
La evolución de la demanda y de la producción en el sector eléctrico español

Este artículo ha sido elaborado por Pablo Hernández de Cos, M.^a de los Llanos Matea Rosa y Álvaro Menéndez, del Servicio de Estudios.

1. INTRODUCCIÓN

La utilización de la electricidad como *input* intermedio en casi todas las actividades productivas dota al sector eléctrico de una gran relevancia estratégica en la configuración del entorno económico. Su seguimiento forma parte del análisis de los condicionamientos estructurales que afectan a la eficiencia y competitividad de la economía. El sector eléctrico cuenta, además, con algunas características específicas que lo distinguen de otros sectores. De un lado, la producción eléctrica no se puede almacenar, por lo que es necesario coordinar las distintas actividades que intervienen en el proceso, que van desde la generación de electricidad hasta su provisión al consumidor final, para que se realicen simultáneamente de manera que satisfagan la demanda de cada momento. De otro, el desarrollo de las infraestructuras en este sector requiere de elevadas inversiones, con períodos de construcción muy dilatados, tanto para aumentar la capacidad productiva como para ampliar y mejorar las redes de transporte, lo que determina que, al menos en el corto y medio plazo, la cantidad de electricidad máxima que se puede suministrar esté prefijada. Este hecho, junto con las grandes oscilaciones que muestra la demanda, obliga a que, para poder hacer frente a «picos» de demanda máxima, deba mantenerse, durante buena parte del tiempo, una cierta sobrecapacidad instalada.

En los últimos años el sector eléctrico ha estado sometido en España a cambios de diversa índole. Por una parte, la demanda de electricidad ha crecido notablemente. Al mismo tiempo, se han producido innovaciones tecnológicas que han permitido una reducción del volumen de inversiones y del plazo de puesta en funcionamiento de las nuevas centrales. Este desarrollo tecnológico, unido a una mayor preocupación por la conservación del medio ambiente, ha propiciado, además, el uso de energías renovables para la generación de electricidad.

Estos cambios han venido acompañados de modificaciones fundamentales en la regulación del sector, a partir, sobre todo, de la aprobación de la Ley del Sector Eléctrico de 1997, que han tenido como objetivo prioritario impulsar su liberalización, introduciendo mecanismos de mercado en la determinación de los precios y fomentando la competencia en la generación y la comercialización. En particular, esta Ley creó un mercado mayorista de generación, estableció un calendario para que los consumidores pudie-

ran elegir suministrador y negociar libremente precios (que culminó el 1 de enero del año 2003), fijó una senda de reducción mínima de las tarifas para los consumidores no cualificados (los que compran a precio regulado o tarifa), confirmó la separación jurídica de las actividades que pueden desarrollarse en competencia (generación y comercialización) de las que siguen reguladas (transmisión y distribución), garantizó el acceso regulado de terceros a las redes de transporte, y aseguró a las empresas del sector la recuperación, a lo largo de un determinado período de tiempo, de los denominados costes de transición a la competencia.

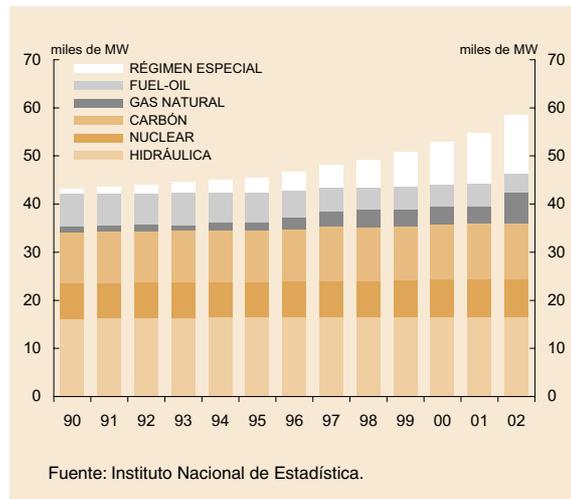
Todas estas transformaciones, aunque no de manera simultánea y con peculiaridades propias de cada país, han sido comunes a los países de nuestro entorno económico. En este contexto, este artículo se centra en el análisis de la evolución de la demanda y de la capacidad y estructura productiva del sector a nivel peninsular. Se trata, por tanto, de un análisis parcial, dado que no se estudiarán los aspectos relativos al resto de actividades de transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica, ni tampoco se tendrán en cuenta, en este caso por falta de información, las cuestiones relativas a la distribución regional o zonal de las inversiones y de la demanda. El análisis que aquí se presenta forma parte de un trabajo más amplio, en vías de elaboración, en el que se analizan otras cuestiones relativas al funcionamiento del sector. El resto del artículo se estructura de la siguiente forma. En la sección siguiente se presentan las principales características de la generación de energía eléctrica en España. En la tercera sección se examina la evolución de la demanda y de la potencia instalada desde 1990, y se efectúan distintos ejercicios de simulación de estas dos variables hacia el futuro. En la sección cuarta se analiza, desde una perspectiva empresarial, la evolución de la inversión y la financiación del sector en los últimos años. En la última sección se presentan las conclusiones.

