

María Teresa Costa Campi*

EVOLUCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL (1975-2015)

El sector energético afronta actualmente importantes retos a nivel global, y el sector eléctrico se encuentra en el centro del debate. La transición hacia una generación de bajas emisiones, que asegure el suministro y la competitividad de la economía al mismo tiempo, se antoja como un rompecabezas de difícil solución. Este artículo estudia la evolución del sector eléctrico atendiendo a los cambios en el modelo energético a partir de 1975. La evolución tecnológica y regulatoria experimentada en este período resulta clave para entender la situación actual y cómo afrontar los retos futuros. Los distintos apartados destacan los aspectos más trascendentales de la historia reciente del sistema eléctrico como la influencia de los Planes Energéticos Nacionales (PEN), el Marco Legal Estable (MLE), el proceso de liberalización e integración europea, la evolución tecnológica con el desarrollo de las fuentes de generación renovables, los problemas de sostenibilidad económica más recientes y la correspondiente reforma de la Ley del Sector Eléctrico.

Palabras clave: energía eléctrica, evolución histórica, España.

Clasificación JEL: L94, Q31.

1. Introducción

El crecimiento económico está basado en buena parte en el consumo de energía, en cuanto que es un *input* esencial en la actividad productiva y en el funcionamiento de la sociedad. El sector energético contribuye a la creación de empleo y tiene un peso significativo en la inversión total. En España, los datos sobre

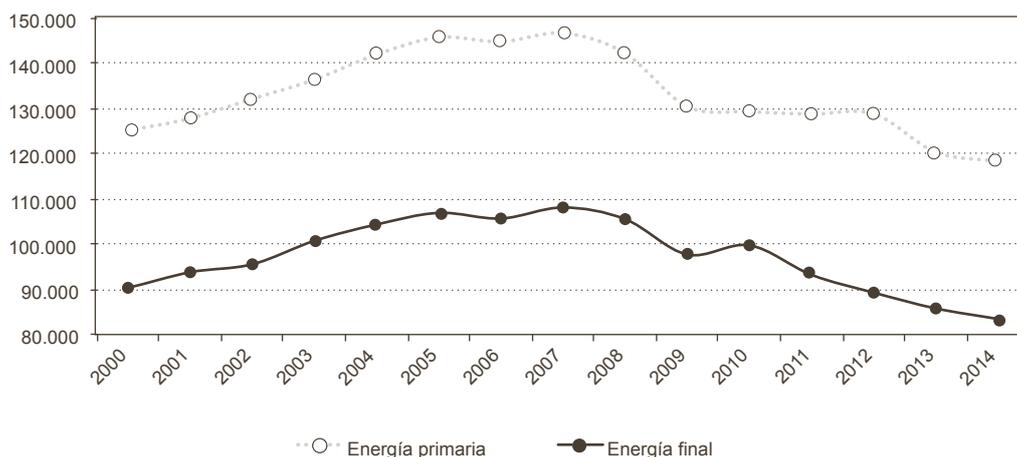
demanda de energía primaria¹ y final ponen de relieve esta relación entre consumo energético y crecimiento económico. En concreto, se observa que la demanda aumenta durante la etapa de expansión económica que llega hasta el año 2007, mientras que desde el inicio de la crisis económica, tanto la demanda primaria como la final han mantenido una senda de continua caída siguiendo una tendencia similar al PIB, como se puede observar en los Gráficos 1 y 2. A pesar de que parte de esta reducción de la demanda se puede

* Catedrática de Economía y Directora de la Cátedra de Sostenibilidad Energética. Universidad de Barcelona.

Agradezco a Xavier Massa, investigador de la Cátedra de Sostenibilidad Energética de la Universidad de Barcelona, su colaboración.

¹ Esta demanda se obtiene como resultado de sumar al consumo de energía final los consumos en los sectores energéticos (consumos propios y consumos en transformación, especialmente en generación eléctrica y refinerías de petróleo) y las pérdidas.

GRÁFICO 1
EVOLUCIÓN DEL CONSUMO ENERGÉTICO EN ESPAÑA, 2000-2014
(En ktep)



FUENTE: Elaboración propia a partir de balances energéticos MINETUR.

explicar por la mejora de la intensidad energética (sobre todo en los últimos dos ejercicios, cuando se ha iniciado la recuperación), el efecto de la contracción de la actividad económica ha pesado de forma determinante en este comportamiento.

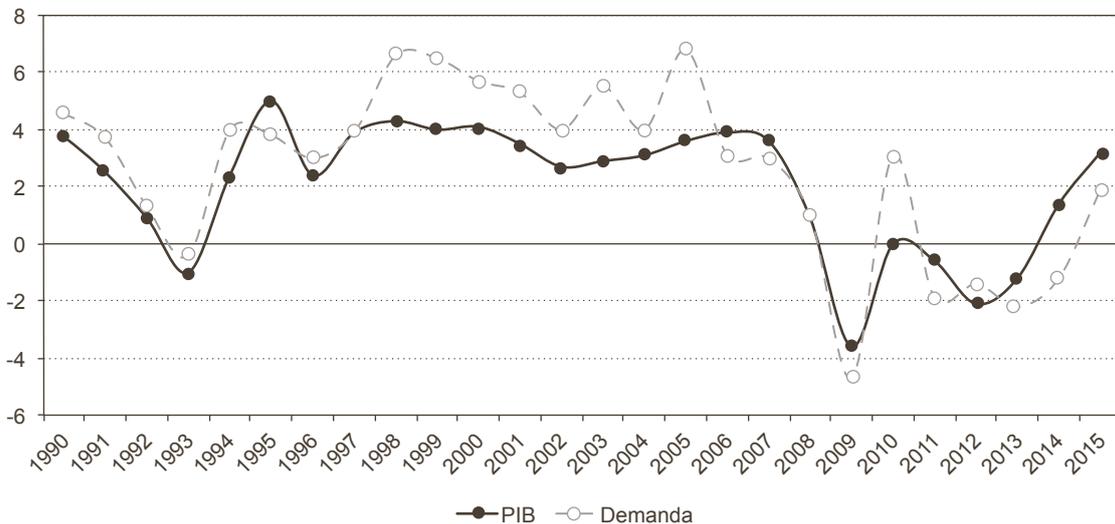
Una amplia relación de aportaciones de la literatura económica empírica demuestra la relación existente entre crecimiento económico y evolución de la demanda de energía (Payne, 2010; Climent *et al.*, 2007 y Ciarreta y Zarraga, 2010). En el Gráfico 2 se muestra evidencia de la correlación observada entre el crecimiento (o caída) de la demanda eléctrica y el crecimiento (o caída) de la actividad económica, en tasas de variación. Sin embargo, esta relación se puede ver afectada por cambios tecnológicos que reducen la intensidad energética de la economía, o por cambios en la estructura productiva que desplacen la producción hacia sectores menos intensivos en el consumo de energía (Stern, 2004). Estos factores parecen estar afectando a la evolución reciente de la demanda eléctrica con tasas de crecimiento menores

que las del PIB, cuando históricamente ha sucedido lo contrario. Esto significa que los avances en eficiencia energética y la creciente tercerización de la economía española empiezan a afectar a esta relación.

Si analizamos esta misma demanda según sus fuentes de energía primaria, en 2014 el petróleo era el combustible más utilizado representando el 42 por 100 del consumo; le seguía el gas natural con un 20 por 100; las energías renovables en sentido amplio (hidráulica, eólica, solar, geotérmica, biomasa, biocarburantes y residuos) con el 14,5 por 100; la energía nuclear cubría el 12 por 100 de este consumo; y, finalmente, el carbón representaba un 10,1 por 100. La conclusión que se extrae de estos datos es que España posee un *mix* energético equilibrado donde las diversas tecnologías están representadas. La diversificación del *mix* energético se inició en la década de 1970, cuando el consumo todavía dependía casi en exclusiva del petróleo. En las décadas posteriores, en paralelo a una creciente electrificación, se instalan nuevas centrales de generación

GRÁFICO 2

TASAS DE VARIACIÓN DEL PIB Y DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA, 1990-2015



FUENTE: Informes del Sistema Eléctrico Español 1990-2015. <http://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/informe-anual>

térmica de carbón, de energía nuclear, ciclos combinados y, más recientemente, plantas de generación eléctrica basadas en fuentes energéticas renovables y biocombustibles.

