

# REGULACION DE PRECIOS EN EL SECTOR ELECTRICO

En el sector eléctrico, que presenta características de monopolio natural, la política de fijación de precios es muy importante para la optimización de los recursos y el cumplimiento de la política energética. Por otra parte, las tarifas eléctricas pueden servir de guía a los consumidores para una elección racional entre la electricidad y otras fuentes de energía alternativas, e influyen en la curva de demanda horaria.

Es, por ello, de gran interés el análisis que **María Luisa Huidobro** presenta en este artículo acerca de los sistemas de determinación de los precios del suministro de energía eléctrica y su regulación en España. Examina la autora los distintos sistemas de cálculo de la tarifa media —y de corrección de desviaciones—, así como la aplicación del sistema de compensaciones para la distribución, entre las distintas compañías suministradoras, de los ingresos globales del sector obtenidos mediante la determinación de la tarifa eléctrica. Concluye el trabajo con un apartado sobre la competitividad del sector eléctrico en España, en otros países de Europa y en Estados Unidos.

## I. INTRODUCCION

**C**UANDO se aborda el análisis de la regulación del sector eléctrico en España, y de su evolución a medio y largo plazo a partir de la experiencia existente sobre la misma, la primera referencia consiste en la definición de los parámetros relevantes que la condicionan, y que influyen de manera exógena en los resultados de esta regulación.

La reasignación de recursos que se ha produ-

cido en la última década en el ámbito de la generación eléctrica, en España y en los países de nuestro entorno, ha dado lugar a la puesta en marcha de procesos inversores muy importantes, destinados a una cobertura de la demanda a partir de centrales que utilizan combustibles relativamente baratos y de producción nacional (nucleares, hidráulicas, carbón), sustituyendo así a las centrales de hidrocarburos. Estos procesos de inversión han tenido un impacto considerable en los resultados de las compañías eléctricas y en los precios de la electricidad.

La mayor integración de los sectores eléctricos y el aumento de los intercambios en el ámbito de la CEE es un objetivo básico derivado del Acta Unica Europea. Las características técnicas y económicas del sector, así como la heterogeneidad de políticas y regulaciones existentes en cada uno de los países, hacen que la consecución de este objetivo no sea una tarea fácil. No obstante, esta tendencia integradora puede dar lugar a que las empresas eléctricas tengan que hacer frente a unas condiciones de creciente competencia.

Las políticas de desregulación que se han diseñado para muchos sectores económicos en los países occidentales pueden ser también un factor a considerar en el sector eléctrico, aunque salvando las diferencias existentes entre la actividad de suministro de energía eléctrica y otras actividades económicas.

El sector eléctrico presenta características de monopolio natural. Dada la dimensión de las instalaciones de generación, y las características técnicas del transporte y de la distribución, resulta en muchos casos más barato satisfacer la demanda de mercado con una sola empresa o un número muy reducido de empresas que con varias, aun cuando fuera posible la competencia entre ellas.

Estas características han dado lugar a una actividad reguladora importante y a la presencia en el sector de empresas públicas. En Europa, con excepción de España y Bélgica, el sector público es mayoritario en los sectores eléctricos.

Tanto el avance hacia el mercado único en el sector eléctrico como las políticas que tienden a reducir las regulaciones tienen como objetivo último la introducción en el sector de grados crecientes de eficacia, que permitan precios progresivamente menores para la electricidad.

En la medida en que, en el futuro, la rentabilidad

de las empresas eléctricas sea un aspecto importante y/o que se introduzca competencia efectiva para determinados tipos de consumidores, la competitividad de estas compañías adquirirá un interés creciente.

Por ello, cabe esperar que en el futuro exista un clima de mayor exigencia de competitividad en las empresas eléctricas. Debe tenerse en cuenta que, dado que cada empresa eléctrica tiene como responsabilidad el suministro de una determinada zona o subsistema, y que la regulación de precios da lugar a que los precios sean iguales en todo el territorio nacional por cada tipo de consumidor, la competencia entre compañías es muy limitada, circunscribiéndose esencialmente a una competencia «por comparación».

En este contexto, la regulación debe ir dirigida a la obtención de grados crecientes de eficacia en el sector eléctrico.

## II. SISTEMAS DE DETERMINACION DE PRECIOS ELECTRICOS. LA REGULACION DE PRECIOS EN ESPAÑA

La política de fijación de precios de la electricidad es importante desde el punto de vista de la optimización de los recursos, así como del cumplimiento de los objetivos de política energética.

Las tarifas eléctricas deben guiar a los consumidores en una elección racional entre la electricidad y otras fuentes energéticas, y cumplen la función de asegurar una correcta decisión sobre las inversiones a realizar por los productores y distribuidores eléctricos. Sirven, asimismo, para ejercer una influencia en la curva de demanda horaria, al objeto de reducir el coste de la capacidad eléctrica existente.

Por todo ello, la regulación debe ir dirigida a la fijación de unos precios de la electricidad que reflejen el coste del suministro a largo plazo, evitando oscilaciones importantes a corto plazo y capacitando a las compañías eléctricas para generar fondos internos y atraer nuevo capital.

A grandes rasgos, existen dos sistemas generales de fijación de precios: coste de capital y coste marginal a largo plazo.

### 1. Coste de capital

Toma como base para el cálculo de la tarifa eléctrica el valor de los activos de las compañías eléctricas y su tasa de depreciación, más los costes de combustible y operación. Los precios por la venta de energía eléctrica tratan de permitir a las compañías una aceptable tasa de retorno de sus inversiones.

Este método ha hecho posible, en los últimos años, que el precio de la electricidad reflejara el incremento de intensidad de capital de las nuevas instalaciones de generación, los altos tipos de interés existentes y las variaciones de los niveles de inflación alcanzados.

La puesta en marcha de las nuevas instalaciones provoca un incremento notable de los activos (*rate shock*), que origina incrementos correspondientes en las tarifas. El aumento de las inversiones destinadas a la mejora de la seguridad de las centrales nucleares, o al cumplimiento de requisitos ambientales, actúa en este mismo sentido.

Esta metodología permite el empleo de mecanismos dirigidos a aliviar las subidas de tarifas producidas por la entrada en funcionamiento de nuevas instalaciones. Existen dos métodos utilizados habitualmente:

a) El primero de ellos está basado en la retribución al valor de la inversión durante el período de construcción. Por ejemplo, en Dinamarca se permite introducir hasta el 75 por 100 del total de la inversión a lo largo de un período de 5 años con anterioridad a la puesta en funcionamiento.

b) La retribución inicialmente sólo de una parte del coste total de la inversión, para retribuir el resto durante los años sucesivos.

El coste de capital puede evaluarse teniendo en cuenta valores históricos, contables o en función del coste de reposición de los activos.

El coste de reposición permite mitigar los efectos desestabilizadores de la inflación sobre los beneficios de las empresas en relación con el método de los valores históricos. También este sistema reduce el *rate shock* causado por la inflación, pero no el originado por la construcción de nuevo equipamiento si es más intensivo en capital que el existente.

En la mayoría de los países occidentales, las tarifas eléctricas se establecen con el sistema del

coste de capital. No es frecuente, sin embargo, su cálculo al coste de reposición, si bien hay que tener en cuenta que en muchos países europeos se permiten actualizaciones de los valores contables de los activos en el balance.

## 2. Coste marginal a largo plazo

Recoge los costes de proporcionar al sistema nuevo equipamiento más los costes de combustible, operativos y corrientes.

Dicho coste se basa en:

- El cálculo del coste de suministrar electricidad adicional al consumidor entre demanda media y demanda punta a corto plazo (coste de explotación).

