a través de unos incentivos económicos que fomentan la realización de inversiones destinadas a mejorar las condiciones del sistema.

En segundo lugar, debemos constatar que, en algunos casos, la cesta de productos que es objeto de regulación ha incluido bienes o servicios que las compañías ofrecen en mercados competitivos[244]. Cuando ocurre esto, las empresas pueden compensar un fuerte incremento en el precio de los productos que suministran en régimen de monopolio con una reducción en el precio de los que comercializan en mercados competitivos. Para impedir que la limitación RPI-X sea ineficaz, se han establecido restricciones adicionales, que controlan el crecimiento de alguno de los precios incluidos en el índice a través de un tope individual[245]. National Grid Company no presta ningún servicio que pueda ser suministrado por otras compañías, pero, recientemente, la decisión de fomentar la competencia en las actividades relacionadas con la medición del consumo, vinculadas a las empresas de distribución desde que se liberalizó el sector a comienzos de los noventa, ha obligado a apartar los ingresos generados por estas actividades de los proporcionados por las restantes operaciones, que saldrán del índice de precios que es objeto de control y estarán sujetos a una limitación individual hasta que exista suficiente competencia en las actividades asociadas a la

[244] En Vickers y Yarrow (1988b) se mencionan varios casos; y en Armstrong y Vickers (1995), al analizar la regulación que se ha aplicado a British Telecom desde la privatización, se analiza esta cuestión con detalle y se comentan las soluciones que se adoptaron en este caso.

[245] Encontramos un ejemplo de este tipo de limitaciones en la propia regulación del sector eléctrico de Inglaterra y Gales: hasta 1994, el control de precios que afectaba a las tarifas aplicadas a consumidores finales incluía a una parte de los clientes que tenían libertad para elegir suministrador, así que fue necesario establecer una limitación adicional para restringir el crecimiento de los precios facturados a los consumidores que no podían cambiar de proveedor.

medición. Si no se realizase esta separación, las RECs podrían reestructurar sus tarifas para impedir la entrada de rivales.

En tercer lugar, tenemos que subrayar la necesidad de ajustar adecuadamente la duración del intervalo temporal que transcurre entre dos revisiones de X. Si se establece un período muy largo, pasará mucho tiempo hasta que el consumidor se beneficie de la mayor eficiencia productiva de la empresa a través de este factor. Si el intervalo es demasiado corto, los consumidores acceden antes a las ventajas derivadas de unos menores costes, pero ello se consigue a costa de reducir los incentivos para emprender iniciativas encaminadas a incrementar la eficiencia productiva, ya que los empresarios considerarán que el logro de menores costes sólo les va a proporcionar mayores beneficios durante un período muy corto[246]. En el caso de la regulación que afecta a las compañías que realizan actividades de red en el sector eléctrico de Inglaterra y Gales, las revisiones se han traducido en un endurecimiento progresivo de los límites de precios, por medio de incrementos en el factor X o a través de recortes en el nivel de ingresos permitido. En cierto sentido, esta última medida puede considerarse una ruptura del "compromiso regulatorio", ya que ha dado lugar a disminuciones de precios imprevistas que se han agregado a las reducciones reales impuestas por las modificaciones de X. Aunque la escasa exigencia de las limitaciones iniciales proporcionaba argumentos para justificar tales recortes, no debemos ignorar que estos descensos distorsionan los incentivos que pretende transmitir esta forma de regulación, ya que pueden generar la expectativa de que se van a producir disminuciones adicionales si el regulador vuelve a considerar que las restricciones del tipo RPI-X son insuficientes. Una revisión prematura de los valores de X, como la que se realizó en

[246] Aunque el intervalo temporal sea muy largo, al final del período se reproduce el mismo problema de falta de incentivos: los empresarios pueden estar dispuestos a renunciar a algunas inversiones si consideran que sólo van a poder aprovecharlas durante un breve plazo de tiempo.

1996, cuando el regulador comprobó que los nuevos controles sobre los precios de las compañías de distribución eran demasiado generosos, también altera los incentivos que trata de enviar la limitación RPI-X.

En cuarto lugar, cabe señalar que, en algunos casos, el procedimiento utilizado para revisar el valor de X puede conducir a una situación en la que el método recomendado por el profesor Littlechild acabe pareciéndose bastante a una restricción sobre la tasa de beneficio. Cuando ha llegado el momento de modificar el factor X, los organismos que se encargan de la supervisión de los sectores regulados han realizado estimaciones sobre el crecimiento de la productividad y la demanda, y han tenido en cuenta el progreso de la competencia cuando ésta era posible, el valor de los activos de la empresa, el coste de los bienes de capital y los beneficios conseguidos[247]. Sin embargo, para que el control de precios se ajuste al esquema propuesto por el profesor Littlechild es necesario que, al fijar el valor de X, el organismo regulador no se vea influido por consideraciones sobre la situación financiera de la compañía, pues, en ese caso, tenderá a establecer límites que permitan obtener un beneficio "razonable". En teoría, X solamente tendría que depender de previsiones sobre la evolución de las variables que reflejan el efecto de los cambios en factores externos a la empresa, como el crecimiento de la demanda o los avances tecnológicos. Además, si se acepta la influencia de otro tipo de variables, las necesidades de información del órgano regulador se incrementan, y esto puede acabar con una de las ventajas de los controles RPI-X.

El procedimiento que se emplea para determinar las restricciones de precios que se aplican a las compañías que realizan las actividades de red en Inglaterra y Gales no se ajusta completamente al esquema sugerido por Littlechild. Los umbrales se fijan como

[247] En Rees y Vickers (1995) se realiza un repaso de los métodos que emplean los reguladores británicos para establecer los valores de X.

resultado de un proceso de consultas en el que participan las empresas reguladas y en el que se consideran numerosas variables. Entre ellas, figuran unas cuantas que reflejan la situación económica y financiera en que se encuentran las compañías, así que la determinación de las limitaciones de precios no es ajena a estos factores. De hecho, el nivel de beneficios que estaban consiguiendo las empresas reguladas ha influido notablemente en las decisiones del regulador. La imposición de recortes adicionales a los que se establecen mediante RPI-X y la modificación anticipada de las restricciones asignadas a las compañías de distribución se han justificado a través de argumentos relacionados con las elevadas ganancias que estaban logrando las empresas reguladas. Por tanto, no cabe hablar de un control de precios "puro" porque, hasta ahora, las variables relacionadas con la situación económica y financiera de las compañías han tenido bastante peso en las resoluciones del regulador.

Aunque las restricciones de precios no se han aplicado mediante procedimientos ajustados a todas las pautas que aconsejó el profesor Littlechild cuando logró convencer al gobierno de que esta forma de control era preferible a la limitación del beneficio, los organismos que se encargan de la regulación de los sectores que están sometidos a estos controles se han pronunciado a favor de mantenerlos cuando el ejecutivo les ha consultado sobre la posibilidad de introducir modificaciones. Como ya se ha comentado, el Director General de Suministro Eléctrico ha informado al gobierno de que, en el caso de las actividades de red, el sistema actual ha fomentado la eficiencia productiva y ha servido para trasladar a los consumidores una parte de estas disminuciones de costes, e incluso se ha mostrado poco dispuesto a incorporar Mecanismos de Corrección de Error porque considera que podrían distorsionar los incentivos que han de apreciar los propietarios de las empresas reguladas.

6.2.3. La regulación de los ingresos proporcionados por las actividades de red en el sistema eléctrico español

6.2.3.1. La retribución reconocida por el Marco Legal Estable

Durante el período en que estuvo vigente el Marco Legal Estable, los ingresos de Red Eléctrica de España procedían de un coeficiente establecido discrecionalmente por el gobierno. Este porcentaje se revisaba cada año y se aplicaba sobre el importe facturado a todos los consumidores de electricidad para recaudar la suma destinada a retribuir las actividades desarrolladas por la compañía.

El procedimiento que se empleaba para determinar el importe que correspondía a la actividad de distribución era más complejo. Como se explicó en el capítulo tres, los ingresos dependían de los costes reconocidos, que se calculaban a partir de unos parámetros establecidos por el gobierno, distinguiendo entre instalaciones con tensión de funcionamiento mayor o igual que 36 KV e instalaciones con tensión de funcionamiento inferior a 36 KV. En el primer caso, los costes de explotación se determinaban mediante unos valores unitarios aprobados por la Administración, que se actualizaban cada año por medio de un coeficiente vinculado a la tasa de inflación. Los costes fijos se obtenían agregando unas cantidades en concepto de amortización y retribución, que se calculaban a partir de unos valores de referencia establecidos por el gobierno. Para hallar el importe anual, las cantidades iniciales se actualizaban en función del crecimiento de precios implícito en la diferencia entre una tasa monetaria basada en la evolución de los tipos de interés nominales y la tasa de retribución obtenida después de deflactar esa tasa monetaria. La anualidad resultante no coincidía con la que se calculaba a través del procedimiento contable porque se difería el cobro de una parte de los ingresos para evitar que la entrada en funcionamiento de nuevas instalaciones provocase un brusco incremento de las tarifas.

En las instalaciones con tensión de funcionamiento inferior a 36 KV, los costes fijos y de explotación se calculaban por medio de unos importes unitarios establecidos por la Administración. Estos valores unitarios se actualizaban cada año por medio de un factor que reflejaba el crecimiento del Indice de Precios al Consumo y/o el Indice de Precios Industriales. Además, se aplicaban unos coeficientes que incrementaban los costes fijos reconocidos a las empresas propietarias de estas líneas, para incentivar la expansión de este tipo de instalaciones y compensar a los subsistemas que se veían obligados a realizar mayores inversiones para atender adecuadamente a los consumidores ubicados en el mercado que tenían asignado.

También existía un mecanismo de compensaciones que afectaba a todos los ingresos y costes correspondientes a las actividades de distribución y suministro. En el capítulo tres se explicó que este sistema se justificaba por el hecho de que las tarifas se calculaban de forma que el ingreso unitario del conjunto de las empresas eléctricas se igualase al valor unitario del total de los costes reconocidos. Como todas las compañías no tenían la misma estructura de costes pero las tarifas que aplicaban sí eran iguales, fue necesario articular algún procedimiento para que los subsistemas a los que se asignaba un coste unitario más bajo compensasen a los que se atribuía un coste unitario más elevado. De este modo, se reducía la diferencia entre el ingreso unitario que conseguía cada empresa y el coste unitario estándar reconocido por la Administración. Ahora bien, debemos tener en cuenta que este mecanismo no conducía a la supresión de todas las disparidades: las compensaciones solamente cubrían una parte de las mismas, pues, a la hora de calcular su importe, sólo se consideraba la mitad de la diferencia entre el ingreso unitario obtenido por las actividades de distribución y suministro y el ingreso medio global por estos conceptos.

Así pues, el régimen retributivo que establecía el Marco Legal Estable se basaba en unas tarifas determinadas por el gobierno que garantizaban la obtención de los ingresos necesarios para sufragar todos los costes reconocidos a las empresas que realizaban actividades de distribución. No obstante, a nivel individual, los ingresos podían ser insuficientes para cubrir los verdaderos costes de los subsistemas, y esto se podía deber a dos razones: o los costes reconocidos por la Administración a partir de valores estándares no coincidían con los efectivamente soportados por la compañía, o la falta de cobertura de las compensaciones impedía que los ingresos se ajustasen completamente a los costes reconocidos aunque éstos fueran similares a los verdaderos (las empresas a las que se atribuía un coste estándar más alto no llegaban a recibir una compensación suficientemente elevada, y a las que se les asignaban unos costes más bajos se les permitía quedarse con unos ingresos superiores a los mismos).

El objetivo de este sistema era incentivar a las compañías para que redujesen sus costes, pues los subsistemas que lograban situarlos por debajo del nivel reconocido por la Administración se podían quedar con toda la diferencia. Además, las empresas que operaban con unos costes más altos, aunque también se beneficiaban de valores estándares más elevados, no conseguían unos ingresos exactamente iguales a estos importes porque el mecanismo de compensaciones no garantizaba una cobertura total, así que tenían aún más incentivos para reducir sus costes.

En principio, se observa una cierta semejanza entre esta forma de regulación y los controles de precios del tipo RPI-X, pues, en realidad, los costes estándares son unos niveles de ingresos garantizados que se van actualizando cada año por medio de unos coeficientes vinculados al crecimiento de los precios. Sin embargo, existen importantes diferencias entre modelos. En primer lugar, debemos tener en cuenta que el Marco Legal Estable no definía adecuadamente todos los elementos del control regulativo: el

sistema no era transparente porque no se hacían públicos los criterios empleados para establecer los parámetros que determinaban los costes estándares, ni se especificaban los períodos durante los que se mantendría la estructura de los coeficientes de actualización (de hecho, el gobierno la modificó cuando lo consideró oportuno). Tampoco se aclaraba el procedimiento por el que se traspasarían a los consumidores las ganancias de eficiencia que lograsen las compañías. Además, el hecho de que se utilizase una tasa de retribución al calcular el importe correspondiente a los costes fijos sugiere la idea de que se pretendió establecer algún mecanismo para que los ingresos proporcionasen una rentabilidad mínima, y esto parece más acorde con un control sobre los beneficios que con una regulación del tipo IPC-X. De hecho, la aplicación de esta tasa de retribución y la certeza de que se reconocerían todos los costes en que incurrieran las empresas pueden haber provocado un comportamiento sobreinversor como el descrito por Averch y Johnson. Asimismo, debemos tener presente que las cantidades aseguradas se calculaban a partir de la agregación de unos valores estándares que trataban de reflejar los costes ocasionados por el ejercicio de la actividad y, para ello, se necesitaba mucha más información de la que habría requerido la regulación RPI-X si se hubiera aplicado conforme a las recomendaciones del profesor Littlechild.

Por otro lado, la forma en que se determinaban las tarifas y el carácter parcial de las compensaciones sugieren la posibilidad de que exista alguna semejanza entre el régimen retributivo del Marco Legal Estable y los mecanismos destinados a promover la "competencia por comparación" (*yardstick competition*)[248]. Este tipo de regulación puede servir para fomentar la reducción de los costes cuando varios monopolistas realizan actividades similares en áreas geográficas distintas y las características del bien

[248] En el trabajo de Shleifer (1985) se puede encontrar un análisis de los principales aspectos de la "competencia por comparación". Crempes y Laffont (1995) defienden que el régimen retributivo del Marco Legal Estable es un caso de "competencia por comparación", aunque, por otra parte, Rodríguez y Castro rechazan su argumentación e indican que, en su opinión, lo que establece ese régimen retributivo es un límite de precios.

o servicio suministrado no permiten que exista competencia directa entre compañías ubicadas en zonas diferentes. En estos casos, los controles regulativos pueden provocar la aparición de presiones competitivas si la Administración vincula los precios o los ingresos de cada empresa a los costes de las demás, pues, de este modo, los monopolistas se pueden apropiar de los beneficios proporcionados por cualquier disminución de costes que no hayan conseguido las restantes compañías, y ello los anima a mejorar su eficiencia productiva. Si todos tienen los mismos incentivos, se generalizará este comportamiento y el regulador podrá ir rebajando los precios (o los ingresos garantizados) para transferir a los consumidores una parte de las ganancias originadas por la reducción de costes.

Con el Marco Legal Estable, las tarifas proporcionaban bastantes ingresos para cubrir todos los costes reconocidos a las empresas eléctricas. Sin embargo, a nivel individual, estas tarifas solamente garantizaban la obtención de un ingreso unitario vinculado al valor unitario del total de los costes estándares. Posteriormente, el mecanismo de compensaciones permitía ajustar los ingresos de cada subsistema a su coste estándar, aunque, como he señalado en varias ocasiones, no se producía una adaptación total. Por tanto, la suma que percibía cada compañía dependía, al menos en parte, de los costes reconocidos al conjunto. Pese a ello, no debemos ignorar que las cantidades no compensadas tenían poco peso en el total de ingresos, así que su influencia sobre las decisiones de las empresas debió ser más bien escasa. Para que hubiera existido realmente "competencia por comparación", habría sido necesario que los parámetros utilizados para calcular los costes estándares se hubiesen determinado a partir del valor medio de los costes realmente soportados por los subsistemas. De este modo, los ingresos individuales dependerían de la eficiencia productiva de las restantes empresas y se podría hablar de un sistema de "competencia por comparación". No obstante, durante el período en que estuvo vigente el Marco Legal Estable, esos

parámetros no se calcularon a través de un procedimiento objetivo y transparente que garantizase que los costes estándares se ajustaban al valor medio de los verdaderos costes. Por el contrario, prevalecía el poder discrecional de la Administración, y esto impedía que las empresas recibiesen los incentivos adecuados.

6.2.3.2. La retribución de las actividades de red en el nuevo marco regulador

Desde que entró en vigor la nueva regulación del sector eléctrico, los ingresos que perciben las compañías que transportan electricidad a alta tensión ya no dependen del nivel de un porcentaje establecido discrecionalmente por el gobierno. Este método ha dado paso a un nuevo sistema, en el que la cantidad que perciben las empresas propietarias de las redes se calcula mediante un procedimiento que intenta reflejar los costes que soportan y fomentar una gestión eficiente. La retribución correspondiente a las instalaciones que entraron en funcionamiento antes del 1 de enero de 1998 se determina actualizando mediante un coeficiente del tipo IPC-X los importes iniciales establecidos por la Administración.

Cuando se trata de instalaciones que han entrado en servicio después de esa fecha, el régimen retributivo depende del procedimiento que se empleó para otorgar la autorización que permitió la construcción de las instalaciones. Si se concedió mediante una subasta, los ingresos que percibe la empresa que la ganó se calculan según el método especificado en las bases del concurso. Si se otorgó directamente a una compañía, ésta recibe el importe que se determina a través de unos valores unitarios fijados por el gobierno, que se emplean para hallar una cantidad inicial que se actualiza cada año por medio de un índice del tipo IPC-X. Los valores unitarios iniciales también se actualizan mediante coeficientes vinculados a la tasa de inflación, lo que permite estimar de antemano su evolución.

La retribución de la actividad de transporte incluye también un incentivo económico destinado a premiar a los propietarios de aquellas instalaciones que han mostrado una disponibilidad superior a un valor de referencia establecido por la Administración.

Las empresas que realizan actividades de distribución se reparten una cantidad total que se obtiene actualizando el importe correspondiente al año anterior por medio de un coeficiente del tipo IPC-X, e incorporando una suma adicional que pretende reflejar el incremento que se produce en los costes como consecuencia del crecimiento de la demanda. Como las compañías de distribución pueden emplear las instalaciones ya existentes para atender a más consumidores, y ello les permite aprovechar las economías de escala, al calcular el importe que se agrega cada año se aplica un factor de eficiencia para que el aumento de la retribución sea menos que proporcional al incremento de la demanda.

La parte que le corresponde a cada empresa en la retribución total se determina a través de un procedimiento que va a hacer posible una transición gradual desde los porcentajes que surgían como consecuencia de la aplicación del Marco Legal Estable a los que aparecen si se emplean los criterios de reparto que se derivan del modelo de red de referencia. Durante este período transitorio, la participación de cada compañía se irá modificando paulatinamente, hasta que sólo dependa de los porcentajes obtenidos a partir de ese modelo de red, diseñado de forma que sus resultados reflejen el hecho de que los distribuidores desarrollan sus actividades en zonas que necesitan diferentes inversiones y requieren distintas formas de gestión, lo que provoca disparidades en los costes fijos y de explotación que soportan las empresas que han de atenderlas. Mientras tanto, la retribución de cada compañía dependerá de las modificaciones de los porcentajes de reparto, que irán experimentando pequeñas variaciones, y de los cambios

que se produzcan en el importe total, que se alterará en función del crecimiento de la demanda, el valor asignado al factor de eficiencia y la evolución del índice de actualización.

El sistema de compensaciones ha sido reemplazado por una serie de liquidaciones que sirven para separar la cantidad destinada a retribuir los Costes de Transición a la Competencia y los importes obtenidos a través de los porcentajes vinculados al pago de los “costes con destinos específicos”. Al mismo tiempo, estas liquidaciones permiten que las compañías consigan la retribución que establece el Ministerio, pues, mientras las tarifas de acceso a las redes y de suministro a consumidores sin libertad de elección son únicas a nivel nacional, la cartera de clientes correspondiente a cada una de las zonas asignadas tiene una composición diferente y los ingresos que deben percibir las distintas compañías no tienen una estructura homogénea, así que es necesario redistribuir la recaudación que obtienen las empresas para que cada una logre el importe garantizado.

6.2.3.3. Una valoración del nuevo sistema

En términos generales, el procedimiento que se emplea actualmente para determinar la retribución de las compañías que realizan las actividades de transporte y distribución merece una valoración positiva porque es el resultado de un intento de establecer un método objetivo y uniforme, con el que se pretende garantizar un tratamiento homogéneo y reducir la incertidumbre. Si se lograse este objetivo, se habría producido un importante avance, sobre todo en el caso de la retribución de la actividad de transporte, que dependió completamente de la discrecionalidad de la Administración durante la vigencia del Marco Legal Estable.

Sin embargo, tal y como ha señalado la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico en algunas ocasiones[249], al actual sistema le falta transparencia, ya que ni siquiera el órgano regulador ha podido conocer con exactitud el procedimiento que ha utilizado el gobierno para establecer el valor de los distintos parámetros. Lo deseable es que conforme se vayan aplicando los nuevos regímenes retributivos, se llegue a una definición más precisa de los criterios que orientan las decisiones de la Administración, de manera que sea posible articular un control regulativo más transparente, del estilo de los que se desarrollan en Inglaterra y Gales, donde se expone detalladamente la postura de las partes implicadas y se hacen públicos los datos aportados por los distintos agentes y los cálculos que justifican las decisiones finales. Probablemente, el hecho de que la legislación británica otorgue más atribuciones al regulador independiente se encuentra entre las razones que explican por qué existe mayor transparencia en aquél país. No obstante, que el gobierno español se haya reservado algunas de las facultades asignadas al regulador en Inglaterra y Gales no justifica, a mi juicio, la falta de transparencia que viene poniendo de manifiesto la CNSE.

Los nuevos regímenes retributivos se fundamentan en los niveles de costes reconocidos por el Marco Legal Estable. De hecho, las cantidades totales que han percibido las empresas de transporte y distribución durante el primer año de vigencia del nuevo sistema se calcularon a partir de las correspondientes a 1997, y éstas respondían a las cifras pactadas por los firmantes del Protocolo que, a su vez, estaban basadas en los importes que se obtenían al aplicar el procedimiento establecido por el Marco Legal Estable[250]. Por tanto, las actuales retribuciones reflejan, al menos en parte, las virtudes y los defectos del antiguo sistema.

[249] Véanse, por ejemplo, CNSE (1998b) y CNSE (1999a).

[250] Véase CNSE (1998b)

El uso de índices de actualización vinculados al crecimiento del nivel general de precios, que suelen expresarse a través de fórmulas del tipo IPC-X, sugiere la idea de que se ha pretendido establecer un control regulativo como el propuesto por el profesor Littlechild. A primera vista, parece que las normas que determinan la retribución de la actividad de transporte son las que más se acercan a ese tipo de regulación. Sin embargo, si nos fijamos en ciertos detalles, nos daremos cuenta de que, en realidad, existen algunas diferencias importantes. Así, debemos reparar en que el gobierno se ha reservado la facultad de modificar los índices de actualización si "se produjesen variaciones significativas en las magnitudes macroeconómicas" y, como no se ha efectuado una definición precisa de las variables que se tendrán en cuenta a la hora de realizar estos cambios, los plazos establecidos pueden acabar siendo poco fiables. Este tipo de incertidumbre no es compatible con la clase de incentivos que propugnan los defensores de la regulación IPC-X, pues, para ellos, una de las ventajas de esta forma de control es que las empresas saben que disponen de un cierto período para apropiarse de todos los beneficios generados por las disminuciones de costes que consigan. Si existe la posibilidad de que se anticipe la revisión de los valores de X, las compañías pueden pensar que no se les va a permitir aprovechar su mayor eficiencia productiva y tendrán menos incentivos para reducir sus costes.

Con la nueva regulación, existen dos elementos que presionan a las empresas para que logren una mayor eficiencia productiva: el valor de X y la diferencia entre los costes reales y los reconocidos por la Administración en un principio. El primero será el que tenga más peso en el largo plazo, mientras que el segundo tendrá mayor importancia en los períodos iniciales, durante los que un X elevado puede ser una débil restricción si el valor original de los costes reconocidos es muy alto, o un X pequeño puede dar lugar a una limitación muy exigente si los costes acreditados al principio se

ajustan a los verdaderos. Cuando pasen los primeros años, se podrá modificar el valor de X para adaptarlo a la relación entre costes reales y costes reconocidos, y el nivel de este factor se convertirá en el principal medio para exigir a las empresas una mayor eficiencia productiva.

Ahora bien, si al calcular las cantidades iniciales se ha incluido un beneficio mínimo entre las partidas consideradas y se mantiene este criterio a la hora de revisar el nivel de los índices de actualización, el control regulativo se asemejará más a una limitación de la tasa de beneficio que a una restricción del tipo propuesto por Littlechild. Como ya he explicado, ni siquiera la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico tiene una información precisa sobre el procedimiento que se ha seguido para determinar los valores unitarios que permiten calcular la retribución que le corresponde a cada transportista, aunque sí sabemos que, para obtener la cantidad reconocida a las distintas compañías, se emplea, entre otros elementos, una tasa de retribución que se aplica sobre el valor asignado a las instalaciones. Por consiguiente, algunos de los elementos del control regulativo pueden aminorar los incentivos dirigidos a estimular la eficiencia productiva y fomentar comportamientos como los descritos por Averch y Johnson, pues, si no se valora la necesidad de las inversiones y se reconocen todos los costes incluyendo, además, una rentabilidad mínima, a las empresas les puede resultar más cómodo incrementar los beneficios por medio de inversiones adicionales que a través de estrategias destinadas a reducir los costes.

Por otra parte, debemos tener en cuenta que, en la regulación de la actividad de distribución, los índices IPC-X no son el único instrumento que se ha empleado para tratar de fomentar decisiones eficientes. En el capítulo cuatro, expliqué que la retribución de estas compañías depende de la evolución de un importe total que se actualiza por medio de un coeficiente del tipo IPC-1 y se va incrementando cada año

para compensar los costes que ocasiona el crecimiento de la demanda, que se corrige por medio de un factor de eficiencia. En consecuencia, las cantidades que se agregan anualmente a la retribución total no sólo quedan supeditadas a los cambios que experimenta el índice de actualización, sino que dependen igualmente del valor que se asigna al factor de eficiencia, que también puede incentivar a las empresas para que minimicen sus costes si el gobierno le atribuye un valor suficientemente ajustado. Además, el importe total se distribuye mediante un modelo que permite determinar los costes en que incurriría cada compañía si atendiese su zona mediante una red que estuviera perfectamente adaptada a las características de la misma y que, al mismo tiempo, se hubiera diseñado de modo que la infraestructura resultante permitiese minimizar los costes ocasionados por las pérdidas y las inversiones. Como las redes que poseen las compañías no coinciden exactamente con las que se obtienen por medio del modelo, su participación en la suma total será distinta a la que les habría correspondido si el reparto se hubiese realizado a partir de los costes asociados a las instalaciones realmente existentes: en unos casos, será mayor y, en otros, será inferior. Así, las empresas que tengan unas redes más parecidas a las que proporciona el modelo recibirán porcentajes más elevados que los que les corresponderían si las participaciones dependieran de los costes efectivos, mientras que las que posean unas redes más diferentes recibirán unos porcentajes inferiores. Para suavizar el efecto de la introducción de los nuevos criterios de reparto, se ha dispuesto un largo período transitorio de dieciséis años, de modo que, conforme se vaya agotando este plazo, las compañías tendrán más incentivos para desarrollar sus redes de modo que se ajusten a las que resultan de la aplicación del modelo.

Por tanto, la regulación de los ingresos destinados a la distribución da lugar a un control que requiere bastante más información que el propuesto por Littlechild, ya que

es necesario graduar el valor del factor de eficiencia y definir las redes que se utilizan como modelo, y ello significa que la aplicación de esta forma de regulación puede resultar más compleja que la utilización de procedimientos más ajustados al control de precios originalmente sugerido por el profesor Littlechild. Asimismo, debemos tener en cuenta que la falta de fuentes de información alternativas puede provocar la aparición de un vínculo demasiado fuerte entre las decisiones del gobierno y los datos suministrados por las empresas reguladas, que se encontrarán en una posición ventajosa y tendrán incentivos para manipular la información que proporcionen. En consecuencia, no se debería descartar la posibilidad de que se produzca algún intento de "captura" de los órganos administrativos implicados y, para evitar que prospere, sería aconsejable incrementar la transparencia de los procesos de toma de decisiones, haciendo públicos los informes que justifiquen las distintas resoluciones y estableciendo medios que permitan realizar un debate abierto de todas las propuestas.

También debemos reparar en el hecho de que, en España, el gobierno determina tanto el nivel como la estructura de las tarifas que cobran las compañías de transporte y distribución, mientras que, en Inglaterra y Gales, las empresas han tenido cierta libertad para establecer los precios, pues, cuando han sido capaces de justificar las modificaciones, han podido reestructurar las tarifas dentro de los límites impuestos por las restricciones IPC-X. Por consiguiente, las empresas españolas no tienen capacidad para determinar los precios que cobran por el acceso a las redes, y esto les impide reequilibrar sus tarifas para que reflejen los costes que ocasiona el servicio proporcionado a cada clase de usuarios, lo que separa aún más a la regulación española de los controles del tipo IPC-X. Además, si el gobierno mantiene la facultad de establecer todos los elementos de las tarifas, podrá usar esta atribución para favorecer a unos usuarios a costa de otros, como ocurre con el actual sistema de tarifas de

suministro[251], que se basa en el que se aplicó durante la etapa anterior, y que es el que ha determinado la estructura de los peajes que abonan los consumidores que se abastecen a una tensión inferior a 1 KV. Al margen de las posibles consecuencias distributivas, el problema de los desequilibrios tarifarios es que envían señales inadecuadas a las empresas y a los consumidores.

Ya he comentado en varias ocasiones que la organización de la actividad de distribución (un mercado nacional divido en varias zonas que son encomendadas a empresas que actúan como monopolistas en las áreas geográficas asignadas) permite introducir alguna regulación que fomente la "competencia por comparación". Sin embargo, en Inglaterra y Gales, el procedimiento que se emplea para determinar los límites de precios de las RECs no incluye incentivos de este tipo[252] y, en España, tampoco se han tenido en cuenta a la hora de diseñar el procedimiento que permite calcular los ingresos garantizados a las compañías de distribución. Para promover la "competencia por comparación", habría sido necesario articular un sistema que cumpliese, como mínimo, las siguientes condiciones:

a. Los ingresos de cada compañía tienen que depender de la actuación de las demás. Como ya he explicado, esto se puede conseguir vinculando la retribución de cada monopolista a los costes de las restantes empresas.

b. El procedimiento que relaciona los ingresos de cada compañía con los costes de las demás tiene que ser definido con claridad, para que todas las empresas reciban las señales adecuadas y ninguna tenga incertidumbres acerca de la influencia del control regulativo sobre sus beneficios.

[251] En CSEN (1996c).

[252] El regulador intentó reformar los mecanismos de control para otorgar más peso a las comparaciones, pero no consiguió llegar a un acuerdo con las empresas de distribución y decidió abandonar la idea, aunque ya se ha mostrado dispuesto a volver a plantearla (Burns y Weyman-Jones, 1998).

c. También se debe especificar el mecanismo que se va a emplear para revisar el nivel de ingresos garantizado a cada compañía, que se tendrá que modificar periódicamente, en función de las variaciones que se produzcan en los costes de las otras empresas. Si no se realiza una definición precisa, los monopolistas se plantearán la posibilidad de que el actual esquema de incentivos no se mantenga, y ello puede dar lugar a estrategias distintas a las que pronostican los defensores de este tipo de regulación.

d. Como las compañías de distribución operan en mercados muy diferentes, se tiene que habilitar algún mecanismo que refleje la influencia de los cambios en variables que escapan al control de los monopolistas, a fin de evitar que las empresas más eficientes se vean perjudicadas por una evolución adversa de las mismas. En la especificación de este mecanismo se encuentra una de las principales dificultades que plantea la puesta en marcha de esta forma de regulación, ya que es necesario establecer unos criterios que permitan determinar cuáles son las variables que no dependen de la actuación de las compañías y precisar cómo influyen dichas variables sobre los costes que soportan las distintas empresas, lo que puede requerir la utilización de complejas técnicas econométricas que reducirían la transparencia del control regulativo.

e. Para que las compañías no desarrollen estrategias destinadas a ejercitar algún tipo de coordinación basada en acuerdos expresos o tácitos, lo que convertiría en ineficaz el control regulativo, se debe extremar la vigilancia sobre todos los comportamientos que puedan estar relacionados con prácticas colusorias.

En España, la regulación de la actividad de distribución no satisface estas condiciones, así que no cabe hablar de “competencia por comparación”. Sin embargo, en el caso de la actividad de transporte, sí se ha habilitado un procedimiento que fomenta la aparición de presiones competitivas. La utilización del concurso como

método para seleccionar a la empresa que va a construir instalaciones adicionales permite elegir a la compañía que presenta una oferta más ajustada a las condiciones de la subasta, y sirve para promover la competencia *por* el mercado cuando la competencia *dentro* del mismo no es posible. Además, el uso de esta forma de adjudicación resulta especialmente adecuado, porque no es difícil especificar las características de la instalación que es objeto del concurso y se puede inspeccionar fácilmente si el trabajo realizado se ajusta a las condiciones acordadas.