Alternativamente, si ahora nos fijamos en el impacto económico directo del sector energético en España, encontramos que el sector representaba el 3,1 por 100 del PIB en 2012 (Club Español de la Energía, 2014). En relación al total de la industria, el sector energético supone un 25,7 por 100 de su cifra de negocio total y un 22,2 por 100 de las inversiones. Respecto al empleo, el sector energético crea más de 68.000 puestos de trabajo directos, con un elevado nivel de productividad, baja temporalidad y alta cualificación media (Cuadro 1).

Otro aspecto relevante de la aportación del sector energético a la economía es su esfuerzo en I+D. La mayoría de compañías del sector invierten en I+D, en concreto un 60 por 100, y su esfuerzo innovador² se sitúa en el

² Gasto en I+D como porcentaje de las ventas.

CUADRO 1

IMPACTO ECONÓMICO DEL SECTOR ENERGÉTICO ESPAÑOL EN LA INDUSTRIA

	Sector energético	Total industria (%)
Número de empresas.....	16.986	9,0
Personas ocupadas.....	68.191	3,5
Cifra de negocios*	146.982.750	25,7
Inversiones*	8.508.897	22,2

NOTA: *En miles de euros (CNAE 05, 06, 07, 08, 09, 19 y 35).
FUENTE: Encuesta Industrial de Empresas y DIRCE.

1,7 por 100; ambos valores están en línea con lo observado en otros países de la UE (Costa-Campi *et al.*, 2014). En valor absoluto, el gasto en I+D en España en 2012 por parte del sector energético sumaba 705.000.000

CUADRO 2
EVOLUCIÓN POTENCIA INSTALADA NACIONAL
(En megavatios)

	1975*	1980*	1990*	1995*	2000*	2005*	2010	2015
Hidráulica.....	11.953	13.576	16.221	16.517	16.728	16.963	17.107	20.325
Nuclear	1.120	1.120	7.329	7.391	7.677	7.597	7.515	7.573
Carbón.....	12.393	16.447	10.243	10.310	11.049	10.910	11.342	10.936
Fuel + Gas.....	-	-	7.259	7.247	7.521	6.370	4.698	2.490
Ciclo combinado ¹	-	-	-	-	-	11.992	26.573	26.670
Resto hidráulica ²	-	-	594	1.124	1.391	1.695	2.037	-
Eólica.....	-	-	1	97	1.829	9.654	19.715	23.003
Solar fotovoltaica.....	-	-	0	1	2	43	3.838	4.667
Solar térmica	-	-	-	-	-	-	532	2.300
Térmica renovable / Otras renovables ³	-	-	-	62	181	479	821	747
Térmica no renovable / Cogeneración y resto ⁴	-	-	159	1.163	4.216	6.163	7.240	6.712
Residuos ⁵	-	-	-	-	-	-	-	754
Total	25.466	31.143	41.807	43.911	50.594	71.865	101.420	106.187

NOTAS: ¹ Incluye funcionamiento en ciclo abierto; ² incluye todas aquellas unidades menores de 50 MW que no pertenecen a ninguna unidad de gestión hidráulica (UGH); ³ otras renovables incluyen biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica. Los valores de potencia incluyen residuos hasta el 31/12/2014; ⁴ los valores de potencia incluyen residuos hasta el 31/12/2014; ⁵ potencia incluida en térmica renovable y térmica no renovable/cogeneración y resto/cogeneración hasta el 31/12/2014. * Datos para el sistema peninsular.

FUENTE: REE y MINETUR.

entre inversión pública y privada, representando un 5 por 100 del gasto total (Club Español de la Energía, 2014).

Dentro de la economía española y del sector energético, la electricidad cada vez tiene un mayor peso. El sector de producción y distribución de energía eléctrica (tal como se denomina a efectos estadísticos) es uno de los principales sectores productivos de la economía española, principalmente en términos de su contribución al PIB y a la formación bruta de capital fijo (inversión). Si se considera de forma exclusiva la aportación de las empresas eléctricas al PIB, esta asciende a 20.303 millones de euros, lo que representa el 1,9 por 100. Desde el año 2000 hasta 2014 se han invertido en el sector eléctrico español 63.153 millones

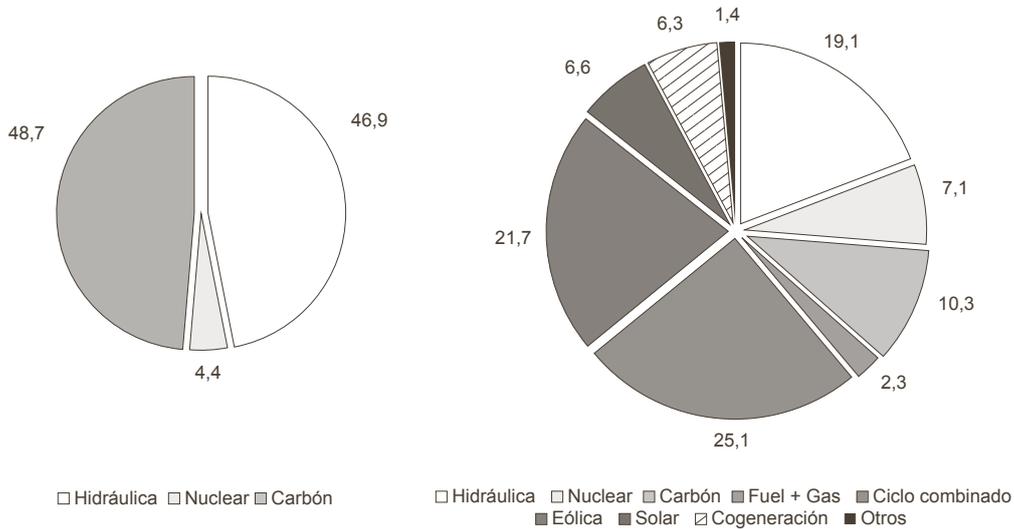
de euros, y solo en ese último ejercicio, 2.202 millones según cálculos de UNESA³.

La evolución del sector eléctrico desde la década de 1970 no ha sido ajena a los cambios políticos, sociales, económicos y tecnológicos vividos durante los últimos 40 años. Muestra de ello es el proceso de liberalización del sector, emprendido entre los años noventa y la primera década del Siglo XXI, que daba continuidad al proceso de integración europea para la creación de un mercado único de la electricidad. También es destacable el

³ Nota de prensa de UNESA 11 noviembre 2015: «Las compañías de UNESA generan más de 180.000 empleos en España y su aportación al PIB es del 1,9 por 100».

GRÁFICO 3

POTENCIA INSTALADA NACIONAL (MW), 1975 VERSUS 2015
(En %)



FUENTE: REE y MINETUR.

importante cambio tecnológico acaecido durante estas cuatro décadas, y que se plasma en una transformación profunda del *mix* de generación, paradigmático en el caso español, y en un espectacular crecimiento de la capacidad instalada que se dobla en los últimos 15 años.

El cambio en el *mix* que se observa en el Cuadro 2 se puede explicar en gran parte en función de los objetivos de política energética fijados desde la UE. El trilema energético compuesto por la seguridad de suministro, la sostenibilidad económica y la sostenibilidad medioambiental nos sirve de explicación para entender esta profunda transformación de la capacidad de generación instalada en España. En primer lugar, el desarrollo de la energía nuclear a finales de los años setenta y principios de los ochenta se justifica por la voluntad de conseguir la seguridad de suministro y sostenibilidad financiera del sistema —objetivo fallido—, gravemente afectada por los elevados precios del petróleo; en 1973 el fuel suponía el 70 por 100 de

la energía primaria y el 33 por 100 de la generación eléctrica. Posteriormente, el auge de los ciclos combinados reforzó la seguridad de suministro y supuso una reducción significativa de los costes medios, en un contexto de elevados incrementos de la demanda. Una década más tarde el desarrollo de las energías renovables ha pretendido dar respuesta a la creciente preocupación por la sostenibilidad medioambiental, aunque haya vuelto a generar tensiones en la sostenibilidad financiera. El Gráfico 3 muestra los cambios en la composición de la tecnología de generación hacia un *mix* mucho más equilibrado.

