



Universitat Autònoma de Barcelona

Documents de treball

**Regulación de la Distribución Eléctrica en España:
Análisis Económico de una Década, 1987-1997**

Leticia Blázquez Gómez

Emili Grifell-Tatjé

Document de treball núm. 04/1

Departament d'economia de l'empresa



© Leticia Blázquez Gómez; Emili Grifell-Tatjé

Coordinador / Coordinator *Documents de treball*:

Esteve van Hemmen
<http://selene.uab.es/dep-economia-empresa/codi/documents.html>
e-mail: stefan.vanhemmen@uab.es
Telèfon / Phone: +34 93 5812257
Fax: +34 93 5812555

Edita / Publisher:

Departament d'economia de l'empresa
<http://selene.uab.es/dep-economia-empresa/>
Universitat Autònoma de Barcelona
Facultat de Ciències Econòmiques i Empresariales
Edifici B
08193 Bellaterra (Cerdanyola del Vallès), Spain
Tel. 93 5811209
Fax 93 5812555

Regulación de la Distribución Eléctrica en España: Análisis Económico de una Década, 1987-1997

Leticia Blázquez Gómez

Emili Grifell-Tatjé

Document de treball núm. 04/1

La sèrie *Documents de treball d'economia de l'empresa* presenta els avanços i resultats d'investigacions en curs que han estat presentades i discutides en aquest departament; això no obstant, les opinions són responsabilitat dels autors. El document no pot ser reproduït total ni parcialment sense el consentiment de l'autor/a o autors/res. Dirigir els comentaris i suggerències directament a l'autor/a o autors/res, a la direcció que apareix a la pàgina següent.

A Working Paper in the *Documents de treball d'economia de l'empresa* series is intended as a mean whereby a faculty researcher's thoughts and findings may be communicated to interested readers for their comments. Nevertheless, the ideas put forwards are responsibility of the author. Accordingly a Working Paper should not be quoted nor the data referred to without the written consent of the author. Please, direct your comments and suggestions to the author, which address shows up in the next page.

Regulación de la Distribución Eléctrica en España: Análisis Económico de una Década, 1987-1997.

Leticia Blázquez Gómez	Emili Grifell - Tatjé
Departamento de Economía de la Empresa	Departament d'Economia de l'Empresa
Universidad de Castilla-La-Mancha, Toledo.	Universitat Autònoma de Barcelona
Cobertizo de San Pedro Martir, s/n.	Edifici B- Campus de la UAB
45071 Toledo, Spain	08193 Bellaterra (Cerdanyola del Vallès), Barcelona, Spain
Leticia.Blazquez@uclm.es	emili.grifell@uab.es

1 de septiembre, 2004

Resumen

A principios de los años 80 se implantó en España un sistema de regulación para el sector eléctrico conocido como Marco Legal Estable, y que pretendía dar una solución a la situación de precariedad económica y financiera por la que atravesaba esta industria en esos momentos. Este marco legal se basaba en un sistema multiproducto, en el que se retribuía a las empresas no por los costes efectivamente incurridos, sino por unos *costes estándar* calculados por el regulador de igual modo para todas las empresas. En este trabajo se analizan las consecuencias que tuvo la aplicación de este sistema de regulación en la actividad de distribución eléctrica. Para ello se propone un modelo económico que nos permite realizar una evaluación de la evolución de los ingresos de las empresas distribuidoras, dentro de un contexto definido por un indicador de tipo Bennet. Los resultados obtenidos son discutidos en relación con las previsiones de comportamiento de los agentes realizadas por Crampes y Laffont (1995) en su estudio teórico del Marco Legal Estable.

Palabras clave: distribución eléctrica, regulación por incentivos, Marco Legal Estable, modelo de ingresos, indicador Bennet.

1. Introducción

Desde principio de los años 80s, se ha venido produciendo en todo el mundo una gran oleada de reformas que han afectado a muchos de los sectores tradicionalmente regulados. La industria eléctrica no ha sido una excepción. En este sector, las reformas han supuesto descartar el modelo tradicional de una industria verticalmente integrada a favor de la desintegración de las actividades de generación, transporte, distribución y servicios. Asimismo, en el nuevo modelo de industria se ha introducido la competencia en las actividades de generación y servicios, mientras que el transporte y la distribución han seguido considerándose como monopolios naturales sujetos a regulación.

En este contexto, a medida que las reformas en los segmentos competitivos han ido progresando, se han hecho cada vez más necesarias reformas en la regulación de las actividades que no son competitivas: el transporte y la distribución. En este sentido, los cambios en las regulaciones que se están llevando a cabo en muchos países tienen como objetivo fundamental dotar a las empresas de incentivos para que mejoren su eficiencia, así como asegurar que los consumidores se beneficien de estas ganancias. Para ello se han abandonado los modelos de regulación basados en los costes del servicio o en la rentabilidad máxima permitida y en su lugar se han adoptado una gran variedad de modelos basados en incentivos¹.

España es uno de los países que ha seguido este esquema de cambios y, de hecho, se la puede considerar una pionera en su instauración. En efecto, tradicionalmente, en la literatura se ha considerado que este proceso de liberalización y de reformas reguladoras tiene su origen en Gran Bretaña, con la reestructuración y privatización total del sistema eléctrico acontecidas a principio de los 80s en este país; y que fue acompañado por un cambio radical en la manera de enfocar la retribución de las empresas eléctricas, al implantar un régimen regulador por precios máximos como alternativa al método tradicional de la tasa de rendimiento. Menos conocido, sin embargo, es el caso de España, donde, de forma simultánea a Gran Bretaña, se iniciaba en la primera mitad de la década un periodo de profundas transformaciones en el sector eléctrico, al que se vio abocado como consecuencia de las graves dificultades financieras por las que atravesaba. Este proceso de cambios culminó en 1987 con la aprobación del sistema de regulación conocido como

Marco Legal Estable (en adelante, MLE), en vigor hasta 1997², y que supuso un punto de inflexión con respecto a anteriores marcos reguladores. El proceso de liberalización y reformas no ha cesado desde entonces.

El MLE, ya desde sus inicios, en 1987, proponía un sistema de incentivos en el que se introducían elementos de los métodos llamados “*benchmarking*”, y que posteriormente se aplicarían en un gran número de países. Así, el elemento fundamental de este marco regulador era el concepto de *coste estándar*, es decir, la fijación por parte de la Administración de unos costes objetivos del sistema que eliminara gastos superfluos, y sobre los que se basaría la retribución de las empresas. De hecho, Laffont y Tirole (1993: 86) lo han considerado como un raro ejemplo de aplicación de un sistema de regulación conocido como “*yardstick competition*” o competencia referencial, mientras que otros, como Rodríguez y Castro (1994) sostienen que se trata más bien de un sistema de regulación por precios máximos.

Actualmente, el sector está en pleno desarrollo de la Ley del Sector Eléctrico que entró en vigor en 1998, y que ha supuesto la liberalización del sector. Este proceso, que en su corta vida no ha estado exento de dificultades y críticas, no está ni mucho menos concluido. Respecto a la distribución de electricidad, la nueva ley introduce algunos aspectos novedosos, estudiados por Grifell-Tatjé y Lovell (2003). A pesar de ello, podemos considerar que aún estamos en una confusa etapa de transición, en la que el nuevo modelo de regulación no ha sido claramente definido y, en consecuencia, muchos aspectos del MLE se han mantenido vigentes.

El MLE ha sido objeto de atención en la literatura, aunque la mayoría de los trabajos que se han ocupado de él abordan cuestiones relacionadas con la selección adversa, es decir, tratan de dirimir si la forma en que se diseñó la ley y, en especial, la forma en que se fijaron los costes estándares fue adecuada o no. En este sentido, la mayor parte de las aportaciones sostienen que la fijación de estos costes adoleció de falta de objetividad y que el método para revisar dichos costes introdujo en el sistema una gran discrecionalidad. En esta línea están los trabajos de Fernández (1994), Martínez (1994), Rojas (1995), Ariño y López de Castro (1998), entre otros. Esta investigación, en cambio, se centrará en aspectos relacionados con el riesgo moral, es decir en cómo fue el comportamiento de los agentes

implicados una vez que el MLE estuvo en funcionamiento, tratando de aportar evidencia empírica de cómo ha funcionado el sistema. Creemos que esta información se añadirá al caso ampliamente estudiado de Gran Bretaña, en un momento donde hay un gran debate a nivel mundial sobre los correctos mecanismos de regulación de la distribución de la electricidad. Adicionalmente, el estudio del MLE puede ser de una gran ayuda a la hora de definir y desarrollar la nueva regulación sobre la distribución de electricidad en España.

Rodríguez y Castro (1994) y Crampes y Laffont (1995) coinciden en señalar que la función de beneficios de una empresa distribuidora regulada por el MLE queda definida por la diferencia entre los costes estándar reconocidos y sus costes reales. Como veremos en el apartado 2, el MLE dejó abiertos ciertos aspectos regulatorios que fueron objeto de continua renegociación y de diversas revisiones a lo largo de su vigencia. Con relación a este hecho, Rodríguez y Castro (1994: 181) señalaron que, dada esta situación, el comportamiento de las empresas podía estar dirigido, no a la disminución de sus costes reales, lo que es socialmente deseable, sino al incremento de sus costes estándares reconocidos. Este posible comportamiento también fue señalado por Crampes y Laffont (1995: 140). En este trabajo exploramos esta posibilidad y, para ello, nos centraremos en el análisis de los ingresos obtenidos por las empresas. En este sentido, hay que señalar que la información que puede obtenerse de un enfoque basado en los ingresos es el mismo que uno de costes, lo que sucede es que, en el primer caso, la valoración se realiza a través del sistema de incentivos dados por el regulador, mientras que en el segundo se utilizan los precios de los factores. Sin embargo, en este contexto no podemos asumir dualidad entre la función de producción y la de costes, ya que la dualidad se cumple bajo condiciones muy restrictivas, (Grifell - Tatjé (1990)), que no se dan en este caso.

Al analizar los ingresos que las empresas recibieron por la distribución de electricidad, lo primero que observamos es que éstos no cesaron de crecer durante todo el periodo objeto de investigación: 1987- 1997. Pero esta información, por sí sola, tiene poco valor, ya que la evolución de los ingresos, puede deberse a dos causas: la expansión de la demanda o la actualización y revisión del sistema de incentivos propuesto por el MLE. Además, para que esta información sea útil se debe disponer para cada uno de los productos, ya que la legislación regulaba de forma distinta a cada uno de los tipos de energía ofertados. En este contexto la estrategia de renegociación de las empresas podía ser “local” en el sentido de

que podían explotar las debilidades del sistema identificando y presionando sus puntos mas débiles, que podían afectar únicamente a aspectos parciales relacionados con uno o varios productos. Como veremos, en este trabajo, la utilización de un indicador del tipo Bennet (1920) [Diewert (1998)], permite obtener la información requerida discriminando por productos. Así mismo, se propone una descomposición de este indicador siguiendo la teoría económica de la producción, lo que permitirá abordar una serie de cuestiones importantes desde el punto de vista regulatorio.

Crampes y Laffont estudiaron, desde una perspectiva teórica, como el mecanismo de incentivos del MLE podía afectar el comportamiento de las empresas distribuidoras de electricidad. En el apartado 6, comentaremos nuestros resultados en comparación con las predicciones teóricas realizadas por los anteriores autores. En concreto, estamos interesados en estudiar, primero, como incentivó el MLE la política de inversiones de las empresas eléctricas. En este punto nos planteamos si las empresas adoptaron decisiones acertadas en cuanto a la puesta en marcha de nuevas instalaciones y cuál era el potencial de ingresos asociado a su funcionamiento. Segundo, veremos si los mecanismos de incentivos y compensaciones del MLE llevaron a las empresas a mejores niveles de eficiencia operativa, que era uno de los objetivos explícitamente fijados por el MLE, y valoraremos estas variaciones utilizando los precios dados por el regulador. Tercero, discutiremos si el mecanismo de incentivos llevó a las empresas distribuidoras a la adopción de nuevas tecnologías, y qué incremento de ingresos obtuvieron debido a este cambio tecnológico. Por último, investigaremos si el mecanismo relativo de tarifas y compensaciones del MLE era asignativamente eficiente, es decir, adecuado a la estructura de la demanda y, si no lo era, si mejoró con las modificaciones que se introdujeron en el MLE durante su periodo de vigencia. Nuestro punto de vista, en la línea de Coelli *et al.* (2003), es que la eficiencia asignativa debe ser un buen indicador de la calidad de la regulación, es decir, que un buen sistema de compensaciones debe de reflejar la demanda relativa de los diferentes tipos de electricidad.

Para realizar la parte empírica de este trabajo hemos creado una completa base de datos que recoge todo el sistema de compensaciones, detallando cada aspecto del mismo por empresa de distribución y por producto, y para todo el periodo de vigencia del MLE. Sin embargo, por motivos de confidencialidad, vamos a presentar los resultados referidos a una

empresa definida como “media” del sector. Esta base de datos ha sido completada con información histórica sobre las empresas de distribución eléctrica española para un amplio periodo, anterior al MLE: 1952- 1987.