No obstante, como ya comenté en el epígrafe anterior, en la regulación de la actividad de transporte pueden faltar algunos elementos que transmitan otro tipo de señales, pues, aunque la retribución incluye un complemento económico que está destinado a incrementar la disponibilidad de las instalaciones, se echa de menos un esquema de incentivos como el que existe en Inglaterra y Gales, donde una parte de los ingresos de National Grid Company está vinculada a la reducción de las pérdidas y a la disminución del coste de los servicios complementarios asociados a la estabilidad del sistema. Aunque el gobierno español se ha reservado la facultad de planificar la expansión de la red de transporte para asegurarse de que las nuevas instalaciones contribuyen a alcanzar esos objetivos, la aplicación de unos incentivos similares a los que existen en Inglaterra y Gales podría servir para impulsar a las compañías a que realicen las inversiones exigidas sin que medie la intervención del gobierno.

Finalmente, me parece necesario realizar una breve reflexión sobre una cuestión que puede influir notablemente en la evolución de la competencia entre las empresas comercializadoras. Al determinar la tarifa correspondiente a 1999, el gobierno redujo el importe atribuido a la actividad de suministro e incrementó la cantidad asignada a la distribución en esa misma cuantía[253]. Para justificar estos cambios, se empleó el

[253] En la tarifa correspondiente a 1998 también se produce una transferencia similar, aunque, en este caso, el importe es mucho menor. Véase CNSE (1997c).

argumento de que las compañías distribuidoras vienen efectuando algunas de las funciones que se suelen incluir dentro de la actividad de suministro (medición del consumo, facturación y atención a consumidores finales), así que los costes ocasionados por estas operaciones deberían incluirse entre los reconocidos a aquéllas (CNSE, 1998b).

Sin embargo, esta decisión da lugar a una confusión entre las actividades que desarrollan las compañías eléctricas y los sujetos que las llevan a cabo efectivamente, pues, el hecho de que los distribuidores presten servicios que pertenecen al ámbito del suministro no justifica la inclusión de los costes ocasionados por la realización de los mismos entre los importes reconocidos a la distribución. Estos costes tendrían que formar parte de la retribución correspondiente a la actividad que comprende la prestación de tales servicios. Además, una asignación de costes que no respete este principio puede ser un obstáculo para la aparición de competidores en el suministro, pues los ingresos que perciban las empresas distribuidoras por la realización de operaciones propias de los comercializadores no procederán del mercado, como en el caso de las demás compañías que efectúen estas mismas operaciones, sino que estarán garantizados por la Administración, y ello colocará a los distribuidores en una posición ventajosa frente a sus posibles rivales (a la hora de fijar los precios, sabrán que disponen de un ingreso mínimo asegurado). Aunque esta asignación de costes se revisa todos los años, cabe la posibilidad de que, si los actuales criterios de reparto se consolidan, las empresas se opongan a cualquier modificación que implique una alteración de los mismos, lo que complicaría el establecimiento de unas retribuciones ajustadas a los costes realmente atribuibles a cada actividad.

BIBLIOTECA VIRTUAL MIGUEL DE CERVANTES

También debemos reparar en el hecho de que, con la decisión de incluir algunos de los costes correspondientes al suministro entre los reconocidos a la actividad de distribución, se está adoptando una medida opuesta a la que se ha aprobado recientemente en Inglaterra y Gales, donde, para fomentar la competencia en las operaciones vinculadas a la medición del consumo, los costes ocasionados por estos negocios se han separado de los que se atribuyen a la actividad de distribución, y se ha obligado a las empresas a establecer unas tarifas específicas que estarán sujetas a un control de precios específico que se suprimirá cuando exista bastante competencia.

6.3. La competencia en el mercado de producción

6.3.1. La experiencia de Inglaterra y Gales

Como expliqué en el capítulo cinco, el desarrollo de la competencia en el *Pool* ha estado condicionado por los problemas asociados a la privatización de las centrales nucleares. Al principio, el gobierno pensó en crear un duopolio asimétrico en el que la empresa más grande se quedaría con estas centrales, pero, posteriormente, descartó esta posibilidad porque una nueva evaluación de los costes que iban a ocasionar la gestión del combustible nuclear y el desmantelamiento de las instalaciones le aconsejó mantenerlas dentro del sector público. Aunque esta decisión alteraba radicalmente los planes iniciales, el gobierno no quiso retrasar la venta de las dos compañías y, como no había tiempo para reorganizar la estructura empresarial, el resultado fue la aparición de un oligopolio asimétrico, en el que dos grandes compañías disfrutaban de un enorme poder de mercado y la tercera apenas tenía capacidad para influir en los precios.

La mayoría de los investigadores que han analizado la liberalización del sector eléctrico de Inglaterra y Gales han señalado que el gobierno actuó con demasiada premura, pues, si hubiera retrasado la privatización, habría podido dividir PowerGen y National Power para crear una estructura empresarial menos concentrada[254]. Al rechazar esta alternativa, puso en manos de ambas compañías un importante poder de mercado que, si bien se ha reducido como consecuencia de la entrada de nuevos productores, aún les permite actuar estratégicamente para influir sobre los precios.

En el capítulo cinco comenté algunas de las estrategias que han empleado PowerGen y National Power para aprovechar su posición en el mercado, como la que consistía en utilizar las declaraciones de disponibilidad para incrementar los ingresos que les proporcionan los pagos por capacidad, o la que se basaba en exigir un precio muy elevado por la energía producida en las instalaciones que iban a tener que funcionar como consecuencia de las restricciones existentes en la red. El incremento que experimentó el precio marginal del sistema conforme se fue reduciendo la cobertura de los contratos por diferencias vinculados a la utilización de carbón autóctono también puso de manifiesto que estas dos empresas eran capaces de condicionar la evolución de los precios. Como hemos visto, el hecho de que contasen con un parque de generación relativamente diversificado les permitía controlar el segmento de mercado que determinaba el precio marginal del sistema, así que sus estrategias condicionaban los ingresos de todas las centrales que se ponían en funcionamiento. Además, como poseían la mayor parte de las instalaciones que fijaban ese precio, podían pedir un importe inferior al coste marginal por la electricidad generada en la mayoría de sus centrales y asegurarse unos elevados ingresos mediante la exigencia de un precio mucho más alto

[254] Véanse, por ejemplo, Green y Newbery (1992); Von der Fehr y Harbord (1993); Armstrong, Cowan y Vickers (1994); Yarrow (1994); Stevens (1995) y Bunn (1995).

por la energía producida en las que solían figurar en los últimos lugares del orden de precedencia.

Al constatar que las dos grandes compañías estaban empleando su poder de mercado, el regulador estableció un límite sobre el precio del *Pool* y las obligó a vender una parte de las instalaciones que solían determinarlo. A pesar de estas medidas, PowerGen y National Power han conservado una buena parte de su capacidad para condicionar la evolución de los precios. Estas dos empresas han seguido fijando la mayoría de los precios marginales, han podido incrementarlos para compensar la disminución que han experimentado los pagos por capacidad y han logrado influir en sus variaciones para conseguir precios más elevados en los períodos en que ello les podía proporcionar mayores beneficios. Ante la evidencia de que ambas compañías continuaban manteniendo un notable poder de mercado, el Director General planteó la posibilidad de obligarlas a vender otras centrales, pero, tras una serie de consultas, llegó a un acuerdo con el gobierno para revisar las normas que regulan los intercambios de electricidad. El resultado de este proceso será la sustitución del *Pool* por un conjunto de mercados en los que se negociará a distintos plazos.

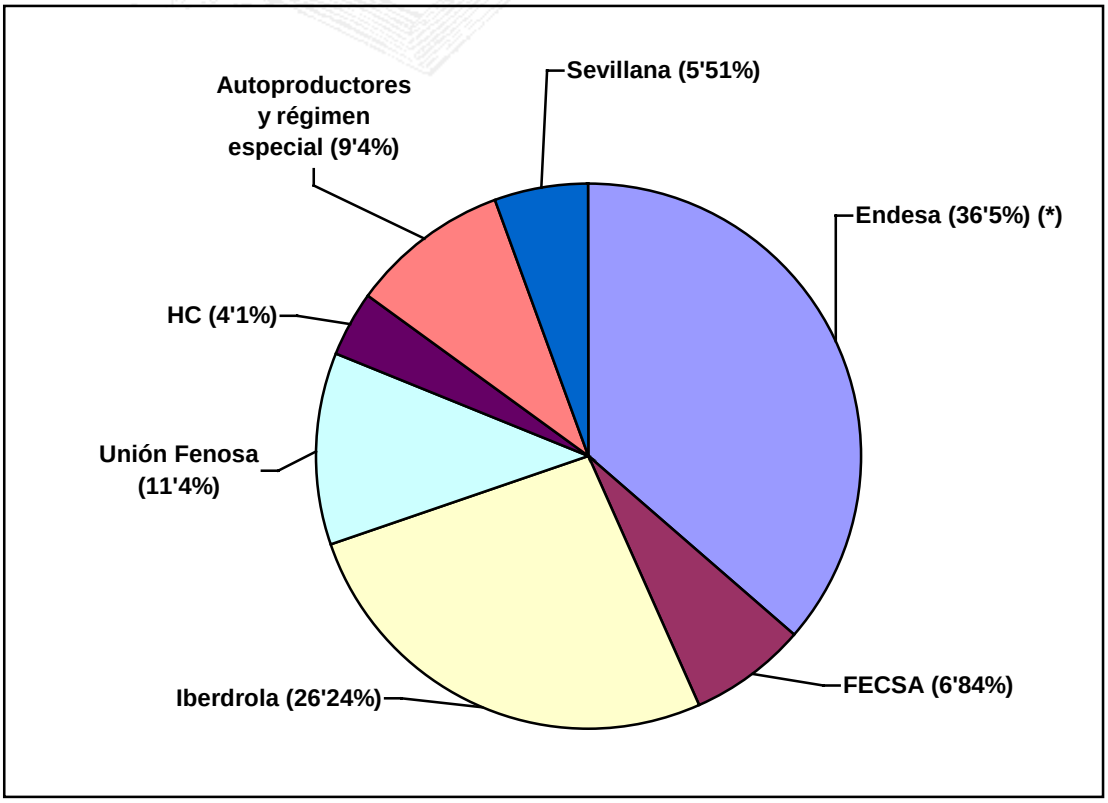
A continuación, me referiré al grado de competencia que existe en el mercado español, analizando la capacidad de las empresas productoras para influir sobre los precios y valorando algunos factores que pueden ser decisivos para que se desarrolle un entorno realmente competitivo. Como en los anteriores apartados, la experiencia de Inglaterra y Gales nos servirá como referencia.

6.3.2. La concentración horizontal en el mercado español

Hasta el 31 de diciembre de 1997, Red Eléctrica de España determinaba cuáles eran las instalaciones que debían entrar en funcionamiento para minimizar el coste de

abastecer al conjunto de los consumidores ubicados en el territorio nacional, a la vez que se evitaban las restricciones existentes en la red de alta tensión y se satisfacían las limitaciones impuestas por la política energética y las normas sobre protección ambiental. Como el programa resultante producía desequilibrios entre la energía que tenía que generar cada subsistema y la que necesitaba para atender a sus clientes, se ponía en marcha un mecanismo muy complejo que permitía cubrir las necesidades de las empresas deficitarias con los excedentes aportados por las restantes. Así pues, la contribución de cada compañía productora al total de energía consumida por los clientes no se establecía por medio de mecanismos de mercado, sino a través de un procedimiento gestionado por una autoridad central que determinaba las aportaciones mediante un programa destinado a minimizar los costes de la explotación unificada.

GRÁFICO 6.1. PARTICIPACIÓN DE LAS EMPRESAS PRODUCTORAS EN LA COBERTURA DE LA DEMANDA (1997)



(*): No incluye FECSA ni Sevillana de Electricidad. Fuente: CNSE (1998c).

En el gráfico 6.1 se muestra la participación de cada una de las empresas productoras en el total de energía eléctrica generada durante el último año de vigencia del Marco Legal Estable. A comienzos de 1998, la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico se dirigió al gobierno para comunicarle que, a su juicio, Endesa no había respetado la condición que impuso el órgano regulador en 1996, cuando aprobó el incremento de la participación de Endesa en el capital social de FECSA y Sevillana[255] (como se explicó en el capítulo tres, la CNSE vinculó su autorización a que se respetase la autonomía operativa de las dos filiales). En mayo de 1998, el Ministro de Industria y Energía decidió anular la condición impuesta por la Comisión y avaló la actuación de Endesa como grupo empresarial. Así pues, parece correcto añadir los porcentajes correspondientes a FECSA y Sevillana a los de Endesa. Al hacerlo, la cuota de mercado del grupo se sitúa en casi un 50%. De este modo, el peso de la producción aportada por las dos mayores compañías generadoras alcanza el 75%, y la cuota de mercado de las tres empresas más importantes se eleva hasta el 86’5%. Si consideramos esta misma agregación al calcular el Índice de Herfindahl, obtenemos un resultado similar al que habría aparecido si sólo hubieran existido tres compañías productoras del mismo tamaño (véase cuadro 6.2).

Observando los resultados correspondientes a años anteriores podemos comprobar que, en 1997, existía mayor concentración horizontal que a mediados de los ochenta y a comienzos de los noventa. Este incremento es el resultado de las operaciones de fusión y absorción que se produjeron entre 1991 y 1996. Como vimos en el capítulo tres, estas operaciones permitieron el nacimiento de Iberdrola y sirvieron

[255] Véase CNSE (1998j). La CNSE argumentó que las declaraciones públicas del presidente y altos cargos de las compañías implicadas, la actuación de estas empresas en el mercado, y las modificaciones que se venían produciendo en su estructura organizativa ponían en tela de juicio la autonomía operativa de FECSA y Sevillana.

para crear un gran grupo empresarial en torno a Endesa, que se hizo con un área de suministro proporcional a su capacidad de producción.

CUADRO 6.2. INDICADORES DE CONCENTRACIÓN HORIZONTAL (1997)

	1985	1990	1997 (a)	1997 (b)
C2	44’0%	46’2%	62’7%	75’1%
C3	59’5%	60’6%	74’1%	86’5%
IH	1.500	1.600	2.245	3.224

Elaboración propia a partir de CSEN (1996d) y CNSE (1998c). Notas: “C2” es la cuota de mercado de las dos mayores empresas; “C3” es la cuota de mercado de las tres mayores empresas; “IH” es el Índice de Herfindahl. (a): Con FECSA y Sevillana fuera de la cuota correspondiente al grupo Endesa. (b): Incluyendo la cuota de FECSA y Sevillana dentro de la correspondiente al grupo Endesa.

En 1998, con el nuevo marco regulador y la puesta en marcha del mercado mayorista, la participación de las distintas empresas productoras se mantuvo en niveles similares a los que se registraron en 1997 (véase cuadro 6.3). Las únicas diferencias destacables son el cambio de signo del saldo de los intercambios internacionales y el incremento del porcentaje correspondiente a “autoproducción y régimen especial”, que provocaron una pequeña disminución de la participación de Endesa, Iberdrola y Unión Fenosa.

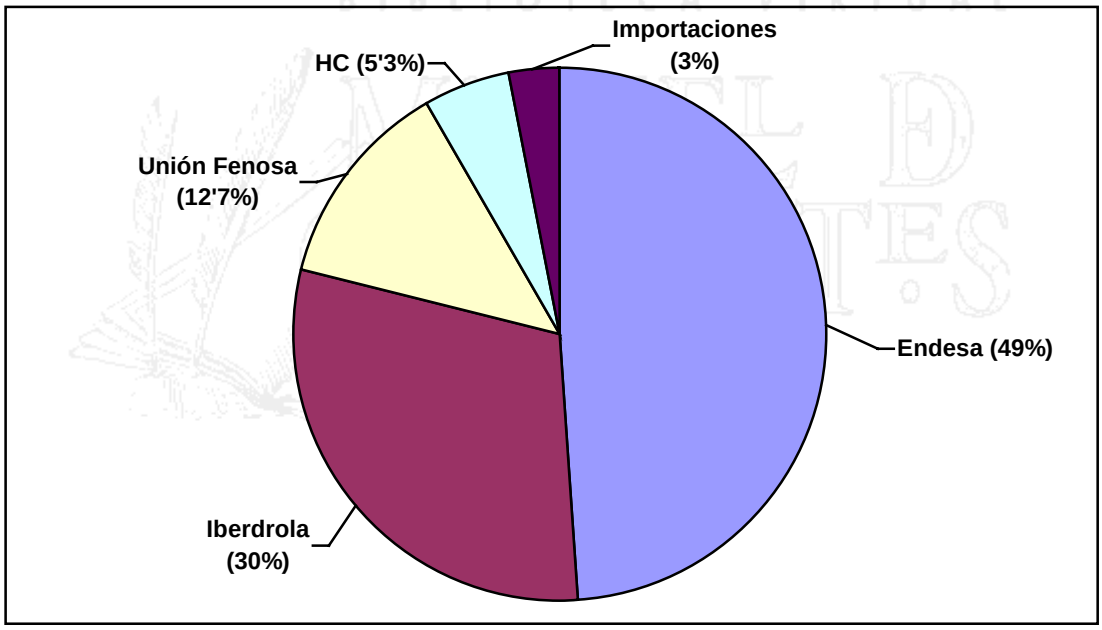
CUADRO 6.3. PARTICIPACIÓN DE LAS EMPRESAS PRODUCTORAS EN LA COBERTURA DE LA DEMANDA (1997-1998)

	1997	1998
Endesa	48’86%	46’40%
Iberdrola	26’24%	25’50%
Unión Fenosa	11’40%	10’80%
Hidroeléctrica del Cantábrico	4’10%	4’50%
Autoproducción y Régimen Especial	9’40%	10’95%
Importaciones netas	saldo exportador	1’9%

Elaboración propia a partir de CNSE (1998c), REE (1999) y Endesa (1999a).

Durante 1998, los autoproductores y los propietarios de instalaciones incluidas en el régimen especial vendieron su energía a las compañías distribuidoras sin acudir al mercado mayorista, así que el volumen total de electricidad que se negoció en el mismo fue inferior a la demanda global[256]. Por tanto, la cuota de las empresas presentes en el mercado organizado fue ligeramente superior a su participación en la cobertura de la demanda, como se puede comprobar en el gráfico 6.2.

GRÁFICO 6.2. CUOTAS EN EL MERCADO DE PRODUCCIÓN (1998)



Elaboración propia a partir de COMEESA (1999a) y Endesa (1999a).

La distribución de las ventas en el mercado de producción pone de manifiesto la supremacía de Endesa e Iberdrola, que generaron casi el 80% de la electricidad negociada. Después de conseguir la autorización del Ministerio para actuar como grupo empresarial, Endesa diseñó un plan para realizar una amplia reorganización interna que incluye la absorción de todas las filiales y la creación de una nueva sociedad, "Endesa

[256] En el mercado de producción también se negocia la energía eléctrica que se destina a la exportación. No obstante, durante 1998, las ventas a empresas pertenecientes a otros sistemas eléctricos no ascendieron a más de 1.165 GWh (el 0'7% de toda la electricidad negociada en el mercado).

Generación", que gestionará toda la capacidad de producción del grupo[257]. Esta reestructuración puede servir para que Endesa consolide su posición en el mercado, donde ya aporta, por sí sola, la mitad de la energía que se negocia en el mismo.

El Índice de Herfindahl nos indica la existencia de una estructura empresarial bastante concentrada, en la que tres compañías se reparten más del 90% del mercado. Como podemos comprobar en el cuadro 6.4, se trata de un grado de concentración muy parecido al que existió en Inglaterra y Gales durante el primer año de funcionamiento del *Pool*, aunque algo más acentuado como consecuencia de la enorme cuota de mercado que acumula Endesa.

CUADRO 6.4. COMPARACIÓN DE ÍNDICES DE CONCENTRACIÓN (*)

	Inglaterra y Gales (1990/91)	España (1998)
C2	73'9%	79'0%
C3	91'3%	91'7%
IH	3.218	3.499

(*): Según las cuotas del mercado mayorista. Elaboración propia a partir de Littlechild (1998), COMEESA (1999a) y Endesa (1999a).

6.3.3. El poder de mercado de las empresas productoras

Hasta ahora, me he referido a la concentración horizontal que existe en el mercado de producción. Sin embargo, este no es el único factor que determina la capacidad de las empresas para influir sobre la evolución de los precios.

El poder de mercado de una compañía que opera en un entorno no competitivo se suele medir a través del Índice de Lerner, que no es otra cosa que la diferencia entre el precio y el coste marginal, expresada en términos relativos:

[257] Véase CINCO DÍAS, 6 de noviembre de 1998.

$IL_i = (P\text{-}CM_i)/P,$

donde: P = precio de mercado

CM_i = coste marginal de la empresa i cuando produce la cantidad de equilibrio

Si calculamos la suma ponderada de los IL_i correspondientes a todas las empresas que operan en el mercado, obtenemos un índice agregado que se puede relacionar fácilmente con el Índice de Herfindahl:

$$IA = \sum_i IL_i \cdot s_i$$ donde: s_i = cuota de mercado de la empresa i

BIBLIOTECA VIRTUAL

Este índice agregado también se puede expresar como[258]:

$$IA = \frac{IH}{e} \cdot (1 + u)$$

donde: IH = Índice de Herfindahl

e = elasticidad de la demanda

$$u = \left(\sum_i s_i^2 \cdot \lambda_i \right) / \sum_i s_i^2$$

donde: λ_i = variación conjetural de la empresa i con respecto a todas las demás [259]

Así pues, existe una relación directa entre el Índice de Herfindahl y el índice de poder de mercado agregado (IA), pero esto no significa que la concentración sea el único factor que determina la amplitud del margen entre el precio y los costes. La elasticidad de la demanda también tiene una considerable influencia: si los compradores no pueden prescindir del producto que se vende en este mercado, o no pueden adquirir otro que lo sustituya, las empresas podrán incrementar la diferencia entre el precio y los costes marginales sin que ello se traduzca en una disminución de sus beneficios. Otro

[258] Las operaciones que permiten llegar a esta nueva expresión se pueden encontrar en muchos manuales de Economía Industrial (sólo hay que calcular las condiciones de primer orden para un mercado formado por empresas que tienen la misma función de costes y sustituir el resultado en el Índice de Lerner). Véase, por ejemplo, Segura (1993).

[259] Esta variación conjetural indica lo que una empresa espera que va a variar la producción de todas las demás cuando ella modifica infinitesimalmente la suya.

factor importante es la heterogeneidad de los incentivos que determinan la actuación de las compañías: normalmente, en un mercado operan empresas que siguen estrategias distintas porque tienen estructuras de costes muy dispares u orígenes muy diferentes. El tipo de estrategia que adopte cada una de ellas puede influir bastante en la amplitud del margen entre el precio y los costes[260].

Borenstein, Bushnell y Knittel (1998) han señalado que la diferencia entre el precio y los costes marginales también está condicionada por factores dinámicos que no se consideran en la relación anterior. En particular, la existencia de competidores potenciales que estén dispuestos a rivalizar con las empresas ya instaladas si los precios son suficientemente elevados puede limitar la utilización del poder de mercado que poseen estos productores. En el sector eléctrico, la importancia de esta amenaza depende de la capacidad de las interconexiones que permiten importar energía desde otros sistemas, de la rapidez con que se construyen nuevas instalaciones o se ponen en funcionamiento las que ya se están acabando, y de la posibilidad de que se encuentre un medio para utilizar potencia disponible que no se está empleando.

Por tanto, el Índice de Herfindahl solamente proporciona una información parcial sobre el uso que están haciendo las empresas de su poder para determinar precios. En este sentido, la experiencia de Inglaterra y Gales nos permite comprobar que las dos grandes compañías de generación han sido capaces de influir en la evolución de

[260] Así, por ejemplo, cuando las compañías se comportan como en el modelo de Cournot, cada productor piensa que si él altera la cantidad ofrecida sus competidores no la modificarán. Por tanto, todas las variaciones conjeturales son iguales a cero y no influyen en el poder de mercado que soportan los consumidores. Si las empresas procedieran como en el modelo de Stackelberg, la variación conjetural de la que actuase como líder sería distinta de cero y su valor influiría sobre el poder de mercado. En Segura (1993) se puede encontrar la justificación de estas afirmaciones.

los precios aunque los índices que miden la concentración horizontal han experimentado una notable reducción desde comienzos de los noventa.

En una actividad como la de generación de electricidad, en la que el producto no es almacenable y la demanda es relativamente inelástica, hasta una pequeña compañía puede ser capaz de provocar un incremento de precios si reduce su producción cuando el consumo es muy alto y ninguna otra empresa puede reemplazarla como consecuencia de la falta de instalaciones apropiadas, de una estructura de costes inadecuada o de la existencia de restricciones en la red de transporte. Al analizar la evolución de la competencia en el mercado mayorista de California, Borenstein y Bushnell (1998) encontraron que, en los períodos de mayor demanda, cuando los pequeños productores consiguen unas cuotas de mercado más elevadas y el Índice de Herfindahl disminuye, algunas empresas se aprovechan de que las demás no son capaces de aportar más electricidad, y exigen por su producción un precio muy superior al coste marginal, de manera que aparece una menor concentración horizontal a la vez que se está haciendo un mayor uso del poder de mercado.

Para superar las limitaciones que tienen los índices de concentración cuando se emplean con el fin de medir el poder de las empresas para determinar precios, algunos autores han propuesto la utilización de modelos de competencia oligopolística como forma de simular las estrategias que van a seguir las compañías cuando operen en el mercado y obtener los resultados asociados a tales estrategias. En los trabajos que se refieren a las empresas productoras de electricidad se parte del supuesto de que las compañías generadoras compiten en cantidades y se calcula el equilibrio de Cournot. El otro tipo básico de equilibrio no cooperativo, el de Bertrand, se basa en la hipótesis de que las empresas compiten en precios, y se determina a partir del supuesto de que cualquier compañía puede hacerse con todo el mercado si fija un precio inferior al de las

demás, lo que implica que cada una de ellas es capaz de incrementar su producción hasta alcanzar la cantidad que se necesita para cubrir toda la demanda. En la generación de electricidad, este supuesto no se cumple porque la capacidad de producción de una empresa está limitada por la potencia instalada en sus centrales, así que el equilibrio de Bertrand no reflejaría adecuadamente los resultados del mercado de producción.

No obstante, cabe argumentar que, en la práctica, las compañías generadoras no compiten en cantidades, sino que eligen primero una cierta capacidad de producción y, posteriormente, compiten en precios sometiéndose a las restricciones que les impone su decisión inicial. Esto podría hacernos pensar que el equilibrio de Cournot no proporciona una solución válida. Sin embargo, Kreps y Scheinkman (1983) han demostrado que, cuando las empresas eligen su capacidad de producción y luego compiten en precios, adaptando sus estrategias a las limitaciones que les impone la decisión que han tomado en primer lugar, el equilibrio de Cournot es una buena aproximación al resultado que se observa en el mercado.

Ahora bien, un equilibrio de Cournot convencional, en el que las compañías optan por una estrategia que implica una cantidad concreta, no recoge todas las opciones disponibles para una empresa que opera en el mercado de producción. Klemperer y Meyer (1989) han demostrado que, cuando existe certidumbre sobre la evolución de la demanda, el equilibrio de Cournot refleja correctamente el comportamiento de las empresas; pero si la evolución de la demanda es incierta, las compañías no compiten en cantidades específicas, sino en funciones de oferta, y el resultado no es una estrategia de equilibrio, sino una función de oferta de equilibrio que abarca todas las soluciones comprendidas entre la de competencia perfecta y la de Cournot, que es la que conlleva un mayor ejercicio del poder para determinar precios.

Green y Newbery (1992) emplearon un modelo de este tipo para estudiar el poder de mercado que podían ejercer las empresas que operaban en el *Pool* de Inglaterra y Gales[261]. Para ello, usaron costes marginales continuos y una especificación lineal de la función de demanda, y resolvieron el modelo considerando que, entre todos los equilibrios posibles, iba a prevalecer el que implica una mayor utilización del poder para fijar precios porque, en un mercado como el *Pool*, donde el proceso que conduce a la determinación del resultado se repite una y otra vez, lo más probable es que las compañías participantes aprendan a coordinarse para alcanzar el equilibrio que les proporciona un mayor beneficio[262]. En el trabajo de Green y Newbery se supone que existen dos grandes empresas simétricas y unos cuantos productores mucho más pequeños que no tienen capacidad para influir sobre los precios, así que se trata de un duopolio en el que participan varias compañías precio-aceptantes. Los resultados del modelo elaborado por estos autores pusieron de manifiesto que las dos grandes empresas generadoras disponían de un importante poder de mercado, y que podían emplearlo para conseguir unos precios muy superiores a los costes marginales (véase cuadro 6.5).

Como se observa en el cuadro 6.5, Green y Newbery calcularon el equilibrio de Cournot en distintos escenarios, modificando la pendiente de la función de demanda para analizar las variaciones que experimentan los resultados cuando se altera el parámetro que refleja la respuesta de los compradores ante cambios en los precios. Sus

[261] Borenstein y Bushnell (1998) han utilizado un modelo similar para analizar cómo puede influir el poder de mercado de las empresas productoras en los precios del mercado mayorista de California.

[262] Debo hacer hincapié en que estamos hablando de equilibrios no cooperativos. Por tanto, la solución se obtiene a partir de la hipótesis de que no existe colusión. Lo único que suponen Green y Newbery es que, como consecuencia de las múltiples repeticiones del proceso de determinación de precios, las empresas acabarían dándose cuenta de que les interesa coordinarse para conseguir el más beneficioso de entre todos los equilibrios no cooperativos.

simulaciones demuestran que, al emplear una demanda más elástica, el precio se reduce porque las empresas disponen de menos margen para ejercer su poder de mercado.

CUADRO 6.5. EL PODER DE MERCADO EN EL POOL

	Equilibrio competitivo	**Equilibrio de Cournot**		
Pendiente de la demanda	0	0’1	0’25	0’5
Precio medio del mercado	20’8 £/MWh	66’7 £/MWh	41’1 £/MWh	32’3 £/MWh

Fuente: Green y Newbery (1992).

Green y Newbery también calcularon el equilibrio que resulta cuando se adopta el supuesto de que existen cinco productores simétricos con capacidad para determinar los precios. En este caso, se obtiene un precio medio de 27 £/MWh si la pendiente de la función de demanda es 0’25, lo que demuestra que una mayor fragmentación de la CEGB habría permitido aminorar el poder de mercado de las empresas generadoras.

Finalmente, calcularon el equilibrio que resulta bajo la hipótesis de que los elevados márgenes entre precios y costes provocan la entrada de nuevos productores. Como se podía prever, la aparición de otras compañías acerca los precios generados por el modelo a los correspondientes a una situación de competencia perfecta, y el acercamiento se acentúa cuando se combina este supuesto con el anterior (la CEGB se divide en cinco partes simétricas), aunque, en este último caso, entran menos empresas porque los precios iniciales son más bajos como consecuencia de un menor poder de mercado.

Ocaña y Romero (1998) han utilizado un modelo similar al de Green y Newbery para analizar el poder de mercado que pueden ejercer las empresas españolas. No obstante, existen dos diferencias fundamentales entre ambos modelos:

- Green y Newbery consideran un duopolio simétrico. En el trabajo de Ocaña y Romero aparecen cuatro compañías productoras que tienen distintas

funciones de costes. Para simplificar los cálculos, suponen que una de ellas, la más pequeña (Hidroeléctrica del Cantábrico), no tiene capacidad para alterar los precios, y la incluyen en el grupo de las precio-aceptantes (junto a las empresas extranjeras y los productores pertenecientes al régimen especial). Por tanto, se trata de un modelo de competencia oligopolística con tres compañías asimétricas.

- El modelo de Ocaña y Romero es más preciso a la hora de establecer la pautas que determinan la utilización de las centrales hidráulicas, pues, a diferencia de Green y Newbery, que no emplean unas normas específicas, los autores españoles parten del supuesto de que cada compañía dispone de un gran embalse que incluye, desde el primer día del año, toda el agua que van a recibir a lo largo del ejercicio, y la asignan del modo que resulta más acorde con su objetivo de maximizar beneficios[263].

CUADRO 6.6. EL PODER PARA DETERMINAR PRECIOS EN EL MERCADO MAYORISTA ESPAÑOL

	Equilibrio competitivo	**Equilibrio de Cournot (3 oligopolistas)**		
Pendiente de la demanda	0	1000	1500	2000
Precio medio del mercado	3’51 ptas/KWh	7’03 ptas/KWh	5’78 ptas/KWh	5’15 ptas/KWh

Fuente: Ocaña y Romero (1998).

[263] Aunque esta hipótesis ignora la estructura temporal de las aportaciones hidráulicas, se acerca más a la realidad que la utilizada por Borenstein y Bushnell (1998), que suponen que el agua se distribuye de forma que se iguale la generación no hidráulica que se usa en todas las horas en las que se emplea agua (“recortando las puntas”). Esta forma de asignar el agua es similar a la que utilizaría un agente encargado de minimizar los costes del conjunto del sistema, ya que evita recurrir a las centrales que producen una electricidad más costosa. Con la técnica de Ocaña y Romero, las compañías utilizan más agua en los períodos de mayor demanda y menos agua en los de menor demanda, y este desplazamiento es mayor cuanto menor es la cantidad de agua de la que dispone una empresa.

Los resultados que obtienen Ocaña y Romero ponen de manifiesto que las empresas productoras disponen de un enorme poder de mercado que les permite establecer precios muy superiores a los que prevalecerían si existiese competencia perfecta. Como en el trabajo de Green y Newbery para Inglaterra y Gales, el precio de equilibrio disminuye notablemente cuando se utiliza una función de demanda más elástica, lo que indica que una mayor respuesta de los compradores ante variaciones en los precios provoca una reducción del margen que tienen las empresas para incrementarlos.