- El cálculo del coste de la potencia adicional a incorporar al sistema, teniendo en cuenta el crecimiento esperado del consumo eléctrico a medio y largo plazo (coste asociado al nuevo equipamiento).

El sistema presenta las siguientes características:

- La estimación del coste de explotación del sistema eléctrico acorde con la posición del consumidor en la curva de carga hace que éste se encuentre incentivado a la utilización de electricidad en el período más conveniente para el sistema de generación eléctrica, ya que el coste de cada kwh adicional tiene un precio distinto en horas punta que en horas valle.

- El impacto de un sistema de precios basado en el coste marginal a largo plazo sobre la posición financiera de las compañías eléctricas depende de la evolución de los costes marginales y de la de los costes reflejados en la contabilidad (costes medios). Si el coste marginal tiende a crecer, la cuenta de pérdidas y ganancias mejorará, ya que las tarifas eléctricas tendrán niveles superiores a las de los costes medios. Si el coste marginal es decreciente, la tasa de retorno de las inversiones se podría reducir excesivamente, originándose por tanto pérdidas contables.

En resumen, el sistema de coste marginal a largo plazo no garantiza el buen estado financiero de las empresas. Por ello, en la actualidad, dicho sistema no se utiliza exclusivamente a excepción de en Francia. El Reino Unido, Japón y Suecia

utilizan un sistema combinado de coste de capital y coste marginal a largo plazo.

Aunque ambos sistemas cuentan con ventajas e inconvenientes, debe tenerse en cuenta que la diferencia conceptual entre ambos métodos es nula en un contexto de estabilidad en el crecimiento del consumo eléctrico y en ausencia de exceso de capacidad, siempre que se incorpore nuevo equipo en la misma medida en que se producen amortizaciones del parque en explotación.

En este sentido, lo relevante es la imputación anual que se realice para la recuperación del coste fijo asociado a las nuevas inversiones.

La regulación sobre los precios de la electricidad en España se basa en tres elementos interrelacionados: la tarifa media, el sistema de compensaciones y la estructura de tarifas.

Los dos primeros han sido objeto de regulación reciente: Real Decreto 1.538/87, de 11 de diciembre, y órdenes que lo desarrollan (\*).

Los principios sobre los que se basa la nueva metodología son los siguientes:

- Fomento de la eficacia del sector mediante el establecimiento de un sistema de incentivos sobre la gestión de las empresas.

- Reducción de la inestabilidad de la tarifa eléctrica en su variación anual.

- Capacidad de recuperación del valor (estándar) de las inversiones en activos fijos en su período de vida útil.

- Reducción de la incertidumbre y mejora de la transparencia en la formación de precios y costes.

- Asegurar una distribución adecuada de los ingresos del sector entre las empresas eléctricas

La determinación de la tarifa media sigue un sistema de coste de capital a partir de valores estándares actualizados, aunque el procedimiento de cómputo de los costes fijos asociados a nuevas centrales aproximan este método al del coste marginal.

La estructura de tarifas, que se fija de acuerdo con la tarifa media, sigue principios de marginalidad en su determinación.

En los apartados siguientes se describen los aspectos fundamentales de la regulación sobre la tarifa media y compensaciones.

### III. EL CALCULO DE LA TARIFA MEDIA

Para la determinación del nivel medio de la tarifa, se toma el conjunto del sector eléctrico como si fuera una única empresa de producción, transporte y distribución de energía eléctrica, para la que se computan todos los costes, valorados de forma estándar, en que se incurre para la prestación del servicio al abonado final.

La tarifa media que satisface el abonado final es el cociente entre el ingreso reconocido para el sector en su conjunto y el consumo de energía eléctrica previsto para el periodo en que se fije la tarifa.

El ingreso reconocido será el ingreso necesario para hacer frente al conjunto de costes estándares de los activos productivos y actividades necesarias para la prestación del servicio.

La virtualidad de un sistema basado en costes estándares, en relación con un sistema basado en costes contables, radica en la naturaleza de los costes reconocidos anualmente, pues posibilita un comportamiento eficiente de las empresas, al inducir las a acercarse a costes mínimos.

La estandarización se extiende a la práctica totalidad de los costes básicos del sector:

- Los costes derivados de la generación de energía eléctrica por las inversiones realizadas en activos de generación se computan instalación por instalación, a partir de la imputación anual del valor de dicha inversión y durante la vida útil de la misma.

- Para la determinación del valor estándar de una instalación de generación a su fecha de entrada en explotación, se parte de un valor estándar por Kw instalado y tipo de instalación. De acuerdo con el perfil de inversión y el período de construcción de cada instalación, se incorpora al valor base una tasa de interés monetaria.

- Los costes de operación y mantenimiento derivados de la generación de energía eléctrica se estandarizan, asimismo, por tipo de instalación de generación.

- En cuanto a los costes de transporte y de explotación unificada del sistema eléctrico, el procedimiento que se sigue es similar al utilizado en la estandarización de los costes de las instalaciones de generación, distinguiéndose entre costes fijos (derivados de las inversiones realizadas en líneas de alta tensión) y costes de explotación, que incluyen, además de los de operación y mantenimiento de la red de alta tensión, un estándar por la gestión derivada de la explotación unificada del sector eléctrico y otro por estructura.

- Los costes estándar de combustible se calculan por tipo de central y de acuerdo con los parámetros representativos del funcionamiento de los distintos equipos, obteniéndose un coste estándar de combustible y fungible necesario para la cobertura de la curva de demanda, un coste asociado al saldo de intercambios con el exterior del sistema y un coste financiero asociado a los *stocks* de combustible aprobados para ese año.

- Para los costes derivados de la inversión en instalaciones de distribución, se realiza una estandarización por niveles de tensión. Para las instalaciones cuya tensión es superior a 36 KV, el tratamiento es activo por activo a partir de un valor base estándar para cada tipo de línea.

- El activo constituido por líneas de baja tensión (inferior a 36 KV) se retribuye de acuerdo con un valor estándar por Kw distribuido (estandarización global).

- Los costes de operación y mantenimiento de las instalaciones de distribución se estandarizan atendiendo a dos conceptos: costes de explotación y costes de gestión comercial.

- Se estandarizan, asimismo, los costes de estructura y remuneración al capital circulante.

El objetivo básico de la estandarización de los costes es el de incentivar a las empresas para que minimicen el coste global del sistema. El coste estándar se convierte, por consiguiente, en el objetivo que el sector tendrá que conseguir.

El sistema de estándares puede, por otra parte, contribuir a evitar sobrecostes en las inversiones y dilación de los plazos previstos para la construcción de los grupos. La formulación de valores estándares para los nuevos grupos de generación, y para las nuevas líneas de transporte y distribución, debe llevar a las empresas a incurrir en costes menores o iguales a su valor, ya que, de otra forma, no podrían recuperar la cantidad que

exceda del estándar, al no reconocerse a efectos tarifarios.

Adicionalmente al propio sistema de estándares, existen mecanismos incentivos de la eficacia técnica que inciden en la explotación del sistema y en la producción. Se trata de incentivos ligados a la disponibilidad de los grupos y a la obtención de consumos específicos, mínimos técnicos y tiempos de arranque lo más reducidos posible.

Las cantidades destinadas a la incentivación de la disponibilidad y la producción están referidas a estándares medios del sistema, no influyendo en estas cantidades las desviaciones positivas ni negativas a nivel sectorial, pero sí a nivel de instalación.