El artículo está estructurado del siguiente modo. El apartado 2 ofrece una breve descripción del sistema retributivo diseñado en el MLE, en el apartado 3 presentaremos el modelo teórico; en el apartado 4 explicaremos las claves de su implementación; en el apartado 5 discutimos los datos utilizados y la definición de las variables; en el apartado 6 ofreceremos los principales resultados obtenidos por la investigación y, finalmente, concluimos.

2. El Marco Legal Estable

2.1. Antecedentes

A principio de los años 80s, el sector eléctrico español se enfrentaba a graves problemas económicos y financieros, ocasionados fundamentalmente por dos circunstancias: i) el alto nivel de inversiones que el sector eléctrico acometió en la década de los 70s, sobre todo en la actividad de generación, con la construcción de centrales nucleares, y que fueron acompañadas por una caída en picado de la demanda; y ii) durante toda la década, el precio de la electricidad no evolucionó en consonancia con el incremento de los costes provocado por las sucesivas crisis petrolíferas, para no agravar aún más la situación inflacionista de España en esa época. Esta situación puso de manifiesto las insuficiencias del sistema de regulación vigente hasta ese momento, tanto en lo que a planificación, explotación y retribución se refiere, y llevó a la Administración a plantearse la necesidad de reformas urgentes³.

Se inicia así un período de cambios, en el que se toman medidas de gran calado como la declaración de la explotación unificada del sistema eléctrico, la aprobación de un nuevo sistema tarifario y de compensaciones basado inicialmente en el coste del servicio, así como la promoción de intercambios de activos entre las empresas. Todas estas medidas culminarán en 1987 con la promulgación del Real Decreto 1538/1987 de 11 de diciembre, que definirá un nuevo marco regulador, conocido como Marco Legal Estable y que permanecerá en vigor hasta 1997. El MLE es, sin duda, un complejo sistema regulador

desarrollado en varias fases, a través de diversos Reales Decretos y Órdenes Ministeriales. La tabla 1 ofrece un resumen de la legislación analizada para el caso de la distribución de la electricidad.

[Insertar Tabla 1]

Observamos, en la tabla, que el MLE experimentó poca variación en la etapa 1988-93 pero, a partir de 1993, se introdujeron importantes modificaciones. Estas serán comentadas en los subapartados siguientes. Antes, vamos a describir brevemente los objetivos y principios básicos de esta ley que quedan recogidos en el preámbulo del Real Decreto 1538/1987. Entre estos podemos citar: i) el mantenimiento del equilibrio económico y financiero de las empresas que componen el sector; ii) proporcionar un marco de referencia estable referido al sistema de ingresos de las empresas y la determinación de la tarifa eléctrica en condiciones de mínimo coste; iii) la adopción de un conjunto de normas reguladoras capaz de inducir a las empresas a llevar una gestión eficiente evitando sobrecostes en los procesos inversores; iv) la recuperación de las inversiones en activos fijos a lo largo de su vida útil; v) la máxima estabilidad posible de la tarifa eléctrica. Para ello, se utilizaron dos instrumentos fundamentales: la determinación de la tarifa eléctrica en función de costes estándares y el diseño de un nuevo sistema de compensaciones. A continuación describiremos esta regulación en lo que concierne a la actividad de distribución eléctrica.

2.2. Los Costes Estándares en la de Distribución Eléctrica.

Según el MLE, la tarifa media se define como "*la retribución global y conjunta que se establece por la prestación del servicio eléctrico dividida por la demanda prevista*". La premisa fundamental para su determinación es que cubra exactamente el coste de servicio. De este modo, la tarifa recoge el coste total del sistema, obtenido mediante la agregación de todos los costes reconocidos, para todos los elementos y todas las empresas que lo componen, los cuales se calculan de forma *estándar*, es decir de forma común para todas las empresas. Por lo tanto, rige el principio de la tarifa uniforme en todo el territorio nacional, sin diferencias en precios por diferentes costes en las empresas. Su cálculo se realiza en términos medios⁴, por el simple cociente entre los costes estándares del sistema - más recargos y externalidades- y el número previsto de kW/h demandados cada año.⁵

De este modo se introduce un sistema de regulación por incentivos: se establece que las empresas no van a ser compensadas por los costes en los que realmente incurren, sino por unos costes valorados de acuerdo con un estándar que objetive los gastos necesarios y evite la compensación de costes superfluos. Estas cantidades estándares serán los ingresos que perciban las empresas del sector, independientemente de sus costes reales.

Para la retribución de la actividad de distribución eléctrica, el MLE establece una regulación diferenciada para cada uno de los productos que suministra esta actividad: i) la electricidad suministrada en alta tensión; ii) la electricidad suministrada en media tensión; iii) la electricidad suministrada en baja tensión; y iv) la gestión comercial de los abonados. A estos costes se les debe de añadir los costes denominados de *estructura*. En cuanto al suministro de electricidad propiamente dicho, se establece una frontera relativa al nivel de tensión, aplicando diferentes criterios para aquellos costes incurridos en tensiones mayores a 36 kV que para los costes incurridos en tensiones inferiores. Asimismo, se aplica una regulación diferenciada para los costes fijos y los costes de explotación en cada una de las tensiones consideradas. *La Regulación en Alta Tensión*

Los costes correspondientes a las instalaciones de distribución en alta tensión (entre 36 kV y 132 kV), se retribuyen en función de unidades físicas (kilómetros de línea, número de celdas, potencia de transformación), independientemente del uso efectivo de las mismas. La remuneración de estos costes, debía permitir, por un lado, la recuperación del valor bruto de la inversión vía amortización, y por otro, la retribución a cierta tasa de interés por los capitales vivos utilizados para su financiación, de manera que el coste financiero se determina mediante la aplicación a los valores estándar netos de las instalaciones de una tasa de retribución.

La metodología propuesta por el MLE desdobra la tasa de retribución monetaria en dos componentes: una tasa de retribución real y una tasa de actualización; de modo que se retribuye a los capitales en función de la tasa de retribución real y los valores estándar se incrementan en función de la tasa de actualización⁶. De este modo se consigue que el perfil temporal de los ingresos sea significativamente más estable, lo que a su vez permite que se suavice la evolución de la tarifa eléctrica y el impacto de la incorporación de nueva potencia⁷. Las pautas a seguir para el cálculo de la tasa de retribución sufrieron constantes

cambios a lo largo del periodo de vigencia del MLE, ya que fueron revisadas en 1993, 1994 y 1995.

En lo que se refiere al reconocimiento, a efectos de la determinación de la tarifa, de nuevas inversiones de distribución en alta tensión, y excepcionalmente en media y baja, el MLE requería la presentación en la delegación de la Dirección General de Energía (DGE) de la Comunidad Autónoma correspondiente de un plan de inversiones que debería ser aprobado por dicha Comunidad. Es importante señalar que las delegaciones de la DGE habían sido traspasadas a las Comunidades Autónomas y que estas Comunidades no eran los organismos encargados de retribuir a las empresas, sino que el pago correspondía al Ministerio de Industria y Energía. Se introduce, así, una importante disfunción en el proceso descentralizador del Estado, ya que el organismo que aprueba las nuevas inversiones y, en consecuencia, les reconoce los nuevos costes, no es el que posteriormente les retribuye.

En cuanto a los costes de explotación en alta tensión, también se estandarizan a partir de costes unitarios por unidades físicas: kilómetros de circuito para las líneas y número de posiciones para las subestaciones⁸. La actualización de estos costes se hacía, hasta 1995, aplicando el IPC, y a partir de 1995 aplicando una tasa de actualización del IPC menos dos puntos.

La Regulación de la Media y la Baja Tensión

Por lo que se refiere a los costes correspondientes a las instalaciones de media y baja tensión (menor de 36 kV), se retribuyen básicamente en función de la energía circulada por dichas instalaciones y no a partir de unidades físicas como hemos visto para la alta tensión⁹. Se reconocen dos tipos de costes estándar: fijos y de explotación. Así, para los costes fijos se establecen unos valores estándar unitarios por kW/h circulado, diferenciando entre media y baja tensión¹⁰. Estos valores se actualizan cada año por un índice de precios que pondera el índice de precios al consumo y el índice de precios industriales¹¹. Desde el punto de vista de la regulación, este sistema de retribución es un sistema de precios máximos, en el que además se introduce un importante factor de descuento (X), si bien no de forma explícita¹². Estos costes fijos podrán ser afectados por un coeficiente corrector, que se deriva de la dispersión geográfica del mercado, la subterrneidad de la red y otras peculiaridades de las

áreas abastecidas, y que no podrá ser superior al 10% de los costes fijos. En 1993, este coeficiente es sustituido por un complemento que pretendía incentivar las inversiones en distribución menores a 36 kV y que no podía superar el 14% de los costes fijos. Para su cálculo se tendría en cuenta, además de las peculiaridades de los mercados mencionadas anteriormente, las inversiones destinadas a la mejora de la calidad del servicio.

Para los costes de explotación en tensiones menores a 36 kV, se establecen igualmente unos costes estándares en función de la energía circulada, diferenciando entre las instalaciones de baja y media tensión con los mismos criterios que para los costes fijos. Estos costes unitarios, a diferencia de los costes fijos, se actualizaron anualmente con el IPC hasta 1995 sin aplicárseles ningún tipo de descuento. A partir de este año se les aplica el IPC menos tres puntos.

La Regulación de la Gestión Comercial y los Costes de Estructura

Otro de los conceptos a tener en cuenta son los costes de gestión comercial, que contemplan las actividades relacionadas con la atención y desarrollo del mercado de clientes y a los que también se les aplica una regulación diferenciada. La estandarización de estos costes, se realiza en función del número de pólizas de contrato y la potencia facturada en tensiones mayores a 1 kV¹³. Los coeficientes de ponderación del número de pólizas y de la potencia facturada se establecen cada año por Resolución de la Dirección General de Energía y los costes se actualizan también cada año, aplicando el IPC correspondiente. En 1993, se modifican los costes unitarios de gestión comercial, y se elimina el único elemento discrecional de la remuneración, al fijarse el índice de ponderación en 0,75¹⁴. En 1995 se produce una nueva revisión de estos costes, y en 1997 se añade a los costes de gestión comercial un incentivo para la gestión de la demanda.

Por último, hay que considerar los costes de estructura. Estos costes, hasta 1993, se consideraban como un concepto más de los costes incluidos en la tarifa, sin distinguir qué parte de ellos correspondían a la generación y cuáles a la distribución. A partir de este año se diferenciarán estos costes según correspondan a las actividades de generación y distribución, definiéndose para cada actividad sus parámetros, su fórmula de cálculo y su actualización¹⁵. De este modo, para la distribución se establece un coste estándar unitario por kW/h suministrado al abonado final, y se actualiza cada año por el IPC correspondiente.

Solo dos años después de su fijación, en 1995, los costes unitarios de estructuran sufren una modificación.

2.2. El Sistema de Compensaciones.

Abordamos ahora otro de los elementos importantes que definen el MLE: el sistema de compensaciones. Como hemos visto en el apartado anterior, una de las premisas del MLE es que cada empresa obtenga como retribución la cobertura de sus costes estándares, que incluyen la adecuada rentabilidad del capital. Sin embargo, al ser la tarifa única en todo el territorio, y dado que no todas las empresas tienen los mismos gastos de distribución debido a la diferente dispersión geográfica de su mercado, ni reciben los mismos ingresos por kW/h vendido como consecuencia de los diferentes tipos de clientes a los que abastecen, no se garantiza para todas las empresas o subsistemas la cobertura de costes reconocidos con los ingresos derivados de la tarifa. Esto significa que habrá empresas cuyos ingresos no cubran sus costes y otras con ingresos superiores a los costes estándares reconocidos.

Con objeto de asegurar a cada empresa la recuperación de los costes reconocidos por el sistema regulador, se define un mecanismo de redistribución de ingresos y costes denominado compensaciones interempresas. Para la actividad de distribución, las compensaciones atienden la redistribución de los ingresos obtenidos por facturación y otros ingresos del sistema, y de los costes estándar derivados de la distribución. En cuanto a la compensación por el lado de los ingresos, tiene como objeto la corrección de las distorsiones que surgen por las diferentes estructuras de mercado: esta compensación sitúa a todas las empresas en un nivel de ingresos unitarios equivalente al ingreso medio nacional. Por lo que se refiere a la compensación por el lado de los costes, restituye a cada empresa aquella parte de sus costes estándar que no ha recibido de la facturación a su mercado. La formación de la tarifa se ha realizado por la agregación de los costes totales estándares del sistema, de forma que cada empresa aporta sus propios costes para el cómputo total. Ahora bien, cada empresa recauda por facturación de energía una cantidad que está en función de su cuota de participación en el mercado. Por lo tanto, se hace necesario un sistema de redistribución¹⁶.