El sector energético afronta actualmente importantes retos a nivel global, y el sector eléctrico se encuentra en el centro del debate. La transición hacia una generación de bajas emisiones, que asegure el suministro y la competitividad de la economía al mismo tiempo, se antoja como un rompecabezas de difícil solución. El desarrollo tecnológico y un marco normativo adecuado que

impulse al sector privado a la autorregulación serán las claves para su consecución. Aspectos como cuál debe ser el diseño del mercado ante el auge de las energías renovables, cómo desplegar las *Smart Grids*, el nuevo rol que con ellas tendrá el DSO (Distributor System Operator), cómo incrementar la competencia en el mercado minorista o cuál es la mejor estrategia para fomentar la eficiencia energética, entre otros, presentan serios interrogantes sobre esta nueva transformación que está experimentando el sector. Dentro del sector energético, las actividades eléctricas son las que van a sufrir el cambio tecnológico más profundo a la par que van a desplazar a otras energías

En este artículo se estudia la evolución del sector eléctrico, atendiendo a los cambios en el modelo energético a partir de 1975. En el siguiente apartado se trata la primera etapa del proceso de transformación del sector, que abarca los Planes Energéticos Nacionales (PEN) entre 1975 y 1983. Estos planes intentaban solventar los problemas asociados a la crisis del petróleo y las dificultades financieras posteriores derivadas del plan de expansión nuclear. El apartado 3 se adentra en los entresijos del Marco Legal Estable (MLE), nuevo modelo tarifario que pretendía poner fin a los problemas financieros del sector, y que precedió a la etapa liberalizadora. El apartado 4 se centra en el proceso de liberalización que arranca con la Ley del Sector Eléctrico de 1997, y donde se hace un repaso a todo el proceso y las distintas instituciones surgidas del mismo, como la secuencia de mercados eléctricos y su integración con Portugal a través del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL). El apartado 5 hace un retrato de la reforma reciente del sector con la aprobación de la nueva ley del sector eléctrico y cómo se enfrenta al déficit de tarifa. En el apartado 6, finalmente, se presentan las conclusiones.

2. El Plan Energético Nacional 1975, 1978 y 1983

Este análisis sobre la evolución del sector eléctrico español se inicia en un momento de transición política pero también de profundas transformaciones para

la economía española. El crecimiento económico de los años sesenta y setenta empieza a requerir cambios también al sector eléctrico. Sin embargo, el contexto no es plácido y la industria eléctrica se enfrenta a significativos retos a principios de la década de 1970, que se intentan abordar con el lanzamiento del Plan Energético Nacional de 1975 (PEN 75).

Es imposible entender el Plan Energético Nacional de 1975 sin tener en cuenta el trasfondo de la crisis del petróleo de 1973. La generación eléctrica a partir de fuelóleo representaba un porcentaje elevado sobre el total de la producción de electricidad (33 por 100), razón por la que se hacía necesario desarrollar un programa inversor que permitiese la sustitución de este tipo de generación a fin de estabilizar los costes del sistema. La mayoría de países europeos acometieron medidas para la mejora de la eficiencia energética a fin de reducir la dependencia del petróleo —decisión tomada desde un primer momento—, mientras que en España no se adoptó un criterio similar hasta finales de los años setenta (López Milla, 1999). La principal causa del desencuentro de la política energética española con los mercados fue la decisión política de compensar parte del incremento del coste del crudo importado. Al no trasladar al consumidor final el coste real de la energía, se produjo una ineficiente asignación de recursos y, en consecuencia, una evolución de la demanda contraria a la lógica de los precios.

A mitad de la década de 1970, las autoridades españolas decidieron diseñar una nueva estrategia para hacer frente a los problemas derivados de la elevación de los precios del petróleo. De esta forma, se aprobaba en 1975 el primer Plan Energético Nacional, que definía la política energética española para los próximos diez años, con la intención de dar respuesta al *shock* del petróleo y a la crisis económica derivada del mismo (Cuerdo Mir, 1999).

El PEN 75, centrado en el lado de la oferta, pretendía rebajar la participación del petróleo en el consumo de energía, sustituyéndolo por otras fuentes. En primer lugar, se diseñó un modelo para estimar la demanda a

partir de la serie histórica de consumo energético y del crecimiento del PIB. El resultado fue una estimación del crecimiento de la demanda de aproximadamente un 10 por 100 para la energía eléctrica en el período 1975-1985, que resultó muy por encima del incremento real. Este desajuste provocó que el aumento de la oferta de generación también estuviera por encima del deseado, y junto al proceso de sustitución del petróleo, este exceso acabó generando problemas financieros entre las compañías eléctricas inversoras.

La principal consecuencia de la implantación del PEN 75 fue la reducción del consumo de fuelóleo en la producción eléctrica, al ser desplazado por la energía térmica de carbón y nuclear. La tecnología nuclear suponía asegurar la independencia energética y evitar las consecuencias del aumento del precio del crudo. No obstante, no se tuvo en consideración el coste económico que este cambio representaba, ni la sobrecapacidad del sistema en relación a la demanda, como se apuntaba en el párrafo anterior. Por otro lado, al contrario que la reacción de la mayoría de países europeos, el PEN 75 planteaba seguir con una senda de crecimiento de la demanda energética por encima del crecimiento económico, no contemplando la eficiencia energética como una posible salida a la crisis que había causado el repentino aumento de los precios del crudo.

Los resultados iniciales del PEN 75 fueron decepcionantes. Este hecho, junto con la llegada de un nuevo Gobierno democrático y, en concreto, con las medidas adoptadas en los Pactos de la Moncloa, llevó a la aprobación de un nuevo Plan Energético Nacional 1978-1987. Este nuevo plan (PEN 78) no cambia en esencia respecto al anterior, aunque reduce la cantidad de nueva potencia objetivo respecto al PEN 75, ajustando las estimaciones de crecimiento de la demanda a una senda que casara más con la realidad tras la crisis. No obstante, a diferencia del PEN 75, el Plan Energético 1978-1987 adoptó una política de precios de la energía coherente con los precios internacionales, permitiendo la transferencia del precio del crudo a los consumidores finales de combustibles.

Los efectos de estos planes (PEN 75 y 78) sobre el incremento de potencia supusieron que, solo entre 1980 y 1985, se incorporaran al parque de generación 5.112 megavatios de potencia por medio de centrales térmicas de carbón y 4.695 megavatios mediante centrales nucleares (Reinoso, 1986), lo que supuso un enorme esfuerzo inversor del que se hicieron cargo las compañías eléctricas. Es importante destacar que, a diferencia del modelo dominante en los países de nuestro entorno que era el de monopolio público, el sector eléctrico español estaba constituido por varias empresas (Iberduero, Hidroeléctrica Española, Unión Eléctrica Fenosa, Compañía Sevillana de Electricidad, FECSA, ENHER, Hidrocantábrico, Viesgo, HECSA, ERZ y Endesa), la mayoría de capital privado e integradas verticalmente (Club Español de la Energía, 2014).

El proceso de inversión, además de ser realizado por compañías privadas en su mayoría, se caracterizó por llevarse a cabo básicamente a través de endeudamiento, dado que la política de reparto de dividendos que seguían estas compañías eléctricas menguaba la posibilidad de disponer de recursos propios suficientes. El recurso a fondos ajenos terminó desencadenando graves problemas financieros en las compañías. En primer lugar, porque el coste de la financiación ajena en España era elevado en aquel momento. En segundo lugar, porque los recursos nacionales eran escasos, lo que provocó que se terminara financiando con créditos foráneos denominados en divisas. El crédito internacional supuso una mayor carga por las devaluaciones que experimentó la peseta en esos primeros años de la década de 1980, lo cual agravó los problemas del coste del servicio de la deuda (López Milla, 1999).

La situación, lejos de mejorar, empeoró; los problemas de sostenibilidad económica del sistema eléctrico por la elevación del precio del petróleo se transformaron en problemas financieros de las compañías eléctricas que ponían en riesgo la seguridad del suministro. Las inversiones que habían acometido para aumentar la capacidad instalada estaban muy por

encima de las necesidades reales del sistema; esta sobrecapacidad cabe achacarla a las estimaciones demasiado optimistas de los PEN. Con la llegada al Gobierno del Partido Socialista, en noviembre de 1982, se suspende el PEN 78, que es sustituido por el Plan Energético Nacional 1983-1992. La primera conclusión después del segundo *shock* del petróleo (1979-1980) es que aquellos países que habían trasladado el incremento de precios del crudo al consumo final de forma temprana habían reducido el impacto de este segundo *shock* a través de la eficiencia energética, algo que en España solo se encara a partir de este segundo impacto. El PEN 83 establecía los principios básicos sobre los que se desarrollaría el sector eléctrico, que consistían en una planificación a medio y largo plazo, una explotación unificada de las redes y las plantas de generación, y un cambio tarifario que garantizase la viabilidad financiera del sistema (REE, 1998).