#### IV. LA RECUPERACION DE LAS INVERSIONES

El principio de recuperabilidad de las inversiones, recogido en la regulación existente sobre la tarifa media, consiste en la capacidad que el sistema provee para que las empresas recuperen el valor invertido en las instalaciones de producción y de distribución de electricidad, basada en dos principios básicos:

- La recuperación de la inversión debe hacerse durante el período de tiempo en el que la inversión es útil para la generación de energía eléctrica.
- El valor actual de los ingresos que recibe el sector eléctrico para una instalación debe ser igual al valor de la inversión computada según costes estándares.

El primer principio evita sesgos en la corriente de ingresos sobre los consumidores de electricidad. Si la recuperación de la inversión en un activo capaz de generar energía eléctrica durante un período de tiempo se plantea en un plazo menor, las generaciones presentes soportarían un coste para la generación de energía eléctrica de la que van a beneficiarse generaciones futuras.

Esta subvención implícita tendrá un efecto restrictivo sobre la demanda de energía eléctrica a corto plazo y expansivo a largo plazo, con las consiguientes inestabilidades. Si la recuperación se plantea en un período mayor que el de su vida útil, los efectos serían de signo contrario a los indicados, pero además generarían importantes distorsiones financieras en el sector eléctrico.

El segundo principio es una condición necesaria para garantizar la permanencia de las empresas eléctricas como suministradoras del servicio.

Una vez establecidos los valores estándares de los activos de generación y distribución, su reconocimiento a efectos de ingresos año a año y, por tanto, su efecto sobre la tarifa media, dependen de la imputación anual de coste elegida.

Me detendré en la formulación de la imputación anual de los valores estándares para los grupos de generación por ser la más compleja, y cualitativamente más importante, a efectos de nivel y estabilidad de la tarifa eléctrica.

La remuneración anual a esta inversión se realiza mediante una anualidad financiera durante la vida útil de cada activo (que oscila entre 25 años para las centrales térmicas y 65 años para las hidráulicas). La anualidad para cada instalación tiene dos componentes: el primero es la amortización y el segundo es la retribución del valor actualizado neto a la tasa de retribución real. El primer componente se calcula dividiendo el valor actualizado de la instalación por el número de años de vida útil de ésta. El segundo, se calcula restando del valor actualizado de la instalación la amortización ya realizada en años anteriores y aplicando a dicho valor una tasa de retribución en términos reales, es decir, neta del efecto de la actualización.

La tasa de retribución se obtiene a partir de un tipo de interés monetario, indicativo del coste de oportunidad de los capitales propios y ajenos que financian las inversiones. Para su determinación, se toman tipos de interés relevantes de los mercados financieros.

La formulación de la anualidad es la siguiente:

$$A_t = \underbrace{\frac{K_0}{N} (1 + H_t)}_{\text{Amortización actualizada}} + \underbrace{\left[ K_0 - \frac{t-1}{N} K_0 \right] (1 + H_t) r_t}_{\text{Valor residual del activo o valor estándar neto}} \quad \text{Retribución}$$

Nótese que

- $(1 + H_t) = \prod_{j=1}^t (1 + h_j)$
- $(1 + r_t) (1 + h_t) = (1 + r_w)$
- $t = 1 \dots N$

donde  $r_w$  es el tipo de interés relevante para el sector eléctrico.

Siendo:

- $K_0$  el valor de la instalación en el momento de entrada en explotación;
- $(1 + H_t)$  el coeficiente de revalorización desde el momento 0 al año  $t$ ;
- $N$  el periodo de vida útil de la instalación;
- $(1 + h_t)$  el coeficiente de revalorización desde el año  $t - 1$  al año  $t$ ;
- $A_t$  la anualidad de la instalación correspondiente al año  $t$ ;
- $r_t$  la tasa de retribución real.

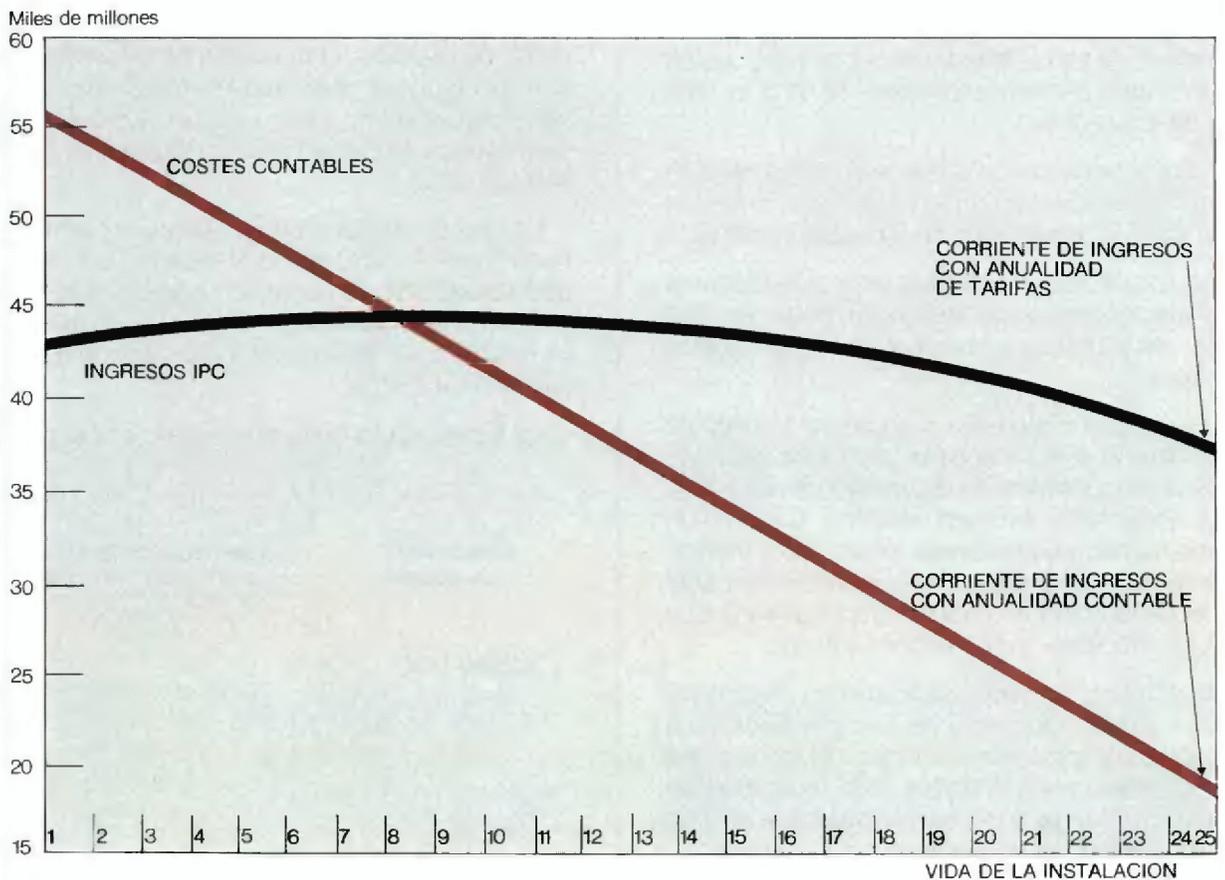
La formulación anterior cumple los dos principios establecidos al comienzo de este apartado,

y otras dos propiedades importantes para la estabilidad del sistema eléctrico.

La primera propiedad es que permite la máxima estabilidad posible para la tarifa eléctrica: si el valor real de las instalaciones permanece constante, la tarifa permanece constante en términos reales, es decir, que la recuperabilidad de las instalaciones no sólo se realiza durante el periodo de vida útil de las mismas, sino también se realiza de forma uniforme. En conclusión, igual servicio tiene igual repercusión en términos reales sobre los consumidores.