2. CARACTERÍSTICAS DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA

Desde un punto de vista regulatorio, en la generación de energía eléctrica se distinguen dos tipos de actividades, la correspondiente al denominado «régimen especial», que incluye la generación de energía eléctrica con tecnologías de menor impacto medioambiental, y la del régimen ordinario, que reúne el resto de la generación. La generación en régimen ordinario se realiza en libre competencia, de forma que no existen restricciones a la entrada de productores potenciales, las empresas que generan

GRÁFICO 1

Potencia instalada en el sistema peninsular



electricidad tienen libre acceso a las redes de transporte y los precios de venta de la producción se determinan libremente en un mercado, que está en funcionamiento desde diciembre de 1998, que se denomina *pool* eléctrico. El régimen especial se distingue del régimen ordinario en que su producción es incentivada por la legislación. El principal estímulo consiste en que las instalaciones del régimen especial tienen garantizada la venta de sus excedentes al precio de mercado, más una prima fijada por el Gobierno. Además, existen incentivos fiscales y subvenciones públicas a la inversión en este tipo de centrales.

Desde 1990 se han producido cambios importantes en la capacidad instalada y en la estructura de generación de energía eléctrica en España, tal y como se puede apreciar en el gráfico 1, en el que se representa la evolución, desde principios de la década de los noventa, de la estructura, por tipo de central, de la potencia instalada en el sistema peninsular, que es el que se analiza en este artículo (1). Según esta información, en el año 2002 la potencia instalada era un 35,5% mayor que la que existía en 1990, como resultado del fuerte avance de las instalaciones del régimen especial, en respuesta a las políticas de apoyo diseñadas con este fin, y del gas natural, gracias a las menores inversiones que requieren las nuevas centrales de ciclo combinado. Dentro del régimen

(1) La estructura del sector en las CCAA de Baleares y Canarias, así como en Ceuta y Melilla, está totalmente regulada y tiene dimensiones muy reducidas en comparación con el sistema peninsular. Además, en muchas ocasiones no hay información sobre el sistema extrapeninsular. Por todo ello, este artículo solo analiza las características del sistema peninsular.

CUADRO 1

Puesta en marcha prevista por los promotores de centrales de ciclo combinado (a)

Año	Potencia nominal (MW)
2003	1.600
2004	3.200
2005	5.580
2006	10.300
2003-2006	20.680

Fuente: Comisión Nacional de la Energía.
(a) Prevista en noviembre de 2002 y recogida en el *Informe marco sobre la demanda de energía eléctrica y de gas natural, y su cobertura. Año 2002.*

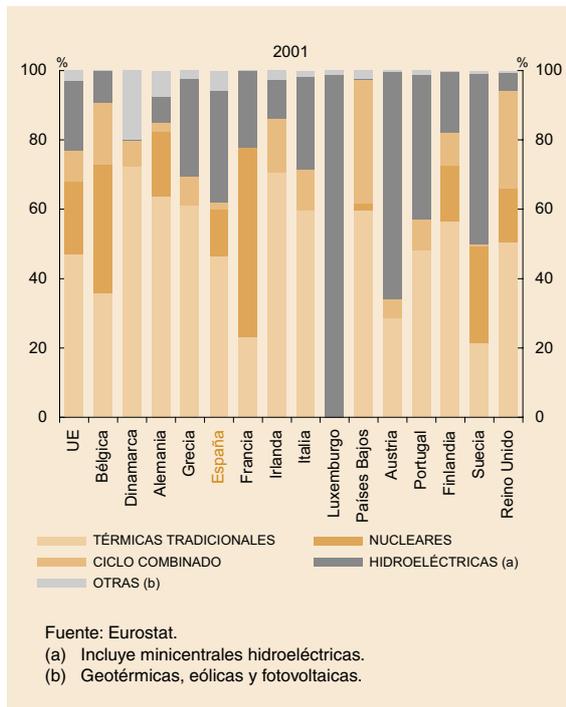
especial, la energía eólica ha mostrado el crecimiento más intenso, de manera que en el año 2002 su peso era el 7,5% de toda la potencia instalada en la Península (0,8% en 1997), por lo que España se ha convertido en el tercer país del mundo en generación de energía eólica, después de Alemania y Estados Unidos.