El PEN 83 representa un cambio significativo respecto a los anteriores planes, dado que las estimaciones de la demanda son más certeras, y la apuesta por la mejora de la eficiencia energética es clara y decidida. Las anteriores políticas energéticas comportaron una sobrevaloración de la demanda que llevó a un exceso de inversión y de sobrecapacidad de generación. Por todo ello, se decide detener las obras de cinco centrales nucleares que se hallaban en fase de construcción, iniciándose una moratoria nuclear⁴. El resultado fue que el proceso de sustitución del fuelóleo en la generación eléctrica se acometió en gran medida con centrales térmicas de carbón, a la larga mucho más contaminantes (Cuadro 3). No obstante, la principal razón detrás de la moratoria nuclear fueron los problemas financieros derivados de la puesta en marcha de la construcción de más grupos nucleares que los razonablemente necesarios (Eguiagaray Ucelay, 2008).

⁴ Se denomina moratoria nuclear a la suspensión temporal del desarrollo de políticas de construcción y puesta en marcha de centrales nucleares.

CUADRO 3

EVOLUCIÓN DE LA ESTRUCTURA DE PRODUCCIÓN ELÉCTRICA, 1973-1985
(En %)

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

FUENTE: LÓPEZ MILLA (1999) a partir de Memoria Estadística Eléctrica de UNESA, 1986.

Junto al efecto de la moratoria nuclear sobre las cuentas de las empresas del sector, se añadieron los propios problemas financieros que muchas de ellas debieron afrontar después de un período en el que las tarifas no habían reconocido la totalidad de los costes de generación. Esta situación obligó a la firma de un protocolo entre el Gobierno y el sector por el que se garantizó un aumento de las tarifas, el establecimiento de un plan de saneamiento para el sector, y la apertura de un proceso de fusiones y tomas de control que terminó solucionando el problema.

Algunos datos que ayudan a comprender esta etapa de sustitución del petróleo como fuente de generación y deterioro de las cuentas de las eléctricas son las que aporta Rivero Torre (2015). Destaca la reducción del consumo de petróleo para generación eléctrica, que pasa de 9.000.000 a 1.500.000 de toneladas entre 1980 y 1986. El incremento de consumo de carbón en el mismo período pasó de 26.000.000 a 39.000.000 de toneladas. En total, entre 1980 y 1986, cinco centrales nucleares se conectaron a la red aportando una potencia de 4.500 megavatios y 14 plantas de carbón, con más de 5.000 megavatios. El volumen de inversiones fue superior a los 3.000 millones de euros/año (más de 500.000 millones de pesetas/año).

Esta elevada inversión, realizada con créditos, el incremento de los tipos de interés, el deterioro del principio de aditividad de costes en la tarifa (en 1980 las tarifas eran un 50,9 por 100 inferiores a las de 1959 y entre 1973 y 1979 descendieron un 20 por 100) y la devaluación de la peseta, fueron las causas que llevaron a las empresas eléctricas a una situación financiera insostenible.

Por último, es precisamente esta delicada situación, y con el afán de racionalizar los costes de generación eléctrica del sistema, dado que los problemas de programación de las distintas plantas no aseguraban un resultado eficiente, la que lleva a establecer una coordinación a corto plazo entre las empresas del sector mediante la programación unificada de la explotación del parque de generación (REE, 1998). Este cambio se materializa a través de la nacionalización de la red de transporte de alta tensión y la creación de Red Eléctrica de España S.A. como empresa gestora de este servicio. Hay que puntualizar que antes de 1985 la red de alta tensión pertenecía a las diferentes compañías eléctricas, la mayor parte de las cuales se configuraban como monopolios verticales regionales donde generaban electricidad, la transportaban por medio de sus redes de transmisión y distribución, y la suministraban a los consumidores ubicados en el mercado que tradicionalmente tenían asignado.

Estas dos primeras etapas analizadas vienen también marcadas por momentos convulsos a nivel político y económico. El impacto de la crisis del petróleo se afrontó con una fuerte inversión en nueva capacidad instalada térmica nuclear y de carbón de modo que, por un lado, pudiera sustituir el fuelóleo y, por otro, cubrir los incrementos de demanda previstos en los Planes Energéticos Nacionales de 1975 y 1978. Sin embargo, los errores en la estimación de la demanda condujeron a un exceso de capacidad instalada. Esta situación, conjuntamente con una política tarifaria que no reconocía los costes de la prestación del servicio, provocó el deterioro de las cuentas de las compañías eléctricas hasta niveles que pusieron en riesgo la viabilidad de muchas de ellas y la

garantía de suministro. Se observa también un cambio de tendencia con la llegada del Gobierno socialista al poder y el lanzamiento del PEN 83, que intenta enderezar el rumbo. No obstante, los retos para la siguiente etapa eran mayúsculos, y venían encabezados por garantizar la sostenibilidad financiera del sistema como principal prioridad, dado que su quiebra no hubiera posibilitado garantizar el suministro eléctrico a los consumidores españoles.

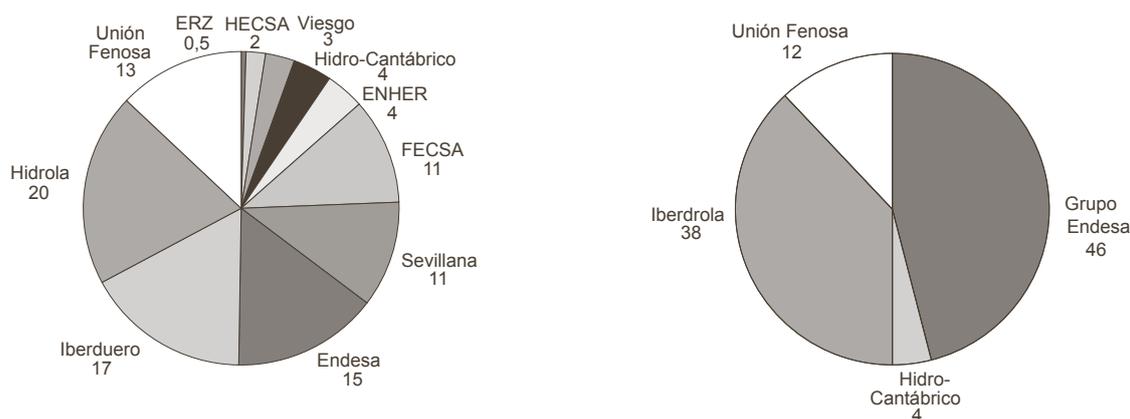
3. Marco legal estable 1988-1997

El MLE fue la culminación de la reforma del marco regulador que se había venido realizando desde 1983, a partir de la entrada en vigor del PEN y de la firma del acuerdo entre el Gobierno y las compañías eléctricas (López Milla, 1999). Ambos acuerdos hacían referencia al establecimiento de una política tarifaria que reconociera los costes del sector.

En 1987 se aprobó el sistema tarifario, el MLE, que constituyó el marco regulatorio de referencia del sector eléctrico en el período 1988-1997. La introducción del MLE se considera un avance importante en cuanto a la regulación del sector eléctrico. Debido a los numerosos problemas que atravesaba el sector, el Gobierno puso en marcha una legislación que introducía importantes avances sobre los sistemas reguladores vigentes, destacando la introducción de incentivos de eficiencia económica. Los objetivos concretos del MLE se recogen en el monográfico que le dedicó Red Eléctrica (REE, 1998), y son los siguientes:

- Constituir un marco de referencia estable al sistema de ingresos de las compañías del sector eléctrico.
- Fomentar la eficiencia en el sector energético a través de la incorporación de incentivos.
- Reducir la incertidumbre tanto en la gestión como respecto a las decisiones de inversión de los agentes en el sector.
- Garantizar la recuperación de estas inversiones.
- Mejorar la planificación del desarrollo del sistema eléctrico.

GRÁFICO 4
ESTRUCTURA DE LA CAPACIDAD INSTALADA POR EMPRESAS, 1988 *VERSUS* 1997
(En %)



FUENTE: REE (1998).