Es importante señalar que el MLE introduce una corrección en el sistema de compensaciones de mercado, por el que las empresas, si su ingreso medio es superior

(inferior) al medio de todo el Sistema, obtienen un margen positivo (negativo) equivalente a la mitad de esa diferencia. Desde un punto de vista teórico, Crampes y Laffont consideran que este sistema de redistribución no debía modificar significativamente el comportamiento de las empresas, sin embargo un informe de FECSA (1996) señala que la anterior medida incentivaba a que las empresas distribuidoras quisieran vender los tipos de energía de mayor importe a sus clientes. Es decir, que las empresas recomendaban a sus clientes la instalación de potencias altas y que no buscaban la optimización de los regímenes de utilización horaria y de consumos de energía reactiva.

2.3. Algunas Observaciones Finales

Tras esta exposición, podemos afirmar que la regulación propuesta en el MLE para la actividad de distribución eléctrica, es un sistema multiproducto *mixto*, en el sentido de que sigue la filosofía de regulación por precios máximos, ya que los costes estándares fijados son los precios que realmente van a cobrar las empresas por sus productos, y a los que, como hemos visto, en algunos casos se les aplica una tasa de descuento en su actualización; pero además recoge alguna de las ventajas de los llamados sistemas "*benchmarking*" o de referencia, ya que los costes estándar pretenden ser unos costes "ideales", objetivos, que recojan los costes en los que el sector debería incurrir si actuara de forma eficiente.

La literatura ha sido especialmente crítica en el proceso que se siguió para la determinación de los costes estándar, por ejemplo, Ariño y Lopez de Castro (1998) ponen de manifiesto que se fijaron utilizando el criterio de los costes históricos reales, cuyo elemento básico de información son los valores contables de los activos. Ahora bien, como la contabilidad de las empresas del sector incluía grandes disparidades, se establecieron costes contables homogeneizados, los cuales eliminaron todas las diferencias entre las empresas que tenían un reflejo contable. Así, los valores estándar iniciales reflejaban simplemente la media de los costes históricamente incurridos, valor que no se corresponde con el valor ideal, objetivo y alcanzable que el estándar pretendía constituir. Adicionalmente, tal como hemos visto en este apartado, durante el periodo en vigor del MLE nunca se volvió a realizar una nueva valoración de los costes estándares que pudiera recoger algún tipo de descuento asociado, por ejemplo, a la evolución productiva del sector. Los costes estándares no eran actualizados de acuerdo a cambios en la productividad del

sector, sino que únicamente estaban sometidos a las fluctuaciones de los precios, con lo cual no se creó la competencia que el sistema pretendía en sus inicios. La única excepción eran los denominados costes fijos de la media y baja tensión a los cuales se les aplicaba sistemáticamente una tasa de descuento del 25% sobre la media ponderada del IPC y los precios industriales.

3. El Modelo Teórico

3.1. El Indicador del Tipo Bennet

Consideramos una empresa distribuidora de electricidad que utiliza N recursos representados por el vector de cantidades de factores de producción $x = (x_1, \dots, x_N) \geq 0$ para producir M productos representados por el vector de cantidades $y = (y_1, \dots, y_M) \geq 0$. La empresa recibe unas compensaciones, precios, por sus productos expresados por el vector $p = (p_1, \dots, p_M) > 0$. Por motivos de simplicidad utilizaremos a lo largo de la exposición el término “precios” para referirnos a las compensaciones determinadas exógenamente por el regulador. Los ingresos obtenidos por la empresa¹⁷ en el período t vendrán dados por la siguiente expresión: $R^t = p^{tT} \cdot y^t = \sum_{m=1}^M p_m^t \cdot y_m^t$.

Nuestro objetivo es identificar los determinantes de los cambios en los ingresos entre dos períodos de tiempo consecutivos, es decir, entre t y $t+1$. Para ello empezamos descomponiendo el cambio en los ingresos que resulta del movimiento desde (y^t, p^t) a (y^{t+1}, p^{t+1}) en dos componentes básicos: un *efecto precios*, que refleja el impacto sobre los ingresos de los cambios en la retribución de la actividad de distribución eléctrica, manteniendo la cantidad de los productos constante; y un *efecto cantidad*, que recoge el impacto sobre los ingresos de los cambios en la demanda de energía, manteniendo los precios constantes.

Una posible descomposición de los cambios en los ingresos entre un *efecto precios* y un *efecto cantidad* es:

$$R^{t+1} - R^t = y^{t+1T} (p^{t+1} - p^t) + p^{tT} (y^{t+1} - y^t) \quad (1)$$

y otra posible descomposición es:

$$R^{t+1} - R^t = y^{tT} (p^{t+1} - p^t) + p^{t+1T} (y^{t+1} - y^t) \quad (2)$$

En (1) el *efecto precios* se asemeja en su construcción a un índice de precios de tipo Paasche (fijando la producción en y^{t+1}) y el *efecto cantidad* a un índice de cantidades del tipo Laspeyres (fijando el precio de los productos en p^t), pero expresados en diferencia en lugar de ratios. Lo contrario ocurre en (2), en donde el *efecto precio* es similar a un índice Laspeyres (fijando la cantidad de producto en y^t) y el *efecto cantidad* es similar a un índice Paasche (fijando los precios de los productos en p^{t+1}). A partir de las expresiones (1) y (2) puede construirse un indicador de precios y un indicador de cantidad del tipo Bennet (1920) que vendrá definido por la media aritmética de las dos anteriores expresiones. Tenemos que:

$$R^{t+1} - R^t = 1/2 (y^{t+1} + y^t)^T (p^{t+1} - p^t) \quad \text{Bennet de precios}$$

$$+ 1/2 (p^t + p^{t+1})^T (y^{t+1} - y^t). \quad \text{Bennet de cantidad} \quad (3)$$

Podemos ver como el *efecto precios* refleja la modificación en el sistema de compensaciones de los productos ponderada por una media aritmética de las cantidades, mientras que el *efecto cantidad* mide los cambios en la cantidades, ponderados por una media aritmética de los precios. Tanto el *efecto precio* como el *efecto cantidad* pueden calcularse directamente a partir de los datos observados. Es interesante advertir que la estructura de un indicador Bennet permite cuantificar el impacto de las variaciones de precios y cantidades sobre los cambios de ingresos, para cada uno de los productos. Esta característica será especialmente útil en este trabajo ya que, tal como hemos visto, los productos no han sido regulados del mismo modo por el MLE. Luego, a través de este indicador podremos valorar en términos de ingresos, a lo largo del tiempo, y para cada una de las empresas eléctricas, los ajustes y modificaciones en el mecanismo de compensaciones, así como, las variaciones en las cantidades demandadas de electricidad.

La propuesta de descomposición de Bennet, realizada sobre beneficios, fue redescubierta y estudiada por Diewert (1998), quien ha demostrado que satisface un conjunto de axiomas deseables con características muy parecidas al caso del número índice Fisher. Fijémonos que un indicador Bennet tiene una estructura muy parecida a un Fisher, pero está expresado en diferencias en vez de ratios. Diewert propuso utilizar la

terminología “indicador” para la expresión en forma de diferencias e “índice” para el caso de ratios. Seguiremos esta terminología en este artículo.

Grifell-Tatjé y Lovell (2000) han mostrado como puede descomponerse un indicador de cantidad del tipo Bennet de costes y, estos mismos autores, en un artículo anterior, 1999, señalaron como podía descomponerse un indicador de cantidad de beneficios del tipo Laspeyres, expresión (1). En el siguiente apartado vamos a extender estos trabajos proponiendo una descomposición del indicador de cantidad Bennet de ingresos, anteriormente definido. Finalmente, conviene resaltar que la descomposición propuesta en (3) no se basa en la asunción de ningún comportamiento restrictivo de la empresa evaluada, como es la maximización de ingresos.

3.2. Descomposición del Indicador de Cantidad Bennet

Definimos el conjunto de producción en el periodo t como el conjunto de cantidades de productos y de factores que son posibles con la tecnología disponible en este período:

$$S^t = \{(y^t, x^t): y^t \text{ puede ser producido con } x^t\}, \quad t = 1, \dots, T.$$

Ahora se puede definir el conjunto de producción, en el espacio de los productos, como el conjunto de todas las cantidades de productos que pueden obtenerse a partir de un conjunto de factores y con la tecnología disponible, que podemos definir en términos de S^t , como:

$$P^t(x^t) = \{y^t: (y^t, x^t) \in S^t\}, \quad t = 1, \dots, T.$$

Se asume que este conjunto de producción es cerrado, convexo y satisface la propiedad de fuerte disponibilidad de productos. La *isocuanta* de productos está definida por:

$$\text{Isoq } P^t(x^t) = \{y^t: y^t \in P^t(x^t), \lambda y^t \notin P^t(x^t), \lambda > 1\}, \quad t = 1, \dots, T.$$

Un vector de cantidad de productos y^t debe pertenecer a $P^t(x^t)$, pero no necesariamente tiene que estar localizado en la isocuanta, es decir, se permite ineficiencia operativa, ya que la empresa distribuidora podría no conseguir el máximo producto dado un conjunto de factores. La función de distancia en el espacio de los productos definida por Shephard

(1970), (que coincide con la medición de la eficiencia operativa propuesta por Debreu (1951) y Farrel (1957)) proporciona una medida radial de la distancia entre el vector de productos, y^t , y su correspondiente isocuanta. Se define como:

$$D^t(x^t, y^t) = \min\{\theta: y^t/\theta \in P^t(x^t)\}, \quad t = 1, \dots, T, \quad (4)$$

siendo $D^t(x^t, y^t) \leq 1$ ya que $y^t \in P^t(x^t)$. Cuando $D^t(x^t, y^t) = 1 \Leftrightarrow y^t \in \text{Isoq } P^t(x^t)$. Por lo tanto, $D^t(x^t, y^t) = 1$ indica que la empresa distribuidora está produciendo el máximo producto posible con el vector de inputs, x , y la tecnología disponible en el período t ; y $D^t(x^t, y^t) < 1$ indica que con el vector de factores x^t se está produciendo solo $[100 \cdot D^t(x^t, y^t)]\%$ del producto máximo posible con la tecnología disponible en el período t . El mismo razonamiento puede aplicarse para el período $t+1$.

Para la descomposición que proponemos en este artículo necesitamos definir dos conjuntos de producción adyacentes en el espacio de los productos. El primero de ellos es $P^{t+1}(x^t)$ que contiene el hipotético conjunto de productos que el vector de factores en t , x^t , podría haber producido con la tecnología disponible en el período $t+1$. A este conjunto se le puede asociar la siguiente función de distancia: $D^{t+1}(y^t, x^t)$, donde la tecnología es la del período $t+1$, y los factores y y los productos son los del período t . Como veremos, en el siguiente apartado, estudiaremos la retribución de la distribución de la electricidad definiendo una tecnología de tipo *secuencial*. Las tecnologías de tipo secuencial acumulan la información a través del tiempo y, por este motivo, $D^{t+1}(y^t, x^t) \leq 1$, toma el valor uno cuando la observación pertenece a la isocuanta del conjunto $P^{t+1}(x^t)$. El segundo conjunto de producción está definido por $P^t(x^{t+1})$ que contiene el hipotético conjunto de productos que el vector de factores del período $t+1$, x^{t+1} , podría haber obtenido si se hubiera utilizado la tecnología del período anterior, t . A este conjunto se le puede asociar la función de distancia $D^t(y^{t+1}, x^{t+1})$, donde la tecnología es la del período t y los factores y y los productos son los del período $t+1$. En este caso y, con independencia de cómo sea construida la tecnología, la función de distancia puede tomar cualquier valor, es decir, $D^t(y^{t+1}, x^{t+1}) > = < 1$.

Ahora estamos en condiciones de descomponer el indicador de cantidad Bennet propuesto en (3). Las siguientes dos proposiciones muestran cómo se descompone de un

modo gradual en cinco efectos. Empezamos descomponiéndolo en dos elementos: un *efecto productividad*, que nos informa de los mayores (menores) ingresos obtenidos por la empresa distribuidora de electricidad gracias al crecimiento (decrecimiento) en la productividad total de los factores experimentado por ésta; y un *efecto actividad* que refleja el impacto en los ingresos de un cambio en la escala de operaciones, es decir, en el conjunto de factores productivos.

Proposición 1: El *indicador Bennet de cantidad*, entre el período t y el $t+1$, puede descomponerse como:

$$\begin{aligned}
 1/2 (p^t + p^{t+1})^T (y^{t+1} - y^t) = & \\
 & 1/2 (p^t + p^{t+1})^T [(y^{t+1} - y^B) - (y^t - y^E)] \quad \text{Efecto productividad} \\
 & + 1/2 (p^t + p^{t+1})^T (y^B - y^E). \quad \text{Efecto actividad}
 \end{aligned}$$

[Insertar Figura 1]

La figura 1 muestra la descomposición del *efecto cantidad*, asumiendo que $M = 2$. Vemos que y^B es un vector de productos óptimo, ya que es asignativamente eficiente, dados los precios p^{t+1} , con la tecnología definida por $P^{t+1}(x^{t+1})$. Análogamente, y^E es un vector de productos óptimo ya que es asignativamente eficiente, dados los precios p^t , con la tecnología definida por $P^t(x^t)$. Observamos que los cambios en el conjunto de producción tienen como único origen las variaciones en las cantidades de factores, ya que la tecnología permanece constante, siendo la del período $t+1$. En consecuencia, podemos decir que el *efecto actividad* mide la expansión (contracción) de la oferta asignativamente eficiente de electricidad que resulta de una mayor (menor) utilización de factores productivos. En el contexto de este trabajo estos cambios pueden principalmente asociarse a la entrada en funcionamiento de nuevas instalaciones eléctricas. La diferencia entre y^B y y^E está ponderada por la media aritmética de los precios de los productos, es decir, las variaciones en la oferta están valoradas en términos de ingresos. El *efecto actividad* contribuirá a un aumento (reducción) en los ingresos del período t al $t+1$ cuando $1/2 (p^t + p^{t+1}) (y^B - y^E) > (<) 0$.