La segunda propiedad de la fórmula de anualidad de este sistema consiste en que, para su cálculo, se necesita conocer sólo variables presentes o pasadas; no es necesario hacer estima-

**GRAFICO 1**  
**CORRIENTES DE INGRESOS Y COSTES**  
(Pesetas corrientes)



ciones sobre las revalorizaciones futuras de las instalaciones.

Los gráficos 1 y 2 muestran, para una instalación, la evolución en el tiempo del coste anualmente imputado según la anualidad descrita y según una anualidad que toma en cuenta la evolución de los costes en la contabilidad, en pesetas corrientes y en pesetas constantes respectivamente.

El sistema permite el reconocimiento en tarifas de inversiones estándar adicionales anuales como un porcentaje del valor estándar bruto, y de inversiones extraordinarias que pueda requerir el sistema, cuyo reconocimiento requiere aprobación previa por parte de la Administración.

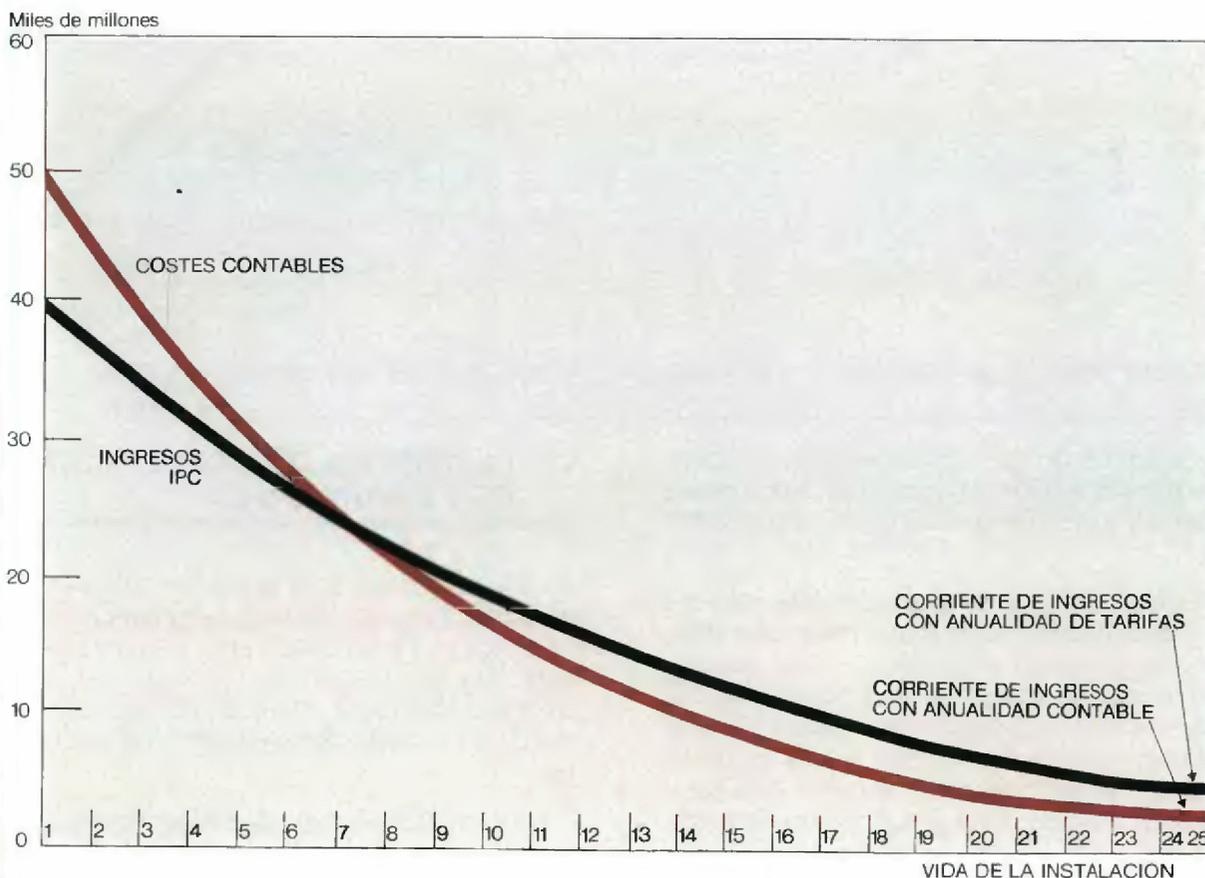
La tasa de actualización de los activos no es única. Las instalaciones anteriores a 1984 se actualizan con una ponderación de IPC e IPI, y las posteriores, con el IPC.

La tasa básica es la primera, y la utilización de la segunda obedece al objetivo de aminorar el efecto distorsionador sobre la tarifa de estos grupos, dada la magnitud de la inversión que en este período entra en servicio.

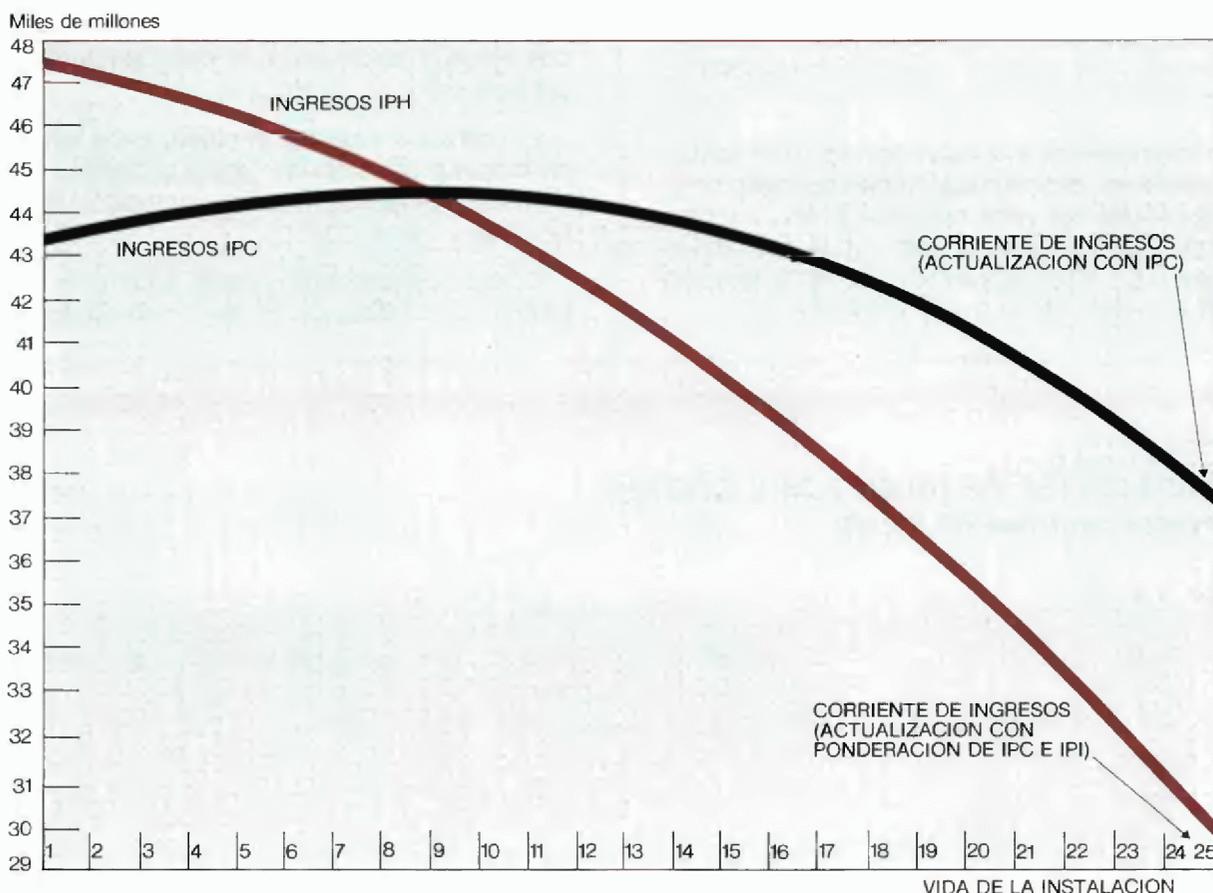
El gráfico 3 muestra el efecto de suavización en la tarifa derivado de la actualización, con el IPC, con respecto a la tasa de actualización ponderada.