BIBLIOTECA VIRTUAL

Ocaña y Romero también han calculado el equilibrio que resulta al considerar una menor concentración horizontal. Para ello, suponen que FECSA y Sevillana mantienen la autonomía operativa y actúan al margen del grupo Endesa. En este caso, se obtienen unos precios bastante más bajos a pesar de que las dos mayores empresas, Endesa e Iberdrola, conservan una cuota de mercado de casi un 65%. Al comparar los márgenes entre precios y costes que corresponden a ambas situaciones también se observa una significativa disminución (véase cuadro 6.7).

CUADRO 6.7. PODER DE MERCADO Y NÚMERO DE OLIGOPOLISTAS

	Precio en el equilibrio de Cournot		**Margen entre precio y coste marginal (*)**	
	3 oligopolistas	6 oligopolistas (#)	3 oligopolistas	6 oligopolistas (#)
Pendiente = 1000	7’03 ptas/KWh	5’77 ptas/KWh	50’09%	40’46%
Pendiente = 1500	5’78 ptas/KWh	5’02 ptas/KWh	39’22%	31’60%
Pendiente = 2000	5’15 ptas/KWh	4’69 ptas/KWh	31’86%	26’00%

(*): Calculado como [(Precio-Coste marginal en el equilibrio)/(Precio)]. (#): Se supone que Hidroeléctrica del Cantábrico no se comporta como precio-aceptante. Fuente: Ocaña y Romero (1998).

Además, Ocaña y Romero encuentran “un grado de correlación razonable” entre el poder de mercado que ejercen las compañías productoras, medido a través del margen

relativo entre precios y costes, y el valor que toma el Índice de Herfindahl cuando se calcula mediante las cuotas de mercado asociadas a las estrategias de equilibrio. Este resultado justifica el uso de dicho índice como indicador de la capacidad que tienen las empresas para fijar los precios[264].

A pesar de la enorme utilidad de estos modelos, debemos tener en cuenta que sus resultados han de ser interpretados con precaución porque los supuestos considerados y las simplificaciones que se realizan cuando se especifica cualquier modelo limitan el alcance de dichos resultados. Así, por ejemplo, Catherine Wolfram (1995) ha señalado que los precios estimados por Green y Newbery son bastante más elevados que los realmente observados. Probablemente, estas diferencias se explican porque, en la práctica, los precios del *Pool* también dependen de varios factores que no están presentes en el modelo:

a. En primer lugar, debemos tener presente el efecto de los contratos por diferencias que estaban vinculados a la compra de carbón autóctono. Como se explicó en el capítulo cinco, estos contratos debilitaban la relación entre los ingresos de las empresas productoras y los precios del *Pool* (de hecho, durante el primer año, llegaron a ser inferiores al coste evitable). Cuando se redujo la cobertura de los contratos, los precios se incrementaron hasta alcanzar niveles que el regulador consideró excesivamente elevados. Aún así, como vimos en el capítulo cinco, la existencia de este tipo de contratos ejerce una notable influencia sobre las estrategias que siguen las compañías que operan en el mercado. Además, la utilización de contratos por diferencias a largo plazo ha facilitado la entrada de nuevos competidores, que han sido capaces de encontrar financiación para sus inversiones gracias a

[264] Conviene señalar que la correlación no es total porque el Indice de Herfindahl *infravalora* el poder de mercado.

la garantía de que podrían vender su producción a las empresas de distribución.

b. La entrada de nuevas compañías no sólo provoca una reducción de la concentración horizontal, sino que también desempeña una función decisiva como amenaza que condiciona la estrategia de la empresas ya instaladas. La influencia de esta amenaza sobre los incentivos que determinan el comportamiento de los productores que operan en el mercado no está recogida en el modelo.

c. Otra amenaza que puede condicionar la estrategia de las compañías es la posibilidad de que se produzca una intervención del regulador, que dispone de instrumentos para actuar si considera que los precios son excesivos. De hecho, en Inglaterra y Gales, el regulador tomó medidas para combatir el poder de mercado que poseían los productores, imponiendo una venta de activos de generación para reducir la concentración horizontal, y estableciendo un límite de precios para aminorar el margen de actuación de las empresas. El modelo no recoge la influencia de la amenaza ni el efecto de estas medidas sobre las estrategias de los productores, que modificaron sus tácticas para seguir obteniendo los máximos beneficios.

d. Tampoco se contempla la posibilidad de que se produzca algún tipo de colusión. En el modelo utilizado se supone que cada compañía ejerce el poder de mercado unilateralmente, sin coordinar su estrategia con las demás, así que se obtiene como resultado un equilibrio no cooperativo. Sin embargo, no debemos descartar la posibilidad de que se llegue a un compromiso, explícito o implícito, que amplíe la capacidad de las empresas para influir en

la evolución de los precios. Los incentivos que fomentan la adopción de estrategias cooperativas dependen de varios factores:

- Del número de productores que operan en el mercado: cuantos menos sean, más fácil es la colusión.
- De la existencia de competidores potenciales: si el establecimiento de precios muy superiores a los costes marginales puede animarlos a entrar, las empresas tendrán pocos incentivos para llegar a acuerdos.
- De la frecuencia con que se fijan los precios: cuanto más se repite el proceso, más fácil es que las empresas aprendan a coordinarse.
- De la probabilidad de que las compañías vuelvan a encontrarse en el futuro: si es elevada, el productor que no coopera se enfrenta al riesgo de tener que soportar las represalias de los demás en posteriores períodos.
- De las dificultades que plantea la supervisión de las tácticas empleadas por las demás empresas: si el proceso es relativamente transparente y la negociación se repite con frecuencia es más fácil observar las estrategias de las restantes compañías, así que cada productor tiende a confiar en que los demás van a cumplir sus compromisos porque, si no lo hicieran, serían rápidamente descubiertos. Cuando no se puede vigilar el comportamiento de las otras empresas, es difícil que se produzca algún tipo de colusión porque ninguna confía en que las demás vayan a cooperar.

e. Finalmente, debemos reparar en el hecho de que el modelo de Green y Newbery no tiene en cuenta que las compañías productoras pueden influir en

el precio final mediante las declaraciones de disponibilidad o la presentación de ofertas ajustadas a las restricciones que existen en la red de transporte.

Por tanto, los resultados del trabajo realizado por Green y Newbery no se deben tomar como predicción del nivel de precios que se va a registrar en *Pool*. Solamente son una medición del poder de mercado en un contexto muy específico, delimitado por una serie de supuestos y por las restricciones que impone la utilización de modelos. Tanto Ocaña y Romero como Borenstein y Bushnell (1998) han señalado estas limitaciones: unos y otros autores coinciden en que estos modelos únicamente sirven para obtener una medición aproximada del margen que tienen las empresas para ejercer su poder de mercado, ofreciendo, al mismo tiempo, una pista sobre las estrategias que pueden emplear para maximizar sus beneficios[265].

6.3.4. Factores que determinan el poder de mercado de los productores españoles

Aunque el trabajo de Ocaña y Romero proporciona bastante información sobre la capacidad que tienen las compañías generadoras para influir sobre los precios, es necesario hacer referencia a factores que no están incluidos en su modelo para tener una idea más exacta del grado de competencia que puede llegar a existir en el mercado de producción y del poder de las empresas para fijar los precios.

En España, la protección al carbón nacional se ha organizado a través de instrumentos distintos a los que se utilizaron en Inglaterra y Gales. Así pues, la liberalización no ha traído consigo el establecimiento de un conjunto de contratos por diferencias, y no es previsible que este tipo de contratos vaya a alcanzar un gran desarrollo en un futuro inmediato, pues, dada la relación que existe entre los

[265] Aunque en un mercado como el *Pool* existe una elevada probabilidad de que se llegue a alguna forma de colusión, los modelos que se emplean para determinar el equilibrio cuando las empresas pueden poner en práctica estrategias cooperativas son extraordinariamente complejos, suelen generar

productores y los distribuidores, sería necesario que los comercializadores independientes lograsen una cuota de mercado bastante elevada para que la cobertura de los contratos por diferencias pudiera llegar a influir sobre el poder de fijación de precios de las empresas generadoras.

Un factor que sí puede condicionar la evolución de los precios que se determinan en el mercado español es la colusión entre las empresas productoras. Como en Inglaterra y Gales, existe una importante concentración horizontal, y el proceso que conduce a la fijación de los precios se repite frecuentemente con la participación de las mismas compañías. Sin embargo, la probabilidad de que se produzca algún tipo de colusión se incrementa porque, a diferencia de Inglaterra y Gales, donde las empresas que iban a competir en el *Pool* se crearon prácticamente a la vez que se ponía en funcionamiento este mercado, las compañías de generación que existen en España son el resultado de la unión de sociedades que tienen un origen muy antiguo, que se conocen bien y que ya han llegado a acuerdos en el pasado para resolver muchas de las discrepancias que han existido entre ellas. Además, todas han formado parte de una sociedad que crearon para defender sus intereses (UNESA), y aún comparten la propiedad de algunas centrales que construyeron conjuntamente para repartirse el coste de las inversiones o que se dividieron como consecuencia de los intercambios de activos acordados a mediados de los ochenta y principios de los noventa (véase cuadro 6.8). En algunos casos, la propiedad de estas instalaciones se instrumenta a través de sociedades conjuntas, como Nuclenor (participada por Endesa e Iberdrola al 50%), Eléctrica Conquense (Unión Fenosa posee el 46% y el resto pertenece a Iberdrola) y Barras Eléctricas Galaico-Asturianas (Endesa controla el 54’8% y Unión Fenosa posee el 44’8%). La potencia instalada en estas centrales asciende a casi 7.000 MW, que constituyen el 14’6% de la

resultados ambiguos y, normalmente, son de difícil aplicación empírica (Borenstein, Bushnell y Kneittel, 1998).

capacidad de producción del parque de generación peninsular a 31 de diciembre de 1998 y el 16% de la potencia existente en las instalaciones que tienen las empresas de UNESA en la Península. La existencia de centrales pertenecientes a varias compañías obliga a llegar a un acuerdo sobre los criterios que han de guiar su explotación, y ello no hace más que acrecentar la probabilidad de que esas empresas decidan coordinarse para poner en práctica estrategias cooperativas.

CUADRO 6.8. INSTALACIONES DE PROPIEDAD COMPARTIDA (*)

	Empresas propietarias
Almaraz I y II (1.862 MW)	Iberdrola.....52'7% Endesa.....36'0% Unión Fenosa.....11'3%
Santa María de Garoña (460 MW)	Endesa.....50'0% Iberdrola.....50'0%
Vandellós II (1.004 MW)	Endesa.....72'0% Iberdrola.....28'0%
Ascó II (930 MW)	Endesa.....85'0% Iberdrola.....15'0%
Trillo I (1.066 MW)	Iberdrola.....49'0% Unión Fenosa.....34'5% HC.....15'5% Endesa.....1'0%
Anllares (350 MW)	Unión Fenosa.....66'6% Endesa.....33'3%
Soto de Ribera I, II y III (672 MW)	Iberdrola.....33'3% Endesa.....33'3% HC.....33'3%
Aceca I y II (627 MW)	Iberdrola.....50'0% Unión Fenosa.....50'0%
TOTAL POTENCIA COMPARTIDA:.....6.971 MW	

(*): Sin incluir las participaciones de Endesa, Iberdrola e Hidroeléctrica del Cantábrico en Elcogás. Elaboración propia a partir de CNSE (1998c).

Uno de los factores que puede desaconsejar la colusión es el que se refiere a la posibilidad de que los altos precios resultantes puedan fomentar la entrada de nuevos competidores. Sin embargo, en el sector eléctrico español existe un considerable exceso de potencia: a finales de 1998, la capacidad de producción del parque de generación peninsular era de 47.800 MW, mientras que la máxima demanda de potencia que se registró durante 1998 fue de 29.484 MW[266]. Así pues, la capacidad disponible es más que suficiente para atender las necesidades actuales, y el margen entre la potencia instalada y la demanda máxima (38%) es muy superior al que se suele exigir por razones de seguridad (10-15%).

A pesar de este enorme superávit, las empresas ya ubicadas en el mercado han informado de que tienen la intención de incrementar su capacidad de producción mediante la construcción de varias centrales de gas de ciclo combinado[267]. Como ya se explicado en otros capítulos, en la actualidad, esta tecnología permite producir energía a un coste variable relativamente bajo mediante la utilización instalaciones que se pueden construir en un plazo comparativamente breve, así que es muy probable que las compañías dispuestas a entrar en el mercado español se decanten por esta alternativa (de hecho, los proyectos que han anunciado Enron y AES confirman esta previsión[268]) . Además, la electricidad que se genera en España por medio de CCGTs tiene un peso muy reducido, así que puede haber hueco para unas cuantas centrales de este tipo.

Como existe exceso de potencia en el sistema eléctrico español, es muy posible que la energía producida en las nuevas instalaciones obligue a cerrar algunas de las que

[266] Fuente: REE (1999).

[267] Véase EXPANSIÓN, 19 de abril de 1999. Además, entre las centrales previstas, se incluyen dos que serán construidas conjuntamente por Iberdrola y Unión Fenosa (véase EXPANSIÓN, 4 de mayo de 1999).

[268] Véase CINCO DÍAS, 15 de mayo de 1998 y EXPANSIÓN, 15 de diciembre de 1998.

se están empleando actualmente[269]. Esta sustitución puede estar justificada por razones de eficiencia, ya que la incorporación de estas centrales de gas puede servir para aminorar el coste de la electricidad que se negocia en el mercado. Sin embargo, el balance final de este proceso quizás no esté tan claro, pues la sustitución de instalaciones ya existentes, que han sido total o parcialmente amortizadas y que aún podrían seguir funcionando, por otras que todavía se han de construir puede no ser una estrategia eficiente desde el punto de vista social. En Inglaterra y Gales, algunos estudios han revelado que, al comparar los costes de funcionamiento de las centrales de carbón que aún seguían operativas con los que acarreaba la construcción y utilización de las nuevas CCGTs, la diferencia no siempre justificaba la sustitución de unas por otras. Asimismo, debemos tener en cuenta que la decisión de ampliar el parque de generación con centrales de gas de ciclo combinado puede obedecer tanto al propósito de acometer nuevas inversiones para diversificar la composición del mismo y reducir los costes, como a la intención de cubrir un hueco para desanimar a posibles competidores. En este último caso, las empresas ya ubicadas en el mercado podrían estar defendiendo su poder para determinar precios a costa de realizar inversiones socialmente ineficientes.

Si aceptamos la hipótesis de que la producción de electricidad mediante centrales de gas de ciclo combinado es la alternativa más interesante para las compañías que desean entrar en el mercado, debemos concluir que, en principio, las empresas que operan en el sector del gas son las que se encuentran en una posición más favorable para competir con los cuatro productores que ya operan en el mercado. En particular, podríamos pensar que una compañía como Gas Natural, que suministra más del 85% del

[269] En abril de 1999, el Ministerio de Industria y Energía ya había recibido más de diez solicitudes para construir centrales de gas de ciclo combinado. Cuando todas estén en funcionamiento, la potencia del parque de generación peninsular se habrá incrementado en más de 10.000 MW, lo que supondrá un incremento del más del 20% con respecto a la capacidad del parque actual (EXPANSIÓN, 19 de abril).

gas que se consume en la Península[270], estaba llamada a convertirse en un sólido rival de las empresas tradicionales (de hecho, Gas Natural hizo pública su intención de actuar en esa dirección desde que se conocieron las líneas maestras del nuevo marco regulador). No obstante, la evolución de los acontecimientos puede obligarnos a cambiar de opinión. En octubre de 1998, se supo que Endesa y Gas Natural habían acordado una alianza estratégica para construir varias centrales de gas de ciclo combinado y operar conjuntamente en el sector del gas, donde Endesa podía haberse convertido en rival de Gas Natural si hubiera mantenido su participación en CEPSA. Este pacto también incluye contratos a largo plazo que obligan a Endesa a comprar a su aliado todo el gas que necesite para producir electricidad en sus instalaciones, y establece un plazo para la entrada de Endesa en el capital del Repsol, que es el mayor accionista de Gas Natural (tiene una participación del 45%).

Al margen de la alianza estratégica entre Endesa y Gas Natural, debemos tener en cuenta que, desde principios de 1997, existe un pacto entre Repsol e Iberdrola, que comparten al Banco Bilbao-Vizcaya como accionista de referencia, para construir conjuntamente centrales de gas de ciclo combinado[271]. Tampoco podemos olvidar que, si bien Endesa ha abandonado el capital social de CEPSA, ésta sigue bajo el control de Unión Fenosa y el Banco Central Hispano, que es uno de los principales accionistas de esta compañía eléctrica.

Por tanto, existen fuertes vínculos entre las empresas productoras de electricidad y las que operan en el sector del gas, y ello hace prever que éstas últimas no se van a convertir en rivales de las primeras aunque se encuentren en una posición ventajosa para

[270] El resto del mercado está en manos de Gas Euzkadi y otras compañías regionales más pequeñas, como Gas Aragón, vinculada a Endesa, y Gas Asturias, participada por Hidroeléctrica del Cantábrico.

[271] A finales de mayo, cuando estaba a punto de cerrar este capítulo, Iberdrola anunció que había adquirido en bolsa el 3’5% de Repsol (véase EL PAÍS, 1 de junio de 1999).

aprovechar la tecnología que parece atraer el interés de otros posibles competidores. A su vez, éstos pueden encontrar dificultades para conseguir gas a un precio razonable, ya que casi todas las compañías que se lo podrían suministrar tienen incentivos para favorecer a los productores con los que se han aliado[272]. Así pues, los acuerdos entre las empresas de ambos sectores no sólo mitigan la amenaza que supone la posibilidad de tener que rivalizar con las compañías de gas, sino que también pueden contribuir a obstaculizar la entrada de otros potenciales competidores.

Las empresas extranjeras que incorporen una parte de su producción al sistema eléctrico español no se van a ver afectadas directamente por estas alianzas y pueden contribuir a incrementar la competencia en el mercado. Sin embargo, la capacidad de las interconexiones internacionales es muy limitada: actualmente, sólo equivale al 3'8% de la potencia instalada en la Península y al 6'1% de la máxima demanda de potencia registrada durante 1998 (véase cuadro 6.9). Así pues, las aportaciones de estas compañías van a tener poco peso en comparación con las que procedan del parque de generación perteneciente a los productores españoles (en 1998, las importaciones solamente ascendieron al 3% del total de energía negociada en el mercado de producción).

[272] El sector del gas está inmerso en un proceso de liberalización que tiene cierta similitud con el que se está llevando a cabo en el sector eléctrico: se ha aprobado la separación jurídica de la comercialización y se ha impuesto la elaboración de contabilidades distintas para las actividades que aún estarán verticalmente integradas, se ha establecido un calendario que determina los plazos que se han de cumplir para que los consumidores puedan elegir un suministrador alternativo, y se ha dispuesto que las empresas propietarias de las redes han de ponerlas a disposición de cualquier comercializador o consumidor cualificado que desee utilizarlas (véase Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos; publicada en el BOE nº 241, de 8 de octubre). Sin embargo, se ha descartado la creación de un mercado mayorista similar al que funciona en el sector eléctrico y se ha prohibido, durante diez años, la instalación de tuberías de distribución en aquellas zonas donde ya existe una infraestructura de

CUADRO 6.9. CAPACIDAD DE LAS INTERCONEXIONES (*)

	Capacidad para importaciones	
Francia	750 MW	
Marruecos	300 MW	
Portugal	750 MW	
Total	1.800 MW	
◗ Como % de la potencia instalada en la Península (43.522 MW).....		3’8%
◗ Como % de la demanda máxima de potencia en la Península (29.484 MW) (#)		6’1%

(*): A 31 de diciembre de 1998. (#): Potencia media horaria máxima demandada. Fuente: Ministerio de Industria y Energía (1998).

BIBLIOTECA VIRTUAL MIGUEL DE CERVANTES

Además, la función que pueden desempeñar las empresas extranjeras en el mercado de producción puede quedar mermada como consecuencia de la entrada de Iberdrola en el capital de Electricidade de Portugal (EDP), que genera más del 80% de la electricidad que se consume en el país vecino. Esta compañía fue parcialmente privatizada en 1998, y la empresa española aprovechó la venta para elevar su participación desde el 0’8% hasta algo más del 3%. La adquisición contó con el beneplácito del gobierno luso e incluyó un intercambio de consejeros y un acuerdo para invertir conjuntamente en plantas de generación[273]. A más largo plazo, si EDP deja de estar bajo el control del ejecutivo portugués, e Iberdrola consolida su posición en la compañía, la existencia de participaciones cruzadas puede limitar el efecto que podría tener la creación de un mercado eléctrico peninsular, ya que el vínculo que existe entre ambas empresas puede facilitar la puesta en práctica de estrategias colusorias.

Hasta ahora, solamente me he referido a factores de oferta. Sin embargo, el poder de mercado de los productores también depende de las características de la demanda a la que se enfrentan. Como han demostrado Ocaña y Romero, su estrategia varía en función de cuál sea la respuesta de los compradores ante variaciones en los

este tipo (en la industria del gas, puede ser rentable duplicar las redes). En este contexto, la primacía de Gas Natural puede convertirse en un serio obstáculo para el desarrollo de la competencia.

precios, de modo que, cuanto mayor sea la elasticidad de la demanda, menor será la capacidad que tendrán los generadores para fijar precios más elevados[274]. No obstante, debemos tener en cuenta que el trabajo que han realizado estos autores no considera el vínculo que existe entre las empresas productoras y sus compañías de distribución y suministro, que van a seguir adquiriendo la mayoría de la electricidad durante los próximos años. Este nexo facilita la coordinación entre los agentes que componen la oferta y la demanda y, como ambos tienen incentivos para desarrollar estrategias conjuntas con el fin de acomodar la evolución de los precios a sus intereses, es muy probable que acaben organizándose para hacerlo. Este es otro de los motivos por los que la aparición de comercializadores independientes puede limitar el poder de mercado de las empresas productoras.

En definitiva, parece que, al considerar ciertos factores no contemplados en el modelo de Ocaña y Romero, se refuerza la idea de que va a ser difícil que existan fuertes presiones competitivas en el mercado de producción, así que las empresas ya ubicadas en el mismo no deberían tener muchas dificultades para influir sobre la evolución de los precios. No obstante, conviene recordar que el procedimiento de cobro de los Costes de Transición a la Competencia establece una restricción que limita los ingresos que pueden lograr estas compañías: como vimos en el capítulo cuatro, la Ley 54/97 determina que si el precio medio anual de la energía negociada en el mercado supera las 6 pesetas/KWh, el exceso se resta del importe de la compensación pendiente. En consecuencia, un precio medio que rebase este umbral no proporciona mayores ingresos a los productores, de modo que podemos afirmar que, en la práctica, existe una

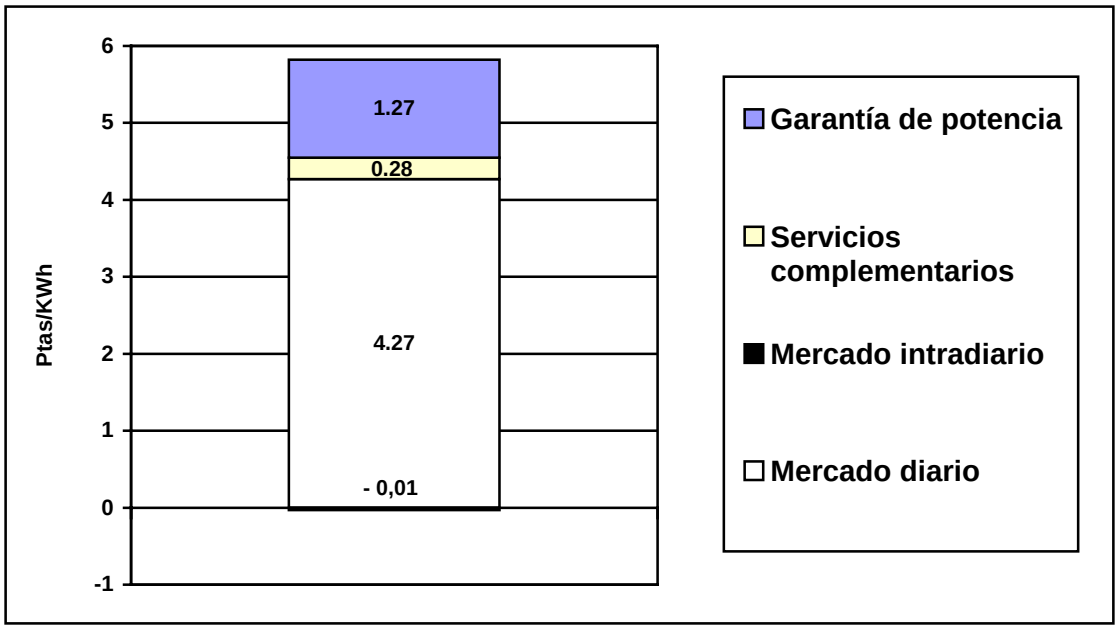
[273] Véase EXPANSIÓN, 29 de mayo de 1998.

[274] A lo largo de 1998, los agentes que han adquirido electricidad en el mercado han configurado funciones de demanda agregada muy inelásticas, en las que solamente se observa una pequeña reacción al precio en los tramos que incorporan la energía destinada a las centrales de bombeo (Fuente: Fernández (1998)).

limitación sobre los precios que se fijan en el mercado. Esta restricción no está contemplada en el modelo de Ocaña y Romero, que han obtenido resultados incompatibles con dicho umbral.

En 1998, el precio medio que se registró en el mercado diario se situó en 4’27 pesetas/KWh, lo que da lugar a un precio medio anual de 5’81 pesetas/KWh cuando se incorpora el efecto neto de las operaciones realizadas en el mercado intradiario y se añade el importe de la garantía de potencia y el coste de los servicios complementarios (véase gráfico 6.3). Por consiguiente, el precio medio correspondiente al mercado diario no se desvió demasiado del que obtuvieron Ocaña y Romero al calcular el equilibrio competitivo (3’51 pesetas/KWh), y al mismo tiempo, el precio medio total se situó ligeramente por debajo del umbral vinculado al cobro de los CTCs. Esto significa que, al menos durante el primer año, el límite de precios implícito en las normas que regulan la percepción de las compensaciones ha resultado eficaz como medio para evitar que las empresas utilicen su poder de mercado.

GRÁFICO 6.3. PRECIOS DEL MERCADO DE PRODUCCIÓN (1998)



Fuente: Ministerio de Industria y Energía (1998).

Por otra parte, conviene tener en cuenta que la existencia de esta compensación puede ejercer otro tipo de influencia sobre los incentivos que determinan las estrategias de las empresas que operan en el mercado. Como vimos en el capítulo cuatro, salvo en el caso de la parte que se destina a la financiación de planes extraordinarios, el importe que le corresponde a cada compañía se calcula mediante unos porcentajes predeterminados, así que una empresa productora que tenga una cuota de mercado inferior a esa participación puede estar interesada en que el nivel de precios no sea excesivamente elevado pues, de este modo, la compensación que se calcula como diferencia entre el total recaudado y la suma destinada al pago de las demás retribuciones será mayor y ello incrementará sus ingresos por CTCs. Cuando este aumento sea superior al que podría lograr mediante un precio de mercado más alto, a dicha empresa le conviene poner en práctica una estrategia destinada a conseguir que los precios no se eleven por encima de un cierto nivel (aquél a partir del cual los ingresos procedentes del mercado crecen menos de lo que disminuyen los derivados de la compensación). No obstante, la modificación que se realizó en el procedimiento de cobro de los CTCs a finales de 1998 puede haber acabado con su influencia sobre los incentivos de las compañías productoras, ya que ha dado lugar a una enorme reducción del importe máximo asignado a la parte de la compensación que se calcula por diferencias y, si esta cantidad es pequeña, será difícil que alguna empresa pueda estar interesada en que los precios "no se incrementen demasiado" [275].

Finalmente, debo referirme a las consecuencias que puede tener la forma en que se ha realizado la privatización de Endesa sobre el grado de competencia que va existir en el mercado de producción. Ya he explicado que, en Inglaterra y Gales, cuando se

[275] Tras la modificación del procedimiento de cobro, la mayor parte de la compensación se percibe a través de un porcentaje fijo que se aplica sobre el importe total facturado a los consumidores, de modo que la cantidad cobrada por esta vía no depende del nivel de precios que se establece en mercado.

inició la liberalización del sector eléctrico, prácticamente todas las compañías estaban en manos del Estado, y el gobierno decidió emprender una amplia política privatizadora para desprenderse de casi todas sus participaciones en esas empresas. Sin embargo, el ejecutivo no quiso aplazar las ventas cuando comprobó que la enajenación de las centrales nucleares planteaba importantes problemas y, al tomar esta decisión, desaprovechó la oportunidad que le ofrecía la privatización para conseguir una estructura empresarial menos concentrada.

En España, la propiedad privada era mayoritaria cuando se inició la liberalización: más de la mitad de la potencia instalada en el parque de generación peninsular se encontraba en manos de compañías privadas, y el resto pertenecía a Endesa, que estaba bajo el control de la SEPI, aunque los demás accionistas poseían casi el 60% del capital. Sin embargo, al igual que en el caso de Inglaterra y Gales, cabe reprochar al gobierno que no utilizase esta posición de control para adoptar medidas tendentes a lograr una menor concentración empresarial, pues, si hubiera imperado el deseo de fomentar la competencia, lo lógico habría sido optar por alguna de estas dos alternativas:

a. Vender las participaciones de Endesa en FECSA y Sevillana antes de proceder a la enajenación de las acciones de Endesa que aún se mantenían bajo el control del Estado. Como Ocaña y Romero han puesto de manifiesto, esta fragmentación habría permitido contar con una estructura empresarial menos concentrada, y ello habría aminorado notablemente el poder para determinar precios que poseen las compañías que ya operan en el mercado.
b. Dividir en dos partes el parque de generación del grupo y vender una de ellas antes de proceder a la total privatización de Endesa. Esta fragmentación habría tenido un efecto comparable al de las enajenaciones que impuso el

regulador británico cuando comprobó que no existía bastante competencia en el *Pool*.

Además, si hubiera escogido una de estas dos opciones, el gobierno podría haber aprovechado las ventas para facilitar la entrada de nuevos productores. No obstante, a la hora de diseñar la privatización de Endesa, estos razonamientos no fueron los que más peso tuvieron, ya que se otorgó más importancia a otras consideraciones: el mantenimiento de grandes grupos empresariales, menos expuestos a una adquisición hostil por parte de compañías extranjeras y más capacitados para actuar en el exterior[276], se ha impuesto sobre los argumentos referentes a la necesidad de procurar una menor concentración horizontal.

6.4. El debate sobre los Costes de Transición a la Competencia

6.4.1. Los costes varados como justificación del pago de compensaciones por transición a la competencia

La existencia de un sistema de compensaciones que proporcione una corriente de ingresos a las compañías que generan electricidad se justifica por la aparición de "costes varados" (*stranded costs*). Estos costes surgen cuando, como consecuencia de la alteración del marco regulador y el paso a un régimen competitivo, las empresas se encuentran con dificultades para recuperar los gastos ocasionados por algunas de las inversiones realizadas en el pasado, pues la entrada de nuevos productores que podrán emplear tecnologías más eficientes y no tendrán que recuperar estos costes puede dar

[276] El gobierno y el Grupo Parlamentario Popular emplearon este argumento para justificar su oposición a una hipotética fragmentación de Endesa (véase, por ejemplo, el nº 570 del Diario de Sesiones del Congreso de los Diputados, 11 de noviembre de 1998).

lugar a unos precios más bajos que los garantizados por la anterior regulación (Lasheras, 1996).

Entre los costes varados se incluyen los ocasionados por la construcción de equipos no amortizados que no pueden producir electricidad a un precio inferior al que determina el mercado, pero también se suelen agregar los originados por ciertas obligaciones impuestas por la Administración, como la utilización de energías renovables, la adquisición de combustible a través de contratos a largo plazo que garantizan un precio superior al del mercado, o el diferimiento de costes que se trasladan al futuro con el fin de evitar un incremento brusco en las tarifas (Baumol, Joskow y Kahn, 1994). En general, se trata de costes que se habrían recuperado sin dificultades a través de los mecanismos previstos por el anterior marco regulador, pero sobre los que no existe ninguna garantía de recuperación en un entorno competitivo, ya que el precio de mercado puede no proporcionar suficientes ingresos.

Por tanto, la aparición de los costes varados es la razón de que se pague una compensación a las empresas eléctricas que venían operando bajo el anterior marco regulador, pues, si no se les abonase, la transición hacia un régimen competitivo podría ocasionarles un perjuicio económico. Cuando la liberalización se inicia en un contexto en el que todas las compañías son públicas, lo normal es que no sea necesario establecer un sistema de compensaciones, ya que es el propio Estado el que asume los costes de la alteración del marco regulador. Además, si la liberalización lleva aparejada la venta de las empresas públicas, los compradores privados no incluirán dentro del precio de los activos los importes que no se van a recuperar, y la cantidad que paguen sólo reflejará el flujo de ingresos que esperan conseguir bajo el nuevo régimen competitivo, así que no hará falta abonarles ningún tipo de compensación. En Inglaterra y Gales, se produjo una situación de este tipo: las empresas se privatizaron cuando ya se había iniciado la

liberalización del sector, de modo que fue el Estado el que soportó, a través de un menor precio de venta, los perjuicios económicos originados por la modificación del marco regulador[277]. Por consiguiente, la experiencia de Inglaterra y Gales no nos sirve para analizar el caso español, pues, cuando entró en vigor la Ley 54/97, aquí predominaba la propiedad privada.