Según López Milla (1999), los resultados del nuevo diseño tarifario fueron consecuentes con la voluntad de alcanzar los objetivos descritos. En primer lugar se garantizaba la recuperación de las inversiones a través de un sistema de anualidades fijas a lo largo de la vida útil, evitando elevaciones bruscas de la tarifa. En segundo lugar fomentaba la eficiencia a través de la estandarización de costes, que incentivaba a las empresas a prestar un servicio más barato y así incrementar su beneficio. En tercer lugar reducía la incertidumbre, al determinar un procedimiento transparente para la actualización de los costes reconocidos por la tarifa eléctrica.

Los principales logros que se pueden atribuir al MLE son el establecimiento de un enfoque coherente en la determinación de precios, permitir la recuperación de los costes de inversión y de explotación, y la incorporación de incentivos en la gestión (Rodríguez Monroy, 2002). De esta forma, era de esperar que las compañías al tener una retribución fijada a largo plazo no tuvieran temor a invertir, a la vez que vieran garantizado

el retorno de esta inversión, además de fomentar la eficiencia en el sector.

Los problemas financieros que afrontaba el sector fueron superados gracias a la estabilidad regulatoria que aportó el MLE y al proceso de concentración empresarial que se había iniciado, que resultó en la toma de control por parte de Endesa de la Compañía Sevillana de Electricidad, FECSA, ENHER, ERZ y Viesgo, por un lado, la creación de Iberdrola como resultado de la fusión de Hidroeléctrica Española e Iberduero, y la fusión de Unión Eléctrica y Fenosa, por otro, quedando los grupos eléctricos reducidos a cuatro (Rivero Torre, 2015). Este proceso provocó un nuevo reparto del territorio nacional por parte de los generadores y un intercambio de activos. El resultado de todo este proceso de fusiones e intercambio de activos puede verse en el Gráfico 4, destacando el 84 por 100 de capacidad de generación que acumulaban Endesa e Iberdrola en 1997.

En lo referente al desarrollo de nueva capacidad instalada, esta se vio limitada por el exceso de

capacidad existente al inicio del período y, posteriormente, por la ralentización del crecimiento de la demanda de energía eléctrica, que volvió a desviarse de lo planificado por el Gobierno al inicio de los años noventa debido al parón de la actividad económica a partir de 1991. En total, se instalaron 2.518 megavattios entre 1988 y 1997, sin tener en cuenta las dos centrales nucleares que entraron en funcionamiento en 1988, proyectos que provenían de decisiones tomadas en el anterior período.

Por último, durante este período se produce un nuevo y fundamental cambio en el diseño del marco institucional del sector. La política energética europea abre una nueva etapa con el inicio del proceso de liberalización del sector eléctrico, lo que supuso pasar de un sistema intervenido a un sistema de mercado. Este reto no se hubiera podido acometer sin las medidas introducidas por el MLE que allanó el camino hacia la liberalización.

4. El proceso de liberalización 1997 y sus resultados

El proceso de liberalización llevado a cabo en el sector eléctrico se enmarca en el proyecto político de construcción europea y la creación de un mercado único. La propuesta liberalizadora venía avalada por antecedentes exitosos y la creencia que en un mercado liberalizado en el que participan distintos agentes mejora la eficiencia en la asignación de los recursos. Esta liberalización se considera una condición necesaria para la integración de los distintos mercados, y la integración, a su vez, como la culminación del proceso de liberalización al incrementar la competencia poniendo bajo un mismo mercado a los agentes operando en cada uno de los mercados nacionales.

En esta dirección se aprueba en 1996 la Directiva 96/92/CE («Primer Paquete» del Mercado Interior) sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, que introduce criterios de liberalización y de competencia en el sector eléctrico, dando

de plazo a los Estados miembros hasta febrero de 1999 para adaptar sus respectivas legislaciones nacionales. En definitiva, esta Directiva introducía un sistema liberalizado de competencia en el mercado y fijaba el mercado único europeo como el escenario de referencia. El nuevo marco regulatorio establecía:

- Liberalización del segmento de generación y libertad de instalación de centrales de generación.
- Libertad de acceso de terceros a las redes de transporte y de distribución (ATR).
- Gestión independiente de la operación del sistema y de la red de transporte.
- Separación, al menos contable, de la actividad eléctrica en generación, transporte, distribución y comercialización.
- Libertad progresiva de elección del suministrador por parte de los clientes.
- Libertad de importación y exportación en toda la UE.

La liberalización del sector eléctrico español, acometida por el nuevo Gobierno del Partido Popular, se materializa con la aprobación de la Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico (LSE), a la que se añade la privatización de las empresas eléctricas, que en esa fecha estaban aún en manos del Estado. La LSE ha constituido la base del marco legislativo del sector eléctrico español durante este período, si bien ha sufrido numerosas modificaciones desde su entrada en vigor. La liberalización del sector eléctrico básicamente supuso la desmantelación de los monopolios verticalmente integrados existentes al introducir competencia en los segmentos de generación y comercialización mientras que, por sus condiciones de monopolio natural, el transporte y la distribución seguían bajo un esquema regulado.

La implantación de un modelo de mercado dio lugar a la creación de un nuevo marco institucional, de acuerdo con la normativa europea. La liberalización de la generación obligaba a crear un mercado mayorista de electricidad. Por tanto, se estableció su funcionamiento y el modelo organizativo, gestionado por

una nueva figura, el operador del mercado eléctrico (OMEL)⁵. La ley fijaba también los procedimientos de retribución de las actividades reguladas, transporte y distribución, y se creaba un operador del sistema eléctrico y gestor del transporte independiente del resto del sector, Red Eléctrica de España (REE). De cualquier modo, para el caso del negocio regulado, el libre acceso de terceros a las redes, tanto de transporte como de distribución, impedía que las empresas propietarias de las redes actuaran con criterios anticompetitivos. Del mismo modo, la LSE también reguló el proceso de transición hacia la competencia y creó el conjunto de mecanismos necesarios para ello. De esta forma, la LSE estableció el procedimiento de autorización para la producción de electricidad y el mecanismo de recuperación de los costes de transición a la competencia (CTC)⁶.

Por lo que se refiere al componente empresarial, antes del inicio del proceso de liberalización, ya se había iniciado la privatización de la compañía pública Endesa. En 1988, el Gobierno realizó una Oferta Pública de Venta (OPV), por la que el Estado redujo su participación al 75 por 100; además, a partir de este momento empezó a cotizar en el mercado bursátil. Esto sucede después de un fuerte proceso de concentración que había convertido a Endesa en la única compañía pública que operaba en el sector eléctrico, al absorber el resto de compañías del sector participadas por el Instituto Nacional de Industria (INI). Este proceso será imparable, y culminará con la privatización total de la compañía pública. En 1994 se vende otro 9 por 100 de la compañía, que vendrá seguido de la venta de un 25 por 100 en 1997, y del 33 por 100 en 1998, coincidiendo con el arranque del mercado liberalizado.

⁵ La actividad del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, S.A., fue transferida a OMI-Polo Español, S.A. (OMIE) que surge fruto de la integración de los mercados español y portugués en el marco del MIBEL.

⁶ Los CTC tenían la finalidad de compensar a las empresas eléctricas durante un período transitorio, por la posible pérdida de rentabilidad de unas inversiones hechas al amparo de una planificación centralizada, al pasar de un modelo regulado a un mercado competitivo, donde potencialmente podrían entrar nuevos agentes con tecnologías de costes marginales más bajos. Extraído de Club de la Energía (2014).

El mercado, como elemento central de esta primera etapa de liberalización, está organizado en torno a un mercado mayorista *spot* de electricidad. Para su correcto funcionamiento, se creó una secuencia de mercados que empiezan el día antes (*day-ahead*), constituido por 24 submercados diarios (un mercado por hora) de participación voluntaria. Por otro lado, una vez cierra el mercado *day-ahead*, existen también seis mercados intradiarios (el mismo día de la entrega física) en los que los agentes ajustan sus posiciones. El operador de mercado es el responsable de casar la oferta y la demanda, y determinar cuánta energía vende cada productor y a qué precio, en función de las ofertas presentadas por los generadores y los comercializadores y consumidores cualificados. El precio se determina mediante el cruce de las funciones de oferta agregada y demanda agregada en cada hora, y este marginal, es decir, toda la energía casada en el mercado diario, obtendrá el mismo precio⁷.