Como complemento a este efecto, se ha arbitrado, por Orden de 20 de diciembre de 1987,

## GRAFICO 2 CORRIENTES DE INGRESOS Y COSTES (Pesetas constantes año actual)



**GRAFICO 3**  
**INGRESOS IPC E INGRESOS IPH**  
**(Pesetas corrientes)**



la introducción de cuentas especiales de activo para la periodificación de gastos derivados de las inversiones e instalaciones complejas especializadas.

Esta periodificación de costes permite, para los grupos que recientemente han entrado en explotación (cinco años), y sin perjuicio del cumplimiento de la ortodoxia financiera y contable, cubrir el desfase entre las corrientes de ingresos y costes en el tiempo. Las cantidades periodificadas deben ser recuperables en un plazo de 15 ó 20 años y no superar el valor de la amortización estándar en más un 1 por 100. Se constituye así este mecanismo en un elemento de flexibilización del plan de amortizaciones de una instalación.

## V. EL SISTEMA DE CORRECCION DE DESVIACIONES

La metodología bajo la cual se calcula el nivel de tarifas para un año concreto está basada en unos costes estándares y en unas previsiones de consumo fijadas *a priori* a partir de una serie de variables estandarizadas y de una evolución prevista para unas variables exógenas al sector eléctrico.

Una vez transcurrido el año concreto de que se trate, puede haberse producido un desfase entre los costes previstos y los reales. El sistema de corrección de desviaciones únicamente co-

regirá aquellos desfases que se deban a una previsión errónea de las variables exógenas más significativas que se utilizan en el cálculo de la tarifa. No se pretende, por lo tanto, corregir desfases entre costes estándares y costes reales del sector, ya que correcciones de este tipo no incentivarían la búsqueda del mínimo coste ni la optimización de la gestión comercial.

El sistema de corrección de desviaciones de previsión en las variables exógenas se aplicará sólo a las que no tiendan a compensarse a lo largo del tiempo, como es el caso de la hidráulidad.

La corrección de las desviaciones de previsión de estas variables tendrá una recuperación plurianual siempre que la diferencia entre el ingreso estándar previsto y el revisado exceda del 5 por 100, a fin de evitar que una corrección inmediata, al año siguiente de haberse producido la desviación, desestabilice la tarifa de ese año.

Los costes estándares serán objeto de corrección al verse afectados por las tasas de actualización, por la tasa de retribución, por el crecimiento de la demanda o por cambios en la estructura de la misma, y por cambios en los precios unitarios del combustible o en la política de cobertura de la demanda. Las fechas de entrada y baja en explotación de los equipos son, asimismo, parámetros cuyas desviaciones están sometidas a este sistema.

La elección de la tasa de retribución y la de actualización, para su posterior corrección, se explica por la gran sensibilidad que el coste de remuneración de los activos fijos en explotación tiene a una modificación de dichas variables y por su gran peso en el nivel global de los costes del sector.

El efecto que una desviación en la previsión de la demanda tiene sobre el nivel previsto de tarifas engloba dos aspectos totalmente diferentes:

a) *Previsión errónea del crecimiento de dicha variable*

Afectará, por un lado, al coste total estándar de combustible, y su efecto se evaluará calculando de nuevo, con los parámetros estándar representativos del funcionamiento de las distintas unidades de producción, el consumo estándar de combustibles y el coste total estándar asociado.

Por otro lado, afectará a los ingresos del sector,

evaluándose su efecto en la diferencia entre los ingresos reales y los ingresos estimados.

b) *Cambios en la estructura de la demanda*

Afectará a los ingresos reales del sector, con una corrección similar a la anterior, y a los costes de distribución.

En cuanto a los precios unitarios del combustible o cambios de política de cobertura de la demanda, afectarían únicamente al coste de combustible incurrido.

## VI. EL SISTEMA DE COMPENSACIONES

La determinación de la tarifa eléctrica para el sector en su conjunto permite obtener los ingresos globales previstos para el sector. Sin embargo, los ingresos finales previstos, o retribución, para cada una de las empresas eléctricas serán consecuencia de la aplicación del sistema de compensaciones.

El sistema de compensaciones establece, pues, un criterio de redistribución de ingresos entre los subsistemas eléctricos destinado a corregir las diferencias entre costes de producción y estructura de mercado que existen entre empresas. El sistema contiene un tratamiento diferenciado para las compañías de ciclo completo y para las compañías exclusivamente generadoras.

El tratamiento *dado a las compañías de ciclo completo* se basa en dos conceptos fundamentales.

- La compensación por generación, que es un ingreso (o pago) para aquellas empresas cuyos costes de producción de energía eléctrica sean superiores (inferiores) a los costes medios del sistema. El cálculo de estos costes lleva implícita la utilización de parámetros de eficiencia económica y técnica.

- La compensación por mercado, que es un ingreso (o pago) de aquellas empresas cuyos ingresos medios, corregidos por los costes de distribución, son inferiores (superiores) a los ingresos medios del conjunto del sector.

Las compensaciones se calculan en función de los costes estándares básicos utilizados para la fijación de la tarifa media. Dichos costes se computan en su totalidad a estos efectos.

El coste estándar total compensable de generación correspondiente a cada subsistema eléctrico se obtiene como suma de costes fijos y costes variables para ese subsistema (i).

$$C_g^i = CF_g^i + CV_g^i$$

Los costes fijos de generación se componen de los costes fijos derivados de las inversiones en generación ( $F_g$ ), el coste estándar fijo de operación y mantenimiento ( $C_{img}$ ), el coste estándar reconocido en la potencia y energía adquirida en empresas productoras no incluidas en algún subsistema ( $A_{pf}$ ), y el coste reconocido en la potencia y energía adquirida a los autoprodutores ( $A_a$ ):

$$CF^i = F_g^i + C_{img}^i + A_{pf}^i + A_a^i \alpha$$

( $\alpha$  es el porcentaje de coste fijo considerado).

El coste variable estará compuesto por el coste estándar del combustible ( $V_g$ ), el coste variable de operación y mantenimiento ( $C_{vmg}$ ), el coste variable asociado a la potencia y energía de las empresas productoras no incluidas en ningún subsistema ( $A_{pv}$ ) el coste variable reconocido a los autoprodutores ( $A_a$ ) y los ingresos y pagos por los intercambios de energía con otros subsistemas ( $E_x$  y  $E_d$ , respectivamente):

$$CV_g^i = V_g^i + C_{vmg}^i + A_{pv}^i + A_a^i (1 - \alpha) + E_x^i + E_d^i$$

La compensación por generación ( $Z_g^i$ ) resulta de aplicar a la demanda en barras de central del subsistema considerado la diferencia entre el coste total de generación y el coste estándar total de generación del sistema eléctrico por Kwh vendido.