Cuando existen empresas privadas, la alteración del marco regulador puede provocar una ruptura del "contrato regulatorio implícito" (*implicit regulatory contract*) que ordena la relación entre las compañías y la Administración (Brennan y Boyd, 1997): bajo la anterior regulación, las empresas no podían conseguir las máximas ganancias (las propias de una situación de oligopolio o monopolio), pero, a cambio, la Administración les aseguraba la recuperación de los costes en que incurriesen y les garantizaba que su nivel de beneficios no se vería afectado por ciertas situaciones de riesgo o incertidumbre. Si la modificación del marco regulador conduce a un régimen competitivo, en el que no se asegura la recuperación de los costes, será necesario arbitrar algún mecanismo para que las empresas ingresen las cantidades que van a dejar de percibir, ya que, en caso contrario, se estará rompiendo el contrato implícito que regulaba las relaciones entre las compañías y la Administración.

Baumol y Sidak (1995) han hecho hincapié en las consecuencias que puede tener la falta de un sistema que garantice unas compensaciones adecuadas. Estos autores consideran que, si la Administración no respeta sus compromisos, las empresas no volverán a confiar en que se cumplan, y se mostrarán más cautas a la hora de acometer nuevas inversiones, lo que provocará una disminución de la calidad del servicio que reciben los consumidores. Este temor se extenderá por los mercados de capitales, que

[277] No obstante, cabe señalar que, aunque el gobierno asumió los costes varados originados por las inversiones en activos fijos, que son los que suelen tener un mayor peso, también habilitó mecanismos para trasladar a los consumidores algunos otros costes varados, como los ocasionados por la obligación de

considerarán que el equilibrio económico-financiero del sector eléctrico puede estar condicionado por los cambios que impone la Administración, así que reducirán la financiación que le proporcionan y exigirán una mayor prima de riesgo, lo que agravaría aún más las dificultades que deben afrontar las compañías que no pueden recuperar sus costes varados. Además, si estas empresas no reciben una compensación apropiada, se puede aminorar la eficiencia productiva del conjunto del sector, porque aunque dispongan de instalaciones que sean capaces de generar una electricidad más barata que la ofrecida por los nuevos productores, pueden verse desplazadas por éstos, que estarán libres de costes varados y disfrutarán de una situación financiera más saneada. Así pues, cabe la posibilidad de que, a largo plazo, los consumidores sean abastecidos por una combinación de instalaciones que no coincida con la que les habría permitido conseguir un suministro más barato.

A pesar de los anteriores argumentos, el pago de compensaciones a las empresas afectadas por una alteración del marco regulador se ha revelado como una cuestión controvertida y ha suscitado un gran debate allí donde se ha planteado (Brennan y Boyd, 1997). Generalmente, el importe de los costes varados es muy elevado, y la discusión sobre los mecanismos que pueden facilitar su recuperación se suele plantear como un "juego de suma cero", en el que las cantidades que perciben las compañías acaban saliendo del bolsillo de los consumidores. Además, algunos autores han cuestionado la necesidad de establecer tales mecanismos.

Por ejemplo, Stelzer (1994) ha señalado que ninguna norma es eterna. Por tanto, las empresas siempre deben tener en cuenta la posibilidad de que se produzcan cambios en la regulación, y más aún cuando se está desarrollando un amplio proceso de liberalización a nivel mundial. A su juicio, una compañía eficiente que sepa aprovechar

---

adquirir carbón nacional (a través de contratos por diferencias con las RECs), o los generados por el fomento de la producción de electricidad mediante energías renovables (a través del *Fossil Fuel Levy*).

las oportunidades que ofrece este proceso de liberalización económica no sólo será capaz de mantener sus posiciones en el sector en que haya operado tradicionalmente, sino que también podrá penetrar en nuevos mercados y diversificar sus actividades para introducirse en otros sectores.

Studness (1995) ha hecho hincapié en la necesidad de examinar las inversiones que dan lugar a los costes varados, para determinar si obedecieron a unas necesidades reales. Este autor ha demostrado que ya existía un importante exceso de capacidad cuando se construyeron algunas de las centrales nucleares que existen actualmente en los Estados Unidos, y ha señalado que los costes ocasionados por la construcción de tales instalaciones no se deberían considerar a la hora de calcular las compensaciones a las que puedan tener derecho las empresas productoras.

Por su parte, Navarro (1996) ha subrayado que el pago de compensaciones pone en manos de las compañías receptoras unos ingresos que pueden ser utilizados para levantar barreras que obstaculicen la entrada de nuevos productores, o para competir en el mercado por medio de plantas obsoletas que habrían sido inmediatamente amortizadas si no se hubiera establecido ese sistema de compensaciones. Sin embargo, Joskow (1996) ha rechazado estos argumentos. Este autor considera que, cuando el importe de los pagos se calcula por medio de un procedimiento apropiado, ninguna de las empresas que los reciben se encuentra en una posición ventajosa para competir con las demás. Joskow indica que, si las compañías productoras venden su energía en un mercado competitivo que funciona correctamente, las ofertas que presenten dependerán únicamente de sus costes evitables, y el resultado de la pugna entre las empresas presentes en ese mercado no se verá condicionado por unos pagos que sólo garantizan la recuperación de inversiones realizadas en el pasado. No obstante, la argumentación de Joskow no excluye la posibilidad de que las compensaciones puedan interferir en el

funcionamiento del mercado, pues, si no están bien calculadas y proporcionan demasiados ingresos, los productores que las reciban podrán apoyarse en ellas para presentar ofertas a un precio inferior al coste evitable.

Por tanto, al margen del debate sobre la conveniencia de abonar tales compensaciones, emerge otro bien distinto acerca de cuál es el método que se debe emplear para determinar el importe de las mismas. En términos generales, podemos distinguir dos tipos de procedimientos:

a. Los que se emplean para calcular de antemano la cuantía total de las compensaciones (*up-front*). En estos casos, el importe que van a percibir las empresas se determina a la vez que se inicia la transición hacia un régimen competitivo. La ventaja de este tipo de procedimientos es que cada compañía conoce perfectamente la cantidad que va a recibir, así que el cobro de las compensaciones no introduce ningún tipo de incertidumbre en su actuación. Sin embargo, estos métodos tienen el inconveniente de que no se puede saber de antemano cuál va a ser el nivel de ingresos que van a conseguir a través del mercado. Por tanto, el importe de las indemnizaciones se tiene que calcular a partir de previsiones sobre la evolución del consumo, las ventas que van a efectuar las compañías implicadas y el precio que va alcanzar su producción en el mercado. Todas estas estimaciones estarán sujetas a errores, y ello puede dar lugar a enormes diferencias entre la cantidad determinada a priori y la suma que debieran haber recibido si las compensaciones se hubiesen hallado a partir de los datos reales.

Estos problemas se pueden evitar si se calcula el valor de mercado de los activos fijos procedentes del período anterior mediante una subasta que revele el precio que estaría dispuesto a pagar un comprador que estuviera interesado en

adquirir tales activos bajo el nuevo marco regulador. Sin embargo, para que esta solución proporcionase unos resultados verdaderamente significativos, sería necesario que existiera un mercado de compra-venta de activos de generación que estuviese bastante desarrollado, pues, en caso contrario, la subasta no sería competitiva, y las empresas que acudieran no dispondrían de suficiente información sobre el valor de los activos, lo que podría introducir un sesgo a la baja en el precio, y ello daría lugar a unas compensaciones excesivamente elevadas.

b. Los que se utilizan para ir ajustando gradualmente el importe de las compensaciones (*on-going*). Cuando se emplean estos métodos, se toma como punto de partida una cifra aproximada que se va adaptando a la evolución del mercado competitivo y a los cambios que se producen en las variables que pueden influir sobre la recuperación de los costes ocasionados por las inversiones pasadas. Estos procedimientos tienen dos inconvenientes fundamentales: generan incertidumbre porque las empresas no conocen de antemano el importe de las compensaciones[278], y suponen una mayor complejidad porque es necesario establecer mecanismos para revisar periódicamente la cantidad establecida. Sin embargo, frente a los métodos *up-front*, los procedimientos *on-going* tienen la ventaja de que permiten un cálculo más exacto, ya que proporcionan un resultado más ajustado al verdadero valor de los costes varados. De este modo, se evita el pago de unas compensaciones excesivas que podrían ser utilizadas para impedir el desarrollo de la competencia en el mercado.

[278] Además, durante el período en que se perciben las compensaciones puede producirse un cambio en los criterios que determinan los cálculos concretos. Así, por ejemplo, una modificación del peso que se asigna a cada variable a la hora de hallar el importe exacto de las compensaciones podría provocar una alteración sustancial de las cantidades entregadas.

Con independencia de que se utilicen métodos de uno u otro tipo, algunos autores han señalado la conveniencia de aminorar el importe resultante a través de la aplicación de un descuento, ya que ello incentivaría a las empresas para lograr la máxima eficiencia en la gestión de las instalaciones que dan lugar a los costes varados (Ariño, 1997).

En España, los costes varados tienen su origen en el Marco Legal Estable. Como ya se ha explicado, esta regulación garantizaba la recuperación del valor estándar de los activos fijos y aseguraba el cobro de una rentabilidad que se calculaba a partir de una tasa aplicada sobre esos valores, que eran determinados por la Administración e incluían, entre otros elementos, el coste de adquisición, las inversiones adicionales, el complemento por intercambio de activos y, en algunos casos, parte de los costes financieros generados por la construcción de las centrales ("gastos financieros activados"). Para evitar bruscos incrementos de las tarifas, el valor estándar se recuperaba a través de un procedimiento que difería el cobro de una parte de los ingresos correspondientes a los primeros años del período que seguía a la entrada en funcionamiento de las instalaciones.

Al margen de los costes varados que hayan podido aparecer como consecuencia de la desaparición de este régimen retributivo, existen otras cargas "heredadas" del anterior marco regulador:

a. La obligación de adquirir carbón nacional a un precio superior al vigente en los mercados internacionales. Los costes ocasionados por esta imposición se trasladan a los consumidores, así que las empresas tienen garantizada la recuperación de los mismos.

b. Los pagos reconocidos a las empresas propietarias de instalaciones afectadas por la moratoria nuclear, los gastos originados por el mantenimiento del stock básico de uranio, los descuentos implícitos en las tarifas de venta de electricidad a pequeños distribuidores y el coste de la segunda parte del ciclo del combustible nuclear, que se van a recuperar mediante las correspondientes "cuotas con destino especifíco".

c. La obligación de adquirir energía a los productores pertenecientes al régimen especial. En este caso, se trata de costes varados correspondientes a los distribuidores, que también los van a recuperar a través de una "cuota con destino específico".

El nivel de los porcentajes destinados a asegurar la recuperación de estos costes varados se determina todos los años cuando se efectúa la revisión de la tarifa eléctrica. Por tanto, se emplea un procedimiento que permite ir ajustando la cantidad recaudada al importe real de los compromisos asumidos por la Administración. El debate surge en torno a la compensación de los costes varados ocasionados por las inversiones en activos fijos de generación, que se percibe a través de la denominada "retribución fija de los Costes de Transición a la Competencia" [279]. Las próximas páginas se van a dedicar a examinar esta cuestión con más detalle.

6.4.2. El importe de los Costes de Transición a la Competencia

La Ley 54/97 establece que el importe máximo de los Costes de Transición a la Competencia asciende a casi dos billones de pesetas. Restando de esta cifra las periodificaciones y ajustes correspondientes al año 1997 (68.706 millones de pesetas) y

[279] La retribución fija de los Costes de Transición a la Competencia es la suma de la asignación general y la asignación específica.

la cantidad destinada a los productores que consumen carbón nacional (295.276 millones de pesetas), se obtiene el valor máximo de las compensaciones dirigidas a cubrir los costes varados ocasionados por las inversiones en activos fijos: 1.624.579 millones de pesetas. Este importe es el que resulta de la aplicación del denominado "procedimiento detallado", que determina el valor de los costes varados mediante la diferencia entre los ingresos que habría conseguido cada instalación si se hubiera mantenido el Marco Legal Estable y los que va a poder lograr en el mercado de producción. Después de hallar esa diferencia, se aplica un coeficiente corrector del 32'5% que aminora las cantidades obtenidas. El valor de este coeficiente, que reduce el importe máximo de los Costes de Transición a la Competencia con el fin de incentivar a las empresas para que gestionen eficientemente sus plantas de generación, se ha graduado de forma que el resultado generado por el "procedimiento detallado" se acomode al que ofrece el "procedimiento general" (1.629.206 millones de pesetas). Por tanto, aunque la cifra reconocida como cuantía máxima sea la que proporciona aquél método, este último ha tenido una influencia decisiva a la hora de establecerla.

6.4.2.1. El "procedimiento general"

Como vimos en el capítulo cuatro, este método consiste en el cálculo de la diferencia entre el valor neto contable de los activos de generación y el valor de mercado de dichos activos. En primer lugar, debemos realizar algunos comentarios sobre las cifras que se utilizan en cada caso:

a. En los cálculos recogidos en la Memoria Económica que acompañó a la Ley 54/97 se emplea el valor neto contable de los activos de generación a 31 de diciembre de 1995, que ascendía a 3.006.437 millones de pesetas. La Memoria Económica no informa sobre las partidas que están incluidas en ese importe, de forma que, en principio, no sabemos si se han añadido las cantidades

correspondientes al inmovilizado en curso o si se han tenido en cuenta los incrementos de valor contable provocados por las actualizaciones, las activaciones de gastos o los intercambios de activos. Tampoco explica por qué se han utilizado datos correspondientes a 1995, cuando lo adecuado habría sido habilitar algún mecanismo que hubiera permitido considerar las modificaciones que experimentase el valor neto contable durante los dos últimos ejercicios en que estuvo vigente el anterior marco regulador.

Los datos del Balance Consolidado de las empresas de UNESA nos sirven para comprobar que, a 31 de diciembre de 1995, el valor neto contable de los activos de generación que estaban en funcionamiento era de 3.015.081 millones de pesetas[280]. Podemos observar que esta cifra es muy similar a la que aparece en la Memoria Económica. La diferencia entre ambas no es relevante, ya que se puede explicar por el hecho de que, a finales de 1996, cuando se negoció el Protocolo, aún no se conocían los datos consolidados definitivos del ejercicio anterior, así que fue necesario emplear cifras provisionales. Posteriormente, la Memoria Económica se limitó a reflejar los importes que había pactado la Administración con las empresas. De hecho, podemos comprobar que el valor máximo de la retribución fija por Costes de Transición a la Competencia coincide plenamente con la cuantía que figura en el Protocolo. Además, el deseo de reproducir los cálculos que dieron lugar a la cifra que aparece en el acuerdo suscrito por el Ministerio y las compañías eléctricas explicaría por qué la Memoria Económica se basa en datos correspondientes a 1995.

[280] Fuente: UNESA (1997).

Si tomamos en consideración los datos correspondientes al 31 de diciembre de 1996, observamos un importante aumento del valor neto contable, que creció hasta situarse en 3.656.813 millones de pesetas. No obstante, cuando descontamos el incremento provocado por la revalorización de activos que se produjo en 1996, obtenemos una cifra ligeramente inferior a la del año anterior: 2.972.310 millones de pesetas[281].

La similitud entre el valor neto contable que recoge el Balance Consolidado y el que emplea la Memoria Económica nos permite equiparar ambos valores. Por consiguiente, el importe que utiliza la Memoria no incluye el valor neto contable del inmovilizado en curso ni los ingresos diferidos, que también podrían haber formado parte de la cantidad considerada. Sin embargo, las cifras procedentes de la contabilidad incluyen los incrementos ocasionados por varias revalorizaciones[282], por la activación de gastos asociados a la construcción de las instalaciones de generación (antes de la entrada en vigor del Marco Legal Estable), y por las operaciones de compraventa que siguieron a los acuerdos de intercambios de activos. Estas cantidades elevan el valor neto contable e incrementan el importe de la compensación por Costes de Transición a la Competencia. A mi juicio, la inclusión de tales cantidades puede ser puesta en cuestión, ya que tienen su origen en anotaciones contables originadas por circunstancias excepcionales.

[281] Fuente: UNESA (1998b). A comienzos de mayo de 1999, aún no se habían facilitado los datos correspondientes a 1997.

[282] La Memoria Estadística Eléctrica de 1988 recoge los incrementos de valor que originaron las diversas regularizaciones o actualizaciones de balances que se produjeron entre 1961 y 1983. Como consecuencia de las mismas, el valor neto contable del inmovilizado material de las empresas de UNESA fue experimentando diferentes incrementos que, en conjunto, ascendieron a 1.905.748 millones de pesetas.

En definitiva, se puede afirmar que los 3.006.437 millones de pesetas que figuran en la Memoria Económica son, fundamentalmente, el resultado de un pacto entre la Administración y las empresas, pues, a falta de una justificación detallada, esta cifra es tan válida o tan incorrecta como otra que, por ejemplo, hubiera incluido el valor neto contable del inmovilizado en curso y hubiese excluido las cantidades incorporadas por las revalorizaciones.

b. Para determinar el valor de mercado de las instalaciones se emplea el precio que surge al considerar un parque de generación teórico que está constituido, a partes iguales, por centrales de gas de ciclo combinado y plantas que producen electricidad a partir de carbón importado. Ahora bien, el hecho de que éstas últimas generen una energía más barata que las que utilizan carbón nacional, o que las primeras incorporen la tecnología que parece más rentable en estos momentos, no justifica la composición del parque teórico. A la hora de establecer esa combinación, no se ha tenido en cuenta que, para minimizar el coste medio de la electricidad que se suministra a los consumidores, es necesario disponer de una estructura más diversificada, ya que, en un sistema eléctrico, la evolución del consumo va determinando cuál es, en cada momento, el tipo de instalación que debe entrar en funcionamiento para cubrir cada uno de los tramos de la curva de carga. De hecho, al definir el parque de generación teórico se ha obviado el hecho de que, en la actualidad, alrededor del 50% de la electricidad consumida se produce en centrales nucleares e hidroeléctricas que aún van a continuar funcionando durante bastantes años, y que son capaces de producir electricidad a un coste variable manifiestamente inferior al del parque teórico. Estas instalaciones vienen desempeñando una función bien definida en la cobertura de la curva de carga: las centrales nucleares y las hidroeléctricas

fluyentes suelen funcionar permanentemente para atender la demanda básica, mientras que las hidroeléctricas de bombeo se suelen emplear para cubrir las puntas de carga.

Como en la Memoria Económica no se justifica la composición del parque teórico y la estructura que se ha definido tampoco es compatible con la minimización del coste de suministro, cabe afirmar que la combinación que se ha seleccionado es arbitraria, así que, de nuevo, podemos concluir que el precio de mercado que se utiliza en los cálculos (5'95 ptas/KWh) es, fundamentalmente, el resultado de un acuerdo entre la Administración y las empresas, ya que no parece existir ninguna razón que explique por qué se ha usado este parque de generación teórico.

Por otro lado, debo hacer hincapié en el hecho de que, al utilizar el coste variable del parque teórico (3'79 ptas/KWh) para determinar la cantidad que se podrá destinar a retribuir los costes fijos del parque realmente existente se está desvirtuando el cálculo que se pretende realizar, ya que, en lugar de obtener el valor de mercado de las instalaciones actuales, lo que resulta es el coste que supondría reemplazar estos activos por un parque de generación que tuviera la misma composición que el teórico y una vida útil idéntica a la del verdaderamente existente. Para que no ocurriera esto, sería necesario que el coste variable del parque teórico coincidiera plenamente con el del parque actual. Según los datos que aparecen en UNESA (1997), los coste variables que reconoció el Marco Legal Estable a las instalaciones de generación de las compañías de UNESA en el año 1995 ascendieron a 581.201 millones de pesetas[283]. Dividiendo esta suma entre la energía producida por esas empresas

[283] Esta cifra se obtiene sumando el coste neto del combustible (356.128 millones de pesetas) y el coste estándar por operación y mantenimiento (225.073 millones de pesetas).

durante el citado período (153.733 millones de KWh) se obtiene un resultado de 3’78 ptas/KWh. Por tanto, los costes variables reconocidos por el Marco Legal Estable en el ejercicio anterior a la firma del Protocolo resultan ser prácticamente idénticos a los del parque de generación teórico[284].

Sin embargo, no parece correcto extrapolar a todo el período una cantidad que corresponde a un ejercicio concreto. La Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, basándose en el modelo del Marco Legal Estable, ha realizado una estimación de los costes variables que van a soportar las compañías eléctricas durante los años comprendidos entre 1998 y el 2007. En este caso, se obtiene un resultado de 3’4 ptas/KWh, lo que incrementaría hasta 2’55 ptas/KWh la cantidad destinada a recuperar los costes fijos de las instalaciones existentes[285] (la Memoria Económica sitúa este importe en 2’16 ptas/KWh). Aunque este dato tiene su origen en una previsión que está sujeta a los mismos errores que cualquier otra estimación, resulta necesario tenerla en cuenta pues, como veremos más adelante, al sustituir la cifra que aparece en la Memoria por la que obtiene la CNSE, se produce una importante modificación en el valor de los Costes de Transición a la Competencia.

[284] No puedo dejar de resaltar tan “asombrosa” similitud.

[285] Fuente: CNSE (1998f). Las estimaciones de la CNSE producen los siguientes resultados:
- Coste variable de las centrales nucleares: 2’4 ptas/KWh.
- Coste variable de las centrales hidroeléctricas: 1’2 ptas/KWh.
- Coste variable de las centrales de gas: 5’48 ptas/KWh.
- Coste variable de las centrales termoeléctricas clásicas (descontando el incentivo por consumo de carbón nacional): varía entre 3’97 ptas/KWh y 5’26 ptas/KWh según el combustible utilizado.

Para obtener estos resultados se han empleado las previsiones sobre evolución de los precios de los combustibles que facilita la Dirección General de Energía de la Comisión Europea. Además, se ha considerado que la participación de cada tecnología en la producción de electricidad es la siguiente: nuclear, 31%; termoeléctrica clásica, 37%; petróleo, 3%; gas, 12%; hidroeléctrica, 17%.

Finalmente, es necesario subrayar que el resultado que proporciona la Memoria Económica también depende del valor que se asigna a ciertas variables que tienen una influencia decisiva en el importe final, como la tasa de descuento (fijada en el 5%), la producción inicial (establecida en 141.400 millones de KWh) o la participación de las instalaciones pertenecientes al régimen especial (10% de la producción inicial). Además, el valor de mercado de los activos de generación afectados por la alteración del marco regulador está condicionado por otras variables que ni siquiera aparecen en la Memoria Económica. La Comisión Nacional del Sistema Eléctrico ha reproducido los cálculos que aparecen en la misma y ha deducido el valor de esas variables[286]:

- Incremento de la demanda neta (diferencia entre la variación de la demanda total y el incremento de la participación de las instalaciones incluidas en el régimen especial): 0%.

- Vida útil residual de los activos de generación existentes: 5’9 años.

Sin embargo, la CNSE considera que estas variables deberían tomar un valor muy diferente del que figura en la Memoria[287]. En el cuadro 6.10 se puede observar la diferencia entre los parámetros que propone la Comisión y los que aparecen en la Memoria Económica.

[286] CSEN (1997c).

[287] CNSE (1998f).

CUADRO 6.10. COMPARACIÓN DE LA MEMORIA ECONÓMICA CON LA PROPUESTA DE LA CNSE

	MEMORIA ECONÓMICA	PROPUESTA CNSE
Valor neto contable del parque de generación existente (millones de pesetas)	3.006.437	3.006.437
Precio de mercado (ptas/KWh)	5’95	5’95
Producción inicial (GWh)	141.400 · 0’9 = 127.260	141.400
Variación de la demanda neta	0% anual	
- Variación de la demanda total		3% anual
- Variación de la participación del régimen especial		12% anual
Coste variable (ptas/KWh)	3’79	3’4
Tasa de descuento	5%	2’5%
Vida útil residual (años)	5’91	25’49

Fuente: Memoria Económica de la Ley 54/97, CSEN (1997c) y CNSE (1998f).

La Comisión Nacional del Sistema Eléctrico también señala que la Memoria Económica no ha tenido en cuenta el valor que tendrán los emplazamientos, las instalaciones de conexión a la red y las autorizaciones cuando las actuales centrales agoten su vida económica. Parece razonable argumentar que cualquier empresa dispuesta a entrar en el mercado español pagaría un precio por adquirir una ubicación que cuente con todos los permisos, que esté conectada con la red de transporte y que disponga de las infraestructuras necesarias. Así pues, debemos añadir al valor de mercado de los activos de generación una cantidad adicional que asciende a 257.881 millones de pesetas (según la CNSE, 10.000 ptas. por cada KW situado en centrales hidroeléctricas, y el 5% del valor bruto de la inversión si se trata de otro tipo de instalaciones). En el cuadro 6.11 se puede comprobar la enorme diferencia que existe entre el resultado de la Memoria Económica y el que obtiene el órgano regulador.

CUADRO 6.11. COMPARACIÓN DE RESULTADOS

	MEMORIA ECONÓMICA	PROPUESTA CNSE
Valor neto contable del parque de generación existente (millones de pesetas)	3.006.437	3.006.437
Importe recuperado a través del mercado (millones de pesetas)	1.377.231	2.723.609
Valor de los emplazamientos, instalaciones de conexión a la red y autorizaciones (millones de pesetas)	0	257.881
CTCs (millones de pesetas).....	**1.629.206**	**24.947**

Fuente: Memoria Económica de la Ley 54/97, CSEN (1997c) y CNSE (1998f).

En el Anexo I se presentan los resultados de un análisis de las variaciones que experimenta la retribución fija de los Costes de Transición a la Competencia cuando se alteran los parámetros que determinan el "Escenario Base", que es como se denomina al que aparece en la Memoria Económica de la Ley. En el cuadro 6.12 se ofrece un resumen de esos resultados.

CUADRO 6.12. VARIACIÓN DE LOS CTCs ANTE CAMBIOS EN UNO DE LOS PARÁMETROS

PARÁMETROS	ESCENARIO BASE	ESCENARIO CNSE	VARIACIÓN DE LOS CTCs (*)	ESCENARIO ALTERNATIVO (#)	VARIACIÓN DE LOS CTCs (*)
Tasa de descuento	5%	2'5%	**-115.593**	4%	**-44.516**
Vida útil residual (años)	5'9	25'49	**-2.496.935**	10	**-745.332**
Coste variable (ptas/KWh)	3'79	3'4	**-248.666**	3'6	**-121.145**
Producción inicial (GWh)	127.260	141.400	**-153.025**	135.000	**-83.763**
Precio de mercado (Ptas/KWh)	5'95	5'95	**0**	5'75	**110.194**
Variación demanda neta	0%				
- Variación demanda global		3%	**356.921**	2%	**249.153**
- Variación Régimen Especial		12%		8%	

Elaboración propia. (*): En esta columna se presenta la diferencia que aparece cuando se modifica cada uno de los parámetros del "Escenario Base", manteniendo los demás en el mismo nivel que utiliza la Memoria Económica. Los valores negativos inferiores a 1.629.206 implican CTCs negativos.(Datos en millones de pesetas). (#): En todos los casos se ha tomado un valor intermedio entre el que propone la CNSE y el que figura en la Memoria Económica, salvo en el precio de mercado (como es el mismo en ambos escenarios, aquí he optado por un precio ligeramente inferior para recoger el efecto que se podría producir como consecuencia de una mayor competencia en el mercado).

Los datos que aparecen en el cuadro 6.12 ponen de manifiesto que el valor de la retribución fija de los CTCs es extraordinariamente sensible a cambios en los parámetros utilizados en los cálculos:

a. El valor de mercado de los activos se obtiene actualizando la corriente de ingresos originada por las ofertas presentadas en el mercado de producción. Por tanto, una disminución de la tasa de descuento aminora los CTCs. Si empleamos un valor más bajo, su importe se puede llegar a reducir en más de 100.000 millones de pesetas (la CNSE considera que la evolución de los tipos de interés justifica el uso de una tasa de descuento del 2'5%).

b. La mayor diferencia entre la propuesta de la CNSE y el "Escenario Base" proviene de la utilización de vidas útiles residuales completamente distintas. Si aceptamos los cálculos de la Comisión, la vida útil media de los equipos actuales se alargaría hasta 25'49 años y las empresas tendrían que "devolver" a los consumidores más de 800.000 millones de pesetas[288]. Considerando un período más breve (10 años), el importe de la retribución fija se reduce en casi un 50%.

c. Si sustituimos el coste variable que figura en la Memoria por la estimación que ha elaborado la CNSE, se incrementa el importe que se puede destinar a la recuperación de los costes fijos y los CTCs se reducen en casi 250.000 millones de pesetas. Empleando la media entre el valor que figura en la Memoria y el que propone la Comisión (3'6 ptas/KWh) la disminución es de más de 120.000 millones de pesetas.

[288] La Comisión ha calculado la vida útil residual como media ponderada de las vidas útiles residuales correspondientes a las distintas instalaciones. El factor de ponderación es la participación de cada una en la potencia total. En la Memoria Económica no se justifica el valor que se asigna a la vida útil residual.

d. Partiendo de una producción inicial más elevada, la corriente de ingresos futuros se incrementa y los CTCs se pueden reducir en más de 150.000 millones si se acepta el volumen de energía que utiliza el órgano regulador.

e. Una disminución del precio de mercado provoca un efecto similar al de un incremento en los costes variables: las cantidades destinadas a recuperar los costes fijos se reducen y los CTCs se incrementan. En la propuesta de la Comisión y en el "Escenario Base" se supone que, en un mercado competitivo, el precio se va a situar en 5'95 ptas/KWh. Ahora bien, si consideramos la posibilidad de que se desarrolle una mayor competencia, el precio se podría rebajar hasta, por ejemplo, 5'75 ptas/KWh, lo que incrementaría los CTCs en más de 100.000 millones de pesetas.

f. La Memoria Económica supone implícitamente que la demanda neta no va a aumentar. Pero si tenemos en cuenta que, durante los últimos años, la aportación de las instalaciones incluidas en el Régimen Especial ha crecido mucho más que la demanda total, parece razonable incorporar la posibilidad de que esta diferencia se mantenga en el futuro. Esto produciría una reducción del flujo de ingresos obtenido en el mercado y los CTCs aumentarían (podrían crecer en más de 350.000 millones de pesetas si la demanda neta se incrementa al ritmo que propone la Comisión).

Una vez más, es necesario hacer hincapié en el hecho de que, como demuestran los resultados anteriores, pequeñas diferencias entre los parámetros considerados en la Memoria Económica y los valores reales pueden dar lugar a importantes disparidades entre la cantidad que se calcula de antemano y las compensaciones que deberían percibir las empresas si se fuera ajustando el importe para adaptarlo a la evolución de las distintas variables. En el Anexo II, he recogido los resultados que podríamos obtener si modificásemos a la vez varios de los parámetros que determinan el "Escenario Base" y, en el cuadro 6.13, he comparado el importe que aparece en la Memoria con algunos

de esos resultados[289]. La magnitud de las diferencias vuelve a poner de manifiesto las enormes variaciones que se producen cuando se utilizan parámetros distintos a los del "Escenario Base":

- En el "Escenario Alternativo (3)", el importe de la retribución fija de los CTCs es superior al de la Memoria Económica incluso después de restar el valor de los emplazamientos, las autorizaciones y las instalaciones de conexión a la red.

- En el "Escenario Alternativo (5)", el resultado inicial también supera al que aparece en la Memoria Económica, pero se sitúa por debajo después de restar el valor de los emplazamientos, las autorizaciones y las instalaciones de conexión a la red.

- Tanto el "Escenario Alternativo (1)" como el "Escenario Alternativo (3)" producen un saldo inferior al de la Memoria. Sin embargo, en el primer caso, el importe sólo se reduce hasta 868.000 millones de pesetas después de descontar el valor de los emplazamientos, las autorizaciones y las instalaciones de conexión a la red; mientras que, en el segundo caso, aparece un saldo negativo incluso antes de restar ese valor.

Así pues, resulta fácil comprobar que, aun aceptando el procedimiento de cálculo que utiliza la Memoria Económica y algunos de sus supuestos (por ejemplo, el valor neto contable de los activos), el resultado depende, en gran medida, del valor que se asigne a los parámetros considerados.

[289] Como el parámetro "vida útil" es el que más variaciones produce, le he asignado varios valores en cada uno de los "Escenarios Alternativos".

CUADRO 6.13. VARIACIONES DE LOS CTCs ANTE CAMBIOS EN VARIOS PARÁMETROS

PARÁMETROS	ESCENARIO BASE	ESCENARIO CNSE	ESCENARIO ALTERNATIVO (1)	ESCENARIO ALTERNATIVO (3)	ESCENARIO ALTERNATIVO (4)	ESCENARIO ALTERNATIVO (5)
Producción inicial (GWh)	127.260	141.400	127.260	127.260	141.400	127.260
Precio de mercado (ptas/KWh)	5’95	5’95	5’95	5’75	5’95	5’5
Coste variable (ptas/KWh)	3’79	3’4	3’4	3’6	3’4	3’79
Vida útil residual (años)	5’91	25	10	6	15	10
Variación de la demanda neta	0%					
Variación de la demanda total		3%	3%	2’5%	3%	3%
Variación del Régimen Especial		12%	15%, 10%, 8%, 6% (*)	15%, 10%, 7% (*)	14%, 9%, 7%, 5% (*)	15%, 10%, 8%, 6% (*)
Tasa de descuento	5%	2’5%	2’5%	3%	2’5%	3%
Recuperado a través del mercado	1.377.231	2.723.609	1.880.365	1.043.497	3.025.590	1.231.280
CTCs.....	1.629.206	282.828	1.126.072	1.962.940	-19.153	1.775.157
Valor de emplazamientos e instalaciones		257.881	257.881	257.881	257.881	257.881
CTCs.....	1.629.206	24.947	868.191	1.705.059	-277.034	1.517.276

Elaboración propia. (*): Crecimiento anual de la participación de las instalaciones del Régimen Especial en cada uno de los períodos que se indican en el Anexo II.