Una vez finalizado el proceso de casaciones en el mercado mayorista, el operador del sistema (REE) determina la factibilidad del plan de producción resultante del mercado teniendo en cuenta las restricciones impuestas por la red de transporte, lo que significa que el operador del sistema puede retirar ofertas que han sido aceptadas por no ser viables, e incluir ofertas que han sido inicialmente rechazadas. Existen una serie de mercados de balance para cubrir estas y otras necesidades técnicas. Alternativamente, los agentes del mercado pueden firmar también contratos bilaterales a corto y largo plazo a través del operador del mercado a plazo OMIP, o de forma independiente en mercados OTC. No obstante, en la actualidad (2015) el 76 por 100 de la energía, aproximadamente, se negocia en el mercado *spot*⁸.

El objetivo del mercado único de la energía y del proceso de liberalización impulsado desde la UE

⁷ Como se explica más adelante, con la integración de los mercados eléctricos español y portugués se crea un único mercado ibérico eléctrico (MIBEL), de modo que el proceso de casaciones integra las posiciones de venta y compra de los agentes españoles y portugueses, fijándose un precio único común.

⁸ Flash mensual MIBEL – julio 2015. Consultado el 11 de marzo de 2016.

se refuerza con una segunda Directiva 2003/54/CE («Segundo Paquete» del Mercado Interior) de medidas urgentes para la aceleración de la liberalización del sector eléctrico. Esta Directiva sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad establece que debe existir separación jurídica entre los operadores de transporte, los operadores de distribución y el resto de los agentes del sector; la entrada en el segmento de la generación debe ser completamente libre; el mercado minorista completamente abierto antes de julio de 2007 (es decir, todos los consumidores deben poder tener el derecho a elegir su suministrador de electricidad); y por último, se establecen las bases para la consecución de un mercado único europeo (Beato, 2005). Esta Directiva se concretó en España a través de la Ley 17/2007, no obstante, gran parte de las novedades que incorporaba esta segunda directiva ya habían sido recogidas por la propia Ley del Sector Eléctrico o alguno de sus desarrollos normativos posteriores. En este sentido, se consideró la normativa en España más liberalizadora que lo que establecían las directivas europeas (Ruiz Molina, 2003), puesto que acortó los plazos para la plena liberalización y avanzó medidas comprendidas en la segunda directiva, como la separación de actividades.

En este sentido, parte de lo establecido por la segunda Directiva estaba ya en vigor en la regulación española. La plena elegibilidad por parte de todos los consumidores se había fijado a partir del 1 de enero de 2003, entendida como el derecho de los consumidores a elegir el modo de contratar la electricidad, es decir, continuar a tarifa (precio fijado por el Gobierno) o contratar la electricidad con la empresa comercializadora que desee a un precio libremente pactado (Ruiz Molina, 2003). Con esta medida se alcanzó la plena liberalización del mercado tanto en el lado de la generación como del consumo. En el apartado minorista, esta liberalización se estableció de forma progresiva, siendo los consumidores industriales los primeros en poder acceder al mercado liberalizado antes de 2003.

Sin embargo, la competencia que la tarifa eléctrica integral (o precio regulado de la electricidad para

consumidores finales domésticos, puesto que para los industriales se eliminó) ejerció sobre el precio liberalizado, no permitió aumentar el grado de competencia hasta su desaparición en 2009. Esta tarifa integral fijada administrativamente, comprendía tanto el coste de acceso a las redes como el de adquisición de la energía. Sin embargo, el coste de adquisición de la energía no se calculaba utilizando referencias de mercado, sino que era fijada administrativamente y, por tanto, sujeta a los errores propios de las estimaciones o a las decisiones políticas tomadas con criterios ajenos al mercado (Fernández, 2014). Todos los Gobiernos han tratado de evitar aumentos de las tarifas eléctricas, lo que ha llevado a que el precio en el mercado libre no fuera competitivo para los consumidores domésticos. De esta forma, a partir de 2005, se produce un retroceso en el proceso de liberalización, volviendo muchos consumidores del mercado libre a la tarifa regulada porque el aumento de precios del mercado mayorista no se traspasaba a la tarifa. En conclusión, mientras persistieron tarifas reguladas el grado de liberalización se mantuvo relativamente bajo (Fernández, 2014). De esta misma forma, la desaparición de la tarifa integral supuso un aumento de la competencia en el mercado libre.

Para intentar dar solución a este problema asociado a la convivencia de tarifas integrales con un mercado competitivo se establece la tarifa de último recurso (TUR). La TUR se definía como el precio que pueden cobrar los comercializadores de electricidad designados como suministradores de último recurso (SUR). Todos los consumidores que no superaran una determinada potencia contratada podían acogerse a la TUR (básicamente consumidores domésticos). El coste de la energía se establecía a través de la adquisición de la energía a plazo a través de un proceso de subasta (CESUR), que se incluía en la tarifa de forma aditiva conjuntamente con los costes subyacentes de peajes y de comercialización (Costa-Campi, 2009). El suministro de último recurso se puso en marcha en julio de 2009, y en abril de 2014 se sustituyó el mecanismo de cálculo del coste de la energía introduciendo el

PVPC (precio venta pequeño consumidor), que relevaba a la TUR. Con el nuevo sistema del PVPC solo se modificaba la forma de calcular el precio de producir la electricidad. Con el nuevo método, el consumidor paga por su consumo durante un período de facturación el precio resultante en el mercado eléctrico, desapareciendo las subastas CESUR para la fijación del precio. Primero la TUR, y ahora el PVPC, intentan establecer el precio del suministro de último recurso de forma competitiva, ya fuera a través de las subastas CESUR, o ahora con el PVPC, por medio de los precios horarios que se obtienen en el mercado mayorista. Al sustituir la tarifa integral regulada por una tarifa determinada a través de un proceso competitivo, se intenta que la existencia de un precio regulado de último recurso no entorpezca en ningún caso el funcionamiento del mercado minorista liberalizado, ya que el mecanismo competitivo asegura la generación de un precio eficiente y representativo de los costes.

Un paso más en el proceso de liberalización fue la creación del Mercado Ibérico de la Electricidad en el año 2006. El MIBEL constituía la unión entre los mercados diarios de España y Portugal, en el que todos los actores que hasta el momento actuaban en dos mercados separados pasaban a hacerlo bajo las mismas condiciones de igualdad, transparencia y objetividad. El redimensionamiento del mercado consiguió incentivar el establecimiento de la contratación a plazo, reducir el riesgo y abaratar los precios. Al MIBEL, además, se le reconocen beneficios sobre la seguridad de suministro y la competitividad de las empresas del sector. En definitiva, el MIBEL logró un incremento del nivel de competencia y eficiencia en el sector reportando importantes beneficios a los consumidores (Batalla y Costa-Campi, 2008). Paralelamente, el MIBEL también supuso una vía de acercamiento hacia el mercado interior de la energía a través de la constitución de un mercado regional, que en su momento representaba el 10 por 100 de la energía comercializada en la UE.

A la hora de evaluar el proceso de liberalización, el estado de la competencia en el mercado tanto mayorista

como minorista es un dato clave. Como se afirmaba con anterioridad, los beneficios asociados a la liberalización del sector eléctrico emergen a partir del desarrollo de la competencia. Los indicadores Herfindahl-Hirschman (HHI), que mide el grado de concentración en el mercado, y el índice de pivotalidad⁹, que indica si existe algún operador en el país imprescindible para cubrir la demanda, informan del grado de avance de la competencia en el mercado mayorista. Para medir la competencia en el segmento minorista, se suele utilizar tanto el porcentaje de suministros en el mercado libre como la tasa de cambio de suministrador (*switching*).

La Unión Europea estima que es improbable que existan problemas de competencia horizontal en situaciones en las que el índice HHI sea menor de 2.000, y la cuota de mercado de la empresa más grande sea inferior al 25 por 100. En el caso del MIBEL, el HHI se situaba por debajo de los 1.500 puntos en 2014 según el último dato disponible (CNMC, 2015a). Si se compara con los 3.218 puntos que apuntaba el índice en 1997 antes de que se iniciara el proceso de liberalización, se demuestra que el impacto del mismo ha sido positivo en términos de incremento de la competencia, y por tanto, aportando al consumidor y al sistema mejoras de eficiencia. En la evolución del índice HHI, muestra una mayor competencia situándose por debajo de los 1.500 puntos desde 2009. Sin embargo, esta tendencia de incremento de la competencia se ve alterada si se consideran exclusivamente los ciclos combinados y las plantas térmicas a carbón, que por la introducción del mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro¹⁰ —normativa que altera la casación del mercado e introduce ineficiencias asignativas en perjuicio de los consumidores y plantas de ciclo combinado de gas— han visto cómo incrementa la concentración entre las mismas (CNMC, 2014).