Por su parte, el *efecto productividad* compara las producciones observadas en cada uno de los periodos con sus respectivas cantidades óptimas calculadas con la tecnología del periodo $t+1$. El *efecto productividad* tendrá un valor positivo (negativo) cuando la pérdida de ingresos obtenida al operar de un modo no óptimo en el período $t+1$, sea menor (mayor) que la pérdida de ingresos resultante de la diferencia entre la producción observada del periodo t y las producciones óptimas asociadas con los precios de t y la tecnología del periodo $t+1$. Las diferencias en los niveles de producción están agregadas utilizando como ponderador la media aritmética de los precios de los productos. El *efecto productividad* contribuirá al aumento de los ingresos (o a la disminución) entre el período t y el $t+1$ siempre y cuando $[1/2 (p^t + p^{t+1})^T (y^t - y^E)] < (>) [1/2 (p^t + p^{t+1})^T [(y^{t+1} - y^B)]]$. A su vez, el *efecto productividad* puede descomponerse en tres elementos explicativos más: un efecto producido por la *eficiencia técnica*, un componente que mide la *eficiencia asignativa* y la contribución del *cambio técnico*.

Proposición 2: El *efecto productividad Bennet* de ingresos, entre el periodo t y el $t+1$, puede descomponerse como:

$$\begin{aligned}
 1/2 (p^t + p^{t+1})^T [y^{t+1} - y^B] - (y^t - y^E) &= \\
 + 1/2 (p^t + p^{t+1})^T [y^{t+1} - y^D] - (y^t - y^C) &\quad \text{Efecto de la eficiencia operativa} \\
 + 1/2 (p^t + p^{t+1})^T [(y^D - y^B) - (y^C - y^A)] &\quad \text{Efecto de la eficiencia asignativa} \\
 + 1/2 (p^t + p^{t+1})^T (y^E - y^A) &\quad \text{Efecto del cambio técnico}
 \end{aligned}$$

[Insertar Figura 2]

Esta descomposición está ilustrada en las figura 2. Solamente por motivos de claridad en la exposición, supongamos la peor de las situaciones donde el vector y^t es técnicamente ineficiente, ya que $y^C = y^t/D^t (y^t, x^t) \in \text{Isoq } P^t(x^t)$, dónde $D^t (y^t, x^t) < 1$. Además, y^C es ineficiente asignativamente para p^t . El vector y^{t+1} es también técnicamente ineficiente, ya que $y^D = y^{t+1}/D^{t+1} (y^{t+1}, x^{t+1}) \in \text{Isoq } P^{t+1}(x^{t+1})$, donde $D^{t+1} (y^{t+1}, x^{t+1}) < 1$. Además y^D es ineficiente asignativamente para p^{t+1} .

Así pues, tal como muestra la figura 2, el *efecto de la eficiencia operativa* mide el impacto sobre los ingresos de cualquier alejamiento o acercamiento a la frontera de posibilidades de producción que se produzca en el período $t+1$ respecto al t ; mientras que el

efecto de la eficiencia asignativa mide el efecto de los cambios producidos entre el periodo t y $t+1$ en la distancia entre el punto proyectado en la frontera, técnicamente eficiente, y el que correspondería a los máximos ingresos dados los precios de cada periodo. Como las empresas de distribución deben de suministrar la energía demandada y los precios de los productos son fijados por el regulador, podemos considerar que un buen mecanismo de regulación debería ser capaz de fijar un sistema de compensaciones relativas próximo a la situación de eficiencia técnica. Podemos considerar que cuanto mayor sea la discrepancia entre la eficiencia técnica y la asignativa, peor será el mecanismo de regulación. La suma de los dos efectos, eficiencia técnica y eficiencia asignativa, aparece en la figura 2 como $[(y^{t+1} - y^B) - (y^t - y^A)]$, estando ambas diferencias ponderadas por la media aritmética de los precios de los productos.

En cuanto a cómo afecta el *cambio técnico* a los ingresos, en la figura 2, vemos que el vector y^A es eficiente, tanto técnica como asignativamente: $y^A \in \text{Isoq } P^t(x^t)$. Del mismo modo, el vector $y^E \in \text{Isoq } P^{t+1}(x^t)$. Nótese que en ambas valoraciones el vector de factores utilizados es el mismo. Por lo tanto, el movimiento desde y^A a y^E representa el impacto sobre los ingresos del desplazamiento de la frontera de producción, es decir, del cambio técnico. Ya que y^A e y^E son asignativamente eficientes, desde el punto de vista de los ingresos, evaluamos la expansión de los ingresos producida por el cambio técnico con la media aritmética de los precios de los productos.

4. Implementación de la Descomposición del Indicador Bennet

El cálculo de los indicadores Bennet propuestos en (3) requieren información sobre (y^t, x^t, p^t) y $(y^{t+1}, x^{t+1}, p^{t+1})$, y esos datos son potencialmente observables. Sin embargo la descomposición del indicador *Bennet de cantidad* presentado en las Proposiciones 1 y 2 requiere la utilización de los vectores $(y^A, y^B, y^C, y^D, y^E)$, que no son observables y deben de ser calculados. Para ello utilizaremos técnicas de programación matemática que tienen una estructura similar a los modelos *Data Envelopment Analysis* (DEA) propuestos por Charnes, Cooper y Rhodes (1978) para calcular cada uno de los vectores de producto no observados.

Habitualmente, en el análisis DEA, la tecnología del periodo t se construye a partir de los datos sobre cantidades de productos y factores que describen las operaciones de todos los productores de ese periodo t . Desde este punto de vista, las tecnologías existentes en periodos anteriores son "olvidadas" durante el periodo t . En esta investigación vamos a utilizar una tecnología del tipo *secuencial*. Las fronteras secuenciales permiten que la tecnología del periodo t sea construida a partir de los datos sobre cantidades de factores y productos de todas las empresas en todos los periodos anteriores, incluido el propio periodo t . En este tipo de análisis, no es posible regresión tecnológica, es decir, hundimientos totales o parciales de la frontera de posibilidades de producción.

Así pues, supongamos que los productores utilizan N factores para producir M productos. Asumimos que hay t periodos, y que en el periodo s tenemos I_s productores, $s = 1, \dots, t$. Sea y^{ot} el vector de cantidad de producto de dimensión $M \times I$, y x^{ot} el vector de cantidad de factores de dimensión $N \times I$, del productor "o" en el periodo t que es objeto de evaluación. Adicionalmente, definimos a $Y^s = [y^{1s}, \dots, y^{os}, \dots, y^{I_s s}]$ como una matriz $M \times \sum_{s=1}^t I_s$ de M productos producidos por todos los I_s productores en cada uno de los periodos $s = 1, \dots, t$; y sea $X^s = [x^{1s}, \dots, x^{os}, \dots, x^{I_s s}]$ una matriz $N \times \sum_{s=1}^t I_s$ de N factores utilizando todos los I_s productores en cada uno de los periodos $s = 1, \dots, t$. De este modo, las matrices de datos Y^s y X^s son del tipo secuencial, ya que incluyen la cantidades de productos y factores para todos los productores desde el periodo 1 hasta el periodo t . Por lo tanto, la tecnología del periodo t es determinada no solo por las actividades del periodo t , sino también por las actividades pasadas.

El cálculo del efecto de la *eficiencia técnica* definido en la Proposición 2 requiere la identificación de los vectores de cantidad y^C en el periodo t e y^D en el periodo $t+1$. Debido a que y^C es una expansión radial de y^t , $y^C = \theta^C y^t = y^t / D^t(y^t, x^t)$ con $\theta^C \geq 1$. El escalar θ^C es determinado como solución del siguiente problema de programación lineal¹⁸:

$$\begin{aligned}
 & [D^t(x^{ot}, y^{ot})] = \max \theta^C \\
 \text{s.a.} \quad & \theta^C y^{ot} \leq Y^s \lambda^s \\
 & x^{ot} \geq X^s \lambda^s \\
 & \lambda^s \geq 0
 \end{aligned} \tag{5}$$

donde λ^s es un vector de actividad $\sum_{s=1}^t I_s \times 1$.

Análogamente, debido a que y^D es una expansión radial de y^{t+1} , $y^D = \theta^D y^{t+1} = y^{t+1}/D^{t+1}(y^{t+1}, x^{t+1})$ con $\theta^D \geq 1$. El escalar θ^D es determinado como solución a un problema de programación lineal idéntico a (5), reemplazando los datos del periodo t , $(y^t, x^t, x^{ot}, p^{ot})$, por los del periodo $t+1$, $(y^{t+1}, x^{t+1}, x^{ot+1}, p^{ot+1})$.

EL cálculo del efecto de la *eficiencia asignativa* de la Proposición 2 requiere la identificación del vector de cantidad y^A para el periodo t y del y^B para el periodo $t+1$. Ya que y^A maximiza los ingresos obtenidos con los factores x^t , cuando las compensaciones dadas por el regulador son p^t y la tecnología utilizada es la del periodo t . y^A puede ser calculada como solución del siguiente problema de programación lineal¹⁹:

$$\begin{aligned}
 & \mathbf{max}_{\lambda, y} \quad p^{ot} y \\
 \mathbf{s.a.} \quad & y \leq Y^s \lambda^s \\
 & x^{ot} \geq X^s \lambda^s \\
 & \lambda^s \geq 0
 \end{aligned} \tag{6}$$

donde λ^s es un vector de actividad $\Sigma_{s=1}^t I_s \times 1$.

Debido a que y^B maximiza los ingresos obtenidos utilizando los factores x^{t+1} , con las compensaciones por producto dadas por p^{t+1} y con la tecnología secuencial hasta el periodo $t+1$, y^B puede ser identificado como solución de un problema de programación lineal idéntico a (6), reemplazando los datos del periodo t , $(y^t, x^t, x^{ot}, p^{ot})$ con los datos del periodo $t+1$, $(y^{t+1}, x^{t+1}, x^{ot+1}, p^{ot+1})$.

Debemos, además, identificar el vector y^E que, junto a y^A e y^B , nos permitirá determinar el *efecto actividad* descrito en la Proposición 1 y el efecto del *cambio técnico* descritos en la Proposición 2. Debido a que y^E maximiza el ingreso conseguido utilizando x^t , cuando las compensaciones sobre los productos regulados son p^t y se utiliza la tecnología del periodo $t+1$, y^E puede ser identificado como solución a un problema de programación lineal idéntico a (6), reemplazando los datos del periodo t , $(y^t, x^t, x^{ot}, p^{ot})$ por los datos mixtos $(y^{t+1}, x^{t+1}, x^{ot}, p^{ot})$.

Resolviendo cada uno de los cinco problemas de programación lineal definidos por (5) y (6) I veces, una vez para cada empresa distribuidora de la muestra, se genera toda la información requerida para identificar los cinco vectores de producto $(y^A, y^B, y^C, y^D, y^E)$.

Cuando éstos se combinan con los vectores de productos observados (y^t, y^{t+1}) y con los vectores de precios de los productos (p^t, p^{t+1}), el cambio observado en los ingresos ($R^{t+1} - R^t$), para cada una de las empresas distribuidoras de electricidad, puede ser descompuesto en cinco componentes tal como muestran las Propositiones 1 y 2.

5. Los Datos

Los datos utilizados en esta investigación describen las operaciones de las empresas distribuidoras más importantes de España que eran las reguladas a través del MLE: Eléctrica del Viesgo S.A., Eléctricas Reunidas de Zaragozanas S.A., Fuerzas Eléctricas de Cataluña S.A., Hidroeléctrica Española S.A., Hidroeléctrica de Cataluña S.A., Hidroeléctrica del Cantábrico S.A., Hidroeléctrica Ribagorzana S.A., Iberduero, Iberdrola, Sevillana de Electricidad S.A. y Unión Fenosa S.A., desde el año 1952 hasta 1997. Con estos datos hemos construido un panel no equilibrado para ese periodo, en el que, hasta el año 97, el último de la muestra, se incluían 144 observaciones. Este amplio periodo ha sido dividido en dos partes: el que estuvo oficialmente vigente el MLE, 1988 - 97, objeto de estudio, y el anterior a éste, 1952 - 87. Para este último periodo tenemos que empresas como Fecsa y Compañía Sevillana de Electricidad están incluidas en la muestra desde los primeros años, mientras que Hidrocantábrico, Hecsa, Enher y Unión Fenosa (Unión Eléctrica) están representadas desde el inicio de los años 80s, e Iberduero, Hidroeléctrica Española y posteriormente Iberdrola, a partir de 1987.