En la Memoria Económica, el sustraendo de la resta que proporciona el resultado final es una estimación del valor de mercado que tendría el parque de generación existente si se cumplieran los supuestos implícitos en el valor de los parámetros utilizados. No obstante, como expliqué en el apartado anterior, para resolver los problemas ocasionados por la utilización de parámetros que pueden acabar resultando muy distintos a los verdaderos valores de las variables, se puede emplear algún procedimiento que permita determinar cuál es el precio que estarían dispuestos a pagar otros agentes interesados en participar en el mercado. Aunque en España no se han convocado subastas similares a las que se han organizado en Massachusetts, disponemos de alguna información que nos puede servir como referencia para calcular un valor de mercado alternativo. A finales de octubre de 1998, Unión Fenosa anunció que había llegado a un acuerdo con National Power para realizar un intercambio accionarial. Además, la compañía británica se comprometía a adquirir un 25% de Unión Fenosa Generación, una filial de la empresa española que detenta la propiedad de todas sus centrales de producción. En los estudios previos a la operación, National Power valoró los activos de esta sociedad en 694.500 millones de pesetas[290]. Esta cifra nos puede servir para hacernos una idea de la diferencia entre el valor neto contable de los activos de generación de Unión Fenosa y el valor que les asigna "el mercado". A partir de esta información y de la proveniente del Informe Anual de la compañía se puede realizar una comparación como la que aparece en el cuadro 6.14.

[290] National Power se comprometía a asumir deuda por valor de 74.000 millones de pesetas y a pagar 97.000 millones de pesetas para adquirir el 25% de las acciones. Para obtener mayor información sobre esta operación se puede consultar el diario EXPANSIÓN (28, 29 y 30 de octubre de 1998).

CUADRO 6.14. VALOR NETO CONTABLE Y VALOR DE MERCADO DE LOS ACTIVOS DE GENERACIÓN DE UNIÓN FENOSA (*)

	Valor neto contable	Valor asignado por NP (#)	Diferencia
Activo fijo material	417.700	630.900	213.200
Activo financiero	6.700	10.200	3.500
Otros activos fijos	8.100	12.200	4.100
Activo circulante	41.200	41.200	0
Total activos	473.700	694.500	220.800

Fuentes: CNSE (1998e), Informe Anual de Unión Fenosa (1997). (*): Datos en millones de pesetas. (#): Se ha supuesto que la diferencia entre el valor asignado por National Power y el que figura en la contabilidad se debe a los activos fijos, ya que no parece razonable atribuir una parte de esa diferencia al activo circulante.

Al contrastar los datos se aprecia que, para National Power, los activos de generación de Unión Fenosa tienen un valor que excede con creces al que figura en la contabilidad. Por tanto, si aceptásemos los cálculos de la empresa británica, no existirían costes varados: durante los próximos años, la compañía española recuperaría el valor neto contable de sus instalaciones y podría hacerse con 200.000 millones adicionales.

Sin embargo, cabe la posibilidad de que esta cifra sea poco representativa, ya que el valor estimado por National Power puede presentar un sesgo al alza como consecuencia de la enorme ventaja que supone adquirir una parte del capital social de una compañía que ya se encuentra implantada en el mercado cuando se inicia un proceso de liberalización. Además, esta operación tiene otros alicientes para la empresa británica, pues, gracias a ella, National Power entra en España con un parque de generación diversificado que puede cubrir diferentes tramos de la curva de carga. A ello habría que añadir el hecho de que, cuando se dio a conocer el acuerdo entre ambas compañías, las eléctricas españolas ya habían pactado con el gobierno la modificación de la Ley 54/97 para asegurarse el cobro de la mayor parte del importe máximo reconocido en concepto de Costes de Transición a la Competencia, así que es posible

que el valor que atribuye National Power a los activos de generación de Unión Fenosa incluya también los ingresos que se van a derivar del cobro de esa compensación[291].

No obstante, los anteriores argumentos se debilitan si tenemos en cuenta que también es posible que el valor asignado por National Power presente un sesgo a la baja, ya que la incertidumbre asociada al comienzo de un proceso de transición a la competencia y la falta de un mercado de compraventa de activos de generación que esté bastante desarrollado pueden haber llevado a NP a infravalorar los equipos de Unión Fenosa. Asimismo, debemos tener en cuenta que, si aceptamos que la diferencia entre el importe calculado por la empresa británica y el valor neto contable está motivada por la ventaja que supone entrar en el mercado de la mano de una compañía que ya está instalada el mismo, también tendremos que admitir que las empresas españolas disfrutan de una posición estratégica que les va a facilitar la recuperación de los costes de pasadas inversiones, así que la cuantía de las compensaciones que van a recibir estaría sesgada al alza.

Por otra parte, hay que señalar que la diferencia entre el valor neto contable y el cálculo de National Power es tan elevada que no se puede atribuir a la expectativa de cobrar la compensación por Costes de Transición a la Competencia: aplicando el porcentaje correspondiente a Unión Fenosa (12’9%) al valor máximo de los CTCs (1.693.285 millones de pesetas después de restar la asignación por consumo de carbón autóctono) se obtiene un resultado de 218.434 millones de pesetas, que no se van a recibir en ningún caso porque en 1998 se redujo en un 16% el valor máximo pendiente

[291] El 3 de noviembre de 1998, el diario Expansión publicó la noticia de que, según un comunicado emitido por la compañía británica, el precio que paga National Power por el 25% de Unión Fenosa Generación está condicionado al ingreso en 1999 o en el año 2000 de las cantidades que le corresponderán a Unión Fenosa cuando se lleve a cabo la titulización de los CTCs. El autor del artículo, Roberto Casado, añade que “Unión Fenosa deberá renegociar el precio del 25% de sus activos de generación si no se efectúa la titulización”.

de cobro. Además, aunque la expectativa de ingresar esta compensación explicase toda la diferencia entre ambas cifras, siempre podríamos concluir que, para National Power, el valor de mercado (neto de ingresos por CTCs) de los activos de generación de Unión Fenosa es similar al valor neto contable, así que las compañías productoras no tendría que recibir ninguna compensación.

Finalmente, conviene tener en cuenta que, si la empresa española implicada en la operación fuera Endesa, que tiene una cuota de mercado mucho mayor, o Iberdrola, que posee un buen número de embalses y dispone de valiosas concesiones hidráulicas, es posible que la diferencia entre el valor contable de parque de generación y el importe que podría haber calculado un hipotético comprador aún fuese más elevada.

Así pues, las conclusiones que obtenemos al examinar la información que nos proporciona el acuerdo entre Unión Fenosa y National Power no hacen más que acrecentar nuestra dudas sobre la validez de los parámetros empleados en la Memoria Económica, ya que el valor que se ha atribuido a los activos de generación de la empresa española no revela la existencia de unos costes varados tan altos como los que se derivan de los cálculos que aparecen en dicha Memoria.

6.4.2.2. El “procedimiento detallado”

En este caso, el resultado se obtiene actualizando, equipo a equipo, la diferencia entre el flujo de ingresos que habría proporcionado el Marco Legal Estable a las compañías de generación durante el período 1998-2013, y las cantidades que podrán conseguir en el mercado si venden su producción a un precio de 6 ptas/KWh. Para ajustar el importe total al que resulta de la aplicación del “procedimiento general”, se emplea un coeficiente corrector que aminora esa diferencia en un 32’5%. Este coeficiente, denominado “factor de eficiencia y ajuste”, determina la cuantía que las empresas no van a recaudar como consecuencia de los cambios en la regulación. Los

demás ingresos reconocidos por el Marco Legal Estable se obtendrán a través del precio de mercado y de la compensación por Costes de Transición a la Competencia. En el cuadro 6.15 se presenta un resumen de los cálculos.

CUADRO 6.15. RESULTADOS DE LOS CÁLCULOS DEL "PROCEDIMIENTO DETALLADO" (*)

		Importes no reducidos	Reducción (32'5%)	Importes netos
A. Ingresos según MLE	7.365.162			
B. Previsión de ingresos obtenidos en el mercado (precio = 6 ptas/KWh)	4.958.379			
C. Subtotal (A – B)		2.406.783	782.204	1.624.579
D. Periodificaciones y ajustes correspondientes a 1997		101.787	33.081	68.706
E. Compensación por el consumo de carbón autóctono				295.276
F. TOTAL CTCs SEGÚN LEY 54/97 (C + D + E)				**1.988.561**

G. Total ingresos reconocidos MLE (A + D)	7.466.949
H. Total reducción por eficiencia y ajuste	815.285
I. Retribución fija por Costes de Transición a la Competencia	1.693.285
J. PORCENTAJE DE INGRESOS RECUPERADOS A TRAVÉS DE MERCADO (B/G)	66'40%
K. PORCENTAJE DE INGRESOS RECUPERADOS A TRAVÉS DE CTCs (I/G)	22'68%
L. PORCENTAJE DE INGRESOS MLE QUE NO SE PERCIBEN (H/G)	10'92%

(*): Datos en millones de pesetas de 1997. Fuentes: Memoria Económica y UNESA (1999a).

Así pues, el "procedimiento detallado" se basa en un principio básico: las empresas tienen derecho a conseguir casi el 90% de los ingresos que les garantizaba el Marco Legal Estable y, para que los obtengan, es necesario abonarles una retribución complementaria, porque el mercado, por sí solo, no les va a proporcionar esos ingresos. Sin embargo, como veremos a continuación, existen varias razones que nos pueden llevar a cuestionar tanto la utilización de los valores estándares determinados por el anterior marco regulador, como el método que se emplea para calcular las cantidades

que se van conseguir a través del mercado. Comenzaré por la primera de estas dos cuestiones.

En el que se conoce como "procedimiento detallado" se parte de la base de que las compañías no sólo tienen derecho a recuperar el valor contable de los activos de generación, sino que deben conseguir los ingresos que hubieran logrado si se hubiese mantenido el Marco Legal Estable, que determinaba la retribución de las empresas a partir de unos valores estándares que eran muy superiores a los que aparecían en la contabilidad. A 31 de diciembre de 1995, que es la fecha del valor neto contable que aparece en la Memoria Económica, el valor neto estándar de los activos de generación era de 5.412.748 millones de pesetas, mientras que, como vimos anteriormente, el valor neto contable era de 3.015.081 millones de pesetas (el 55'7% del importe reconocido por el Marco Legal Estable)[292]. De hecho, para compensar la existencia de unos valores estándares tan elevados, la Administración solía fijar tasas monetarias muy moderadas que, una vez deflactadas, daban lugar a tasas reales de retribución inferiores a los tipos de interés reales que existían en los mercados de capitales (Rojas, 1993)

Debemos recordar que este marco regulador se aprobó en un momento en el que las empresas eléctricas estaban experimentando importantes problemas financieros, que tenían su origen en el enorme esfuerzo inversor que realizaron a finales de los años setenta y principios de los ochenta. Sin embargo, cuando entró en vigor la nueva regulación, las compañías se encontraban en una situación económico-financiera bastante más saneada. Por tanto, las razones que originaron la aparición del Marco Legal Estable ya no se sostenían en ese momento, así que no parece adecuado emplear los valores estándares cuando es muy probable que este régimen retributivo hubiera

[292] Fuente: UNESA (1997).

experimentado algún cambio durante un período tan largo como el que se considera. Además, como vimos en el capítulo tres, el Marco Legal Estable no se aprobó mediante Ley, sino a través de un Real Decreto, que es una norma fácilmente modificable. De hecho, experimentó varias alteraciones durante los diez años en que estuvo vigente, y lo cierto es que la posibilidad de que se produjera un cambio importante se venía contemplando desde que se aprobó la Ley de Ordenación del Sector Eléctrico de 1994.

Por otra parte, conviene tener en cuenta que casi todos los activos de generación existentes a 31 de diciembre de 1997 entraron en funcionamiento antes de que se aprobase el Marco Legal Estable[293]. Así pues, el argumento de que las compensaciones deben basarse en los valores estándares porque las empresas tenían la expectativa de cobrar un importe similar a esos valores cuando realizaron las inversiones tiene una validez muy limitada. Obsérvese que esto no implica que las compañías deban resignarse a perder los costes varados correspondientes a las instalaciones que entraron en funcionamiento antes de que se instituyera el Marco Legal Estable, lo único que significa es que los valores estándares no se deben utilizar como referencia porque no existían cuando se llevaron a cabo las inversiones.

Antes de pasar a comentar la segunda cuestión, conviene hacer hincapié en el hecho de que la Memoria Económica no es muy explícita a la hora de exponer el "procedimiento detallado", pues no describe con claridad todos los pasos que hay que seguir para obtener el resultado ni aporta todos los datos que se necesitan para hallarlo. Sin embargo, la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico ha realizado sus propios cálculos siguiendo las pautas generales que aparecen en la Memoria, y ha logrado reproducir los resultados con bastante exactitud (la diferencia entre la cifra que obtiene

[293] Los equipos que entraron en funcionamiento durante la vigencia del Marco Legal Estable suponían menos del 10% de la potencia instalada a 31 de diciembre de 1997. (La fecha de entrada en funcionamiento de los equipos aparece en el Anexo 4 de CNSE (1998f)).

la CNSE y la que aparece en la Memoria es inferior al 3%). La revisión del método empleado nos permite comprobar que, como ocurría en el "procedimiento general", el importe final depende, en gran medida, del valor de que se atribuya a algunas de las variables del modelo[294]. El órgano regulador ha considerado que algunos de los supuestos que están implícitos en los valores asignados carecen de justificación. Como veremos seguidamente, la modificación de tales supuestos puede alterar radicalmente el resultado.

- En primer lugar, debemos referirnos al hecho de que, en el "procedimiento detallado", tampoco se tiene en cuenta el valor de mercado de los emplazamientos, las instalaciones de conexión a la red y las autorizaciones de las centrales. Por tanto, se está dejando de incorporar un ingreso potencial que podría reducir el importe de la retribución fija de los CTCs en un 17%[295].
- En segundo lugar, tenemos que examinar el valor que se ha asignado a la tasa real. Como vimos en el capítulo tres, el marco regulador anterior establecía que la retribución de los activos fijos se determinaba a partir de una tasa real que se obtenía deflactando una tasa monetaria fijada por el gobierno. En la Memoria Económica se le asigna un valor del 5%, que resulta muy elevado al compararlo con los actuales tipos de interés[296]. La

[294] En CNSE (1998f) se puede encontrar una exposición detallada de los cálculos que ha realizado la Comisión, con anexos en los que aparece la cantidad que le correspondería a cada central.

[295] La CNSE ha estimado que el valor de los emplazamientos, infraestructuras y autorizaciones representa un 5% del valor bruto estándar, salvo en el caso de las centrales hidroeléctricas, en el que ha considerado un importe de 10.000 pesetas por cada KW instalado.

[296] Conviene señalar que este 5% coincidía con el valor que empleó la Dirección General de Energía para calcular las tarifas correspondientes a 1995 (UNESA, 1998a). Así pues, los cálculos de la Memoria Económica no hacen más que mantener el valor correspondiente a 1997, ignorando con ello la disminución que han experimentado los tipos de interés desde entonces.

CNSE propone emplear una tasa real del 2'5%, lo que aminoraría la retribución fija de los CTCs en un 23% [297].

- Los cálculos de la Memoria Económica se refieren al período 1998-2013. Por tanto, sólo abarcan dieciséis años. Este intervalo temporal es inferior a la vida útil residual de una parte de los activos de generación que se encontraban en funcionamiento cuando entró en vigor el nuevo marco regulador. Ello implica que, cuando finalice el período que se ha tenido en cuenta en la Memoria, algunos de los equipos no estarán amortizados y podrán seguir generando electricidad. Si se considerara un plazo más largo y se calcularan las compensaciones hasta el final de la vida útil de cada central, el valor de los CTCs se reduciría porque una parte importante de las instalaciones que se mantendrían en funcionamiento después del 31 de diciembre del año 2013 serían centrales hidráulicas, que salen muy favorecidas con el cambio de regulación (el Marco Legal Estable les asignaba una retribución inferior al precio de mercado considerado). Añadiendo el valor residual de los equipos al importe recuperado a través del mercado, se obtiene una disminución del 33% en la retribución fija.
- En la Memoria Económica no se considera la vida útil real de las instalaciones, sino la vida estándar que les asignaba el Marco Legal Estable, e incluso se toma un período inferior a éste en algunos casos.Sin embargo, la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico ha puesto de manifiesto que la vida

[297] La tasa real de retribución se emplea también como tasa de descuento. Cuando se reduce esta tasa, se incrementa el valor actual de los ingresos que habría proporcionado el Marco Legal Estable y el valor actual de las cantidades que se van a poder recuperar a través del mercado. Aunque el efecto neto de la disminución en la tasa de descuento es positivo (los CTCs aumentarían), al combinar esta reducción con la que experimenta la tasa real el efecto neto es negativo (la retribución fija de los CTCs se aminora en este 23% que aparece arriba).

útil de las instalaciones es más larga que la que se está considerando[298]. Si se repiten los cálculos para incluir los años adicionales, las centrales que agotaban su vida útil antes del año 2013 consiguen mayores ingresos y las que todavía van a continuar funcionando en el 2014 ven incrementado su valor residual. Como resultado, la retribución fija se reduce un 31% [299].

- Finalmente, conviene tener en cuenta que una variación, al alza o a la baja, de 0'5 ptas/KWh en el precio de mercado considerado, reduce o incrementa el valor de la retribución fija de los CTCs en un 23%. Esto significa que, aunque resultaran correctos todos los demás cálculos de la Memoria, sólo es necesario que exista una pequeña diferencia entre el precio que se utiliza en ellos (6 ptas/KWh) y el que determina el mercado para que el importe de la compensación se desvíe considerablemente del valor que debiera haber alcanzado.

En el cuadro 6.16 se presenta un resumen de los cambios que se producirían en el importe que aparece en la Memoria Económica si se efectuaran las modificaciones que he comentando anteriormente.

[298] Conviene señalar que la información facilitada por las empresas en los Informes Anuales correspondientes a 1997 confirma el hecho de que la verdadera vida útil es superior a la que determinaba el Marco Legal Estable (25 años en el caso de las centrales termoeléctricas clásicas y nucleares; 65 años para la obra civil de las centrales hidroeléctricas y 35 años para su equipo electromecánico). En dichos Informes Anuales, las compañías explican a sus accionistas que la vida útil establecida por el anterior marco regulador es inferior a la prevista por sus propios técnicos, y les informan de los planes de extensión de vida que se van poniendo en marcha para alargar el período durante el que se pueden mantener en funcionamiento. La vida útil que propone la CNSE es de 30 años para todas las centrales termoeléctricas (en algunos casos, los Informes Anuales recogen períodos más largos), de 35 años para el equipo electromecánico de las centrales hidroeléctricas y de 65 años para su obra civil.

[299] Al calcular esta disminución, se ha tenido en cuenta que, si la vida útil es más larga, son necesarias ciertas inversiones adicionales que incrementan el importe que se debe recuperar.

CUADRO 6.16. VARIACIÓN DE LA RETRIBUCIÓN FIJA DE LOS CTCs ANTE CAMBIOS EN LOS VALORES CONSIDERADOS

	Variación
Efecto de la disminución en la tasa real	- 23%
Efecto de la incorporación del valor de mercado de los emplazamientos, las conexiones a la red y las autorizaciones	- 17%
Efecto del alargamiento del período considerado	- 33%
Efecto de la sustitución de la vida útil estándar por la vida útil real	- 31%
Efecto de una variación de 0'5 ptas/KWh en el precio de mercado	± 23%

Fuente: CNSE (1998f).

Así pues, los cálculos que ha realizado el órgano regulador ponen de manifiesto que el método empleado en la Memoria Económica utiliza una serie de parámetros muy discutibles que, en conjunto, pueden estar provocando una importante sobrevaloración del importe que deberían recibir las empresas productoras para recuperar sus "costes varados". Además, a estas discrepancias tendríamos que añadir otras que no han sido consideradas por la Comisión a la hora de realizar los cálculos, pero que podrían dar lugar a una rebaja adicional del valor de la compensación. Así, cabe argumentar que la Memoria infravalora los ingresos que van a conseguir en el mercado las centrales hidroeléctricas porque les asigna un número de horas de funcionamiento que es demasiado bajo (está basado en la media de los seis años anteriores, que fueron especialmente secos). Igualmente, podríamos señalar que, al calcular la compensación correspondiente a las centrales que emplean carbón, la Memoria obtiene un resultado excesivamente elevado porque no deduce de los ingresos reconocidos por el Marco Legal Estable el importe que se va a percibir a través de la prima por consumo de mineral autóctono, ni tiene en cuenta la previsible reducción del precio del carbón nacional en el futuro. Asimismo, el órgano regulador indica que sus simulaciones ponen de manifiesto que, al determinar los costes de operación y mantenimiento de las

centrales, la Memoria no ha tenido en cuenta que en 1995 se modificó el método que se emplea para hallarlos (si se introdujeran estos cambios, los CTCs se reducirían).

Al margen del debate sobre las posibles razones de las diferencias entre los cálculos que maneja la Comisión y los que usa el Ministerio, lo más importante es señalar el hecho de que, si se quiere determinar a priori la cantidad que se ha de entregar a las compañías en concepto de CTCs, es necesario utilizar estimaciones sobre la evolución futura de algunas variables que son difíciles de predecir. Igualmente, hace falta prever el valor de ciertos parámetros de carácter técnico y, como demuestran las disparidades entre la vida útil residual que emplea la CNSE y la que figura en la Memoria, estos parámetros pueden tomar valores muy diferentes según los supuestos que se consideren.

6.4.3. El cobro de los Costes de Transición a la Competencia

Como vimos en el capítulo cuatro, la Ley 54/97 establecía que el importe reconocido en concepto de Costes de Transición a la Competencia sólo era un valor máximo. La cantidad finalmente percibida por las empresas productoras dependería del nivel de las tarifas que aprobase el gobierno, y la cuantía exacta de las compensaciones anuales se determinaría por medio de la diferencia entre el total de ingresos recibidos de los consumidores y los importes destinados a retribuir todos los demás costes del suministro. Por tanto, el gobierno podría ir graduando la cantidad destinada al pago de los CTCs, ajustándola para adaptarla a la evolución de las variables relevantes y hacerla coincidir con el verdadero valor de los costes varados. La Ley 54/97 también le otorgaba la facultad de reducir la duración del período durante el que se cobrarían las compensaciones, con el fin de que pudiera acomodarlo a las condiciones del mercado. Así pues, se trataba de un procedimiento *on-going* y, aunque se fijaba una cifra de

antemano, ésta no era más que un límite superior, así que las empresas podrían haber recibido una suma similar a esa cuantía máxima o un importe mucho más bajo.

Además, la CNSE ha señalado que si el gobierno hubiera aplicado las reducciones de tarifas pactadas en el Protocolo, introduciendo disminuciones adicionales para incorporar el crecimiento de la demanda y la caída de los tipos de interés, se habría ido estrechando el margen para incluir una compensación en concepto de Costes de Transición a la Competencia y, en cuatro o cinco años, la cantidad destinada a este fin se habría reducido a cero porque todos los ingresos recaudados entre los consumidores tendrían que ir destinados a retribuir los demás costes del suministro[300].

A finales de 1999, el Parlamento modificó esta forma de cobro para adaptarla a los términos de un nuevo acuerdo entre el gobierno y las compañías de UNESA. Como consecuencia de estos cambios, el antiguo sistema solamente se aplicará al 20% de la diferencia entre el importe máximo establecido originalmente y la cantidad percibida durante 1998. Del 80% restante, un 16% no se cobrará en ningún caso, y el 64% que falta se recaudará mediante la afectación de un 4’5% de los ingresos proporcionados por la venta de energía eléctrica a los consumidores. Por consiguiente, la modificación del sistema de cobro lleva implícita la garantía de que las empresas productoras recibirán la mayor parte del valor máximo inicial de la retribución fija de los Costes de Transición a la Competencia[301]. Como consecuencia de estos cambios, el límite superior se reduce en más de 200.000 millones de pesetas, y el límite inferior se eleva desde cero hasta más de 1’1 billones de pesetas[302] (véase cuadro 6.17). Estas modificaciones alteran radicalmente el mecanismo de compensaciones, ya que se pasa de un sistema en el que

[300] Véase CNSE (1998f).

[301] Al importe garantizado, que se sitúa en torno a 1.030.000 millones de pesetas, hay que sumarle los 167.000 millones de pesetas percibidos a lo largo de 1998.

la cantidad se iba a calcular a través de un procedimiento *on-going*, a otro en el que la mayor parte de la suma percibida se habrá determinado por medio de un método *up-front*. Así pues, los cálculos que se realizaron para establecer un importe máximo inicial que sólo iba a servir como referencia, han acabado constituyendo la base de la compensación que van a recibir las compañías productoras, de modo que, implícitamente, se está aceptando el valor que asigna la Memoria Económica a todos los parámetros.

CUADRO 6.17. REPARTO DE LOS CTCs TRAS LA MODIFICACIÓN DEL SISTEMA DE COBRO

CONCEPTO	**Valor en pesetas de 1998 (#)**	**Valor en pesetas de 1997 (#)**
Valor máximo inicial	1.777.949	1.693.285
CTCs cobrados en 1998 (sin primas por consumo de carbón)	167.670	159.686
Importe que se seguirá cobrando "por diferencias"	322.056	306.720
Reducción del valor máximo inicial	257.645	245.376
Cantidad que se recibirá mediante un 4'5% de los ingresos	1.030.578	981.503

1. Total ingresos reconocidos MLE (*)	7.466.949
2. Ingresos recuperados a través del mercado (*)	4.958.379
3. Total reducción por eficiencia y ajuste (*)	815.285
4. Reducción del valor máximo inicial (*)	245.376
5. Nuevo valor máximo de la retribución fija (*)	1.447.909
6. Nuevo valor mínimo de la retribución fija (*)	1.141.189
7. PORCENTAJE DE INGRESOS RECUPERADOS A TRAVÉS DE MERCADO (2/1)	66'40%
8. PORCENTAJE DE INGRESOS RECUPERADOS A TRAVÉS DE CTCs	
- Porcentaje máximo (5/1).....	19'39%
- Porcentaje mínimo (6/1).....	15'28%
9. PORCENTAJE DE INGRESOS MLE QUE NO SE PERCIBEN	
- Porcentaje mínimo [(3 + 4)/(1)].....	14'20%
- Porcentaje máximo [(3 + 4 + 5 – 6)/(1)]....	18'31%

Elaboración propia a partir de los datos de la Memoria Económica y de UNESA (1998c). Datos en millones de pesetas. (#): Se ha utilizado una tasa de descuento y actualización del 5%. (*): En pesetas de 1997.

[302] Importes expresados en pesetas de 1997.

Además de alterar el sistema de cobro y el método empleado para determinar el importe de las compensaciones, las modificaciones introducidas a finales de 1998 pueden tener otras repercusiones. El hecho de que se vincule al pago de los CTCs un porcentaje fijo de las cantidades facturadas a los consumidores podría aminorar el margen del que dispone el gobierno para rebajar las tarifas, ya que ello añade una nueva partida al conjunto de costes que han de ser retribuidos mediante los ingresos recaudados entre los clientes. Como expliqué anteriormente, la CNSE ha señalado que, aplicando las condiciones sobre reducción de tarifas que aparecen en el Protocolo, el importe destinado a abonar los CTCs habría ido disminuyendo hasta situarse en torno a cero antes de que transcurriesen cuatro o cinco años. Sin embargo, la inclusión de este 4'5% incorpora una cuantía fija que se mantendrá durante un período bastante más largo (en torno a quince años, según las estimaciones de la Comisión). El órgano regulador ha alertado sobre la posibilidad de que la introducción de este porcentaje convierta en insuficientes los ingresos que proporcionarían las tarifas si se aprobasen las reducciones permitidas por las cláusulas del Protocolo[303], así que sería necesario recortar la retribución correspondiente a alguna de las actividades eléctricas, o aminorar el nivel de las cuotas con destinos específicos, o desequilibrar la actual estructura tarifaria para incrementar la contribución de los grupos de consumidores tradicionalmente beneficiados por la misma (en caso contrario, la única alternativa sería renunciar a las rebajas que se podrían llevar a cabo si se aplicasen todas las cláusulas del Protocolo).

Otra de las consecuencias de los cambios en el sistema de cobro está estrechamente relacionada con la anterior. En 1998, el importe de los pagos que percibieron las empresas en concepto de retribución fija por Costes de Transición a la Competencia se determinó como diferencia entre el total de ingresos recibidos de los

[303] Véase CNSE (1998e).

consumidores y usuarios de las redes, y las cantidades destinadas a retribuir todos los demás costes del suministro. Por tanto, los CTCs "absorbieron" todas las disparidades entre el valor definitivo de cada una de las partidas sufragas por las tarifas de 1998 y el importe que se consideró a la hora de establecer este catálogo de precios. Tras la modificación del sistema de cobro, casi toda la compensación se va a convertir en un porcentaje fijo (la parte que se va a determinar "por diferencias" será muy pequeña, e incluso es posible "que no tenga hueco" dentro de la cantidad en que se basan las tarifas), así que se perderá la flexibilidad que existía cuando se empleaban los CTCs para ajustar los ingresos al total de costes reconocidos. Esto significa que, si hay disparidades entre los valores reales y los incorporados en las tarifas, algunos de los agentes no recibirán todos los ingresos que le corresponden, y será necesario poner en marcha un sistema similar a las antiguas desviaciones para compensar a esos agentes con los importes proporcionados por las tarifas del año siguiente.

Por otro lado, debemos tener en cuenta que, al garantizar la percepción de la mayor parte de la cuantía máxima inicial, la modificación del sistema de cobro priva al gobierno de la facultad de ir ajustando el importe de los CTCs a la evolución de las variables que determinan el valor de los costes varados, y condiciona cualquier decisión encaminada a reducir el período de cobro, pues, para aminorarlo, sería necesario incrementar el porcentaje destinado al pago de la compensación. Además, estos cambios eliminan la posibilidad de emplear la retribución fija para imponer medidas adicionales en el caso de que la regulación actual no fuera suficiente para promover la aparición de un entorno realmente competitivo. Como esta compensación tiene su origen en el perjuicio económico que puede ocasionar el paso a un régimen de libre competencia, cabe pensar que se habría podido vincular el pago de las cantidades reconocidas por este concepto a la existencia de una estructura de mercado efectivamente competitiva. Así,

por ejemplo, para facilitar la entrada de nuevos productores, habría sido posible condicionar el cobro de los CTCs a la venta de algunas de las instalaciones de generación pertenecientes a las empresas ya instaladas, utilizando algún procedimiento semejante al que se puso en práctica en Inglaterra y Gales cuando existió constancia de que las medidas liberalizadoras iniciales eran insuficientes. También conviene señalar que, tal y como se explicó en el apartado anterior, la modificación del sistema de cobro puede acabar con los incentivos que impulsan a algunas empresas (las que tienen una cuota de mercado inferior a su participación en la retribución fija) a evitar que los precios sean excesivamente elevados.

Además, el derecho a percibir el 4’5% de los ingresos provenientes del suministro de electricidad queda garantizado por ley, así que a las compañías beneficiarias les resultará sencillo encontrar a un tercero dispuesto a adelantarles más de un billón de pesetas que podrán utilizar para acometer inversiones que les ayuden a cerrar el paso a los nuevos productores, o para conseguir una posición ventajosa en otros sectores liberalizados, en los que van a rivalizar con empresas que no han cobrado ninguna compensación por el tránsito a un régimen competitivo.

Finalmente, debemos hacer alguna referencia a la “cláusula de salvaguardia” que se ha introducido a la vez que se modificaba la forma de cobro. En primer lugar, es necesario indicar que se trata de una disposición poco precisa, ya que sólo se refiere a una situación en la que el importe recaudado a través del nuevo sistema supera al que se habría obtenido mediante los pagos por diferencias, y ésta última cantidad es muy difícil de calcular porque el gobierno tenía libertad para determinar la cuantía de la compensación siempre que ésta no excediese el valor máximo fijado, e incluso podía haber vinculado el cobro de la misma a la adopción de medidas destinadas a favorecer el incremento de la competencia. En segundo lugar, hay que señalar que no se aclara el

procedimiento que se va a emplear para resarcir a los consumidores en el caso de que el importe entregado a las compañías productoras resultase excesivo. Estas empresas recaudan sus ingresos en el mercado y, a no ser que existiese un alto grado de competencia entre los generadores, podrán agregar a los precios cualquier pago que se les imponga. La alternativa de establecer un límite sobre los precios del mercado mayorista tampoco parece una buena solución, ya que afectaría a todas los productores y, por tanto, desincentivaría la entrada de nuevas empresas.

BIBLIOTECA VIRTUAL MIGUEL DE CERVANTES

7. CONCLUSIONES

Al principio de este trabajo expliqué que en el sector eléctrico se produce una fuerte "tensión" entre coordinación y competencia. También comenté que, tradicionalmente, este conflicto se ha resuelto otorgando prioridad a la coordinación e ignorando que existe la posibilidad de fomentar la competencia en algunas de las actividades que realizan las compañías eléctricas. Esta es la razón que explica que haya sido necesario recurrir a la intervención pública para controlar la actuación de las empresas que estaban operando en régimen de monopolio u oligopolio y garantizar que las actividades que llevaban a cabo se coordinaban de un modo coherente con el interés general. Así ocurría en Inglaterra y Gales donde, hasta finales de los ochenta, una sola compañía que era propiedad del Estado se encargaba de la producción, el transporte a alta tensión y la coordinación del conjunto del sistema eléctrico, mientras que varias empresas regionales, igualmente controladas por los poderes públicos, se responsabilizaban de la distribución y el suministro.