⁹ Este índice toma en consideración la potencia que aporta cada operador al sistema, la potencia total instalada y la demanda total del sistema.

¹⁰ El mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro preveía la retirada de la producción de determinadas centrales en determinadas circunstancias y su sustitución por otras centrales que utilizan carbón autóctono como combustible (MINETUR).

En relación al mercado minorista, el número de consumidores suministrados en el mercado libre ascendió a 27.700.000 de consumidores, que representan el 51 por 100 de los puntos de suministro y el 86 por 100 del volumen de energía. Por otro lado, la tasa de *switching* se sitúa en el 13 por 100, con más de 2.000.000 de consumidores que han sustituido su suministrador de último recurso por un comercializador libre, y casi 1.500.000 de cambios entre comercializadores libres. Esta tasa supone un incremento de casi 1 punto respecto al valor de un año antes (CNMC, 2015b). Por último, el índice HHI para el mercado libre minorista se ha ido reduciendo progresivamente hasta situarse por debajo de los 2.000 puntos en los segmentos, industrial y pymes, mientras que en el caso de consumidores domésticos todavía se observa concentración con valores del índice cercanos a los 3.000 puntos. Estos datos ponen de relieve que la competencia en el mercado minorista doméstico es una cuestión que no se ha resuelto totalmente, y que requerirá de futuros desarrollos regulatorios.

Los datos expuestos ponen de manifiesto que el proceso de liberalización se puede considerar como satisfactorio, dado que ha ido acompañado de un incremento de la competencia. Los esfuerzos no se detienen aquí, y se observa un aumento continuado de la competencia en el sector minorista que se espera se mantenga en los próximos años, a la vez que se vayan añadiendo nuevos servicios a la oferta que prestan los comercializadores.

5. La reforma del sector eléctrico Ley 24/2013

Como ya había sucedido a principios de los años ochenta, los problemas económicos volvieron a causar graves desequilibrios en el sector. La rápida evolución de los costes regulados experimentada desde 2006 no fue compensada con un incremento a la par de las tarifas, lo que provocó la aparición de un déficit por el diferencial entre ingresos y costes del sistema que tomó la denominación de déficit de tarifa. El montante del déficit ascendía en 2013 hasta los 30.000

millones de euros, representando más del 2 por 100 del PIB. Esta situación, insostenible por más tiempo, representó el inicio de una serie de cambios regulatorios para conseguir la sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico.

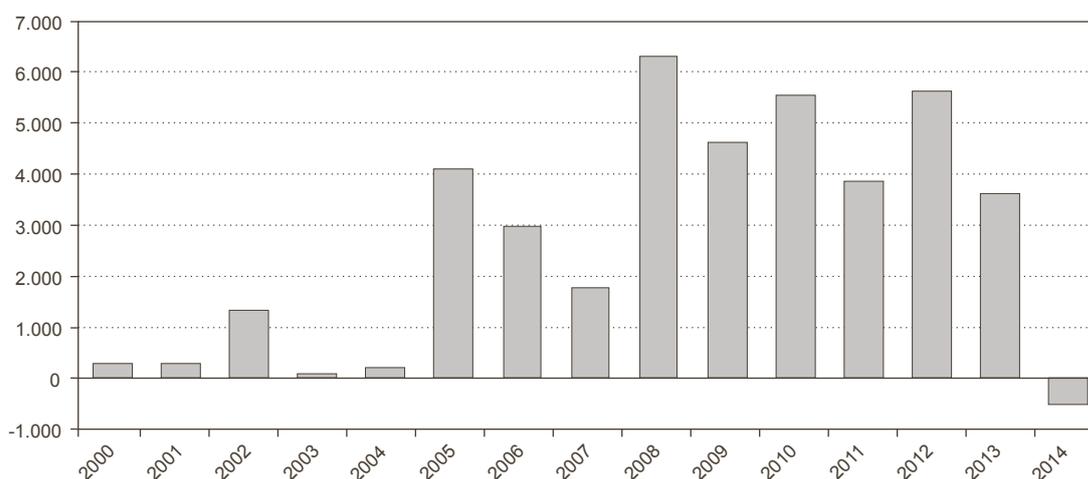
Los primeros pasos para remediar esta situación se iniciaron en 2012, cuando el Gobierno gravó con impuestos las distintas tecnologías de generación y suprimió los incentivos para la construcción de nueva capacidad de generación renovable en un intento de reducir el déficit de tarifa (Dopazo y Rivero, 2014). Ante la falta de resultados significativos (el déficit de tarifa en 2013 alcanzó los 3.600 millones de euros), le siguió la promulgación del RD-Ley 9/2013 por el que se adoptaban medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, y culminó con la aprobación de la Ley 24/2013 del sector eléctrico y sus subsiguientes desarrollos normativos (Díaz Mendoza *et al.*, 2015).

El objetivo primordial de la reforma del sector eléctrico ha sido intentar garantizar la estabilidad financiera del sistema de forma definitiva, a través de la reducción de los costes regulados y de las primas a las energías renovables de forma significativa, y el aumento de la competencia (Dopazo y Rivero, 2014). Desde 2006 hasta 2013 los costes del sistema aumentaron un 168 por 100 a causa de las primas pagadas a las energías renovables, los costes regulados y las anualidades del servicio de la deuda contraída anualmente (Díaz Mendoza *et al.*, 2015). Los nuevos desarrollos normativos establecen, a su vez, un sistema automático de revisión de la tarifa en caso de que se genere un desajuste entre ingresos y gastos que supere el límite estipulado¹¹, y de esta forma controlar el volumen máximo que puede alcanzar un déficit (Gráfico 5).

Dado el significativo aumento del coste de las primas a las energías renovables, y con la finalidad de garantizar

¹¹ El límite de déficit máximo anual será del 2,5 por 100 de los ingresos o alternativamente un déficit acumulado del 10 por 100 de los ingresos de un ejercicio.

GRÁFICO 5
EVOLUCIÓN ANUAL DEL DÉFICIT DE TARIFA ELÉCTRICO, 2000-2014
(En millones de euros)



FUENTE: MÁRMOL y SOTO (2016).

la sostenibilidad económica del sistema, la nueva normativa modifica la retribución de las energías renovables. La nueva medida elimina el sistema anterior, por el que la remuneración que obtenían las plantas por toda la energía que producían era a través de un sistema de primas diferentes según las tecnologías, y se sustituye por otro sistema en que simplemente se les garantiza la rentabilidad razonable que obtendría una empresa eficiente y bien gestionada por sus inversiones, después de haber vendido su energía en el mercado. Este cambio no solo modifica el sistema retributivo de las nuevas instalaciones sino el de aquellas ya existentes, por lo que ha ocasionado conflictos judiciales con los inversores y una sensación de inseguridad jurídica que dificulta la llegada de nueva inversión en el sector.

Se han modificado otros aspectos para intentar equilibrar el balance entre ingresos y gastos del sistema tales como la revisión de la retribución de las actividades de transporte y distribución, se han reducido los incentivos a la inversión en capacidad para plantas

existentes y han sido eliminados para nuevas plantas, al mismo tiempo que se reducen los incentivos por disponibilidad de potencia gestionable, y se introduce competencia en el mecanismo de retribución del procedimiento de restricciones técnicas.

En suma, los principales aspectos que se modificaron con esta reforma regulatoria han sido: la disminución de las tarifas para la distribución, los pagos por capacidad o por disponibilidad, las primas de valor reconocido pasando a nuevo criterio de valor razonable, el ritmo de nuevas inversiones en generación y el incremento de impuestos sobre la actividad eléctrica (Rivero Torre, 2015). Es decir, una reducción de los costes y un incremento de los ingresos a cargo de los generadores y de los clientes finales.

6. Conclusiones de síntesis

El proceso de transformación del sector eléctrico español desde la década de 1970 hasta la actualidad se

ha desarrollado en cuatro grandes etapas. Estas etapas se han caracterizado por importantes cambios en el *mix* tecnológico de generación, en el que destaca la incorporación de las energías renovables y los ciclos combinados de gas. Este proceso ha ido íntimamente relacionado al proceso de transformación del marco regulatorio y al papel clave que ha desarrollado el capital privado.