A efectos de coste variable, existe un margen ( $\pi_g$ ) cuyo criterio de reparto  $B_i$  se realiza en función de costes fijos y costes variables.

$$Z_g^i = (CF_g^i + CV_g^{ot} - C_g^i) D_g^i + B^i \pi_g \cdot CV_g^i$$

La compensación por mercado ( $Z_m^i$ ) correspondiente a un subsistema se calcula aplicando en la demanda en barras de central la diferencia entre la distancia existente entre los ingresos totales y los del subsistema ( $I^i$  y  $I^i$ , respectivamente), y la distancia existente entre los costes de distribución totales y los del subsistema ( $C^i d$  y  $C^i d$ , respectivamente):

$$Z_m^i = ((I^i - I^i) - C_g^i - C_d^i) D_g^i$$

El tratamiento de las empresas exclusivamente productoras se basa en la existencia de un precio por energía suministrada, con dos componentes:

- Un componente fijo, resultante de dividir la retribución originada por sus valores estándares entre la producción prevista para las mismas.
- Un precio unitario variable, cuyo valor está en función, como para el resto de los subsistemas, de la oferta de la energía producida, la potencia disponible, y el resto de los parámetros y variables considerados.

## VII. LA COMPETITIVIDAD DEL SECTOR ELECTRICO

Las características técnicas de la producción, transporte y distribución de la electricidad explican la existencia de la regulación sobre los precios de la electricidad. Dicha regulación es una constante en la mayoría de los países occidentales.

Sin embargo, cuando se compara la naturaleza de estas regulaciones y el nivel que alcanzan los precios eléctricos entre países, se encuentran diferencias muy apreciables entre ellos. Dichas diferencias se producen a causa de:

- La política de autoabastecimiento y diversificación en las fuentes de producción eléctrica en cada país. La dotación de fuentes energéticas propias es, en este contexto, un aspecto crucial.

Un país fuertemente dependiente del petróleo, como es España, ha seguido una política de sustitución de producción con centrales de hidrocarburos por centrales que utilizan combustibles relativamente más baratos y que tienden a aumentar el grado de autoabastecimiento del país.

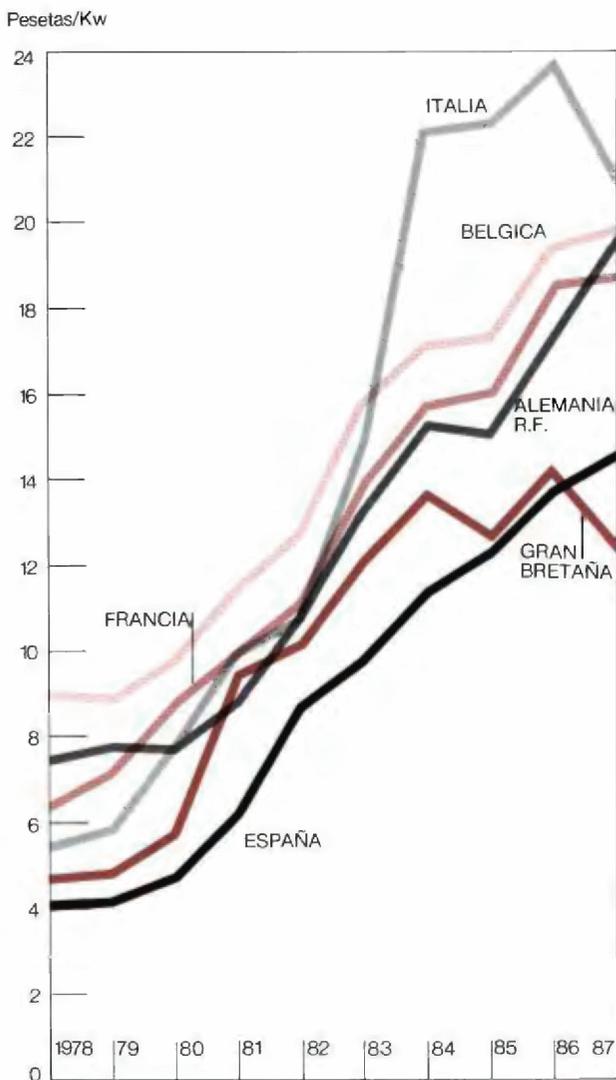
El cuadro n.º 1 es ilustrativo del proceso de diversificación que ha experimentado el balance eléctrico entre 1980 y 1987. La misma comparación figura para el conjunto de países comunitarios.

Este proceso de sustitución ha permitido una combinación de costes de combustible más barata que la que se hubiera derivado de un menor grado de sustitución de los hidrocarburos. Sin embargo, el proceso inversor necesario para la construcción de nuevas centrales y, sobre todo en la última década, de centrales nucleares e hidráulicas, ha generado un aumento notable de los costes fijos.

- El modelo de sector eléctrico que sigue cada país. Existen países, como USA, Canadá, Bélgica y España, en los que la presencia de empresas

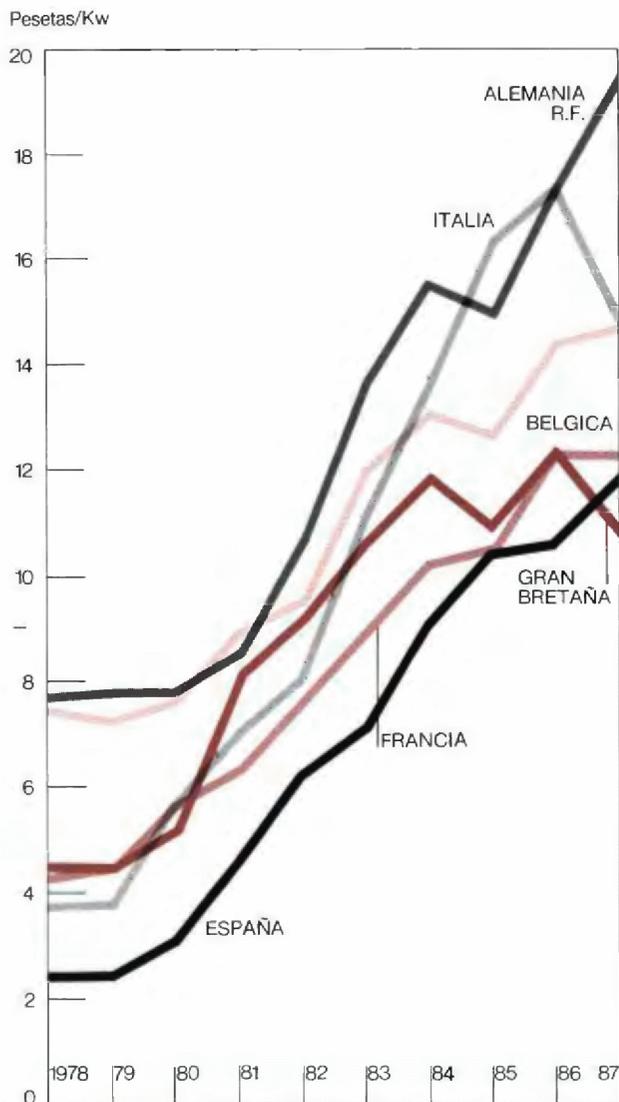


**GRAFICO 4  
PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD  
PARA USOS DOMESTICOS  
(Con impuestos)**



Consumidor de referencia: Tipo C1 (3.500 kwh/año).