Hasta 1997, el sector eléctrico español estuvo sujeto a un grado de intervención pública bastante similar: una compañía controlada por el Estado gestionaba la red de alta tensión y se encargaba de establecer las directrices que determinaban cómo se llevaba a cabo la explotación del conjunto del sistema eléctrico. Las demás actividades las realizaban varias sociedades verticalmente integradas que se fueron agrupando para constituir cuatro conglomerados empresariales. El mayor de estos grupos, que producía, distribuía y suministraba entre el 40 y el 50 por ciento de la energía consumida en España, también estaba integrado en el sector público. Al mismo tiempo, el gobierno determinaba los ingresos de todas las compañías eléctricas por medio de unos

regímenes retributivos que, además, le servían para transmitir los incentivos que consideraba adecuados.

La liberalización ha planteado el reto de introducir presiones competitivas sin menoscabar la coordinación entre los sujetos que operan en el sector eléctrico. Sin embargo, en aquellos países en los que se han aplicado medidas liberalizadoras no se ha suprimido la intervención pública, sino que, por el contrario, ha sido necesario mantenerla para impedir que las compañías que operan en régimen de monopolio puedan abusar de su poder de mercado y para establecer el marco en el que se ha de desarrollar la competencia, pues las peculiaridades de las actividades eléctricas y la necesidad de organizar el tránsito de una situación a otra obligan a definir cuidadosamente las normas que determinan las condiciones en las que han de rivalizar las empresas. La necesidad de articular algún tipo de intervención pública es aún mayor en aquéllos casos en los que, como ha ocurrido en España o en Inglaterra y Gales, la liberalización viene acompañada por la venta de las compañías que estaban bajo el control de los poderes públicos.

Cuando ya ha transcurrido casi una década desde que se inició la liberalización del sector eléctrico de Inglaterra y Gales, la mayoría de los autores que han estudiado este proceso coinciden en señalar que les merece una valoración global claramente positiva. Sin embargo, como hemos visto en el capítulo cinco, a lo largo de esos diez años se han puesto de manifiesto algunos problemas que se han ido resolviendo sobre la marcha o que todavía no están resueltos. Así, en la actividad de generación, donde una estructura organizada en torno a una compañía pública que operaba en régimen de monopolio dio paso a un mercado en el que se permite la libre concurrencia y se determina el precio por medio de un sistema de ofertas, ha hecho falta que los poderes públicos, a través de un órgano regulador específico, obligasen a las dos mayores

empresas productoras a vender una parte de sus instalaciones e impusiesen un límite sobre los precios del *Pool*. A pesar de estas medidas, esas dos compañías aún tienen capacidad para condicionar la evolución del mercado y, como se explicó en el capítulo cinco, ésta ha sido una de las principales razones que ha motivado la puesta en marcha de un proceso que va a permitir reemplazar el *Pool* por un conjunto de mercados en los que las transacciones se regirán por unas reglas bien distintas.

En la otra actividad que se realiza en régimen de libre competencia, el suministro, se produjeron problemas técnicos que obligaron a retrasar y escalonar la apertura del mercado minorista, aunque, como hemos comprobado, la liberalización ha permitido la aparición de nuevos proveedores que han conseguido una importante cuota de mercado a expensas de las compañías que disfrutaron de áreas de suministro exclusivas durante décadas. No obstante, también se ha podido constatar la existencia de algunos obstáculos que han limitado la competencia, como los derivados de la relación vertical entre las actividades de distribución y suministro que llevan a cabo las RECs.

En las actividades de red, en las que no es posible fomentar la competencia, la intervención pública es mayor. Como hemos visto en el capítulo cinco, el principal instrumento de control es un límite de precios que no se ajusta completamente a las pautas que sugirió el profesor Littlechild cuando propuso la regulación RPI-X, pero que trata de limitar el poder de mercado y estimular la eficiencia productiva a través de mecanismos muy parecidos.

En España, no se adoptaron medidas liberalizadoras hasta 1994, que es el año en el que se aprobó la Ley de Ordenación del Sector Eléctrico. Sin embargo, el modelo que definía la nueva legislación no se llegó a poner en práctica porque el ejecutivo apenas desarrolló los preceptos contenidos en dicha Ley. Después de las elecciones generales de 1996, el nuevo gobierno llegó a un acuerdo con las empresas eléctricas para impulsar

la liberalización del sector. Este acuerdo sentó las bases del proceso y facilitó la adaptación de la Directiva Comunitaria que persigue la creación de un Mercado Interior de la Electricidad, ya que recogió todas sus exigencias e incluso las superó en bastantes aspectos. Como se ha explicado en este trabajo, la Ley del Sector Eléctrico de 1997, que fue la norma que permitió poner en marcha las reformas, se ajusta bastante bien a los compromisos que figuran en dicho acuerdo.

A pesar de sus afanes liberalizadores, la nueva Ley del Sector Eléctrico reconoce que es inevitable que exista un cierto grado de intervención pública, ya que, según el legislador, el tipo de actividades que realizan las empresas eléctricas posee una serie de características que obligan a mantener un cierto control. No obstante, la intervención del Estado se limita casi exclusivamente al establecimiento del marco regulador que ordena el funcionamiento del sector, pues se ha limitado la planificación pública a las actividades relacionadas con la expansión de la red de alta tensión y se ha dispuesto que el Estado sólo estará presente en el accionariado de la compañía que se encarga de la operación técnica del sistema y de la gestión de la red de transporte.

Para poner en marcha la liberalización ha sido necesario definir y separar las actividades que pueden llevar a cabo los sujetos que operan en el sistema eléctrico, establecer las normas que se emplean para determinar la retribución que le corresponde a cada uno de ellos, especificar la nueva organización del sector, que tiene como eje un mercado de compraventa de electricidad que funciona a partir de unas directrices establecidas por los poderes públicos, y crear las condiciones oportunas para que los consumidores puedan ir disfrutando de la posibilidad de cambiar de suministrador. Además, se ha aprobado un mecanismo para compensar a los productores que puedan verse perjudicados como consecuencia del establecimiento de un régimen competitivo. En esta investigación se ha puesto de manifiesto que esas compensaciones pueden

acabar teniendo una notable influencia sobre los resultados del proceso de liberalización.

Las reformas que se han efectuado en España tienen muchos puntos en común con las que se realizaron en Inglaterra y Gales. A lo largo de este trabajo, hemos podido comprobar que en los dos casos se ha creado un mercado de compraventa en el que se emplea un sistema de ofertas y se paga el precio marginal, se ha establecido un régimen de libre acceso a las redes de transporte y distribución, se ha aprobado un calendario para abrir paulatinamente el mercado mayorista, se ha definido un mismo catálogo de actividades y se ha puesto en marcha un programa de privatizaciones que ha acompañado a las medidas liberalizadoras.

Sin embargo, en esta investigación también se han examinado las disparidades que existen entre ambos modelos. Así, por ejemplo, hemos encontrado importantes diferencias entre las normas que rigen el funcionamiento de los dos mercados de compraventa, que se organizan de un modo distinto (el español se divide a su vez en varios submercados), asignan diferentes funciones a los agentes que demandan electricidad (en el *Pool* no se les permite presentar pujas), y poseen distintos sistemas de pago por garantía de suministro en el largo plazo. Aunque la reforma que se va a realizar en Inglaterra y Gales permitirá establecer varios submercados y equilibrar el papel que desempeñan la oferta y la demanda, lo cierto es que, cuando desaparezca el *Pool* y se ponga en marcha el nuevo modelo, el mercado de compraventa de Inglaterra y Gales aún se parecerá menos al que funciona en España, pues los intercambios se basarán en contratos libremente acordados por las partes y se suprimirá el sistema de ofertas, la casación y los pagos por capacidad que, como vimos en el capítulo cinco, no han desempeñado la función que se les asignó inicialmente. En España también se abonan unos pagos similares a éstos y, aunque se calculan a través de un procedimiento

completamente distinto, pueden ser igualmente cuestionados, ya que, como hemos señalado, su importe no depende de la diferencia entre la potencia instalada y la que resulta necesaria, así que no reflejan el exceso de capacidad que existe en el sistema eléctrico español.

A pesar de las diferencias que se observan al comparar ambos modelos, la experiencia de Inglaterra y Gales nos proporciona algunas enseñanzas aplicables al análisis de la liberalización del sector eléctrico español. Una de ellas se refiere a la necesidad de garantizar la separación entre los negocios que realizan aquellas empresas que llevan a cabo actividades competitivas y actividades de red. Así, hemos de subrayar que la separación entre los negocios de distribución y suministro puede ser una condición necesaria para que exista competencia en esta última actividad. Además, debemos tener en cuenta que, desde que el gobierno decidió acortar los plazos para la apertura del mercado minorista, la necesidad de asegurar la separación se ha hecho aún más acuciante. De igual forma, la disociación de las actividades de generación y distribución puede ser imprescindible para que exista verdadera competencia en el mercado mayorista, ya que, mientras no se produzca, las compañías distribuidoras, como suministradoras a tarifa, serán las que comprarán la mayor parte de la energía que ellas mismas habrán vendido.

Al estudiar las normas que regulan los ingresos de las compañías que realizan actividades de red también nos ha resultado útil la experiencia de Inglaterra y Gales, donde se rechazó la posibilidad de imponer un límite sobre la tasa de beneficio y, en su lugar, se prefirió establecer unos controles de precios que, hasta cierto punto, siguen las pautas que sugirió el profesor Littlechild cuando asesoró al gobierno británico sobre el tipo de regulación que debía aplicarse a las empresas privatizadas que operasen en sectores no competitivos. Hemos comprobado que los controles de precios a los que

están sujetas las compañías de transporte y distribución que operan en Inglaterra y Gales no se ajustan perfectamente al esquema propuesto por Stephen Littlechild, pues a la hora de establecer los umbrales, el regulador se ha dejado influir por la situación financiera de las empresas que debían respetarlos.

En España, es cada vez más frecuente encontrar índices del tipo IPC-X en la regulación que afecta a las compañías que operan en sectores en los que no existe bastante competencia, pero en el caso de las empresas que se encargan del transporte y la distribución de electricidad no se puede afirmar que las normas que determinan su retribución cumplen todas las condiciones que permiten hablar de un control de precios "puro". Como se explicó en el capítulo seis, haría falta que el procedimiento fuese más transparente y que se definiesen con más claridad las circunstancias que pueden dar lugar a una modificación en el valor de los índices de actualización. Además, el uso de tasas de retribución sugiere la idea de que los ingresos se calculan de forma que proporcionen un beneficio mínimo, así que las compañías reguladas no reciben unos incentivos similares a los que obtendrían si estuvieran sujetas a un control de precios "puro". En el caso de las empresas de distribución, el sistema de incentivos es aún más complejo porque el importe total se reparte por medio de un método que se basa en un modelo de red de referencia. Como hemos visto, este modelo de red se ha diseñado con el propósito de vincular la retribución a las características de la zona en que opera cada compañía.

La experiencia de Inglaterra y Gales también nos ha servido como referencia a la hora de analizar hasta dónde puede llegar la competencia en el mercado mayorista español. Igual que en Inglaterra y Gales, este mercado se ha convertido en el eje del sistema eléctrico, así que el éxito del proceso de liberalización va a depender, en gran medida, del grado de competencia que pueda llegar a existir en el mismo. En este

trabajo hemos visto que, tras la oleada de fusiones y adquisiciones que se produjo en la primera mitad de los años noventa, se llegó a un nivel de concentración horizontal muy similar al que existía en Inglaterra y Gales cuando se inició la liberalización, e incluso era algo más elevado como consecuencia de la enorme cuota de mercado del grupo Endesa. Por tanto, se ha partido de una situación poco favorable para la competencia.

Pero la concentración horizontal no es el único factor que determina el poder de mercado de las empresas productoras. Como se explicó en el capítulo seis, su capacidad para influir sobre los precios se ve reforzada por otros factores. Así, debemos tener en cuenta que, en un mercado en el que las negociaciones se repiten frecuentemente y participan sólo unos pocos agentes, es fácil que éstos acaben coordinando sus estrategias para conseguir mayores precios. Además, las compañías que ya están operando en el mercado español comparten la propiedad de varias centrales, así que son, al mismo tiempo, socias y rivales.

También hemos hecho hincapié en los obstáculos a los que se van a tener que enfrentar los nuevos productores. En la actualidad, la potencia instalada en las centrales supera con creces a la que se necesita para abastecer a los consumidores españoles y, a pesar de ello, las empresas que ya están ubicadas en el mercado han iniciado los trámites para construir nuevas plantas, que se añadirán a las que agreguen las compañías que decidan entrar en el mismo. Todas las centrales que van instalar los productores tradicionales funcionan mediante turbinas de gas de ciclo combinado, que es la tecnología más rentable en estos momentos y tiene una escasísima presencia en el actual parque de generación. Con ello, van a llenar el hueco que podrían haber aprovechado sus posibles competidores. Además, Endesa e Iberdrola han acordado una alianza estratégica con las empresas que controlan el sector del gas, que se encuentra inmerso en un proceso de liberalización mucho más lento. De este modo, evitan que dichas

compañías se conviertan en rivales y se aseguran la adquisición de gas en unas condiciones económicas que pueden ser inaccesibles para los demás productores.

Otro factor que limita la competencia es la escasa capacidad de las interconexiones internacionales, que impedirá que las empresas de otros países puedan exportar cantidades importantes al mercado español. Asimismo, desde el lado de la demanda, el vínculo que existe entre las compañías de distribución y las empresas generadoras también puede dificultar el desarrollo de la competencia pues, como ya he comentado en varias ocasiones, esta relación evitará que la demanda desempeñe un papel más activo. Por tanto, la aparición de suministradores independientes puede acrecentar las tensiones competitivas en el mercado mayorista. Curiosamente, se trata de una situación contraria a la que se produce en Inglaterra y Gales, donde, según algunos autores, al otorgar libertad de elección a todos los consumidores puede ocurrir que, conforme las RECs vayan perdiendo cuota de mercado, se muestren menos dispuestas a firmar contratos a largo plazo con las compañías generadoras (en el capítulo cinco se explicó que, gracias a estos contratos, los nuevos productores consiguieron financiación para construir sus instalaciones).

En esta investigación también se ha analizado la compensación que se va a pagar a las empresas generadoras para que recuperen una parte de los costes ocasionados por las inversiones que realizaron durante el período en que estuvo vigente el anterior marco regulador, ya que existe la posibilidad de que algunos de esos costes no sean recuperados bajo un régimen competitivo. En el capítulo seis se han examinado los dos procedimientos que ha empleado la Administración para determinar el importe de dicha compensación, y se ha demostrado que, en ambos casos, los valores en que se basan los cálculos (precio de mercado y valor neto contable) son, fundamentalmente, el fruto de un acuerdo entre el gobierno y las compañías interesadas, ya que los argumentos que

justifican la utilización de estos valores también podrían haber avalado el uso de otros bien distintos. Igualmente cuestionable resulta el hecho de que se hayan empleado los valores estándares para determinar el importe de los "costes varados", pues no sólo cabe argumentar que dichos valores son muy superiores a los que aparecen en la contabilidad sino que, además, se puede aducir que casi todos los activos de generación son anteriores a la entrada en vigor del Marco Legal Estable.

También hemos puesto de manifiesto que, a la hora de realizar los cálculos, se emplean parámetros cuyo valor no está suficientemente justificado o resulta, como mínimo, discutible, y hemos señalado que algunos de los supuestos en los que se basan tales cálculos son poco realistas. Así, se ha demostrado que, aun aceptando los métodos que emplea la Memoria Económica y algunos de sus supuestos (el importe del valor neto contable en el "procedimiento general" y los valores de referencia del Marco Legal Estable en el "procedimiento detallado"), el importe de la compensación varía considerablemente en cuanto se consideran pequeñas diferencias en algunos de los parámetros utilizados.

Por otra parte, hemos comprobado que, si se emplea como referencia el valor de mercado que se deriva de la operación por la que National Power adquirió el 25 por ciento de los activos de generación de Unión Fenosa, resulta difícil defender que la alteración del marco regulador va a producir más de un billón y medio de pesetas de "costes varados".

En un primer momento, estos cálculos sólo sirvieron para determinar el valor máximo de la compensación. Sin embargo, a finales de 1998 se modificó el sistema de cobro y, como resultado, las empresas recibieron la garantía de que iban a ingresar la mayor parte del mismo. Este cambio consistió en la sustitución de un procedimiento *on-going* por otro en el que casi todo el importe se ha determinado *up-front*, aceptando los

supuestos y los valores que se asignaron a los parámetros cuando se determinó el límite de la compensación. En el capítulo seis se han analizado las consecuencias de dicha modificación y, entre las conclusiones obtenidas, podemos destacar las tres siguientes: en primer lugar, debemos señalar que la alteración del sistema de cobro obliga al gobierno a renunciar a la posibilidad de ir adaptando el importe de la compensación al grado de competencia que exista en el mercado y, al mismo tiempo, le impide recurrir a este instrumento en caso de que sea necesario adoptar medidas adicionales para garantizar una mayor competencia entre las empresas generadoras; en segundo lugar, tenemos que indicar que, al vincular el cobro de los CTCs a un porcentaje fijo aplicado sobre el total de los ingresos recaudados mediante las tarifas, se suprimen los incentivos que podían animar a algunos productores a contener el crecimiento de los precios que se establecen en el mercado mayorista; por último, cabe argumentar que, con la nueva forma de cobro, existe el peligro de que se paguen unas compensaciones excesivas y, en este caso, las empresas receptoras podrían utilizar esos recursos para financiar inversiones que obstaculicen la entrada de posibles rivales.

Aunque la mayor parte de este trabajo se ha dedicado a examinar los aspectos más controvertidos de la liberalización que está experimentando el sector eléctrico español, me gustaría aclarar que, en mi opinión, las reformas que se acometieron a partir de la aprobación de la Ley de 1997 merecen una valoración global positiva. Estas reformas han permitido establecer las bases sobre las que se ha de asentar la competencia y han supuesto un avance en lo referente a la regulación de las empresas que desarrollan sus actividades en régimen de monopolio. Desde el punto de vista operativo, cabe señalar que se ha llevado a cabo una transformación radical en la organización del sector y que, para ello, sólo se ha dispuesto de un breve intervalo de tiempo. A pesar de la premura, algunos de los principales cambios, como los que ha

originado la puesta en marcha del mercado mayorista, o los que se han derivado de la concesión de libertad de elección a muchos consumidores, se han realizado sin poner en peligro la calidad del suministro y sin que se hayan producido problemas de coordinación.

Una vez colocados los cimientos, se hace necesario dar algunos pasos más para garantizar que el proceso que se ha iniciado permite avanzar hacia una liberalización efectiva. En la actualidad, el mercado mayorista es el eje del sector eléctrico, así que cualquier medida que pueda incrementar la competencia entre los agentes que operan en el mismo debe ser prioritaria. Como se puso de manifiesto en el capítulo seis, las empresas productoras que participan como oferentes en ese mercado tienen capacidad para dificultar la entrada de posibles rivales e influir sobre los precios con la finalidad de situarlos muy por encima del coste marginal, así que hace falta fomentar la competencia mediante nuevas iniciativas. De los argumentos que se han expuesto en este trabajo se pueden deducir las siguientes:

- En primer lugar, debemos hacer hincapié en la necesidad de que el gobierno impulse la liberalización del sector del gas, ya que, de este modo, tendremos la garantía de que todos los productores, y no sólo aquéllos que se han aliado con las empresas que operan en ese sector, podrán adquirir este combustible al mejor precio.
- Como la capacidad instalada supera con creces a la que se necesita para atender las necesidades de los consumidores españoles, cabe la posibilidad de que las compañías generadoras compensen la puesta en marcha de nuevas centrales con el cierre de algunas que aún podrían seguir produciendo. En este caso, el gobierno podría nombrar a un tasador independiente que se encargaría de valorar las instalaciones para dictaminar si, en lugar de

proceder al cierre, resulta más adecuado obligar al propietario a venderlas, ya que, de este modo, se facilitaría la entrada de nuevos competidores.

- Acelerando la separación jurídica entre las actividades de generación y distribución se podría fortalecer el papel que desempeña la demanda en el mercado mayorista. Igualmente, debemos tener en cuenta que cualquier medida que incremente la competencia en el suministro puede contribuir a lograr ese objetivo. A este respecto, conviene indicar que la reducción de las tarifas de acceso a redes y la disminución de los pagos por garantía de potencia que deben efectuar los consumidores cualificados pueden no incentivarles suficientemente, ya que, como consecuencia de los desequilibrios que presenta la actual estructura tarifaria, muchos de ellos ya se están abasteciendo a un precio relativamente bajo.
- Una de las cuestiones que requiere una solución más urgente es la que se refiere a la existencia de centrales de propiedad compartida pues, mientras no se resuelva esta situación, seguiremos encontrándonos con la paradoja de que sus propietarios son, al mismo tiempo, socios y rivales.
- En la actualidad, las interconexiones internacionales tienen muy poca capacidad, y ello limita la participación de empresas como EDF, que podría convertirse en un rival agresivo. Por tanto, la puesta en marcha de nuevas interconexiones facilitaría la aparición de presiones competitivas.
- En cualquier mercado, la transparencia es un factor fundamental para que exista competencia. Ahora bien, para que un mercado sea transparente es necesario que los agentes dispongan de toda la información que se genera en el mismo. En la actualidad, sólo las empresas que operan en el mercado mayorista tienen acceso a la información relativa a las operaciones que se

llevan a cabo en él, de modo que, si se pretende fomentar la competencia, se debería articular algún mecanismo para que esa información sea de carácter público y el acceso a la misma no se convierta en una barrera que dificulte la entrada de nuevos productores.

- En último término, si se observase que los productores tradicionales conservan un excesivo poder de mercado, se podría recurrir a alguna medida como la adoptada en Inglaterra y Gales, donde se obligó a las mayores empresas a vender una parte de su parque de generación. De este modo, aquéllas compañías que estuviesen dispuestas a entrar en el mercado español podrían hacerlo sin tener que esperar a que sus centrales comenzasen a funcionar y, al mismo tiempo, se reduciría la concentración horizontal. A este respecto, cabe lamentar que el gobierno no haya aprovechado la oportunidad que le brindaba la privatización de Endesa, que se podría haber empleado para conseguir una estructura empresarial más fragmentada.

Otra cuestión que ha quedado pendiente es la que se refiere a la necesidad de asignar adecuadamente los costes ocasionados por las pérdidas que se producen en la red de alta tensión y las restricciones que existen en la misma. Como se ha explicado en esta investigación, se trata de un tema complejo que no se va a resolver fácilmente, puesto que, tal y como hemos comprobado, en Inglaterra y Gales, donde ya ha transcurrido casi una década desde que se inició la liberalización, todavía no se ha hallado una solución satisfactoria. Sin embargo, mientras no se ponga en marcha algún sistema que permita repartir adecuadamente estos costes, los agentes no recibirán las señales adecuadas y, en consecuencia, no tendrán incentivos para contribuir a que se reduzcan. Al menos, la experiencia de Inglaterra y Gales nos debería servir para tomar

conciencia de las ventajas que tiene el establecimiento de un mecanismo que obligue a las empresas de transporte a compartir una parte de dichos costes.

En lo que respecta a la actividad de suministro, hemos de hacer constar dos preocupaciones: por un lado, debemos indicar que, como ya se ha señalado, es necesario revisar la actual estructura tarifaria para ajustar los términos de potencia y energía de modo que reflejen más acertadamente las diferencias que existen entre los costes que origina el abastecimiento de cada grupo de usuarios; por otra parte, tenemos que reiterar que el nivel de competencia que se alcance en esta actividad puede depender de que se consiga una adecuada separación entre los negocios de distribución y comercialización, así que, por las razones expuestas en este trabajo, debemos criticar el hecho de que se haya incrementado la retribución correspondiente a la actividad de distribución a costa de transferir una parte de la que se venía asignando a la de suministro.

Los procedimientos que se emplean para regular las actividades de red deberían evolucionar hacia una mayor transparencia, de modo que sea posible conocer con exactitud cada uno de los extremos que determinan las decisiones de la Administración. Además, sería aconsejable reducir la incertidumbre que genera la ambigüedad con que se definen las condiciones que pueden dar lugar a una modificación de los índices de actualización. Si se especificaran de una forma más precisa no cabría la posibilidad de que se produjeran interpretaciones subjetivas y se aminoraría esa incertidumbre. Teniendo en cuenta el consenso que existe sobre los beneficiosos efectos de las limitaciones de precios que se han venido aplicando en Inglaterra y Gales, también sería deseable que los actuales regímenes retributivos evolucionaran hacia fórmulas más cercanas al control de precios “puro”.

Otro aspecto que debería ser objeto de una mayor concreción es el relativo a la disposición según la cual los consumidores serán compensados si el importe final de los

CTCs resulta superior al que se habría ingresado si toda esta retribución se hubiera determinado por diferencias. Como se ha explicado en este trabajo, ahora mismo no existe una definición precisa de las condiciones que se han de cumplir para que se entienda que los consumidores deben recibir dicha compensación, y tampoco se ha aclarado el procedimiento que se va a emplear en el caso de que sea necesario pagarla.

Finalmente, me gustaría señalar varios temas que pueden dar lugar a futuras investigaciones. Como la liberalización del sector eléctrico todavía es un proceso incipiente, se podrían sugerir múltiples líneas de trabajo, así que me limitaré a indicar solamente aquéllas que me parecen más interesantes. Alguna de ellas se puede centrar en el análisis de las estrategias que siguen los agentes que operan en el mercado mayorista y, en particular, en el estudio de sus reacciones ante la entrada de nuevos productores. Igualmente interesante sería examinar hasta dónde llega el efecto de las normas sobre separación vertical, o analizar como influye el cambio de regulación sobre la eficiencia productiva de las empresas que realizan actividades de red. Cuando acabe el período transitorio, e incluso antes, se podrá abordar también un asunto que promete ser controvertido: la determinación del verdadero valor de los costes que no van a recuperar las empresas productoras como consecuencia de la modificación del marco regulador.

BIBLIOGRAFÍA

AGUIRRE, Claudio (1991): "Privatizaciones: su impacto en los mercados de capitales", *Economistas*, nº 49, págs. 28-35.

ÁLVAREZ, Eloy (1992): "El <<pool>> de electricidad en el Reino Unido", *Boletín Económico de ICE*, nº 2332, págs. 2166-2173.

ÁLVAREZ, Eloy (1997): *Economía industrial del sector eléctrico: estructura y regulación*. Madrid. Editorial Civitas.

ÁLVAREZ, Enrique y CALLEJA, Ángel (1995): "Privatizaciones y el sistema de la acción especial (<<golden share>>)", *Economistas,* nº 63, págs 44-53.

ÁLVAREZ, Manuel (1997): "Los Costes de Transición a la Competencia. El paso de precios regulados a precios libres. Perspectiva jurídica", en *El nuevo marco regulatorio del sector eléctrico: alcance e impacto de la ley*. Madrid. Instituto de Empresa.

ANDREU, Agustí (1997): "Producción en régimen especial: cogeneración y energías renovables", en *El nuevo marco regulatorio del sector eléctrico: alcance e impacto de la ley*. Madrid. Instituto de Empresa.

ARANCETA, Jesús (1984): "Estructura financiera del sector eléctrico", *Economía Industrial*, mayo-junio, págs. 97-107.

ARANCETA, Jesús (1989): "El Marco Legal y Estable para el sector eléctrico", *Boletín de Estudios Económicos*, vol. 44, nº 137, agosto, págs. 239-258.

ARIÑO, Gaspar (1997): "El mercado eléctrico y los Costes de Transición a la Competencia", *Economía Industrial*, nº 316, págs. 93-108.

ARMSTRONG, Mark y VICKERS, John (1995): "Competition and regulation in telecommunications", en Matthew Bishop, John Kay y Colin Mayer (eds.), *The regulatory challenge*. Nueva York. Oxford University Press. Págs. 283-308.

ARMSTRONG, Mark; COWAN, Simon y VICKERS, John S. (1994): *Regulatory reform. Economic Analysis and British Experience*. Cambridge. The MIT Press.

ARMSTRONG, Mark; DOYLE, Chris y VICKERS, John (1996): "The access pricing problem: a synthesis", *The Journal of Industrial Economics*, vol. 44, nº 2, junio, págs. 131-150.

AROCENA, Pablo y RODRÍGUEZ, Luis (1998): *La regulación por precios máximos y el crecimiento productivo en la generación termoeléctrica en España.* Documento de Trabajo nº 30/98. Pamplona. Dpto. de Gestión de Empresas. Universidad Pública de Navarra.

ARRAIZA, José María (1994): "Nuevas inversiones en el sector eléctrico español en la perspectiva del año 2000", en Fernández, Luis; Ontiveros, Emilio y Rojas, Arturo (editores): *El sector eléctrico del año 2000*. Madrid. Editorial Civitas. Págs. 73-100.

AVERCH, Harvey y JOHNSON, Leland L. (1962): "Behavior of the firm under regulatory constraint", *American Economic Review*, vol. 52, diciembre, págs. 1052-1069.

BARON, David P. (1989): "Design of regulatory mechanisms and institutions", en Richard Schmalensee (ed.), *Handbook of Industrial Organization.* Amsterdan Elsevier Science Publishers B.V. Vol. 2. Págs. 1347-1447.

BARON, David P. y MYERSON, Roger B. (1982): "Regulating a monopolist with unknown costs", *Econometrica*, vol. 50, nº 4, julio, págs. 911-930.

BAUMOL, William J. (1982): "Contestable markets: An uprising in the theory of industry structure", *American Economic Review*, vol. 72, nº 1, marzo, págs. 1-15.

BAUMOL, William J.; JOSKOW, Paul L. y KAHN, Alfred E. (1994): *The challenge for federal and state regulators: Transition from regulation to efficient competition in electric power"*. Washington. Edison Electric Institute.

BAUMOL, William J. y WILLIG, Robert D. (1981): "Fixed costs, sunk costs, entry barriers and sustainability of monopoly", *The Quarterly Journal of Economics*, vol. 96, agosto, págs. 405-431.

BAUMOL, William J. y WILLIG, Robert D. (1986): "Contestability: developments since the book", *Oxford Economic Papers*, vol. 38, suplemento, págs. 9-36.

BAUMOL, William J.; PANZAR, John C. y WILLIG, Robert D. (1982): *Contestable markets and the theory of industry structure*. San Diego. Harcourt Brace Jovanovich.

BAUMOL, William J.; PANZAR, John C. y WILLIG, Robert D. (1983): "Contestable markets: An uprising in the theory of industry structure. Reply", *American Economic Review*, vol. 73, nº 3, junio, págs. 491-496.

BAUMOL, William J. y SIDAK, J. Gregory (1995): "Stranded costs", *Harvard Journal of Law and Public Policy*, vol. 18, nº 3, págs. 835-849.

BEATO, Paulina (1985): "Nueva organización de la explotación del sistema eléctrico en España", *Economía Industrial*, mayo-junio, págs. 37-44.

BEATO, Paulina (1986a): "Red Eléctrica. Una empresa para la explotación del sistema eléctrico", *Economistas*, nº 17, págs. 128-129.

BEATO, Paulina (1986a): "Red Eléctrica. Una empresa para la explotación del sistema eléctrico", *Economistas*, nº 17, págs. 128-129.

BEATO, Paulina (1986b): "Optimización de la generación de energía eléctrica", *Economía Industrial*, julio-agosto, págs. 75-78.

BEATO, Paulina y GIL, Vicente (1984): "El desarrollo del parque de generación de energía eléctrica", *Economía Industrial*, mayo-junio, págs. 113-125.

BECERRIL, Carmen (1997): "Modificaciones en el transporte de electricidad: las funciones del operador del sistema", en *El nuevo marco regulatorio del sector eléctrico: alcance e impacto de la ley*. Madrid. Instituto de Empresa.

BEESLEY, Michael E. y LITTLECHILD, Stephen C (1983): "Privatization: principles, problems and priorities", *Lloyds Bank Review*, nº 149, págs. 1-20.

BEESLEY, Michael E. y LITTLECHILD, Stephen C. (1989): "The regulation of privatized monopolies in the United Kingdom", *The RAND Journal of Economics*, vol. 20, nº 3, otoño, págs. 454-472.

BERGÉS, Ángel (1985): "El sector eléctrico español y el mercado de valores", *Economía Industrial*, mayo-junio, págs. 53-60.

BISHOP, Matthew y KAY, John (1992): "El impacto de la privatización sobre la eficiencia del sector público en el Reino Unido", *Revista de Economía de ICE*, nº 707, julio, págs. 22-34.

BISHOP, Matthew; KAY, John y MAYER, Colin (1994): "Privatization in performance", en Matthew Bishop, John Kay y Colin Mayer (eds), *Privatization and economic performance*. Nueva York. Oxford University Press. Págs. 1-14.

BOHN, Roger E.; CARAMANIS, Michael C. y SCHWEPPE, Fred C. (1984): "Optimal pricing in electrical networks over space and time", *The RAND Journal of Economics*, vol. 15, nº 3, págs. 360-376.

BOLSA DE MADRID (varios años): *Boletín de Cotización de la Bolsa de Madrid.* Madrid.

BORENSTEIN, Severin y BUSHNELL, James (1998): *An Empirical Analysis of the Potential for Market Power in California's Electricity Industry.* Documento de Trabajo. University of California Energy Institute. Berkeley. California.

BORENSTEIN, Severin; BUSHNELL, James; KAHN, Edward y STOFT, Steven (1996): *Market Power in California Electricity Markets*. Documento de Trabajo. University of California Energy Institute. Berkeley. California.