La primera etapa se inicia con la aprobación del PEN 75 y se extiende con el PEN 78. La crisis del petróleo exigió buscar soluciones menos dependientes de las importaciones de crudo. La sustitución de las plantas de fuelóleo por la energía nuclear fue un paso adecuado desde una perspectiva tecnológica pero con nefastas consecuencias financieras que afectaron de forma irreversible a algunas de las empresas. A su vez los errores en la previsión de la demanda, la falta de reconocimiento de los costes tarifarios y el deterioro de las condiciones económicas llevaron al sector a padecer graves dificultades financieras que pusieron en peligro la seguridad de suministro.

En la década de 1980 y primeros años de la de 1990 se intenta poner solución a esta situación. En esta segunda etapa, se identificaron primero (PEN 83) los problemas causantes del desequilibrio financiero y se buscaron soluciones mejorando el proceso de estimación de la demanda eléctrica, incentivando un plan de fusiones e intercambio de activos, y estableciendo un sistema tarifario que reconociera los costes de la prestación del servicio eléctrico en el denominado Marco Legal Estable. Estas medidas fueron implementadas con éxito y permitieron, ya a mediados de los años noventa, preparar el terreno para el cambio más significativo que habría de experimentar el sector en su historia, la liberalización del negocio eléctrico.

La tercera etapa se inicia con la aprobación de la Ley del Sector Eléctrico (1997), a través de la cual se liberalizan los segmentos de generación y comercialización, mientras que el transporte y la distribución, por su condición de monopolios naturales, seguirían siendo negocios regulados. Al mismo tiempo, se crea el mercado

diario donde se intercambiaría la energía y un nuevo marco institucional formado por un operador del mercado y un operador del sistema; se obliga al acceso libre de terceros a la red y a la separación legal de las actividades reguladas de aquellas en régimen competitivo.

La evaluación del proceso de liberalización del sector eléctrico depende de cómo haya avanzado la competencia en los mercados, que es la que debía asegurar una eficiente asignación de los recursos. En este sentido la evolución ha sido gradual, pero los indicadores actuales de competencia indican que se han alcanzado niveles satisfactorios que permiten anunciar el éxito del proceso de liberalización.

Los avances alcanzados siguen las pautas de la política energética europea y el objetivo de un mercado único de la energía. En este contexto se sitúa la integración de los mercados eléctricos español y portugués en el denominado Mercado Ibérico de la Electricidad. La integración supuso un reto que ha sido ampliamente alcanzado con un rotundo éxito.

Sin embargo, la llegada de la crisis en 2008 volvió a poner en jaque al sistema eléctrico y culmina con la cuarta y última etapa de evolución. Por un lado, la caída drástica de la demanda y, por otro lado, el aumento exponencial de los costes del sistema, volvieron a generar tensiones financieras importantes en esta cuarta etapa, que parecen haber encontrado una solución con la reforma de la Ley del Sector Eléctrico, aunque esta no sea plenamente satisfactoria.

Actualmente el sector se enfrenta al reto de la transición energética y el cumplimiento de los objetivos comprometidos en la Cumbre de París (COP 21). El sector energético en general, y el sector eléctrico en particular, tienen que afrontar un contexto lleno de incertidumbres y en el que se vislumbra la llegada de importantes cambios. La gestión de la demanda, la participación activa del consumidor, la generación distribuida, el almacenamiento de energía eléctrica, el almacenamiento y la captura de carbono, el nuevo rol del distribuidor, son algunas de las cuestiones que se tendrán que afrontar en el más inmediato presente.

De nuevo, el sector debe demostrar su capacidad innovadora para la creación de nuevos modelos de negocio que le permitan aprovechar las nuevas oportunidades que se presentan. Las compañías eléctricas parecen preparadas para este nuevo escenario. Más aún, si se tiene en cuenta que dentro del conjunto de actividades industriales, el sector eléctrico es el que ha sufrido cambios más profundos en las últimas cuatro décadas que siempre ha superado con solvencia.

Referencias bibliográficas

- [1] BATALLA, J. y COSTA-CAMPI, M. T. (2008). «Los procesos de integración energética: el Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL)». En *ARIAE Energía, desarrollos regulatorios en Iberoamérica*. Ed. Civitas.
- [2] BEATO, P. (2005). «La liberalización del sector eléctrico en España ¿Un proceso incompleto o frustrado?». *Información Comercial Española. Revista ICE*, nº 826, pp. 259-284.
- [3] CIARRETA, A. y ZARRAGA, A. (2010). «Economic Growth-electricity Consumption Causality in 12 European Countries: A Dynamic Panel Data Approach». *Energy Policy*, nº 38, pp. 3790-3796.
- [4] CLIMENT, F. y PARDO, A. (2007). «Decoupling Factors on the Energy-output Linkage: The Spanish Case». *Energy Policy*, nº 35, pp. 522-528.
- [5] CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA (2014). *El Sector Energético Español y su aportación a la sociedad*.
- [6] COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS DE LA COMPETENCIA (2014). *Informe de supervisión del mercado peninsular mayorista al contado: cierre año 2013*. CNMC.
- [7] COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS DE LA COMPETENCIA (2015a). *Informe de supervisión del mercado peninsular mayorista al contado: cierre año 2014*.
- [8] COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS DE LA COMPETENCIA (2015b). *Informe de supervisión del mercado minorista de electricidad: año 2014*.
- [9] COSTA-CAMPI, M.T. (2009). «El suministro de último recurso en los mercados energéticos liberalizados». *Economistas*, nº 27, pp. 65-71.
- [10] COSTA-CAMPI, M.T.; DUCH-BROWN, N. y GARCIA-QUEVEDO, J. (2014). «R&D Drivers and Obstacles to Innovation in the Energy Industry». *Energy Economics*, vol. 46, pp. 20-30.
- [11] CUERDO MIR, M. (1999). «Evaluación de los planes energéticos nacionales (1975-1998)». *Revista de historia industrial*, nº 15, pp. 161-178.
- [12] DÍAZ MENDOZA, A. C.; LARREA BASTERRA, M.; ÁLVAREZ PELEGRY, E. y MOSÁCULA ATIENZA, C. (2015). «De la liberalización (Ley 54/1997) a la reforma (Ley 24/2013) del sector eléctrico español». *Cuadernos Orkestra* nº 10. Cátedra de Energía de Orkestra.
- [13] EGUIAGARAY UCELAY, J. M. (2008). «Reflexiones sobre la incertidumbre energética». *Cuadernos de Energía*, nº 21, pp. 25-50.
- [14] FERNÁNDEZ, J. J. (2014). *Liberalización del mercado eléctrico español en el suministro a cliente final*. Fundación Ciudadanía y Valores.
- [15] LÓPEZ MILLA, J. (1999). *La liberalización del sector eléctrico español. Una reflexión a la luz de la experiencia de Inglaterra y Gales*. Tesis Doctoral, Universidad de Alicante.
- [16] MÁRMOL ACITORES, G. y SOTO TEJERO, H. (2016). «La deuda del sistema eléctrico. Situación actual y perspectivas futuras». *Cuadernos de Energía*, nº 48, pp. 66-75.
- [17] PAYNE, J. (2010). «Survey of the International Evidence on the Causal Relationships Between Energy Consumption and Growth». *Journal of Economic Studies*, nº 37, pp. 53-95.
- [18] RED ELÉCTRICA ESPAÑOLA (1998). *El Marco Legal Estable (1988-1997)*.
- [19] REINOSO, V. (1986). «La electricidad en el contexto energético». *Economía Industrial*, julio-agosto, pp. 33-64.
- [20] RIVERO TORRE, P. (2015). «Antecedentes y visión global de la reforma eléctrica en España». (Una reflexión). *Cuadernos de Energía*, nº 44, pp. 54-60.
- [21] RODRÍGUEZ MONROY, C. (2002). «Evolución histórica reciente y situación actual del sector eléctrico español». *Cuadernos de Economía*, vol. 25, pp. 429-439.
- [22] RUIZ MOLINA, M.E. (2003). «Liberación del mercado eléctrico y elegibilidad: consecuencias para el consumidor». *Revista de trabajo, economía y sociedad*, nº 29, pp. 23-35.
- [23] STERN, D. I. (2004). «Economic Growth and Energy». *Encyclopedia of Energy*, nº 2, pp. 1-17.
- [24] SUDRIÀ, C. (2006). «Un bosquejo histórico de la energía en la industrialización de España» En: *Energía: del monopolio al mercado. Comisión Nacional de Energía: 10 años en perspectiva*. Ed. Thomson Civitas.