**GRAFICO 5  
PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD  
PARA USOS INDUSTRIALES  
(Con impuestos, excepto TVA)**

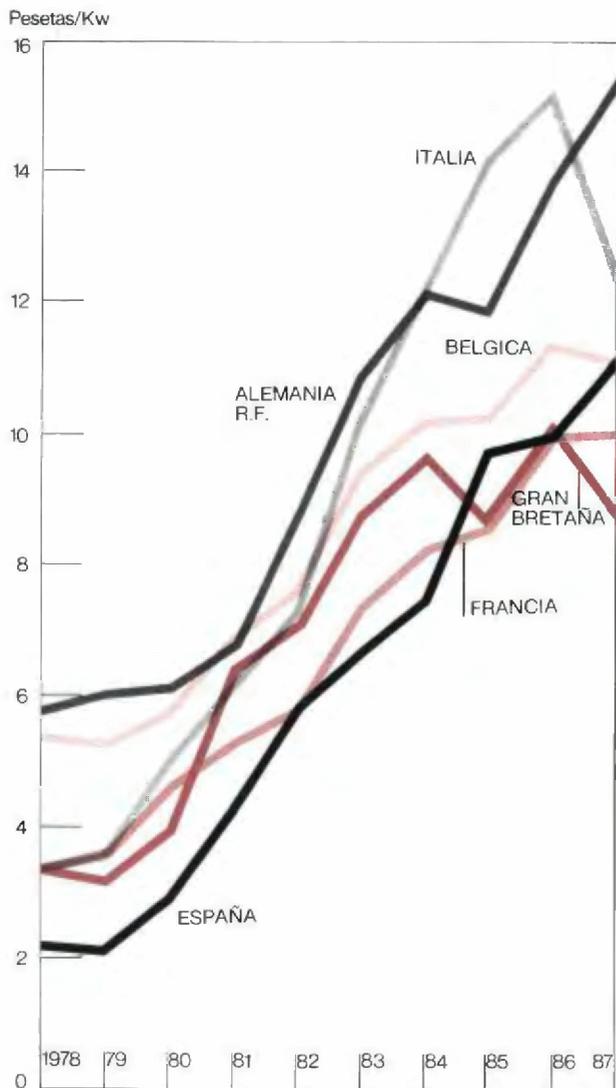


Consumidor de referencia: Tipo A (100 kw, 1.600 h/año).

Dicha explotación se realiza sobre la base del coste variable mínimo, por lo que permite la optimización global del coste variable del sistema. Como se ha visto en el apartado anterior, la regulación de precios basada en costes estándares incentiva a que las decisiones de inversión generen el menor coste fijo posible.

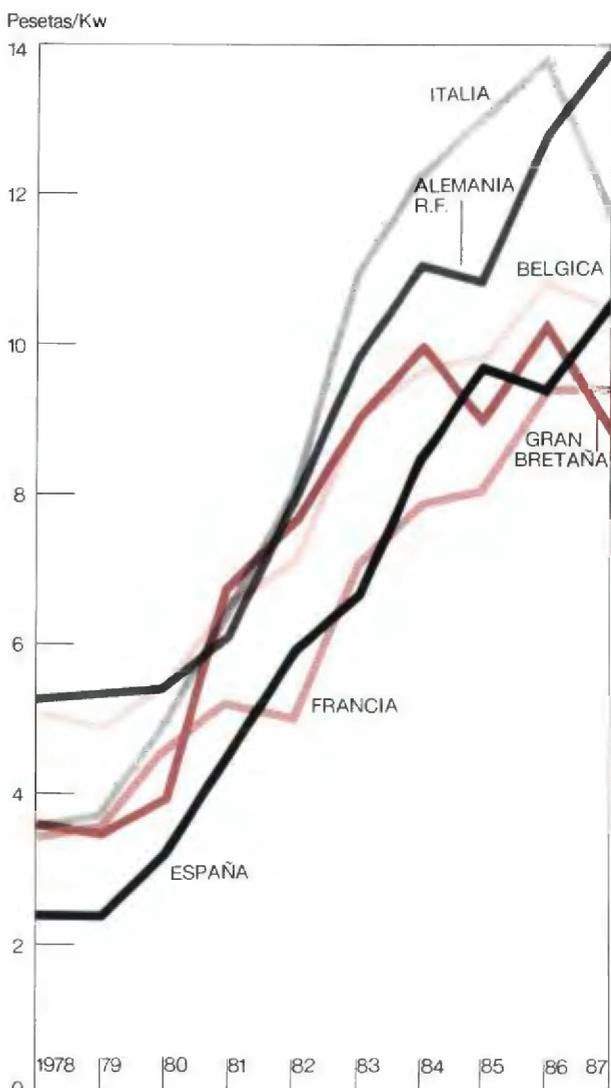
- La política tarifaria que cada país siga. Se han comentado anteriormente los principios generales que inspiran la fijación de los precios eléctricos en la mayoría de los países y los factores de heterogeneidad, de orden contable y financiero, existentes.

**GRAFICO 6**  
**PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD**  
**PARA USOS INDUSTRIALES**  
 (Con impuestos, excepto TVA)



Consumidor de referencia: Tipo B1 (500 kw, 2.500 h/año).

**GRAFICO 7**  
**PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD**  
**PARA USOS INDUSTRIALES**  
 (Con impuestos, excepto TVA)



Consumidor de referencia: Tipo E1 (4.000 kw, 4.000 h/año).

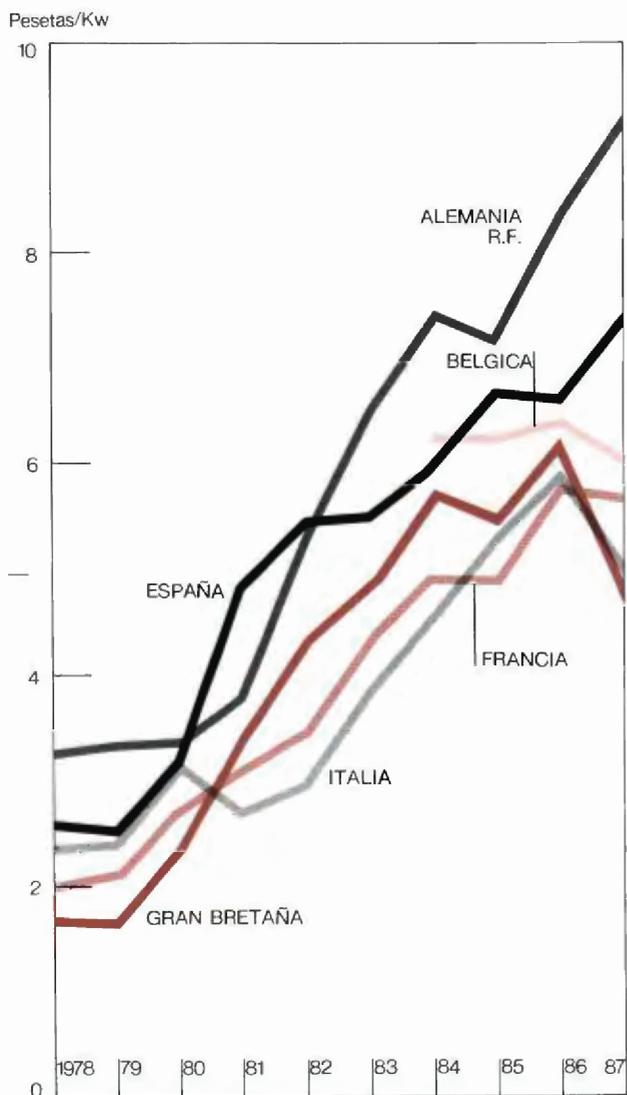
El cuadro n.º 2 y los gráficos 4 al 8 muestran la evolución de las tarifas eléctricas en los principales países europeos, según la encuesta de UNIPEDE.

España tiene las divergencias mayores en las tarifas de consumo doméstico, que se encuentran

por debajo de las de muchos países, y en la de grandes consumidores, que se eleva por encima de la media.