Los datos han sido obtenidos de diversas fuentes. Las Memorias de las empresas nos han aportado información sobre los productos y factores de estas empresas, siendo estos últimos cumplimentados con datos procedentes del Ministerio de Industria y Energía. En cuanto a los importes pagados por el regulador y a las cantidades suministradas por producto y empresa, en el periodo 1988 - 97, han sido obtenidos a partir de los informes anuales elaborados por la ya extinta *Oficina de Compensaciones de la Energía Eléctrica* (OFICO), que nos han sido proporcionados de forma confidencial. Esta confidencialidad ha tenido que ser respetada en la forma en que se presentan los resultados en el próximo apartado.

En cuanto a la elección de las variables a incluir en el modelo, hay dos aspectos que limitan su elección. En primer lugar, el marco regulatorio: el objeto de estudio es el MLE que, tal como hemos visto, define unos productos sobre los cuales basa su sistema de retribución. Este conjunto de cuatro productos, discutido en el apartado 2, es el que lógicamente nos define los outputs utilizados en la aplicación. Sin embargo, tenemos ciertas restricciones informativas debidas al hecho de que una parte de los datos corresponden al periodo, 1952 - 87. Esta información es necesaria, ya que para conformar el modelo de ingresos que vamos a aplicar hemos construido las fronteras de forma secuencial, acumulando información desde el año 1952 hasta el año 1987, y posteriormente añadiendo los datos de cada año hasta 1997. De este modo nos aseguramos que hay suficiente información para construir adecuadamente cada una de las fronteras de posibilidades de producción del periodo 1988 – 97, lo que nos permitirá el cálculo de la descomposición del indicador Bennet de cantidad presentada en las Propositiones 1 y 2. La necesidad de disponer de información previa al periodo de vigencia del MLE nos ha obligado a la agregación de la alta y la media tensión. Esto es debido a que en el periodo 1952-87 se han producido numerosos cambios en la estructura de las tarifas, y en su nomenclatura, de tal modo que algunos conceptos eran considerados, en un tiempo, de alta tensión y en otro de media, lo que no permitía la uniformidad de la serie. Asimismo, hubiera sido enriquecedor incluir también la calidad como producto, sin embargo su medida es relativamente reciente. Así tenemos que los productos y los factores utilizados en la aplicación son los siguientes:

*Productos*²⁰:

- (i) Número de abonados que suministra cada distribuidora, expresado en millones.
- (ii) Electricidad distribuida en alta y media tensión, expresada en Gw/h.
- (iii) Electricidad distribuida en baja tensión, expresada en Gw/h.

Factores:

- (i) Líneas de distribución en alta tensión (entre 36kV y 132kv), expresadas en kilómetros de longitud.
- (ii) Líneas de media tensión (entre 1kV y 36kV), expresadas en kilómetros de longitud.
- (iii) Líneas de baja tensión (< 1kV), expresadas en kilómetros de longitud.

- (iv) Capacidad de transformación de las subestaciones de alta a alta tensión, de alta a media tensión y, adicionalmente, de los centros de transformación de media a baja tensión, expresada en MVA.

Hubiera sido interesante incluir el trabajo como factor de producción, sin embargo, históricamente, las empresas eléctricas estaban integradas verticalmente, de forma que no se han podido obtener los datos específicos para la actividad de distribución.

Para comprobar la fiabilidad de los datos recopilados, antes de su aplicación se ha realizado un análisis de detección de posibles *outliers*, siguiendo para ello el método propuesto por Fox, Hill y Diewert (2004). Este método permite detectar *outliers* que se deben tanto a la escala de la observación como a la combinación de los factores de producción utilizados. En la base de datos utilizada no se han detectado observaciones que puedan considerarse como extremas en ninguno de los dos sentidos. Esto quiere decir que aunque los modelos de programación matemática anteriormente definidos son determinísticos, ahora, sabemos que son aplicados sobre unos datos que carecen de observaciones “dudosas”²¹.

En cuanto a la determinación de los precios, ya hemos visto a lo largo de la exposición que el MLE retribuye a las empresas a través de los costes estándares. Por lo tanto, los precios de los productos se derivan de dichos costes, que son en realidad los que determinan sus ingresos. El modo de determinar los precios para cada uno de los productos ha sido el siguiente: i) hemos asignado un precio al producto *abonados*, partiendo de los costes comerciales estándar que el regulador reconoció para cada año, como el cociente entre dichos costes comerciales estándar y el número de abonados; ii) hemos definido el precio correspondiente al producto *energía distribuida en alta y media tensión* tomando como referencia los costes totales estándar (fijos y de explotación) que el MLE asigna a estas actividades. La suma de estos costes dividida por el número de Gw/h distribuidos en esas tensiones nos da el precio del producto; y (3) análogamente, determinamos el precio para el producto *energía distribuida en baja tensión*, como el cociente entre la suma de los costes fijos y de explotación estándar y el número de Gw/h distribuidos en baja tensión.

La tabla 2 ofrece la estadística de los datos promedio para las variables incluidas en el modelo durante el periodo analizado, 1988-97. Al observar estos datos hay que tener en

cuenta varias consideraciones. En primer lugar, que hay una gran dispersión en los tamaños de las empresas incluidas en la muestra. En segundo lugar, hay que señalar que en 1991 se produce la fusión entre Iberduero e Hidroeléctrica Española, dando origen a Iberdrola lo que cambió en gran medida la estructura del sector, ya que contribuyó a que la concentración se incrementara sustancialmente, pues estas dos empresas eran las de mayor tamaño en 1990. Esto implica que el incremento que observamos en las estadísticas de la empresa media entre los años 1990 y 1991, se debe al simple hecho de que las cantidades se reparten entre menos empresas.

[Insertar Tabla 2]

En estas estadísticas podemos ver las tendencias generales de las variables consideradas. Así, en lo que a los productos se refiere vemos que la energía en baja tensión ha registrado un incremento permanente a lo largo de todo el periodo, siendo este crecimiento especialmente importante en los años 1988-89. En promedio, a lo largo del periodo esta variable creció en un 4%²², lo que refleja el mayor consumo de energía eléctrica por parte de las economías domésticas. En cuanto a la energía en media y alta tensión, si bien en promedio ha crecido un 1.7%, su evolución es menos uniforme que la de baja tensión, debido sobre todo a que el sector industrial es más sensible que las economías domésticas a las crisis económicas. En cuanto a los abonados, su número se ha incrementado un promedio del 1.4% en todo el periodo. De hecho, en todos los años considerados se han producido aumentos, excepto en 1994, siendo el decremento debido a que Iberdrola se desprende de importantes activos que traspasa a su filia Hidruña²³.

En cuanto a los factores, todos experimentan a lo largo del tiempo analizado un incremento, siendo éste de entorno al 3% para las líneas de media y baja tensión y de un 2.3% para la capacidad de transformación.²⁴ Las líneas en alta tensión experimentaron un aumento del 0.85%. Algunas de las variaciones más significativas observadas en la tabla 2 pueden reflejar intercambio de activos entre empresas del sector u operaciones de la empresas con REDESA, la empresa estatal de transporte en alta tensión.

Por último, al analizar la estadística de precios vemos que existen importantes variaciones a lo largo del periodo que no hacen sino reflejar los cambios producidos en la legislación. Así, en los precios de gestión comercial vemos que en 1993 se produce una

bajada del 8,6%, esto es debido a la revisión de estos costes en este periodo. Lo mismo ocurre en 1995, año en que se vuelven a revisar los costes, esta vez al alza, y en 1997, el incremento tan importante se debe al nuevo cambio de legislación producido en ese año. El decremento de 1996 es debido a que el IPC, que es el índice de actualización de los costes estándares por abonado, disminuye ese año en un punto. En promedio, estos precios crecieron un 6%, casi el doble que los de alta y media tensión, y los de baja tensión.

Los precios de la alta y media tensión, también recogen las diversas reformas a los que fueron sometidos. Recordemos que la tasa de retribución fue cambiada en el año 1993, en 1994 y en 1995, y la fórmula de actualización de los costes de explotación en alta y media tensión se revisó en 1995 descontando al IPC un 2% y un 3% respectivamente, por eso a partir de 1996 el crecimiento de los precios es más moderado, y en 1997 incluso llega a ser negativo por el descenso de la inflación en ese año hasta el 2%. En promedio, para todo el periodo, los precios de alta y media tensión crecieron en un 3,77%. Finalmente, los precios de la baja tensión, de igual modo recogen la reforma de 1995, y a partir del 96 su crecimiento se modera considerablemente. En promedio, aumentaron un 3,4% en todo el periodo.

6. Resultados

Los resultados obtenidos tras la aplicación del modelo vienen recogidos en la tabla 3 y 4. A la hora de presentarlos, seguimos el enfoque de Försund and Hjalmarsson (1979) que proponen estudiar un sector industrial a través de la definición de una empresa ‘media’ que consideran representativa de la estructura del sector. Försund y Kittelsen (1998) utilizan este enfoque para el análisis del comportamiento de la distribución eléctrica noruega. Así, los resultados presentados a continuación hacen referencia a la empresa de distribución de electricidad media, lo que nos permite, adicionalmente, preservar la confidencialidad de los datos.

Lo primero que observamos en la tabla 3 de resultados es que los ingresos derivados de la actividad de distribución han crecido en todos los años desde 1988 hasta 1997, si bien este crecimiento no ha sido uniforme, debido a los cambios acontecidos en la legislación y en la coyuntura económica del país a lo largo del periodo. En promedio, el crecimiento de

los ingresos de la empresa media del sector ha sido de 2.968 millones de pesetas. Lo que representa una tasa promedio de crecimiento algo superior al 6.5%.

[Insertar Tabla 3]

Una vez hecha esta primera aproximación, pasamos a analizar la descomposición de la diferencia de ingresos entre un indicador Bennet de precios y uno de cantidad recogida en la expresión (3). Observamos que en la mayoría de los años el indicador Bennet de precios, que refleja el impacto sobre los ingresos de los cambios en la retribución, ha contribuido en mayor medida a la consecución de ingresos que el indicador de cantidad, que refleja el impacto sobre los ingresos de los cambios en la cantidad de los productos, es decir, de la demanda, con la excepción de los años 1988-89, 1995-96 y 1996-97. Se puede decir que la tasa de contribución del indicador Bennet de precios y el de cantidad ha sido alrededor del 62% y 38%, respectivamente, para el promedio del periodo.

El Indicador Bennet de Precios

Si nos fijamos concretamente en el indicador Bennet de precios, vemos que ha sido positivo en todos los años, aunque su contribución no ha sido uniforme a lo largo del tiempo. En un análisis por productos del indicador precios vemos que, en la mayoría de los años, el producto que más ha contribuido a la obtención de ingresos ha sido la energía en alta y media tensión. Ha representado un incremento promedio de 1,005 millones de pesetas, lo que significa más de la mitad de la variación observada en la retribución. Conviene señalar, además, la gran importancia para el incremento de ingresos que suponen estas tensiones, en comparación con las otras fuentes de ingresos, en el periodo anterior a 1993, fecha de la primera modificación del MLE. De este producto agregado podemos decir que la contribución del indicador precios de la alta tensión ha sido muy superior al de la media tensión en una proporción aproximada del 70% al 30%. Esto parece lógico a la vista de la legislación, ya que la regulación en media tensión estaba bastante cerrada en todas sus facetas permitiéndose únicamente incrementos de ingresos ligados al IPC. Únicamente en 1993, como vimos en el apartado 2, la media tensión sufre alteraciones, al sustituirse el coeficiente corrector por un complemento a las inversiones. En cambio las modificaciones en las retribuciones de la alta tensión fueron muy frecuentes principalmente por dos motivos: i) la variación que experimenta, en diversas ocasiones, el criterio de cálculo de la tasa de retribución, lo cual se refleja en los resultados; ii) el aumento de los costes estándar reconocidos. Recordemos que el precio asociado a estas tensiones está calculado como el cociente entre los costes estándar pagados y la energía distribuida. El incremento del numerador, los costes estándar, se llevó a cabo, fundamentalmente, por el reconocimiento de nuevas instalaciones de alta tensión²⁵, ya que los costes estándares para estas instalaciones se hacen en función de unidades físicas y no de la energía circulada. Por lo tanto, el sistema favorecería la inversión en instalaciones de alta tensión, aún cuando éstas no fueran necesarias. Esta situación se vería favorecida por el hecho de que, como hemos comentado en el apartado 2, quienes aprobaban las inversiones, las Comunidades Autónomas, no eran quienes luego las retribuían, pues este papel correspondía al Ministerio de Industria y Energía. Como el objetivo de las Comunidades Autónomas era asegurar el suministro y proporcionar el máximo servicio a los habitantes de su región, su disposición para aprobar nuevas instalaciones era clara.