BORENSTEIN, Severin; BUSHNELL, James y KNITTEL, Christopher R. (1998): *Market Power in Electricity Markets: Beyond Concentration Measures*. Documento de Trabajo. University of California Energy Institute. Berkeley. California.

BÖS, Dieter (1991): *Privatization. A theorical treatment*. Oxford. Oxford University Press.

BÖS, Dieter (1993): "Privatization in Europe: A comparison of approaches", *Oxford Review of Economic Policy*, vol. 9, nº 1, págs. 95-111.

BRAEUTIGAM, Ronald R. y PANZAR, John C. (1989): "Diversification incentives under <<price-based>> and <<cost-based>> regulation", *The RAND Journal of Economics*, vol. 20, mº 3, otoño, págs. 373-391.

BRAEUTIGAM, Ronald R. y PANZAR, John C. (1993): "Effects of the change from rate-of-return to price-cap regulation", *American Economic Review*, vol. 83, nº 2, mayo, págs. 191-198.

BRENNAN, Timothy J. y BOYD, James (1997): "Stranded Costs, Takings, and the Law and Economics of Implicit Contracts", *Journal of Regulatory Economics*, vol. 11, págs. 41-54.

BRENNAN, Timothy J.; PALMER, Karen L.; KOPP, Raymond J.; KRUPNICK, Alan J.; STAGLIANO, Vito y BURTRAW, Dallas (1996): *A Shock to the System. Restructuring America's Electricity Industry*. Washington. Resources for the Future.

BUNN, Derek W. (1995): "Progress in restructuring, privatizing, and regulating the UK electricity industry during 1990-1995", *Pacific and Asian Journal of Energy*, vol. 5, nº 2, págs. 223-233.

BURNS, Philip y WEYMAN-JONES, Thomas (1998): "Periodic Regulatory Review in UK Electricity Markets; Developments Within a Deregulated System", en Georges Zaccour (editor), *Deregulation of Electric Utilities*. Norwell, Massachusetts. Kluwer Academic Publishers. Págs. 75-99.

CABELLOS, Mariano (1997): "Régimen económico de la energía eléctrica: fijación de precios y tarifas", en *El nuevo marco regulatorio del sector eléctrico: alcance e impacto de la ley*. Madrid. Instituto de Empresa.

CALVO, Ramón (1984): "Las tarifas eléctricas: pasado, presente y futuro", *Economía Industrial*, mayo-junio, págs. 149-162.

CAVE, Martin y WILLIAMSON, Peter (1996): "Entry, competition, and regulation in UK telecommunications", *Oxford Review of Economic Policy*, vol. 12, nº 4, págs. 100-121.

CAVES, Richard E. (1990): "Lessons from privatization in Britain", *Journal of Economic Behavior and Organization*, vol 13, págs. 145-169.

CLARKE, Thomas (1993): "The political economy of the UK privatization programme: a blueprint for another countries?", en Thomas Clarke y Christos Pitelis (eds.), *The political economy of privatization*. Londres. Routledge. Págs. 205-233.

CNSE (1997a): *Informe de la Comisión Nacional del Sector Eléctrico sobre el Proyecto de Real Decreto de organización y regulación del mercado de producción de electricidad.* Referencia: I 019/97. Madrid.

CNSE (1997b): *Informe sobre el Proyecto de Orden Ministerial por la que se desarrollan algunos aspectos del Real Decreto de organización y regulación del mercado de producción de energía eléctrica.* Referencia: I 021/97. Madrid.

CNSE (1997c): *Informe sobre el proyecto de Real Decreto por el que se establece la tarifa eléctrica para 1998*. Referencia: I 020/97. Madrid.

CNSE (1998a): *Informe sobre las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción Eléctrica.* Referencia: I 013/98. Madrid.

CNSE (1998b): *Informe sobre la propuesta de Real Decreto por el que se establece la tarifa eléctrica para 1999.* Referencia: I 046/98. Madrid.

CNSE (1998c): *Información básica del sector eléctrico*. Referencia: PA 002/98. Madrid.

CNSE (1998d): *Informe en el que se recomienda al gobierno que no acepte la solicitud de las empresas eléctricas de que el Estado les conceda derechos para la titulización de los Costes de Transición a la Competencia que no estén contemplados en la legislación vigente.* Referencia: IE 003/98. Madrid.

CNSE (1998e): *Informe precipitado sobre la enmienda relativa a la disposición adicional a incluir en el proyecto de ley de medidas fiscales, administrativas y del orden social para 1999.* Referencia: I 042/98. Madrid.

CNSE (1998f): *Sobre la modificación de la ley 54/1997 por la que se conceden derechos a cinco empresas eléctricas por valor de 1'3 billones de pesetas no determinados en la legislación vigente.* Referencia: I 044/98. Madrid.

CNSE (1998g): *Propuesta de Real Decreto por el que se regula la separación de actividades prevista en la Disposición Transitoria 5ª de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico.* Referencia: P 003/98. Madrid.

CNSE (1998h): *Propuesta de liberalización del sector eléctrico.* Referencia: IE 002/98. Madrid.

CNSE (1998i): *Informe sobre el borrador de Orden Ministerial sobre garantía de potencia.* Referencia: I 034/98. Madrid.

CNSE (1998j): *Resolución por la que se deniega la petición presentada por Endesa de levantar la condición impuesta en la Resolución de 23 de octubre de 1996 (R 008/96)*. Referencia: R 014/98. Madrid.

CNSE (1999a): *Informe sobre la propuesta de Orden Ministerial por la que se establece la retribución de la actividad de distribución.* Madrid.

BIBLIOTECA VIRTUAL MIGUEL DE CERVANTES

CNSE (1999b): *Informe sobre las compras de energía al régimen especial en el sistema peninsular*. Referencia: IAP COMPRAS RE. Madrid.

CNSE (1999c): *Informe sobre los resultados de la liquidación 13 de 1998.* Referencia: IAP LIQUIDACIONES. Madrid.

CNSE (1999d): *Informe sobre el proyecto de Real Decreto por el que se regula la separación jurídica de las actividades eléctricas*. Madrid.

COMEESA (1998): *Reglas de funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica.* Madrid.

COMEESA (1999a): *Evolución del mercado de producción eléctrica.* Madrid.

COSTAS, Antón (1995): "Desregulación y privatización en la economía europea actual: motivaciones, resultados y enseñanzas", *Economistas*, nº 63, págs. 54-63.

COWAN, Simon (1997): "Competition in the water industry", *Oxford Review of Economic Policy*, vol. 13, nº 1, págs. 83-92.

CRAMPES, Claude y LAFFONT, Jean-Jacques (1995): "Transfers and incentives in the Spanish electricity sector", *Revista Española de Economía*, nº monográfico: "Regulación", págs. 117-140.

CREMER, Helmuth; MARCHAND, Maurice y THISSE, Jacques-Francois (1989): "The public firm as an instrument for regulating an olipolistic market", *Oxford Economic Papers*, vol. 41, págs. 283-301.

CSEN (1995a): *Propuesta de modificación del modelo retributivo del sistema integrado y de otros factores con incidencia en la tarifa eléctrica.* Madrid. CSEN.

CSEN (1995b): *Informe-Propuesta de modificación del modelo retributivo del sistema integrado y de otros factores con incidencia en la tarifa eléctrica.* Referencia: P 003/95. Madrid.

CSEN (1996a): *Informe sobre el documento "Propuesta de revisión de tarifas de 1997"*. Referencia: I 027/96. Madrid.

CSEN (1996b): *Informe sobre el Real Decreto por el que se establece la tarifa para 1997.* Referencia: I 028/96. Madrid.

CSEN (1996c): *Informe sobre asignación de los costes en la tarifa eléctrica en España.* Referencia: IE 002/96. Madrid.

CSEN (1996d): *Informe sobre las consecuencias que las diferentes formas de venta de las participaciones del Estado en las empresas eléctricas pueden tener en el precio de la energía eléctrica en España en los próximos años.* Referencia: P 005/96. Madrid.

CSEN (1997a): *Documentos sobre el Proyecto de Ley del Sector Eléctrico. Documento nº 1: Introducción.* Referencia: IE 004/97. Madrid.

CSEN (1997b): *Documentos sobre el Proyecto de Ley del Sector Eléctrico. Documento nº 2: Aspectos esenciales para que haya competencia en el sector eléctrico.* Referencia: IE 005/97. Madrid.

CSEN (1997c): *Documentos sobre el Proyecto de Ley del Sector Eléctrico. Documento nº 3: La transición a la competencia y las empresas eléctricas.* Referencia: IE 006/97. Madrid.

CSEN (1997d): *Documentos sobre el Proyecto de Ley del Sector Eléctrico. Documento nº 4: El organismo regulador.* Referencia: IE 007/97. Madrid.

CSEN (1997e): *Documentos sobre el Proyecto de Ley del Sector Eléctrico. Documento nº 5: Actividades del sector eléctrico.* Referencia: IE 010/97. Madrid.

CSEN (1997f): *Documentos sobre el Proyecto de Ley del Sector Eléctrico. Documento nº 6: Otras mejoras técnicas.* Referencia: IE 011/97. Madrid.

CSEN (1997g): *Informe sobre el "Protocolo para el establecimiento de una nueva regulación de Sistema Eléctrico Nacional"*. Referencia: I 026/96. Madrid.

CSEN (1997h): *Informe sobre el Anteproyecto de Ley por el que se liberalizan las Actividades destinadas al Suministro de Energía Eléctrica.* Referencia: I 008/97. Madrid.

CUENCA, José Luis (1996): "Antecedentes, situación actual y perspectiva del sector eléctrico español", *Cuadernos de Información Económica*, nº 116, págs. 111-123.

CHESSHIRE, John (1996): "UK electricity supply under public ownership", en John Surrey (ed.), *The British Electricity Experiment*. Londres. Earthscan Publications Limited. Págs. 14-39.

DE FRAJA, Giovanni (1994): "Chicken or egg. Which should come first, privatisation or liberalisation?", *Annales d'Economie et de Statistique*, nº 33, págs. 133-156.

DE ISUSI, Celedonio José (1988): "Aproximación a la estructura financiera del sector eléctrico", *Economía Industrial*, mayo-junio, págs. 103-106.

DE LA DEHESA, Guillermo (1993): "Las privatizaciones en España", *Moneda y Crédito*, nº 196, págs. 131-141.

DEMSETZ, Harold (1968): "Why regulate utilities?", *Journal of Law and Economics*, nº 11, págs. 55-65.

DEMSETZ, Harold y LEHN, Kenneth (1985): "The structure of corporate ownership: Causes and consecuences", *Journal of Economic Perspectives*, vol. 93, nº 6, págs. 1155-1177.

BIBLIOTECA VIRTUAL

DÍAZ-CANEJA, Fernando (1985): "Regulación administrativa del sector eléctrico", *Economía Industrial*, mayo-junio, págs. 117-130.

DOMBERGER, Simon y PIGGOTT, John (1986): "Privatization policies and public enterprise: A survey", *The Economic Record*, vol. 62, nº 177, junio, págs. 145-162.

EINHORN, Michael A. (1994): "Regulation of Regional Electric Companies in the British Electricity Experiment", Michael A. Einhorn (editor), *From regulation to competition: New Frontiers in Electricity Markets*. Boston. Kluwer. Págs. 113-123.

ENDESA (1999a): *Avance de los resultados del ejercicio 1998*. Madrid. Endesa.

ESPITIA, Manuel (1985): "Resultados económico-financieros del sector eléctrico, 1962-1983", *Economía Industrial*, mayo-junio, págs. 91-109.

FABRA, Jorge (1986): "Sector eléctrico: costes de generación y restricciones sociales", *Economía Industrial*, julio-agosto, págs. 65-73.

FABRA, Jorge (1989): "La explotación del sistema eléctrico nacional en 1988", *Información Comercial Española. Revista de Economía*, nº 670-671, junio-julio, págs. 97-105.

FABRA, Jorge (1990): "La explotación del Sistema Eléctrico español", *Economistas*, nº 41, págs. 172-175.

FABRA, Jorge y BARTOLOMÉ, Juan Ignacio (1985): "Sector eléctrico: reflexiones sobre aspectos conocidos", *Economía Industrial*, mayo-junio, págs. 23-35.

FERNÁNDEZ, Amado (1994): "Condicionantes financieros del sector eléctrico", en Fernández, Luis; Ontiveros, Emilio y Rojas, Arturo (editores): *El sector eléctrico del año 2000*. Madrid. Editorial Civitas. Págs. 239-250.

FERNÁNDEZ, Claro (1997): "Energía eléctrica y medio ambiente", en *El nuevo marco regulatorio del sector eléctrico: alcance e impacto de la ley*. Madrid. Instituto de Empresa.

FERNÁNDEZ, Luis (1994): "La integración del Mercado Comunitario de la Electricidad. Un balance", en Fernández, Luis; Ontiveros, Emilio y Rojas, Arturo (editores): *El sector eléctrico del año 2000*. Madrid. Editorial Cívitas. Págs. 123-145.

FERNÁNDEZ, Luis; ESCANCIANO, Luis y RIESGO, Pedro (1995): "Cambios regulatorios en el sector eléctrico e implicaciones estratégicas y organizativas", *Economía Industrial*, nº 302, págs. 87-97.

FERNÁNDEZ, Manuel (1993): "El sistema eléctrico español: evolución y situación actual", *Información Comercial Española. Revista de Economía*, nº 723, noviembre, págs. 75-85.

FERNÁNDEZ, Miguel Ángel (1998): *Ante el Mercado Común de la Energía*. XIII Jornadas de Alicante sobre Economía Española. 29-31 de Octubre de 1998. Alicante.

FERNÁNDEZ, Zulima (1985): "Rasgos diferenciales de la dirección de las empresas públicas", *Economía Industrial*, enero-febrero, págs. 107-120.

FERNÁNDEZ, Zulima (1995a): "Formas de privatización de empresas", *Economistas*, nº 63, págs. 21-30.

FERNÁNDEZ, Zulima (1995b): "El papel de la empresa pública. Consideraciones previas a la privatización", *Cuadernos de Información Económica*, nº 101-102, agosto-septiembre, págs. 9-25.

FERNÁNDEZ, Zulima (1997): "El proceso de privatización en Europa. Dos pasos adelante, uno atrás", *Cuadernos de Información Económica*, nº 101-102, agosto-septiembre, págs. 9-25.

FERRERAS, Pedro (1997a): "Antecedentes y líneas estratégicas del plan de privatizaciones", *Cuadernos de Información Económica*, nº 119, febrero, págs. 24-38.

FLUXÁ, Francisco (1997): "El mercado del sector eléctrico", *Revista del Instituto de Estudios Económicos*, nº 1-2, págs. 343-365.

GANDOLFI, Mónica (1997): "El Protocolo y la competencia en el sistema eléctrico español", *Economistas*, nº 74, págs. 73-78.

GARRIDO, José (1988): "Situación financiera del sector eléctrico español", *Economía Industrial*, mayo-junio, págs. 87-89.

GARRIDO, José Antonio (1990): "Regulación o liberalización del sector", *Economistas*, nº 43, págs. 22-25.

GIMENO, José María (1994): "Reordenación del sector eléctrico y libre competencia de las empresas: referencia al llamado Marco Legal Estable", *Cuadernos Aragoneses de Economía*, vol. 4, nº 1, págs. 181-189.

GONZÁLEZ-PÁRAMO, José Manuel (1993): "¿Es necesariamente ineficiente la empresa pública?", en Gaspar Ariño (ed.), *Empresa pública y privatizaciones: una polémica abierta*. Madrid. Fundación Cánovas del Castillo. Págs. 129-172.

GONZÁLEZ-PÁRAMO, José Manuel (1995): "Privatización y eficiencia: ¿es irrelevante la titularidad?", *Economistas*, nº 63, págs 32-43.

GREEN, Richard (1994): "Britain's Unregulated Electricity Pool", en Michael A. Einhorn (editor), *From regulation to competition: New Frontiers in Electricity Markets*. Boston. Kluwer. Págs. 73-96.

GREEN, Richard (1995): "Lessons from electricity privatization in UK", *Pacific and Asian Journal of Energy*, vol. 5, nº 2, págs. 235-247.

GREEN, Richard (1996a): "The British electricity spot market", *Pacific and Asian Journal of Energy*, vol. 6, nº 1, págs. 39-52.

GREEN, Richard (1996b): "Reform of the Electricity Supply Industry in the UK", *The Journal of Energy Literature*, vol. 2, nº 1, págs. 3-24.

GREEN, Richard (1996c): "Increasing Competition in the British Electricity Spot Market", *The Journal of Industrial Economics*, vol. 44, nº 2, junio, págs. 205-216.

GREEN, Richard (1997a): "Electricity transmission pricing: an international comparison", *Utilities Policy*, vol. 6, nº 3, págs. 177-184.

GREEN, Richard (1997b): "Transmission pricing in England and Wales", *Utilities Policy*, vol. 6, nº 3, págs. 185-193.

GREEN, Richard (1998a): *Electricity Transmission Pricing: How much does it cost to get it wrong?*. Documento de Trabajo. Departamento de Economía Aplicada. Universidad de Cambridge.

GREEN, Richard (1998b): *England and Wales - A Competitive Electricity Market?*. Documento de Trabajo. Departamento de Economía Aplicada. Universidad de Cambridge.

GREEN, Richard y McDANIEL, Tanga (1998): "Competition in Electricity Supply: Will "1998" be worth it?", *Fiscal Studies*, vol. 19, nº 3, págs. 273-293.

GREEN, Richard y NEWBERY, David M. (1992): "Competition in the British Electricity Spot Market", *Journal of Political Economy*, vol. 100, nº 5, págs. 929- 953.

GREEN, Richard y NEWBERY, David M. (1997): "Competition in the electricity industry in England and Wales", *Oxford Review of Economic Policy*, vol. 13, nº 1, págs. 27-46.

GREEN, Richard y NEWBERY, David M. (1998): "The electricity industry in England and Wales", en *Competition in Regulated Industries*. Nueva York. Oxford University Press Inc. Págs. 77-107.

GROSMAN, Robert G. (1990): "El sector eléctrico en Europa", *Economistas*, nº 43, págs. 6-14.

BIBLIOTECA VIRTUAL

GUEREDIAGA, José Ramón (1989): "Aspectos financieros del sector eléctrico", *Boletín de Estudios Económicos*, vol. 44, nº 137, agosto, págs. 259-271.

GUESNERIE, Roger (1988): "Regulation as an adverse selection problem", *European Economic Review*, vol. 32, págs. 473-481.

HAMMOND, Elizabeth M.; HELM, Dieter J. y THOMPSON, David J. (1985): "British Gas: Options for privatisation", *Fiscal Studies*, vol. 6, nº 4, págs. 1-20.

HANKE, Steve (1992): "Privatización del sector público", *Revista del Instituto de Estudios Económicos*, nº 1, págs. 137-171.

HASKEL, Jonathan (1994): "Privatisation: profit and loss", *New Economy*, vol. 1, primavera, págs. 74-78.

HEALD, David (1988): "The United Kingdom: Privatisation and its political context", *West European Politics*, vol. 11, nº 4, págs. 31-48.

HEALD, David y STEEL, David (1981): "Nationalised industries: The search for control", *Public Money*, vol. 1, nº 1, junio, págs. 13-19.

HELM, Dieter y JENKINSON, Tim (1997): "The assessment: Introducing competition into regulated industries", *Oxford Review of Economic Policy*, vol. 13, nº 1, págs. 1-14.

HELM, Dieter y POWELL, Andrew (1992): "Pool Prices, Contracts and Regulation in the British Electricity Supply Industry", *Fiscal Studies*, vol. 13, nº 1, págs. 89-105

HEMMING, Richard y MANSOOR, Ali M. (1988): *Privatization and public enterprises*. Occasional Paper nº 56. Washigton. Fondo Monetario Internacional.

HENNEY, Alex (1996): "Competition, Confusion and Chaos: The Metering Muddle", *Public Utilities Fortnightly*, 1 de noviembre, págs. 26-29.

HIDALGO, Antonio (1993): "Monopolio versus competencia en los sistemas eléctricos", *Información Comercial Española. Revista de Economía*, nº 722, octubre, págs. 137-148.

HJALMARSSON, Lennart (1996): "From club-regulation to market competition in the Scandinavian electricity supply industry", en Richard J. Gilbert y Edward P. Kahn (eds.), *International Comparisons of Electricity Regulation*. Cambridge. Cambridge University Press. Págs. 126-178.

HOGAN, Wlliam H. (1995): *Electricity transmission and emerging competition*. Public Utility Research Center Annual Conference. 27 de abril de 1995. Gainesville. Florida.

HUIDOBRO, María Luisa (1988): "El marco estable del sector eléctrico", *Boletín Económico de ICE*, nº 2125, marzo, págs. 955-956.

HUIDOBRO, María Luisa (1997): "La liberalización en la generación de energía eléctrica. Mercado de producción y sistema de ofertas", en *El nuevo marco regulatorio del sector eléctrico: alcance e impacto de la ley*. Madrid. Instituto de Empresa.

HUNT, Sally y SHUTTLEWORTH, Graham (1994): "Transmission Pricing in England and Wales", Michael A. Einhorn (editor), *From regulation to competition: New Frontiers in Electricity Markets*. Boston. Kluwer. Págs. 97-112.

INE (varios años): *Encuesta Industrial*. Madrid. INE.

INE (1996): *Contabilidad Nacional de España.* Madrid. INE.

INE (1996): *Encuesta de Población Activa.* Madrid. INE.

INE (1996): *Encuesta Industrial de Empresas*. Madrid. INE.

INE (1998): *Boletín Trimestral de Coyuntura, cuarto trimestre*. Madrid. INE.

INSUNZA, Eduardo (1989): "El mercado interior de la energía eléctrica. Obstáculos para su implantación", *Boletín de Estudios Económicos*, vol. 44, nº 137, agosto, págs. 213-225.

JOSKOW, Paul L. (1987): "Contract duration and relationship-specific investments:: Empirical evidence from coal markets", *American Economic Review*, vol. 77, nº 1, págs. 168-185.

JOSKOW, Paul L. (1989): "Regulatory failure, regulatory reform, and structural change in the electrical power industry", *Brookings Papers on Economic Activity*, Microeconomics, págs. 125-208.

JOSKOW, Paul L. (1996): "Does stranded cost recovery distort competition?", *The Electricity Journal*, abril, págs. 31-45.

JOSKOW, Paul L. y SCHMALENSEE, Richard (1983): *Markets for power: An analysis of electric utility deregulation.* Cambridge. MIT Press.

KAY, J. A. y SILBERSTON, Z. A. (1984): "The new industrial policy - Privatisation and competition ", *Midland Bank Review*, primavera, págs. 8-16.

KAY, John A. (1987): "Public ownership, public regulation or public subsidy?", *European Economic Review*, vol. 31, págs. 343-345.

KAY, John A. y THOMPSON, David J. (1986): "Privatisation: A policy in search of a rationale", *The Economic Journal*, nº 96, marzo, págs. 18-32.

KAY, John A. y VICKERS, John S. (1988): "Regulatory reform in Britain", *Economic Policy*, vol. 7, octubre, págs. 285-351.

KETTERER, Juan Antonio y VEGARA, David (1996): "Instrumentos derivados sobre subyacente eléctrico", *Hacienda Pública Española*, nº 139, págs. 91-106.

KLEMPERER, Paul D. y MEYER, Margaret A. (1989): "Supply function equilibria in oligopoly under uncertainty", *Econometrica*, vol. 57, noviembre, págs. 1243-1277.

KREPS, David M. y SCHEINKMAN, José A. (1983): "Quantity precommitment and Bertrand competition yield Cournot outcomes", *The Bell Journal of Economics*, vol. 14, págs. 326-337.

LAFFONT, Jean-Jacques (1995): "Privatization and incentives", *Revista Española de Economía*, nº monográfico, págs. 9-21.

LAFFONT, Jean-Jacques y TIROLE, Jean (1986): "Using cost observation to regulate firms", *Journal of Political Economy*, vol. 94, nº 3, págs. 614-641.

LAFFONT, Jean-Jacques y TIROLE, Jean (1991a): "Privatization and incentives", *Journal of Law, Economics and Organization*, vol. 7, nº especial, págs. 84-105.

LAFFONT, Jean-Jacques y TIROLE, Jean (1991b): "The politics of government decision-making. A theory of regulatory capture", *The Quarterly Journal of Economics*, vol. 106, nº 427, noviembre, págs. 1089-1127.

LANDA, Ángel (1993): "La regulación eléctrica en España: pool y compensaciones", *Información Comercial Española. Revista de Economía*, nº 723, noviembre, págs. 87-97.

LASHERAS, Miguel Ángel (1996): "Costes asociados a la reestructuración del sistema eléctrico: los costes varados", *Hacienda Pública Española*, nº 139, págs. 79-90.

LEVY, Brian (1987): "A theory of public enterprise behavior", *Journal of Economic Behavior and Organization*, vol. 8, págs. 75-96.

LITTLECHILD, Stephen C. (1994): "Competition, Monopoly and Regulation in the Electricity Industry", Michael A. Einhorn (editor), *From regulation to competition: New Frontiers in Electricity Markets*. Boston. Kluwer. Págs. 125-149.

LITTLECHILD, Stephen C. (1996): "Privatisation, competition and regulation in the Scottish Electricity Industry", *Scottish Journal of Political Economy*, vol. 43, nº 1, febrero, págs. 1-15.

LITTLECHILD, Stephen C. (1998): "The generation and supply of electricity: The Bristish experience", en Dieter Helm y Tim Jenkinson (editores), *Competition in Regulated Industries*. Nueva York. Oxford University Press Inc. Págs. 193-212.

LISTON, Catherine (1993): "Price-cap versus rate-of return regulation", *Journal of Regulatory Economics*, vol. 5, págs. 25-48.

LO PASSO, Francesco y MACCHIATI, Alfredo (1997): "Privatization and the ownership structure of public utilities", en Mario Baldassarri (ed.), *The privatization of public utilities: the case of Italy*. Londres. MacMillan Press Ltd. Págs. 51-69.

LÓPEZ-IBOR, Vicente (1997): "La creación de un Mercado Interior Eléctrico. La regulación del sector eléctrico español en el contexto europeo", en *El nuevo marco regulatorio del sector eléctrico: alcance e impacto de la ley*. Madrid. Instituto de Empresa.

MACKERRON, Gordon (1996): "Nuclear power under review", en John Surrey (ed.), *The British Electricity Experiment*. Londres. Earthscan Publications Limited. Págs. 138-163.

MACKERRON, Gordon y BOIRA-SEGARRA, Isabel (1996): "Regulation", en John Surrey (ed.), *The British Electricity Experiment*. Londres. Earthscan Publications Limited. Págs. 95-119.

MACKERRON, Gordon y WATSON, Jim (1996): "The winners and losers so far", en John Surrey (ed.), *The British Electricity Experiment*. Londres. Earthscan Publications Limited. Págs. 185-212.

MAESTRE, Fernando (1988): "Análisis de la evolución reciente del sector eléctrico español", *Economía Industrial*, julio-agosto, págs. 97-116.

MAESTRE, Fernando (1990): "Regulación en el sector eléctrico español. El sistema tarifario", *Economistas*, nº 43, págs. 34-44.

MAESTRE, Fernando (1992): "El sector eléctrico español", *Economistas*, nº 52, págs. 306-316.

MARAVALL, Fernando (1988): "Unas notas sobre la situación del sector eléctrico", *Economistas*, nº 29, págs. 141-144.

MAROTO, José Antonio (1999): "El sector eléctrico y <<nuestros>> costes de <<su>> transición a la competencia", *Cuadernos de Información Económica*, nº 142, enero, págs. 99-102.

MARTÍNEZ, José Luis (1991): "El sector eléctrico en España", *Revista del Instituto de Estudios Económicos*, nº 4, págs. 313-372.

MATHIOS, Alan D. y ROGERS, Robert P. (1989): "The impact of alternative forms of state regulation of AT&T on direct-dial, long-distance telephone rates", *The RAND Journal of Economics*, vol. 20, mº 3, otoño, págs. 437-453.

MIELGO, Pedro (1997): "Modificaciones en el transporte de electricidad: las funciones del operador del sistema", en *El nuevo marco regulatorio del sector eléctrico: alcance e impacto de la ley*. Madrid. Instituto de Empresa.

MINISTERIO DE INDUSTRIA Y ENERGÍA (varios años): *Informe sobre la Industria Española*. Madrid. MINER.

MINISTERIO DE INDUSTRIA Y ENERGÍA (1998): *Boletín Estadístico de Energía Eléctrica.* Diciembre. Nº 7. Madrid. MINER.

MIRANDA, Rafael (1990): "Ventajas e inconvenientes de la desregulación en la industria eléctrica", *Economistas*, nº 43, págs. 16-20.

MITCHELL, Catherine (1996): "Renewable generation - Success story?", en John Surrey (ed.), *The British Electricity Experiment*. Londres. Earthscan Publications Limited. Págs. 164-184.

MUÑOZ, Santiago y BAÑO, José María (1991): "La intervención administrativa en el sector eléctrico: exigencias constitucionales y comunitarias frente a una futura reforma legislativa", *Revista del Instituto de Estudios Económicos*, nº 4, págs. 373-404.

MYRO, Rafael (1995): "La nueva organización de la empresa pública en España", *Cuadernos de Información Económica*, nº 101-102, agosto-septiembre, págs. 3-8.

NAVARRO, Peter (1996): "Electric Utilities: The Argument for a Radical Deregulation", *Harvard Business Review*, enero-febrero.

NEWBERY, David M. (1995): "Power Markets and Market Power", *The Energy Journal*, vol. 16, nº 3, págs. 39-66.

NEWBERY, David M. (1997): "Privatisation and liberalisation of network utilities", *European Economic Review*, vol. 41, págs. 357-383.

NEWBERY, David M. y GREEN, Richard (1996): "Regulation, public ownership and privatisation of the English electricity industry", en Richard J. Gilbert y Edward P. Kahn (editores), *International Comparisons of Electricity Regulation*. Cambridge. Cambridge University Press. Págs. 25-81.

NEWBERY, David M. y POLLIT, Michael G. (1997): "The restructuring and privatisation of Britain's CEGB - Was it worth it?", *The Journal of Industrial Economics*, vol. 45, nº 3, págs. 269-303.

OCAÑA, Carlos y ROMERO, Arturo (1998): *Una simulación del funcionamiento del pool de energía eléctrica en España.* Documento de Trabajo. Referencia: DT 002/98. Madrid. CNSE.

OFFER (1997): *Review of Electricity Trading Arrangements: A Consultation Paper*. Birmingham. Noviembre.

OFFER (1998a): *Review of Electricity Trading Arrangements: Background Paper 1*. Birmingham. Febrero.

OFFER (1998b): *Report on Pool Price. Increases in winter 1997/98.* Birmingham. Junio.

OFFER (1998c): *Review of Electricity Trading Arrangements: Proposals*. Birmingham. Julio.

OFFER (1998d): *Review of Electricity Trading Arrangements: Framework Document*. Birmingham. Noviembre.

OFFER (1998e): *Reviews of Public Electricity Suppliers, 1998 to 2000: Price Controls and Competition. Consultation Paper.* Birmingham. Julio.

OFFER (1998f): *Annual Report 1997 - A summary of the main points of the Annual Report*. Birmingham.

OFFER (1998g): *Reviews of Public Electricity Suppliers, 1998 - 2000: Separation of Businesses. Second Consultation Paper.* Birmingham. Noviembre.

OFFER (1998h): *A fair deal for consumers: Modernising the framework for utility regulation - Response by the Director General of Electricity Supply*. Birmingham. Junio.

OFFER (1998i): *A fair deal for consumers: Modernising the framework for utility regulation - Public Consultation Paper on the future of gas and electricity regulation*. Birmingham. Noviembre.

OFFER (1998j): *Reviews of Public Electricity Suppliers, 1998 to 2000: Separation of Businesses. Consultation Paper.* Birmingham. Mayo.

OFFER (1998k): *Reactive Power Uplift - Incentive Arrangements from 1999/2000 - Consultation*. Birmingham. Diciembre.

OFFER (1998l): *Competition in Connections - Consultation Paper*. Birmingham. Diciembre.

OFFER (1998m): *Review of Electricity Trading Arrangements - Working Paper on Trading Inside and Outside the Pool*. Birmingham. Marzo.

ONTIVEROS, Emilio (1986): "Desequilibrios en la estructura financiera del sector", *Economía Industrial*, julio-agosto, págs. 79-83.

ONTIVEROS, Emilio y VALERO, Francisco José (1985): "El programa financiero del sector eléctrico", *Economía Industrial*, mayo-junio, págs. 45-52.

ORTEGA, Isabel (1993): "Modelos de organización de la industria eléctrica", *Información Comercial Española. Revista de Economía*, nº 723, noviembre, págs. 51-62.

PARKER, Mike (1996a): "Effects on demands for fossil fuels", en John Surrey (ed.), *The British Electricity Experiment*. Londres. Earthscan Publications Limited. Págs. 120-137.

PARKER, Mike (1996b): "Competition: the continuing issues", en John Surrey (ed.), *The British Electricity Experiment*. Londres. Earthscan Publications Limited. Págs. 215-232.

PARKER, Mike (1997c): "General conclusions and lessons", en John Surrey (ed.), *The British Electricity Experiment*. Londres. Earthscan Publications Limited. Págs. 295-304.

PEACOCK, Alan (1984): "Privatization in perspective", *Three Banks Review*, nº 144, diciembre, págs. 3-25.

PELTZMAN, Sam (1976): "Toward a more general theory of regulation", *Journal of Law and Economics*, vol. 19, agosto, págs. 211-240.

PEÑA, Pedro (1997): "El nuevo marco regulatorio del sector eléctrico: análisis general de la ley", en *El nuevo marco regulatorio del sector eléctrico: alcance e impacto de la ley*. Madrid. Instituto de Empresa.