Todos estos factores influyen directamente y/o a través de los precios en los resultados de las compañías eléctricas y, por tanto, en su compe-

**GRAFICO 8  
PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD  
PARA USOS INDUSTRIALES  
(Con impuestos, excepto TVA)**



Consumidor de referencia: Tipo G2 (25.000 kw, 7.000 h/año).

titividad. Esta competitividad es susceptible de medirse «por comparación», ya que no existe prácticamente competencia en los mercados eléctricos de consumidores.

El cuadro n.º 3 muestra la evolución seguida, por *ratios* financieros significativos, para Electricité de France, British Council, la agrupación de las

10 principales compañías estadounidenses y el agregado de las compañías de ciclo completo españolas. El sector eléctrico español presenta una posición intermedia entre los sistemas europeos de monopolio estatal y los resultados de las compañías americanas, aunque más alejada de estos últimos.

En lo que se refiere a comparaciones de costes y precios para la electricidad, el avance tropieza con la falta de transparencia existente en los mercados eléctricos para la realización de comparaciones homogéneas. Este aspecto cobra especial relevancia en un contexto de integración de los mercados en el seno de la CEE como el que va a derivarse del Acta Unica Europea y de la consecución del mercado único energético.

En efecto, la limitación en la competencia que se produce en los sectores eléctricos es consecuencia de varios factores:

- La simultaneidad entre generación y consumo da lugar a que el suministro de electricidad no sea una actividad comparable a otras actividades económicas.
- La existencia de costes marginales decrecientes en las fases de distribución, y los requerimientos de seguridad en el suministro, hacen que la libertad de establecimiento sea, en este contexto, un concepto poco operativo.
- La actividad de generación permite mayores posibilidades de competencia, aunque comporte importantes barreras a la entrada de situación (ligadas a los emplazamientos) derivadas de la cuantía de capital necesario.

Una integración de los mercados que dé lugar a un aumento de los intercambios de electricidad debe posibilitar, en primer lugar, el aumento del comercio basado en contratos a corto plazo. Estos intercambios permiten minimizar los costes variables de los sistemas, ya que los precios en los mismos se basan en este tipo de coste, suponiendo que el coste fijo se haya minimizado a largo plazo al hacer óptimo los procesos inversores el coste total en cada momento del tiempo.

La mayor integración basada en transacciones contractuales a largo plazo pivotaría, sin embargo, en precios derivados de la estructura total de costes de las empresas o sistemas, es decir, en costes de explotación y costes fijos a largo plazo.

La alternativa a este tipo de contratos es la participación conjunta en inversiones.

CUADRO N.º 3

**RATIOS FINANCIEROS**

	1984				1985				1986			
	España	USA	EDF	ED	España	USA	EDF	ED	España	USA	EDF	ED
Costes operativos												
Ingresos totales	60,79	73,69	69,01	100,89	61,08	73,35	63,88	79,82	60,14	65,79	66,20	75,41
Costes financieros												
Ingresos totales	13,64	8,22	22,67	4,48	17,70	8,73	25,93	5,20	21,45	10,42	20,39	4,07
Amortizaciones												
Ingresos totales	15,91	6,01	10,49	11,81	14,77	6,52	10,67	11,12	16,48	9,79	12,72	14,09
Beneficio												
Ventas	8,82	12,82	(2,24)	(17,33)	7,70	11,83	0,77	3,85	6,35	14,90	0,96	6,42
Beneficio												
Recursos propios	3,58	12,07	(5,46)	(4,88)	3,55	10,56	2,24	1,13	3,45	12,92	2,96	1,93
Recursos ajenos												
Recursos propios	150,42	119,27	397,32	18,64	180,47	118,71	286,99	16,46	191,97	153,22	248,85	13,44
Inmovilizado neto total												
Recursos ajenos	141,14	154,28	86,67	570,44	125,62	153,76	93,01	632,01	125,76	138,02	95,49	747,93

Fuentes: Memorias de EDF, British Council, UNESA y las diez principales compañías americanas (The Southern Company, Georgia Power Company, Consolidated Edison Company of New York, Texas Utilities Company, Middle South Utilities Inc., Commonwealth Edison Company, Pacific Gas and Electric Company, American Electric Power Company, C.S.X. Corporation, Southern California Edison Company) y elaboración propia.

La consideración, en muchos casos más teórica que real, de las ventajas para los sistemas de introducir un mayor grado de elección para los consumidores presenta dificultades técnicas y económicas importantes.

En primer lugar, dicha libertad de elección puede verse muy condicionada por la localización de empresas y consumidores en un ámbito próximo.

Por otra parte, esta libertad de elección afectaría esencialmente a los grandes consumidores. En este sentido, debe tenerse en cuenta que la mayor competencia en los mercados para grandes consumidores podría implicar subidas injustificadas de precios a los pequeños consumidores. Es decir, la estructura de tarifas podría registrar con mucha facilidad un «efecto *dumping*».

Todos los factores son indicativos de la necesidad de contar con sistemas transparentes de formación de tarifas y costes, al menos en el ámbito comunitario, de manera que los precios reflejen las ventajas comparativas reales de cada país o de cada empresa.

Los procesos de privatización de empresas públicas (como el caso del sector eléctrico inglés) o los tendentes a reducir la exclusividad de los derechos de utilización de propiedad en la distribu-

ción (*common carrier*) deben juzgarse en función de los aumentos en la eficacia que pueden producir en este tipo de sector.

En el primer caso, debe tenerse en cuenta que, dada la naturaleza del sector eléctrico, la existencia de empresas públicas o de monopolios estatales sustituye a la regulación sobre precios o sobre explotación existente en países con menor presencia del sector público, por lo que se trata de medir los ahorros de coste y de mejora en la gestión que podrían derivarse de una menor presencia pública y una mayor regulación. Este será, probablemente, el caso de la privatización del sector eléctrico inglés, basada en una separación de propiedad de las actividades de generación, transporte y distribución, aunque la gestión unificada del sistema corresponda a una sola compañía.

En cuanto a las ventajas de considerar las redes de distribución como medio de transporte común (*common carrier*), en el ámbito comunitario, como principio no es discutible, una vez preservadas la reciprocidad y estabilidad de los sistemas eléctricos y su dimensión relativa, y los mecanismos de transparencia de precios que faciliten el aprovechamiento de las ventajas comparativas realmente existentes.

## NOTA

(\*) Orden de 29 de diciembre de 1987, por la que se determinan los costes estándares de operación y mantenimiento, de estructura y de capital circulante necesarios para el suministro de energía eléctrica, y sus procedimientos de actualización; Orden de 29 de diciembre de 1987, por la que se fijan los estándares, brutos y netos, y vida útil de las instalaciones de generación eléctrica que hayan entrado en explotación antes del 31 de diciembre de 1987, y el procedimiento para su actualización, así como el régimen aplicable a la «Empresa Nacional de Electricidad, Sociedad Anónima», como empresa productora no

integrada en ningún subsistema; Orden de 30 de diciembre de 1987, por la que se introducen cuentas especiales de activo para la periodicación de gastos derivados de las inversiones en instalaciones complejas especializadas en explotación del sistema eléctrico; Orden de 19 de febrero de 1988, por la que se regula la retribución de las empresas eléctricas integrantes del sistema eléctrico peninsular; Orden de 19 de diciembre de 1988, sobre corrección de desviaciones en la determinación de la tarifa eléctrica de las empresas gestoras de servicio; Orden de 22 de diciembre de 1988, por la que se determinan los costes estándares de distribución de energía eléctrica y el procedimiento para su actualización.