Nuestra opinión, a la vista de los resultados, es que las empresas de distribución eléctrica explotaron las debilidades de la legislación mediante una estrategia encaminada a incrementar sus ingresos en alta tensión a través del aumento de los costes estándar que le eran reconocidos. De este modo se vulnera uno de los principios de la regulación basada en la competencia referencial: la imposibilidad de manipular los beneficios por parte de las empresas. Crampes y Laffont modelizaron el MLE asumiendo que los productos asociados a la distribución estaban idénticamente regulados llegando a la conclusión teórica que el nivel de esfuerzo *ex-ante* asociado a la inversión sería menor al óptimo. En cambio, en este trabajo, observamos que las empresas tienen un incentivo a sobreinvertir, ya que es un modo de incrementar los beneficios a través de unos mayores costes estándares reconocidos. Como veremos, cuando comentemos el indicador Bennet de cantidad, esta característica del diseño regulatorio ha tenido una clara repercusión en los niveles de productividad alcanzados por el sector.

Cabe, por último, señalar, con respecto a la energía de alta y media tensión, que la fuerte contribución negativa del periodo 1997-96 se debe fundamentalmente a la caída de los índices de precios en España, que en 1997 eran del 2%, lo que hacía que la retribución tanto de la alta como de la media tensión disminuyera, ya que ambas estaban ligadas a dicho índice. En particular para la media tensión al descontar al IPC un 3% en la actualización de los costes de explotación, esta actualización se hace negativa.

Por lo que se refiere al indicador Bennet de precios del producto "número de abonados", su contribución es mucho más pequeña que la de la energía en alta y media tensión: representa un incremento promedio de ingresos de 456 millones de pesetas con una contribución cercana al 25%. Asimismo, apreciamos en la tabla 3 las variaciones causadas por las revisiones legislativas de 1993, 1995 y 1997 ya comentadas. Vemos que en 1997 el efecto precios negativo de la alta y media tensión se ve compensado con creces con el del número de abonados, por la reforma en la que se añadía a estos costes un incentivo para la gestión de la demanda. La baja tensión representa un aumento promedio de 403 millones de pesetas con una contribución algo superior al 20%. Podemos observar que su evolución es bastante uniforme hasta el periodo 1994-95, pero a partir de este último año hay unas variaciones de ingresos mucho más moderadas debido al cambio legislativo de 1995 por el que se descontaba en la actualización de los costes de explotación un 3% al IPC.

A título de resumen de nuestro análisis del indicador Bennet de precios, creemos que este indicador refleja las actividades de *lobby* de las empresas eléctricas. Hasta que el MLE no es por primera vez modificado, a finales del año 1993, las empresas eléctricas obtienen sustanciales y sostenidos incrementos de ingresos a través de la negociación de las tasas de retribución de la alta tensión y el reconocimiento de nuevas instalaciones. Cuando la legislación cambia los criterios de retribución moderando este aspecto, la misma legislación modifica la retribución sobre otros productos que habían tenido una contribución mas modesta a los incrementos de retribución, como es el caso de la “gestión comercial”, de modo que estos segundos compensan a los primeros. Creemos que esta efectiva actividad de influencia por parte de las empresas eléctricas es debida, primero, tal como ya hemos señalado, a errores en el diseño del sistema regulatorio y, segundo, a que el regulador español no dispone de un status de independencia respecto al poder político.

El Indicador Bennet de Cantidad

El análisis del efecto cantidad nos muestra que su evolución está ligada estrechamente a la coyuntura económica del país, y más concretamente a la actividad industrial desarrollada. El producto más estable en este sentido es el número de abonados, que sólo experimentó un descenso en 1993-94 por la cesión de activos de Iberdrola a Hidruña²⁶. Este producto es el que menos contribución aporta al efecto cantidad con un incremento promedio de 105 millones de pesetas, lo que representa el 9.5% de la variación observada. También se muestra bastante estable la energía en baja tensión, que todos los años contribuye de forma positiva con un aumento medio de 494 millones de pesetas, es decir, con una contribución aproximada al 45%, lo que refleja el incremento sostenido de consumo de baja tensión por parte de las economías domésticas. Pero, de nuevo, el producto que más contribuye al efecto cantidad es la energía en alta y media tensión aunque con unos valores próximos a la baja tensión, y también es el producto que más alteraciones sufre a lo largo del periodo, lo cual es bastante coherente, si pensamos que la actividad industrial es mucho más sensible a los vaivenes de la coyuntura económica que las economías domésticas. Así, en la tabla 3 de resultados podemos ver cómo se reflejan los periodos de recesión del año 1989-90, 1992-93, 1993-94 y 1995-96. El aumento medio de ingresos asociado a estas potencias es de 505 millones de pesetas con una contribución algo superior al 45%. A continuación vamos a analizar el indicador Bennet de cantidad desde otra perspectiva, a través de la

descomposición ofrecida en la tabla 4 que recoge la metodología presentada en las Propositiones 1 y 2.

[Insertar Tabla 4]

La tabla 4 nos muestra que el factor que más ha contribuido al indicador Bennet de cantidad ha sido el *efecto actividad* que, recordemos, está neto de ineficiencias operativas y asignativas. El efecto actividad nos mide el potencial de generación de nuevos ingresos que ha supuesto la disposición de una mayor cantidad de factores productivos. Hemos calculado que el potencial de incremento medio de nuevos ingresos asociados a la mayor disposición de instalaciones es de 2,087 millones de pesetas. Sin embargo, este potencial se ha visto drásticamente reducido por las continuas pérdidas de productividad que se observan en el periodo y que, como promedio, han representado una disminución de ingresos de 983 millones de pesetas. La suma de estos dos valores dispares hace que el valor medio del indicador Bennet de cantidad sea de 1,104 millones de pesetas.

Asímismo, la tabla 4 nos muestra que el descenso productivo está motivado fundamentalmente por una pérdida de eficiencia operativa que ha representado una disminución media de ingresos de 772 millones de pesetas. Los resultados nos muestran que la eficiencia operativa se ha ido sistemáticamente y dramáticamente deteriorando en la mayoría de los años, a excepción de los primeros y últimos, así como una cierta estabilización de las pérdidas de eficiencia en los años 1992-93. Estas disminuciones continuadas en la eficiencia operativa las hemos valorado utilizando el sistema de incentivos dados por el regulador.

Crampes y Laffont llegaron a la conclusión que en una situación *ex-post* el MLE daba incentivos para que las empresas operaran de un modo eficientemente, ya que tendrían un comportamiento dirigido a minimizar sus costes reales. Consideraron que este resultado podía distorsionarse por dos motivos: i) si se producían fusiones o adquisiciones que llevaban a una concentración de la industria; ii) si el agente, en el momento de escoger su nivel de esfuerzo, conocía (o sospechaba) que los costes estándares serían ajustados a la baja para recoger la reducción de los costes reales asociados a la mayor eficiencia operativa. Para estos autores, debido a que el MLE no contemplaba ningún procedimiento preestablecido de revisión, y no era creíble que los costes estándares no fueran revisados,

el resultado teórico del análisis podría verse alterado. De hecho, consideran que el método de revisión de los costes estándares juega un papel tan importante como el propio procedimiento de su fijación²⁷.

Es posible que la concentración del sector ayude a explicar los resultados de la persistente deterioración de la eficiencia operativa, ya que tal como hemos vistos, se produjo la fusión de dos de las mayores empresas del sector: Hidroeléctrica Española e Iberduero. Por otra parte compartimos la idea de que el método de revisión debe de jugar un papel muy importante, tal como ha puesto de manifiesto, por ejemplo, Guasch (2004) en su estudio de más de mil contratos de infraestructura firmados durante los últimos veinte años en distintos países de Iberoamerica y la zona del Caribe. Sin embargo, creemos que debe de distinguirse donde se produce la renegociación ya que un comportamiento, como el anteriormente descrito, por parte de la empresa dirigido a la obtención de mayores ingresos puede evitar y, de hecho, en nuestro caso, evita, cualquier intento de revisión por parte del Principal dirigido a captar las ganancias de eficiencia operativa.

Tal como hemos visto cuando hemos comentado el indicador Bennet de precios, las empresas desarrollan un comportamiento dirigido al aumento de los costes estándar de alta tensión, es decir, al incremento de la retribución por unidad de energía distribuida, mediante el reconocimiento de nuevas instalaciones. Este comportamiento incrementa la ineficiencia del sector, ya que se ponen en marcha instalaciones en alta tensión que, realmente, no eran necesarias, o que no eran las más convenientes técnicamente²⁸. La persistente caída en la eficiencia operativa refleja una progresiva *subutilización* de los factores instalados que ha provocado una progresiva sobrecapacidad en el sector²⁹. Con este comportamiento no es posible ninguna revisión a la baja de los costes estándar, ya que no hay ganancias de eficiencia para expropiar, para trasladar a los consumidores. Pero es que, además, esta subutilización de factores productivos debe de llevar aparejados unos mayores costes de funcionamiento, lo que justifica una acción conjunta de las empresas eléctricas encaminada a pedir una revisión al alza de los costes estándares. En el lúcido artículo de Rodríguez y Castro (1994: 181) ya alertan sobre la racionalidad de este posible comportamiento.

Fijémonos, también, que durante el periodo de vigencia del MLE no se produjo ningún desplazamiento de la frontera de producción de la mejor práctica, es decir, no se produjo cambio técnico. Es posible que la tecnología de transmisión de la electricidad experimentara poca innovación durante la década objeto de estudio, pero los contundentes resultados de la tabla 4 muestran que el MLE no creó incentivos para que las antiguas instalaciones fueran sustituidas por otras de nuevas con tecnología más avanzada.

Por último, hay que reseñar que a la pérdida de eficiencia operativa, hay que añadir, en más de la mitad de los años, una pérdida de eficiencia asignativa en la actividad de distribución, aunque en promedio este efecto negativo es mucho menor que el de la ineficiencia operativa. Sin embargo, la eficiencia asignativa merece un interés especial por cuanto puede ser consecuencia directa del sistema de precios instaurado por el MLE, en el sentido de que las empresas tienen una capacidad limitada de gestionar sus mercados, al ser la electricidad considerada un servicios público por la ley española. Por lo tanto, es el regulador el responsable de dotar a las empresas de un mecanismo de precios que refleje la demanda relativa de electricidad. Tal como hemos visto a lo largo de este trabajo, el regulador cambió algunas de las compensaciones de un modo contradictorio así, por ejemplo, los costes de gestión comercial experimentaron una fuerte disminución en el año 1993, se incrementaron en el 1995 y experimentaron un fuerte aumento en el 1997. En consecuencia a las debilidades y a los fallos regulatorios del MLE, ya apuntados, ahora le debemos de añadir una incapacidad para crear un sistema de incentivos relativos próximo a la estructura de la demanda existente.

7. Conclusiones

En este trabajo hemos abordado el análisis de la regulación del sistema eléctrico español vigente entre los años 1988 y 1997, conocido como Marco Legal Estable (MLE), para la actividad de distribución eléctrica. Este sistema de incentivos, desarrollado en un complicado entramado legal a lo largo de diez años de vigencia, consistía en una regulación diferenciada por producto, que combinaba la filosofía de los sistemas de precios máximos con la de los sistemas de referencia. El MLE se implantó en España para dar respuesta a una situación de precariedad económica y financiera del sector tras las crisis de los años

70s, y se fijó como objetivo fundamental crear un sistema de incentivos que mejorara la eficiencia operativa de las empresas y redujera su incertidumbre respecto a los ingresos.

El análisis del MLE para la actividad de distribución eléctrica se ha llevado a cabo utilizando un indicador Bennet de ingresos que nos ha permitido estudiar el comportamiento de cada uno de los productos regulados. Con este enfoque introducimos y analizamos la idea de renegociación ‘local’ en el sentido de que los agentes, las empresas, no buscan una renegociación global del sistema de regulación, como muchos modelos teóricos asumen, sino que explotan las debilidades del sistema identificando y presionando sobre sus puntos más débiles, que afectan únicamente a aspectos parciales y, aparentemente, poco importantes del sistema regulatorio. A nuestro entender el talón de Aquiles del MLE fue la regulación de las instalaciones de alta tensión, cuya remuneración no estaba asociada a su utilización, sino a su mera existencia. Esta situación se vería agravada por la circunstancia de que eran las Comunidades Autónomas las que aprobaban las nuevas instalaciones y el Ministerio de Industria y Energía el que las retribuía. La explotación de esta debilidad local del sistema regulatorio llevó a que las empresas tuvieran un comportamiento dirigido a la consecución de nuevos ingresos, es decir, al reconocimiento de nuevos costes estándar con la puesta en funcionamiento de instalaciones de alta tensión. Esto lleva a una sistemática y sostenida pérdida de productividad en el sector debida, fundamentalmente, a una disminución de la eficiencia operativa motivada por una subutilización de las nuevas instalaciones. En algunos momentos, el regulador cambia los criterios de retribución moderando este aspecto, pero, paralelamente, modifica la retribución sobre otros productos que habían tenido una contribución más modesta a los incrementos de ingresos de las empresas eléctricas, de modo que los segundos compensan las pérdidas de los primeros. Observamos, pues, una efectiva actividad de influencia sobre el comportamiento del regulador que creemos puede estar favorecida por el hecho de que éste no dispone de independencia respecto al poder político.