PERA, Alberto (1997): "Privatisation, liberalisation and the orientation of regulation", en Mario Baldassarri (ed.), *The privatization of public utilities: The case of Italy*. Londres. MacMillan Press Ltd. Págs. 17-34.

PÉREZ, José Ignacio y MESEGUER, Claudia (1996): "Mercados competitivos de generación: formación de precios y garantía de suministro", *Hacienda Pública Española*, nº 139, págs. 107-121

PÉREZ, Víctor (1988): "La retribución a la empresa eléctrica española", *Economía Industrial*, mayo-junio, págs. 63-72.

PINT, Ellen M. (1991): "Nationalization versus regulation of monopolies. The effects of ownership on efficiency", *Journal of Public Economics*, vol. 44, págs. 131-164.

POLO, Michele y SCARPA, Carlo (1997): "The Italian Electricity sector between privatization and the fear of competition", en Mario Baldassarri (ed.), *The privatization of public utilities: The case of Italy*. Londres. MacMillan Press Ltd. Págs. 143-175.

PRICE, Catherine (1994): "Gas regulation and competition: Substitutes or complements?", en Matthew Bishop; John Kay y Colin Mayer (eds.), *Privatization and economic performance*. Nueva York. Oxford University Press. Págs. 137-161.

PUTNAM, HAYES & BARTLETT (1991): "El mercado de electricidad en el Reino Unido", *Revista del Instituto de Estudios Económicos*, nº 4, págs. 113-155.

RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA (1999): *Operación del Sistema Eléctrico. Avance del Informe 1998.* Madrid. REE.

REDACCIÓN (1985): "El sector eléctrico en 1984", *Economía Industrial*, mayo-junio, págs. 137-157.

REDACCIÓN (1986): "El sector eléctrico en 1985", *Economía Industrial*, julio-agosto, págs. 135-146.

REDACCIÓN DE ICE (1989): "La industria eléctrica en 1988", *Boletín Económico de ICE*, nº 2173, marzo, págs. 977-981.

REES, Ray (1985): "The theory of principal and agent (I) y (II)", *Bulletin of Economic Research*, vol. 27, págs. 3-26 y 75-95.

REES, Ray (1988): "Inefficiency, public enterprise and privatisation", *European Economic Review*, vol. 32, págs. 422-431.

REES, Ray y VICKERS, John S. (1995): "RPI-X price cap regulation", en Matthew Bishop; John Kay y Colin Mayer (eds.), *The regulatory challenge*. Nueva York. Oxford University Press. Págs. 358-387.

REINOSO, Victoriano (1986): "La electricidad en el contexto energético", *Economía Industrial*, julio-agosto, págs. 33-64.

REINOSO, Victoriano (1988): "Las tarifas eléctricas en Europa", *Economía Industrial*, mayo-junio, págs. 43-61.

REINOSO, Victoriano (1990): "La regulación en el sector eléctrico: un proceso a definir", *Economistas*, nº 43, págs. 26-33.

REINOSO, Victoriano (1991): "La electricidad", *Economistas*, nº 47, págs. 282-285.

REINOSO, Victoriano (1997): "Un nuevo modelo para la regulación de la actividad de distribución", *Economía Industrial*, vol. 316, nº 4, págs. 141-147.

RODRÍGUEZ, Luis (1995): "La LOSE: una nueva regulación del sistema eléctrico", *Economistas*, nº 64, págs. 496-504.

RODRÍGUEZ, Luis y CASTRO, Fidel (1994): "Aspectos económicos de la configuración del sector eléctrico en España: ¿una falsa competencia referencial?", en *Cuadernos Económicos de ICE*, vol. 57, nº 2, págs. 161-183.

ROJAS, Arturo (1993): "La ley del sector eléctrico, un nuevo modelo", *Economistas*, nº 55, págs. 303-308.

ROJAS, Arturo (1994): "El año de la paz eléctrica", *Economistas*, nº 60, págs. 374-378.

ROJAS, Arturo (1995): "La regulación del sector eléctrico", *Economistas*, 63, págs. 80-85.

ROJAS, Arturo (1996): "El sector eléctrico estrena Comisión", *Economistas*, nº 69, págs. 417-424.

SAN PEDRO, José Luis (1986): "Análisis económico y financiero del sector eléctrico", *Economía Industrial*, julio-agosto, págs. 85-93.

SÁNCHEZ, Pilar (1993): *La eficiencia del sector eléctrico español: 1979-1991*. Documento de Trabajo nº 9309. CEMFI. Madrid.

SCHWARTZ, Marius (1986): "The nature and scope of contestability theory", *Oxford Economic Papers*, vol. 38, suplemento, págs 37-57.

SCHWARTZ, Marius y REYNOLDS, Robert J. (1983): "Contestable markets: An uprising in the theory of industry structure. Comment", *American Economic Review*, vol. 73, nº 3, junio, págs. 488-490.

SEGURA, Julio (1993): *Teoría de la Economía Industrial*. Madrid. Editorial Civitas.

SERRANO, Marina (1997): "El final del servicio público. Del monopolio a la liberalización", en *El nuevo marco regulatorio del sector eléctrico: alcance e impacto de la ley*. Madrid. Instituto de Empresa.

SHAPIRO, Carl y WILLIG, Robert D. (1990): "Economic rationales for the scope of privatization", en Ezra N. Suleiman y John Waterbury (eds.), *The political economy of public sector reform and privatization*. Londres. Westview Press. Págs. 55-87.

SHARKEY, William W. (1982): *The theory of natural monopoly.* Londres. Cambridge University Press.

SHEPHERD, William G. (1984): "<<Contestability>> vs. competition", *American Economic Review*, vol. 74, nº 4, septiembre, págs. 572-587.

SHLEIFER, Andrei (1985): "A theory of yardstick competition", *The RAND Journal of Economics*, vol. 16, nº 3, otoño, págs. 319-327.

SIBLEY, David (1989): "Asymmetric information, incentives and price-cap regulation", *The RAND Journal of Economics*, vol. 20, nº 3, págs.392-404.

SPILLER, Pablo T. y VIANA, Luis (1996): "How should it be done?. Electricity regulation in Argentina, Brazil, Uruguay, and Chile", en Richard J. Gilbert y Edward P. Kahn (eds.), *International Comparisons of Electricity Regulation*. Cambridge. Cambridge University Press. Págs. 82-125.

SPULBER, Daniel F. (1989): *Regulation and markets*. Cambridge. The MIT Press.

STELZER, Irwin M. (1989): "Privatización y regulación: A menudo complementarias por necesidad", *Revista del Instituto de Estudios Económicos*, nº 1, págs. 117-128.

STELZER, Irwin M. (1994): "What happens when the rules are changed and the plug is pulled on electric utilities?", *The American Enterprise*, noviembre-diciembre, págs. 76-84.

STEVENS, Barrie (1992): "Prospects for privatization in OECD countries", *National Westminster Bank Quarterly Review*, agosto, págs. 2-22.

STEVENS, Scott (1995): "Privatization of the Electric Power Industry of the United Kingdom", *Energy Studies Review*, vol. 7, nº 1, págs. 52-62.

STIGLER, George J. (1971): "The theory of economic regulation", *The Bell Journal of Economics*, vol. 2, nº 1, primavera, págs. 3-21.

STOFT, Steven (1997): *How Financial Transmission Rights Curb Market Power*. Documento de Trabajo. University of California Energy Institute. Berkeley. California.

STUDNESS, Charles M. (1995): "The flawed case for stranded cost recovery", *Public Utilities Fortnightly*, 1 de febrero, págs. 38-40.

SURREY, John (1996a): "Introduction", en John Surrey (ed.), *The British Electricity Experiment*. Londres. Earthscan Publications Limited. Págs. 3-13.

SURREY, John (1996b): "Unresolved issues of economic regulation", en John Surrey (ed.), *The British Electricity Experiment*. Londres. Earthscan Publications Limited. Págs. 233-254.

THOMAS, Steve (1996a): "The privatization of the electricity supply industry", en John Surrey (ed.), *The British Electricity Experiment*. Londres. Earthscan Publications Limited. Págs. 40-63.

THOMAS, Steve (1996b): "The development of competition", en John Surrey (ed.), *The British Electricity Experiment*. Londres. Earthscan Publications Limited. Págs. 67-94.

THOMAS, Steve (1996c): "Strategic government and corporate issues", en John Surrey (ed.), *The British Electricity Experiment*. Londres. Earthscan Publications Limited. Págs. 255-291.

THOMPSON, David J. (1987): "Privatisation in the U.K.", *European Economic Review*, vol. 31, págs. 368-374.

TIROLE, Jean (1988): *The theory of industrial organization*. Cambridge. MIT Press.

TORRERO, Antonio (1986): "El sector eléctrico en la Bolsa", *Economía Industrial*, julio-agosto, págs. 95-98.

BIBLIOTECA VIRTUAL

TRILLO, Jesús (1997): "La ley y su desarrollo reglamentario", en *El nuevo marco regulatorio del sector eléctrico: alcance e impacto de la ley*. Madrid. Instituto de Empresa.

TRILLO-FIGUEROA, Jesús y LÓPEZ-JURADO, Francisco de Borja (1996): *La regulación del sector eléctrico*. Madrid. Editorial Civitas.

TRINCADO, Julián (1988): "Algunos temas relevantes para el futuro del sector eléctrico", *Economía Industrial*, mayo-junio, págs. 33-35.

UNESA (varios años): *Memoria Estadística Eléctrica*. Madrid. UNESA.

UNESA (1996): *La tarifa eléctrica.* Madrid. Unesa.

UNESA (1997): *Evolución económico-financiera del sector eléctrico, 1988-1995.* Madrid. Unidad Eléctrica, S.A.

UNESA (1998a): *La tarifa eléctrica en 1998.* Madrid. Unidad Eléctrica, S.A.

UNESA (1998b): *Memoria Estadística Eléctrica, 1997*. Madrid. Unidad Eléctrica, S.A.

UNESA (1998c): *Acuerdo Miner-Sector Eléctrico*. Madrid. Unidad Eléctrica, S.A.

UNESA (1999a): *Los Costes de Transición a la Competencia*. Madrid. Unidad Eléctrica, S.A.

VERGÉS, Jesús (1997): "Los grandes consumidores de energía. Perspectivas y calidad de suministro", en *El nuevo marco regulatorio del sector eléctrico: alcance e impacto de la ley*. Madrid. Instituto de Empresa.

VICKERS, John (1985): "Strategic competition among the few – Some recent developments in oligopoly theory", *Oxford Review of Economic Policy*, vol. 1, nº 3, págs. 39-62.

VICKERS, John (1995): "Competition and regulation in vertically related markets", *Review of Economic Studies,* vol. 62, págs 1-17.

VICKERS, John S. (1997): "Regulation, competition, and the structure of prices", *Oxford Review of Economic Policy*, vol. 13, nº 1, págs. 15-26.

VICKERS, John S. y YARROW, George (1988a): *Privatization. An Economic Analysis.*Cambridge. MIT Press.

VICKERS, John S. y YARROW, George (1988b): "Regulation of privatised firms in Britain", *European Economic Review*, vol. 32, págs. 465-472.

VICKERS, John y YARROW, George (1991a): "Economic perspectives on privatization", *Journal of Economic Perspectives*, vol. 5, nº 2, primavera, págs. 111-132.

VICKERS, John y YARROW, George (1991b): "The Bristish electricity experiment", *Economic Policy*, abril, págs. 187-232.

VICKERS, John y YARROW, George (1991c): "Reform of the electricity supply industry in Britain", *European Economic Review*, vol. 35, págs. 485-495.

VILA, Miguel (1986): "Flujos internos entre las empresas del sector eléctrico", *Economía Industrial*, julio-agosto, 99-107.

VON DER FEHR, Nils-Henrik Morch y HARBORD, David (1993): "Spot market competition in the UK electricity industry", *The Economic Journal*, vol. 103, mayo, págs. 531-546.

WADDAMS-PRICE, Catherine (1997): "Competition and regulation in the UK gas industry", *Oxford Review of Economic Policy*, vol. 13, nº 1, págs. 47-63.

WATERSON, Michael (1984): *Economic theory of the industry*. Cambridge. Cambridge University Press.

WEITZMAN, Martin L. (1983): "Contestable markets: An uprising in the theory of industry structure. Comment", *American Economic Review*, vol. 73, nº 3, junio, págs. 486-487.

WEYMAN-JONES, Thomas (1993): "Regulating the privatized electricity utilities in the UK", en Thomas Clarke y Christos Pitelis (editores), *The Political Economy of Privatization.* London. Routledge. Págs. 93-107.

WEYMAN-JONES, Thomas (1995): "Problems of yardstick regulation in electricity distribution", en Mathew Bishop, John Kay y Colin Mayer (eds.), *The regulatory challenge*. Nueva York. Oxford University Press. Págs. 423-443.

WHITE, Matthew W. (1996): "Power Struggles: Explaining Deregulatory reforms in Electricity Markets", *Brookings Papers on Economic Activity: Microeconomics*, págs. 201-267.

WOLAK, Frank A. y PATRICK, Robert H. (1997): *The impact of market rules and market structure on the price determination process in the England and Wales Electricity Market.* Documento de Trabajo. Departamento de Economía de la Universidad de Stanford.

WOLFRAM, Catherine (1995): *Measuring Duopoly Power in the British Electricity Spot Market*. Documento de Trabajo. Departamento de Economía del Instituto Tecnológico de Massachusetts (MIT).

YARROW, George (1986): "Privatization in theory and practice", *Economic Policy*, nº 2, abril, págs. 324-364.

YARROW, George (1989): "¿Es importante la propiedad?", *Revista del Instituto de Estudios Económicos*, nº 1, págs. 3-29.

YARROW, George (1994): “Privatization, restructuring, and the regulatory reform in electricity supply”, en Mathew Bishop, John Kay y Colin Mayer (eds.), *Privatization and economic performance*. Nueva York. Oxford University Press. Págs. 62-88.

ZUTURUZA, Emilio (1988): “La estructura financiera de la empresa eléctrica ante el Mercado Único Europeo”, *Economía Industrial*, mayo-junio, págs. 91-95.

BIBLIOTECA VIRTUAL MIGUEL DE CERVANTES

ANEXO I

ESCENARIO MEMORIA LEY 54/97

Producción inicial (GWh en barras de central)	127.260
Variación de la demanda	0%
Variación de la demanda satisfecha por el régimen especial	0%
Precio de mercado (ptas/KWh)	5'95
Coste variable (ptas/KWh)	3'79
Tasa de descuento	5%
Vida útil (años)	5'908252
Recuperado a través del mercado (millones de pesetas)	1.377.230'75
CTCs (millones de pesetas).....	**1.629.206'25**

ESCENARIO CNSE (Diciembre, 1998)

Producción inicial (GWh en barras de central)	141.400
Variación de la demanda	3%
Variación de la demanda satisfecha por el régimen especial	12%
Precio de mercado (ptas/KWh)	5'95
Coste variable (ptas/KWh)	3'392928
Tasa de descuento	2'5%
Vida útil (años)	25'49
Recuperado a través del mercado (millones de pesetas)	2.723.609'26
Valor de emplazamientos, instalaciones de conexión a la red y autorizaciones (millones de pesetas)	257.881'00
CTCs (millones de pesetas).....	**24.946'74**

VARIACIÓN DE LA TASA DE DESCUENTO (sobre Escenario Memoria Ley 54/97)

Producción inicial (GWh en barras de central)	127.260
Variación de la demanda	0%
Variación de la demanda satisfecha por el régimen especial	0%
Precio de mercado (ptas/KWh)	5'95
Coste variable (ptas/KWh)	3'79
Vida útil (años)	5'908252

Tasa descuento = 0.04	Tasa descuento = 0.03	Tasa descuento = 0.025
Recuperado a través del mercado: 1.421.747 millones	Recuperado a través del mercado: 1.468.533 millones	Recuperado a través del mercado: 1.492.824 millones
CTCs: 1.584.690 millones	**CTCs: 1.537.904 millones**	**CTCs: 1.513.613 millones**

BIBLIOTECA VIRTUAL MIGUEL DE CERVANTES

VARIACIÓN DE LA VIDA ÚTIL (sobre Escenario Memoria Ley 54/97)

Producción inicial (GWh en barras de central)	127.260
Variación de la demanda	0%
Variación de la demanda satisfecha por el régimen especial	0%
Precio de mercado (ptas/KWh)	5'95
Coste variable (ptas/KWh)	3'79
Tasa de descuento	5%

Vida útil: 8 años	Vida útil: 10 años	Vida útil: 15 años	Vida útil: 20 años	Vida útil: 25 años
Recuperado a través del mercado: 1.776.618 millones	Recuperado a través del mercado: 2.122.563 millones	Recuperado a través del mercado: 2.853.177 millones	Recuperado a través del mercado: 3.425.632 millones	Recuperado a través del mercado: 3.874.166 millones
CTCs: 1.229.819 millones	**CTCs: 883.874 millones**	**CTCs: 153.260 millones**	**CTCs: -419.195 millones**	**CTCs: -867.729 millones**

VARIACIÓN DEL COSTE VARIABLE (sobre Escenario Memoria Ley 54/97)

Producción inicial (GWh en barras de central)	127.260
Variación de la demanda	0%
Variación de la demanda satisfecha por el régimen especial	0%
Precio de mercado (ptas/KWh)	5'95
Vida útil (años)	5'908252
Tasa de descuento	5%

Coste variable: 4 ptas/KWh	Coste variable: 3'6 ptas/KWh	Coste variable: 3'4 ptas/KWh	Coste variable: 3 ptas/KWh	Coste variable: 2'5 ptas/KWh
Recuperado a través del mercado: 1.243.333 millones	Recuperado a través del mercado: 1.498.376 millones	Recuperado a través del mercado: 1.625.897 millones	Recuperado a través del mercado: 1.880.940 millones	Recuperado a través del mercado: 2.199.744 millones
CTCs: 1.763.104 millones	**CTCs: 1.508.061 millones**	**CTCs: 1.380.540 millones**	**CTCs: 1.125.497 millones**	**CTCs: 806.693 millones**

VARIACIÓN DE LA PRODUCCIÓN INICIAL (sobre Escenario Memoria Ley 54/97)

Variación de la demanda	0%
Variación de la demanda satisfecha por el régimen especial	0%
Precio de mercado (ptas/KWh)	5'95
Coste variable (ptas/KWh)	3'79
Vida útil (años)	5'908252
Tasa de descuento	5%

Producción inicial: 135.000	Producción inicial: 141.400	Producción inicial: 145.000
Recuperado a través del mercado: 1.460.994 millones	Recuperado a través del mercado: 1.530.256 millones	Recuperado a través del mercado: 1.569.216 millones
CTCs: 1.545.443 millones	**CTCs: 1.476.181 millones**	**CTCs: 1.437.221 millones**

VARIACIÓN DEL PRECIO (sobre Escenario Memoria Ley 54/97)

Producción inicial (GWh en barras de central)	127.260
Variación de la demanda	0%
Variación de la demanda satisfecha por el régimen especial	0%
Vida útil (años)	5'908252
Coste variable (ptas/KWh)	3'79
Tasa de descuento	5%

Precio de mercado: 5'85	Precio de mercado: 5'75	Precio de mercado: 5'5	Precio de mercado: 5'25
Recuperado a través del mercado: 1.322.134 millones	Recuperado a través del mercado: 1.267.037 millones	Recuperado a través del mercado: 1.129.295 millones	Recuperado a través del mercado: 991.552 millones
CTCs: 1.684.303 millones	**CTCs: 1.739.400 millones**	**CTCs: 1.877.142 millones**	**CTCs: 2.014.885 millones**

VARIACIÓN DE LA DEMANDA NETA (sobre Escenario Memoria Ley 54/97)

Producción inicial (GWh en barras de central)	127.260
Precio de mercado (ptas/KWh)	5'95
Coste Variable (ptas/ KWh)	3'79
Vida útil (años)	5'908252
Tasa de descuento	5%

Variación demanda: 3% Variación Rég. Especial: 12%	Variación demanda: 3% Variación Rég. Especial: 10%	Variación demanda: 3% Variación Rég. Especial: 8%	Variación demanda: 2% Variación Rég. Especial: 8%	Variación demanda: 3% Variación Rég. Especial: 15% (1998-2001), 10% (resto)
Recuperado a través del mercado: 1.020.310 millones	Recuperado a través del mercado: 1.090.994 millones	Recuperado a través del mercado: 1.166.369 millones	Recuperado a través del mercado: 1.128.078 millones	Recuperado a través del mercado: 992.611 millones
CTCs: 1.986.127 millones	**CTCs: 1.915.443 millones**	**CTCs: 1.840.068 millones**	**CTCs: 1.878.359 millones**	**CTCs: 2.013.826 millones**

BIBLIOTECA VIRTUAL MIGUEL DE CERVANTES

ANEXO II

ESCENARIOS ALTERNATIVOS (1)

Producción inicial (GWh en barras de central)	127.260
Precio de mercado (ptas/KWh)	5'95
Coste Variable (ptas/ KWh)	3'4
Variación de la demanda	3%
Variación de la demanda satisfecha por el Régimen Especial	15% (1998-2001), 10% (2002-2006), 8% (2007-2011), 6% (2012-2024)
Tasa de descuento	2'5%

Vida útil: 10 años	Vida útil:15 años	Vida útil: 20 años	Vida útil: 25 años	No se incluye el valor de emplazamientos, instalaciones de conexión a la red y autorizaciones, que reducirían los CTCs en **257.881** millones de pesetas
Recuperado a través del mercado: 1.880.365 millones	Recuperado a través del mercado: 2.526.166 millones	Recuperado a través del mercado: 3.129.258 millones	Recuperado a través del mercado: 3.587.003 millones	
CTCs: 1.126.072 millones	**CTCs: 480.271 millones**	**CTCs: -122.821 millones**	**CTCs: -580.566 millones**	

ESCENARIOS ALTERNATIVOS (2)

Producción inicial (GWh en barras de central)	127.260
Precio de mercado (ptas/KWh)	5'85
Coste Variable (ptas/ KWh)	3'6
Variación de la demanda	3%
Variación de la demanda satisfecha por el Régimen Especial	15% (1998-2001), 10% (2002-2006), 8% (2007-2011), 6% (2012-2024)
Tasa de descuento	2'5%

Vida útil: 10 años	Vida útil:15 años	Vida útil: 20 años	Vida útil: 25 años	No se incluye el valor de emplazamientos, instalaciones de conexión a la red y autorizaciones, que reducirían los CTCs en **257.881** millones de pesetas
Recuperado a través del mercado: 1.659.145 millones	Recuperado a través del mercado: 2.228.970 millones	Recuperado a través del mercado: 2.761.111 millones	Recuperado a través del mercado: 3.165.003	
CTCs: 1.347.292 millones	**CTCs: 777.467 millones**	**CTCs: 245.326 millones**	**CTCs: -158.566 millones**	

ESCENARIOS ALTERNATIVOS (3)

Producción inicial (GWh en barras de central)	127.260
Precio de mercado (ptas/KWh)	5’75
Coste Variable (ptas/ KWh)	3’6
Variación de la demanda	2’5%
Variación de la demanda satisfecha por el Régimen Especial	15% (1998-2001), 10% (2002-2011), 7% (2012-2024)
Tasa de descuento	3%

Vida útil: 6 años	Vida útil: 10 años	Vida útil: 15 años	Vida útil: 18 años	No se incluye el valor de emplazamientos, instalaciones de conexión a la red y autorizaciones, que reducirían los CTCs en **257.881** millones de pesetas
Recuperado a través del mercado: 1.043.497 millones	Recuperado a través del mercado: 1.485.486 millones	Recuperado a través del mercado: 1.861.008 millones	Recuperado a través del mercado: 2.088.467 millones	
CTCs: 1.962.940 millones	**CTCs: 1.520.951 millones**	**CTCs: 1.145.429 millones**	**CTCs: 917.967 millones**	

ESCENARIOS ALTERNATIVOS (4)

Producción inicial (GWh en barras de central)	141.400
Precio de mercado (ptas/KWh)	5'95
Coste Variable (ptas/ KWh)	3'4
Variación de la demanda	3%
Variación de la demanda satisfecha por el Régimen Especial	14% (1998-2001), 9% (2002-2006), 7% (2007-2011), 5% (2012-2024)
Tasa de descuento	2'5%

Vida útil: 10 años	Vida útil:15 años	Vida útil: 20 años	Vida útil: 25 años	No se incluye el valor de emplazamientos, instalaciones de conexión a la red y autorizaciones, que reducirían los CTCs en **257.881** millones de pesetas
Recuperado a través del mercado: 2.204.104 millones	Recuperado a través del mercado: 3.025.590 millones	Recuperado a través del mercado: 3.830.736 millones	Recuperado a través del mercado: 4.473.994 millones	
CTCs: 802.333 millones	**CTCs: -19.153 millones**	**CTCs: -824.299 millones**	**CTCs: -1.467.557 millones**	

ESCENARIOS ALTERNATIVOS (5)

Producción inicial (GWh en barras de central)	127.260
Precio de mercado (ptas/KWh)	5'5
Coste Variable (ptas/ KWh)	3'79
Variación de la demanda	3%
Variación de la demanda satisfecha por el Régimen Especial	15% (1998-2001), 10% (2002-2006), 8% (2007-2011), 6% (2012-2024)
Tasa de descuento	3%

Vida útil: 10 años	Vida útil:15 años	Vida útil: 20 años	Vida útil: 25 años	No se incluye el valor de emplazamientos, instalaciones de conexión a la red y autorizaciones, que reducirían los CTCs en **257.881** millones de pesetas
Recuperado a través del mercado: 1.231.280 millones	Recuperado a través del mercado: 1.637.859 millones	Recuperado a través del mercado: 2.008.576 millones	Recuperado a través del mercado: 2.283.185 millones	
CTCs: 1.775.157 millones	**CTCs: 1.368.578 millones**	**CTCs: 997.861 millones**	**CTCs: 723.252 millones**	

ESCENARIOS ALTERNATIVOS (6)

Producción inicial (GWh en barras de central)	127.260
Precio de mercado (ptas/KWh)	5'85
Coste Variable (ptas/ KWh)	3'79
Variación de la demanda	2'5%
Variación de la demanda satisfecha por el Régimen Especial	15% (1998-2001), 10% (2002-2024)
Tasa de descuento	3%

Vida útil: 10 años	Vida útil:15 años	Vida útil: 20 años	Vida útil: 25 años	No se incluye el valor de emplazamientos, instalaciones de conexión a la red y autorizaciones, que reducirían los CTCs en **257.881** millones de pesetas
Recuperado a través del mercado: 1.423.302 millones	Recuperado a través del mercado: 1.751.017 millones	Recuperado a través del mercado: 1.942.451 millones	Recuperado a través del mercado: 2.054.276 millones	
CTCs: 1.583.135 millones	**CTCs: 1.255.420 millones**	**CTCs: 1.063.986 millones**	**CTCs: 952.161 millones**	

ESCENARIOS ALTERNATIVOS (7)

Producción inicial (GWh en barras de central)	127.260
Precio de mercado (ptas/KWh)	5'95
Coste Variable (ptas/ KWh)	3'4
Variación de la demanda	3%
Variación de la demanda satisfecha por el Régimen Especial	15% (1998-2001), 10% (2002-2024)
Tasa de descuento	2'5%

Vida útil: 5 años	Vida útil: 10 años	Vida útil: 15 años	Vida útil: 20 años	No se incluye el valor de emplazamientos, instalaciones de conexión a la red y autorizaciones, que reducirían los CTCs en **257.881** millones de pesetas
Recuperado a través del mercado: 1.099.001 millones	Recuperado a través del mercado: 1.851.273 millones	Recuperado a través del mercado: 2.313.836 millones	Recuperado a través del mercado: 2.598.259 millones	
CTCs: 1.907.436 millones	**CTCs: 1.155.164 millones**	**CTCs: 692.601 millones**	**CTCs: 408.178 millones**	

INDICE DETALLADO

ÍNDICE ABREVIADO Pág. 4

1. INTRODUCCIÓN Pág. 6

2. CARACTERÍSTICAS Y ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO.
LOS PROBLEMAS DE LA LIBERALIZACIÓN Pág. 18

2.1. Estructura del sector Pág. 18

2.2. Liberalización y problemas de organización Pág. 24

3. EL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL EN EL PERÍODO PREVIO
A LA LIBERALIZACIÓN Pág. 38

3.1. Transición energética, inversión y endeudamiento Pág. 43

3.2. Explotación unificada y compensaciones Pág. 52

3.3. El Marco Legal Estable Pág. 61

3.3.1. El coste fijo de generación Pág. 65

3.3.2. Coste de operación y mantenimiento de las instalaciones de generación Pág. 70

3.3.3. Coste del combustible Pág. 72

3.3.4. Coste de distribución Pág. 75

3.3.5. Coste de estructura y capital circulante Pág. 78

3.3.6. Coste de la energía generada por ENDESA Pág. 79

3.3.7. Otros costes Pág. 83

3.3.8. Corrección de desviaciones Pág. 86

3.3.9. El sistema de compensaciones Pág. 88

3.4. Reorganización empresarial y privatización Pág. 98

3.4.1. Reorganización y concentración Pág. 98

3.4.2. La privatización parcial de ENDESA Pág. 107

BIBLIOTECA VIRTUAL MIGUEL DE CERVANTES

4. EL NUEVO MARCO REGULADOR DEL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL Pág. 116
4.1. Introducción: el sector eléctrico español en 1997 Pág. 116
4.2. Los cimientos de la liberalización Pág. 130
4.2.1. La Ley de 1994, una tentativa liberalizadora no desarrollada Pág. 130
4.2.2. El Protocolo de 1996, el primer paso hacia la liberalización Pág. 138
4.2.3. Hacia un Mercado Interior de la Electricidad Pág. 149
4.3. La nueva configuración del sector eléctrico español: normas de organización y funcionamiento Pág. 156
4.3.1. El organismo regulador Pág. 158
4.3.2. Definición de sujetos y clasificación de actividades Pág. 160
4.3.3. Retribución de las actividades Pág. 163
4.3.4. La gestión técnica y económica del sistema Pág. 167
4.3.5. La generación y el mercado de producción Pág. 168
4.3.6. La gestión de las redes Pág. 188
4.3.7. La comercialización Pág. 194
4.3.8. Los Costes de Transición a la Competencia Pág. 196
4.3.9. El procedimiento de liquidación Pág. 205
4.4. Las últimas privatizaciones Pág. 212
4.4.1. El Estado sale de Endesa Pág. 213
4.4.2. COMEESA pasa a manos privadas Pág. 218
5. LA REESTRUCTURACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DE INGLATERRA Y GALES Pág. 220
5.1. Las reformas emprendidas a finales de los ochenta Pág. 220
5.1.1. La organización del sector eléctrico antes de la reestructuración Pág. 220
5.1.2. Los preparativos para la privatización Pág. 223

BIBLIOTECA VIRTUAL MIGUEL DE CERVANTES

5.1.3. La estructura del sector eléctrico después de las reformas Pág. 226

5.1.4. La nueva regulación de las empresas privatizadas Pág. 230

5.1.5. Los intercambios de electricidad a través del *Pool* Pág. 234

5.2. La evolución de la industria eléctrica tras la reestructuración Pág. 240

5.2.1. La competencia en el *Pool* Pág. 240

5.2.2. El efecto de los contratos por diferencias sobre la competencia Pág. 254

5.2.3. La competencia en el suministro Pág. 259

5.2.4. Los controles de precios sobre las actividades de transporte Pág. 269

5.2.5. Las tarifas de transporte a alta tensión Pág. 272

5.2.6. La reorganización del mercado mayorista Pág. 275

5.2.7. Otras reformas en curso Pág. 282

6. LA LIBERALIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL A LA LUZ DE LA EXPERIENCIA DE INGLATERRA Y GALES Pág. 290

6.1. Comparación de modelos organizativos Pág. 290

6.1.1. La organización de los intercambios en el mercado mayorista y la retribución de los productores Pág. 297

6.1.2. La actividades de las operadores Pág. 306

6.1.3. Pérdidas, restricciones y tarifas de transporte a alta tensión Pág. 309

6.1.4. Los plazos para la apertura del mercado minorista Pág. 318

6.1.5. Controles de precios y tarifas reguladas como forma de proteger a los consumidores cautivos Pág. 322

6.1.6. La falta de competencia en el suministro a tarifa Pág. 324

6.2. La regulación de precios e ingresos en las actividades de red Pág. 327

6.2.1. La necesidad de un control regulativo Pág. 327

6.2.2. La aplicación de controles de precios en Inglaterra y Gales Pág. 332

BIBLIOTECA VIRTUAL MIGUEL DE CERVANTES

6.2.3. La regulación de los ingresos proporcionados por las actividades de red en el sistema eléctrico español Pág. 341
6.3. La competencia en el mercado de producción Pág. 358
6.3.1. La experiencia de Inglaterra y Gales Pág. 358
6.3.2. La concentración horizontal en el mercado español Pág. 360
6.3.3. El poder de mercado de las empresas productoras Pág. 365
6.3.4. Factores que determinan el poder de mercado de los productores españoles Pág. 377
6.4. El debate sobre los Costes de Transición a la Competencia Pág. 389
6.4.1. Los costes varados como justificación del pago de compensaciones por transición a la competencia Pág. 389
6.4.2. El importe de los Costes de Transición a la Competencia Pág. 397
6.4.3. El cobro de los Costes de Transición a la Competencia Pág. 423
7. CONCLUSIONES Pág. 430
BIBLIOGRAFIA Pág. 446
ANEXO I Pág. 469
ANEXO II Pág. 476
ÍNDICE DETALLADO Pág. 483

BIBLIOTECA VIRTUAL MIGUEL DE CERVANTES