Por otra parte encontramos que durante el periodo de vigencia del MLE no se produjo ningún desplazamiento de la frontera de producción, es decir, no se produjo cambio técnico. Es posible que la tecnología de transmisión de la electricidad experimentara poca innovación durante la década objeto de estudio, pero los resultados obtenidos sugieren que el MLE no creó incentivos para que las antiguas instalaciones

fueran sustituidas por otras de nuevas con tecnología más avanzada. Por último, los altos niveles de ineficiencia asignativa señalan una incapacidad del regulador por dotar a las empresas de un mecanismo de precios que reflejara la demanda relativa de electricidad. Estos resultados son discutidos en relación con el estudio teórico del MLE que realizó Crampes y Lafont (1995). La poca coincidencia entre el comportamiento teóricamente anticipado de los agentes por estos autores y lo observado, y que ha sido descrito a lo largo de este trabajo, debe de constituir un motivo adicional de reflexión.

Bibliografía

- Ariño, G. y L. López de Castro, (1998), *El sistema eléctrico español: regulación y competencia*, Ediciones Monecorvo: Madrid.
- Banker, R.D., A. Charnes y W.W. Cooper (1984), "Some models for estimating technical and scale inefficiencies in Data Envelopment Analysis", *Management Science* 30, 1078 - 1092.
- Bennet, T.L. (1920), "The theory of measurement of changes in cost of living", *Journal of the Royal Statistical Society* 83, 455 - 462.
- Charnes, A., W.W. Cooper y E. Rhodes (1978), "Measuring the efficiency of decision making units", *European Journal of Operational Research* 2, 429 - 444.
- Crampes, C. y J.J. Laffont, (1995), "Transfers and incentives in the Spanish electricity sector", *Revista Española de Economía*, Monográfico: "Regulación", 117 - 140.
- Debreu, G (1951), "The coefficient of resource utilization", *Econometrica* 19, July: 273 - 292.
- Diewert, W.E. (1998), "Index number theory using differences rather than ratios", Discussion Paper 98-10, Department of Economics, University of British Columbia, Vancouver, Canada.
- Färe, R., S. Grosskopf y C.A.K. Lovell (1985), *The Measurement of efficiency of production*. Kluwer-Nijhoff Publishig: Boston.
- Farrel, M.J: (1957), "The Measurement of productive efficiency" *Journal of the Royal Statistical Society*, Series A, 120: 253 - 290.
- FECSA (1996), *El Marco Legal Estable. Vol. I y II*. Documento Interno de la Empresa FECSA. Mimeo.
- Fernández, A., (1994), "Condicionantes financieros del sector eléctrico", en *El Sector Eléctrico en el año 2000*, dirigido por L. Fernández de la Buelga, E. Ontiveros y A. Rojas, Civitas.

- Försund, F.R. y L. Hjalmarsson (1979), "Generalised Farrell measures of efficiency: An application to milk processing in Swedish plants", *The Economic Journal* 89 (354), June: 294 - 315.
- Försund, F.R. y S.A.C Kittelsen (1998), "Productivity development of Norwegian electricity distribution utilities", *Resource and Energy Economics* 20: 207 - 224.
- Fox, K.J., R.J. Hill y W.E. Diewert (2004), "Identifying outliers in multi-output models", forthcoming in *Journal of Productivity Analysis*.
- Grifell-Tatjé, E. (1990), "Medición de la productividad total en términos absolutos", *Investigaciones Económicas*, segunda época, 14(3): 385 - 406.
- Grifell-Tatjé, E. y C.A.K. Lovell (1999), "Profits and productivity", *Management Science*, 45(9): 1177 - 1193.
- Grifell-Tatjé, E. y C.A.K. Lovell (2000), "Cost and productivity", *Managerial and Decision Economics* 21: 19 - 30.
- Grifell-Tatjé, E. y C.A.K. Lovell, (2003), "Managers versus the consultants", *Scandinavian Journal of Economics* 105(1): 119 - 138.
- Guasch, J.L. (2004), *Granting and renegotiating infrastructure concessions. Doing it right*. The World Bank: Washington.
- Jasmasb, T y M. Pollitt (2000), "*Benchmarking and regulation of electricity transmission and distribution utilities: lessons from international experience*".
- Laffont, J.J. y J. Tirole (1993), *A theory of incentives in procurement and regulation*, MIT Press: Boston.
- Maestre Miranda, F. (1991), "Sistema tarifario y diagnóstico económico-financiero del sector", en *El sector eléctrico español en la Europa de 1993*, Economistas Libros.
- Martinez Lopez-Muñiz, A. (1994), "El sector eléctrico en España", en *El Sector Eléctrico en el año 2000*, dirigido por L. Fernández de la Buelga, E. Ontiveros y A. Rojas, Civitas.
- Mayer, C. y Vickers, J. (1996) "Profit-Sharing regulation: an economic appraisal" *Fiscal Studies*, 17 (1): 1 - 18.
- Ontiveros, E. (1986), "Desequilibrios en la estructura financiera del sector", *Economía Industrial*, Julio-Agosto.
- Rodriguez, L. y F. Castro, (1994), "Aspectos económicos de la configuración del sector eléctrico en España: ¿una falsa competencia referencial?", *Cuadernos Económicos de Información Comercial Española* 57: 161 - 183.
- Rojas, A. (1994), "La tasa de retribución del sector eléctrico en el Marco Legal Estable", en *El Sector Eléctrico en el año 2000*, dirigido por L. Fernández de la Buelga, E. Ontiveros y A. Rojas, Civitas.
- Rojas, A. (1995), "La regulación del sector eléctrico español", en *Regulación y Competencia en la Economía Española*, dirigido por J. Velarde, J.L. García Delgado y A. Pedreño, Ed. Civitas.
- San Pedro J.L., (1986), "Análisis económico y financiero del sector eléctrico"

Simar, L. y P.W. Wilson (1998), “Sensitivity analysis of efficiency scores: How to bootstrap in nonparametric frontier models”, *Management Science* 44(1): 49 – 61.

Simar, L. y P.W. Wilson (1999), “Estimating and bootstrapping Malmquist indices”, *European Journal of Operational Research* 115: 459 – 471.

Tortosa-Ausina, E., E. Grifell-Tatjé, C. Armero y D. Conesa (2003), “Sensitivity Analysis of Efficiency and Malmquist Productivity Indices: An Application to the Spanish Savings Banks”, *Working Papers* 02, Centre for Applied Economic Research (CAER), University of New South Wales (Australia). (2002) *Working Papers, WP – EC 2002/30*, IVIE, Valencia. Spain.

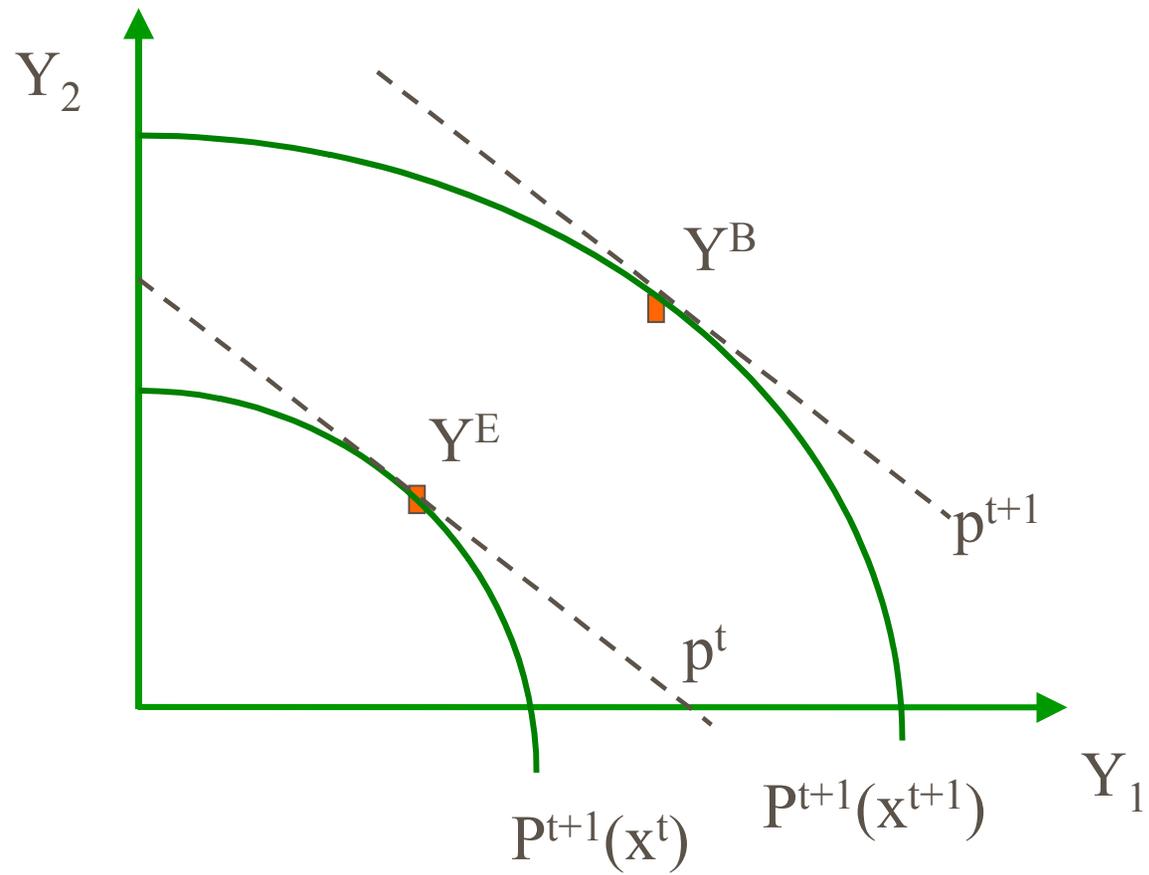


Figura 1. Descomposición del efecto cantidad

Tabla 1. Resumen del MLE para la actividad de distribución eléctrica.

Marco Jurídico	Producto afectado	Regulación introducida
Real Decreto 11 diciembre de 1987	Todos	Fijación de los términos en función de los cuales se estandarizarán los costes de distribución eléctrica.
Orden 19 de febrero de 1988	Todos	Establecimiento de los costes compensables entre sistemas y diseño del sistema de compensaciones.
Orden 19 de diciembre de 1988	Alta tensión	Ampliación de los factores de los que depende la tasa de retribución de la alta tensión.
Orden 22 de diciembre de 1988	Todos	Establecimiento de los parámetros para la corrección de desviaciones en la determinación de la tarifa.
Orden 22 de diciembre de 1988	Alta tensión	Fijación de los costes estándares de distribución para la alta tensión y el procedimiento de su actualización.
Órdenes de 3 y 17 de diciembre de 1993	Alta tensión, media tensión, baja tensión, gestión comercial, costes de estructura.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Cambio del índice de actualización de los valores estándares en alta tensión. ▪ Cambio en los criterios aplicados a la tasa de retribución de la alta tensión. ▪ Se consideran costes estándares de estructura diferenciados para las actividades de distribución y generación. ▪ Sustitución del coeficiente corrector de los costes fijos estándares para las instalaciones <36 kV por un complemento a las inversiones. ▪ Fijación de nuevos costes unitarios de gestión comercial y del índice de ponderación en 0,75.
Resolución de 20 de enero de 1994	Alta tensión	Cambios en los criterios aplicados a la tasa de retribución en alta tensión
Orden de 15 de diciembre de 1995	Alta tensión, media tensión, baja tensión, gestión comercial	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Cambios en los criterios aplicados a la tasa de retribución de la alta tensión. ▪ Revisión de los costes de gestión comercial. ▪ Revisión de los costes de estructura. ▪ Cambio en la tasa de actualización de los costes de explotación para todas las tensiones.
Orden de 29 de mayo de 1997	Gestión comercial	Establecimiento de programas para incentivar la demanda que se sumarán a los costes de gestión comercial.

Tabla 2. Estadística de datos promedio para las empresas españolas de distribución de electricidad: 1988-1997.

	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
PRODUCTOS										
Y1 Abonados (millones)	1.98	2.03	2.07	2.48	2.51	2.55	2.51	2.55	2.59	2.64
Y2 Energía AT + MT (GW/h)	7,498	8,041	7,807	9,683	9,692	9,451	9,368	9,971	9,937	10,566
Y3 Energía BT (GW/h)	5,498	6,072	6,411	8,036	8,241	8,375	8,566	8,693	9,156	9,331
FACTORES										
X1 Km AT	5,949	5,967	5,980	6,952	7,035	7,084	7,103	7,162	7,300	7,397
X2 Km MT	18,038	18,522	19,398	23,373	23,935	24,288	25,070	25,664	27,075	27,530
X3 Km BT	24,498	25,142	26,366	31,329	32,408	32,914	33,731	34,649	35,362	36,035
X4 = Capacidad (MVA)	19,428	19,869	20,691	24,500	25,523	24,944	24,860	25,503	26,732	27,500
PRECIOS (pesetas)										
PY1 Gestion Comercial	2,777	2,910	3,097	3,240	3,408	3,115	3,247	3,671	3,567	4,466
PY2 AT+MT	2.68	2.82	3.13	3.25	3.53	3.65	3.65	3.80	3.85	3.72
PY3 BT	1.43	1.49	1.57	1.63	1.70	1.75	1.81	1.90	1.92	1.92

Tabla 3. Descomposición del cambio en los ingresos de la empresa media por producto: Indicador Bennet de Precio y Indicador Bennet de Cantidad (millones de pesetas)

	1989 - 88	1990 - 89	1991 - 90	1992 - 91	1993 - 92	1994 - 93	1995 - 94	1996 - 95	1997 - 96	1997 - 88
Diferencia de Ingresos	4,203	3,208	2,841	4,169	351	697	5,953	1,322	3,966	2,968
Bennet de Precios	1,725	3,281	1,655	3,677	869	791	3,326	404	1,046	1,864
Número de abonados	267 (15.5%)	384 (11.7%)	284 (17.16)	418 (11.4%)	-740 (-85%)	333 (42.1%)	1,072 (32.23%)	-267 (-65.6%)	2,356 (225.23%)	456 (24.5%)
Energía en AT+MT	1,073 (62.2%)	2,431 (74.1%)	1,034 (62.5%)	2,732 (74.3%)	1,171 (134.7%)	-5 (-0.7%)	1,471 (44.2%)	498 (123.2%)	-1,361 (-130.1%)	1,005 (53.9%)
Energía en BT	384 (22.3%)	466 (14.20 %)	337 (20.4%)	527 (14.3%)	438 (50.4%)	464 (58.6%)	783 (23.5%)	173 (42.8%)	51 (4.9%)	403 (21.6%)
Bennet de Cantidad	2,479	-73	1,185	493	-518	-95	2,627	918	2,920	1,104
Número de abonados	144 (5.8%)	105 (144%)	76 (6.4%)	120 (24.33%)	117 (22.5%)	-129 (136.44%)	144 (5.5%)	165 (18.0%)	201 (6.9%)	105 (9.5%)
Energía en AT+MT	1,495 (60.3%)	-697 (954.7%)	388 (32.7%)	32 (6.5%)	-866 (167.2%)	-305 (322.0%)	2,247 (85.5%)	-130 (-14.2%)	2,383 (81.6%)	505 (45.8%)
Energía en BT	840 (33.9%)	519 (-710.6%)	722 (60.9%)	341 (69.2%)	232 (-44.7%)	339 (-358.5%)	236 (9.0%)	882 (96.2%)	336 (11.5%)	494 (44.7%)

Tabla 4. Descomposición del Indicador Bennet de Cantidad de la empresa media (millones de pesetas).

	1989 - 88	1990 - 89	1991 - 90	1992 - 91	1993 - 92	1994 - 93	1995 - 94	1996 - 95	1997 - 96	1997 - 88
Bennet de Cantidad	2,479	-73	1,185	493	-518	-95	2,627	918	2,920	1,104
Efecto Actividad	1,264	2,553	3,239	2,751	407	1,424	2,389	2,683	2,074	2,087
Productividad	1,215	-2,626	-2,054	-2,258	-925	-1,519	237	-1,766	846	-983
Cambio Técnico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eficiencia Operativa	533	-1,555	-1,544	-1,751	124	-1,699	-709	-896	553	-772
Eficiencia Asignativa	682	-1,071	-510	-507	-1,049	181	947	-869	293	-212

Notas:

¹ Ver Jasmab y Pollit (2000) para ver algunos de los modelos implantados en diferentes países.

² En realidad en 1994 se promulgó la Ley de Electricidad 40/1994, pero la mayoría de sus propuestas nunca entraron en vigor.

³ Ver Ontiveros (1986), San Pedro (1986) y Ariño y Lopez de Castro (1998) para una visión más amplia de la coyuntura del sector en este periodo.

⁴ La tarifa media se descompone después en distintos precios según el tipo de suministro que el abonado final demanda, para acomodar el precio pagado por cada servicio al coste real de prestarlo.

⁵ Se establece un sistema de corrección de desviaciones que, por su carácter relevante, pueda incidir en los ingresos de las empresas como consecuencia del carácter provisional de los parámetros y valores que han servido para el cálculo de la tarifa. La O.M. de 19 de diciembre de 1988 señala cuáles son estos parámetros y describe en qué termino se realizan las correcciones.

⁶ Para un análisis más pormenorizado sobre el cálculo de la tasa de retribución recomendamos Rojas (1994). Otra fuente de gran interés, en la que no sólo se analiza la forma de cálculo según el MLE sino que se proponen modelos alternativos es Morgan Stanley (1995).

⁷ Para ver más detalladamente el efecto “suavizador” de esta medida, ver Maestre (1991).

⁸ En ambos casos, se establecen los costes estándar diferenciando tres tramos de tensión: (i) $36 \text{ kV} \leq \text{Tensión} < 72,5 \text{ kV}$; (ii) $72,5 \text{ kV} \leq \text{Tensión} < 145 \text{ kV}$; y (iii) $145 \text{ kV} \leq \text{Tensión}$.

⁹ La energía circulada en un nivel de tensión se define como la agregación de la energía distribuida a abonados finales en ese nivel de tensión y la distribuida en niveles inferiores de tensión, afectada por un factor de pérdidas.

¹⁰ Se considera media tensión aquella comprendida entre 1 kV y 36 kV; y se considera baja tensión aquella menor de 1 kV.

$$^{11} \text{CBT}_t = \text{CBT}_{(t-1)} * [1 + (0,75 * (0,5 * \text{IPC} + 0,5 * \text{IPI}))]$$

$$\text{CMT}_t = \text{CMT}_{(t-1)} * [1 + (0,75 * (0,5 * \text{IPC} + 0,5 * \text{IPI}))]$$

donde:

CBT_t : costes estándares unitarios fijos en baja tensión para el periodo t ; $\text{CBT}_{(t-1)}$: costes estándares unitarios fijos en baja tensión para el periodo $t-1$; CMT_t : costes estándares unitarios fijos en media tensión para el periodo t ; $\text{CMT}_{(t-1)}$: son los costes estándares unitarios fijos en media tensión para el periodo $t-1$; IPC: índice de precios al consumo y IPI: índice de los precios industriales.

$$^{12} \text{CBT}_t = \text{CBT}_{(t-1)} * [1 + (0,75 * (0,5 * \text{IPC} + 0,5 * \text{IPI}))]$$

donde $(0,5 * \text{IPC} + 0,5 * \text{IPI})$ es un índice de precios ponderado, que denominaremos IP.

$$\text{CBT}_t = \text{CBT}_{(t-1)} * [1 + 0,75 * \text{IP}]$$

Reordenando la expresión anterior, tenemos:

$$\frac{CBT_t}{CBT_{t-1}} - 1 = [1 + 0,75IP - 1] = 0,75IP$$

$$\frac{CBT_t - CBT_{t-1}}{CBT_{t-1}} = (1 - 0,25)IP = IP - 0,25IP$$

$$\frac{CBT_t - CBT_{t-1}}{CBT_{t-1}} = IP - X$$

donde $X = 0,25*(0,5*IPC + 0,5*IPC)$

De forma análoga obtendríamos la expresión anterior para media tensión. Por lo tanto, la regulación de los costes fijos de baja y media tensión aplica los criterios de la regulación por precios máximos, e introduce un factor de descuento del 25%, aunque la legislación no lo especifique así de forma clara.

$$^{13} C_{gcd} = \psi * N_a * CN_a + (1 - \psi) P_c * CP_c$$

donde: C_{gcd} : coste estándar de gestión comercial del sistema; ψ : coeficiente unitario de ponderación del número de pólizas de abono, N_a : número de pólizas de abono estándar del sistema; CN_a : coste estándar en pesetas por póliza de abono; P_c : potencia estándar facturada al abonado en niveles de tensión iguales o superiores a 1 kV, en Kw; CP_c : coste estándar de la potencia facturada al abonado, en pesetas/kW.

¹⁴ Por ejemplo, los costes estándar por póliza de abono pasaron de 2.617,9 pesetas/abono en el año 1988 a 3.650 en el año 1993, mientras que los costes estándar de la potencia facturada a los abonados han pasado de 2.766,0 pesetas/Kw en el año 1988 a 1.332 en el año 1993. En el año 1995 se vuelven a revisar los costes de gestión comercial, pero en este caso, aumentan ambos términos.

$$^{15} Cs^i = q_{af}^i * C_s$$

donde: Cs^i : costes de estructura de distribución del subsistema i ; q_{af}^i : energía suministrada al abonado final; C_s : coste unitario de estructura por kW/h suministrado al abonado final.

$$^{16} Z_m = \left[\left(\frac{R}{Y} - \frac{R_i}{Y_i} \right) - \left(\frac{C_i}{Y_i} - \frac{C}{Y} \right) \right] * Y_i$$

donde Z_m es la compensación de mercado, Y , es la energía producida y vendida por todo el sistema, Y_i es la energía producida y vendida por la empresa i , R/Y son los ingresos unitarios obtenidos por la totalidad del sistema, R_i/Y_i son los ingresos unitarios obtenidos por la empresa i ; C_i/Y_i son los costes unitarios reconocidos a la empresa i , C/Y son los costes unitarios del sistema, Y_i es la energía producida y vendida por la empresa i .

¹⁷ Todo el análisis se hace por empresa. Por este motivo simplificamos la notación y no utilizaremos un subíndice para expresar la empresa.

¹⁸ Estos programas fueron desarrollados por Charnes *et al.* (1978) y Banker *et al.* (1984).

¹⁹ Estos programas fueron desarrollados por Färe *et al.* (1985).

²⁰ Los costes de estructura no han sido incluidos porque solo aparecen en la serie a partir de 1993.

²¹ Este procedimiento constituye una alternativa a la técnica *bootstrap* que ha sido aplicada al caso de los resultados DEA por Simar y Wilson (1998) y a al caso de los índices Malmquist por Simar y Wilson (1999). En Tortosa-Ausina *et al.* (2003) se encuentra una aplicación *bootstrap* al caso de las cajas de ahorro españolas. Sin embargo la técnica del *bootstrap* aún no ha sido desarrollada para el caso de la función de costes, ingresos o beneficios. Este es uno de los primeros trabajos que utiliza la técnica de Fox *et al.* (2004), que tiene la característica de centrarse en el análisis de los datos con independencia de la metodología adoptada posteriormente en su aplicación.

²² En este apartado, al comentar las tasas de variación no se incluye la correspondiente a los años 1990 y 1991, por las distorsiones que puede ocasionar en los datos promedios, debido a la fusión ya comentada entre Iberduero y Hidroeléctrica Española.

²³ Tal como hemos indicado el MLE regulaba las empresas de distribución de mayor tamaño. El resto de empresas estaba sujeto a otro sistema regulatorio. Hidruña forma parte de este último grupo. Es por este motivo que el paso de activos de Iberdrola a Hidruña afecta las estadísticas del año 1994.

²⁴ Aunque la información sobre la capacidad de transformación la utilizamos de forma agregada, sabemos que parte corresponde a la transformación de electricidad de alta a alta tensión y de alta y media tensión, y la que corresponde a la transformación de media a baja tensión. La primera de ellas, realizada en subestaciones, representa un porcentaje superior al 70% de la capacidad de transformación instalada, mientras que el 30% restante se atribuye a la transformación de media a baja tensión, realizada en los llamado centros de transformación (CTs) (ver adicionalmente la nota 25).

²⁵ Estas inversiones se producen principalmente en subestaciones de transformación. Hemos calculado que entre los años 1988 y 1992 se produjo un incremento de la capacidad de transformación en subestaciones para el conjunto del sistema del 21.31% mientras que para el período 1993 – 97 de solo el 4.34%. En contraste, la capacidad de transformación en CTs experimentó un decrecimiento del (0.38%) en el periodo 1988 – 1992 y un incremento del 26.68% en el periodo 1993 – 97. Las líneas de alta tensión tuvieron un comportamiento más moderado de crecimiento entorno al 3.5% para el periodo 1988 – 92.

²⁶ Hidruña no estaba regulada por el MLE, ya que no tenía el suficiente tamaño. Es por este motivo que observamos un descenso del número de abonados de la empresa media.

²⁷ Crampes y Laffont (1995: 135).

²⁸ Esta situación se intentó modificar con la reforma llevada a cabo en 1993 por la que se incentivaban las inversiones en media y baja tensión. Es difícil que en este tipo de instalaciones hubiera algún tipo de ineficiencia, ya que la legislación no daba incentivos para que existiera al pagarlas por su uso efectivo y no por su mera existencia.

²⁹ Este hallazgo queda aún más reforzado si miramos los índices de calidad de la red para este periodo, ya que experimentaron una mejora muy sustancial. El TIEPI total (tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada) pasó de 9,42 en 1987 a 3,3 en 1997. Para UNESA (1995), el factor más influyente ha sido la elevada inversión en instalaciones de transporte y distribución realizada por las empresas eléctricas a lo largo del periodo.