Es de esperar, además, que estas tendencias se intensifiquen en los próximos años a medida que vayan entrando en funcionamiento los nuevos grupos generadores de ciclo combinado que las empresas eléctricas tienen planeados (véase cuadro 1) y se avance hacia el objetivo, fijado en el Plan de Fomento de Energías Renovables 2000-2010 y en el Libro Blanco de la Unión Europea (UE), de alcanzar en 2010 una participación de las fuentes renovables en la generación de energía eléctrica del 12%. Asimismo, en relación con las instalaciones de carbón, el recorte en 1998 del 31% al 15% del consumo obligatorio de carbón nacional y la supresión de las ayudas a la producción de carbón en la UE prevista para finales de 2010 podrían llevar a medio plazo a una menor presencia de este tipo de centrales en el parque eléctrico.

La estructura del parque de generación ha ido variando, por tanto, a lo largo del tiempo en línea con los cambios que ha registrado la política energética y las innovaciones tecnológicas del sector. La comparación de la composición del parque de generación por países muestra, a su vez, que existen discrepancias apreciables, que se deben, además de a los factores anteriores, a las diferencias en la dotación de los recursos naturales, el tamaño del país y la situación geográfica (véase gráfico 2). En España, las térmicas tradicionales tienen un peso similar al promedio de la UE. Sin embargo, las centrales nucleares representan un porcentaje mucho más bajo, observándose en este caso grandes diferencias entre los Estados miembros

GRÁFICO 2

Estructura de la capacidad instalada en los países de la UE



bro (2). En cuanto a las centrales de ciclo combinado, que en España tenían un peso muy reducido en 2001, alcanzan una gran relevancia en los países productores de gas natural [Reino Unido, Países Bajos e Irlanda (3)].

La estructura de la producción de la energía eléctrica (véase gráfico 3) (4), por su parte, presenta algunas diferencias con la del parque de generación debido a las distintas características de las centrales. Así, las tecnologías con costes fijos más elevados han registrado una mayor utilización de su capacidad instalada: por encima del 85% en los últimos doce años en las centrales nucleares y entre el 60% y el 78% en las que utilizan carbón; por su parte, la producción hidroeléctrica muestra una gran variabili-

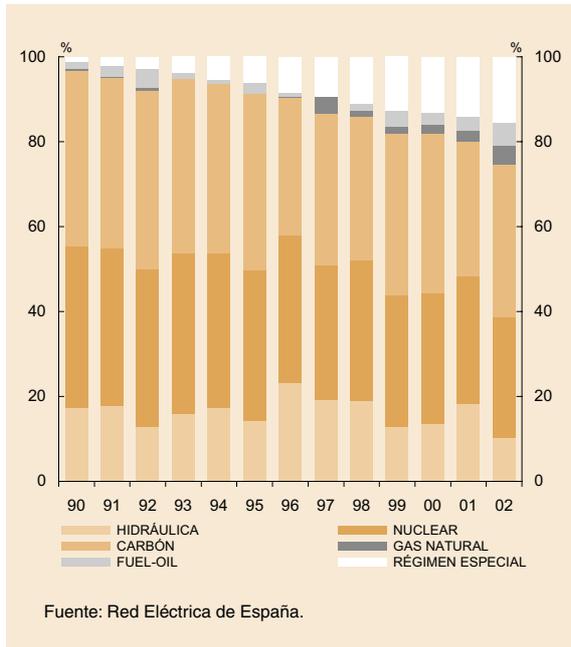
(2) Así, mientras que en Francia algo más del 50% de toda la capacidad instalada es nuclear, en casi la mitad de los países de la UE no hay centrales nucleares.

(3) Entre estos cabe destacar también Bélgica, que, aunque no es productor de gas natural, es un país que geográficamente se encuentra muy próximo a los productores de esta fuente energética.

(4) Por limitaciones estadísticas, la presentación de la información en los gráficos 1 (sobre estructura de la potencia instalada) y 3 (sobre estructura de la producción) es algo diferente. En particular, en el gráfico 3 solo se ha detallado la parte del régimen especial que corresponde a los autoprodutores, mientras que el resto del régimen especial aparece junto al régimen ordinario. Por el contrario, en el gráfico 1 se ha agrupado todo el régimen especial, mientras que el resto de la información, que se proporciona diferenciando el tipo de central, corresponde al régimen ordinario.

GRÁFICO 3

**Producción de energía en el sistema peninsular
(Porcentaje de cada tipo de central sobre el total)**



dad, debido a las oscilaciones de las condiciones hidrológicas.

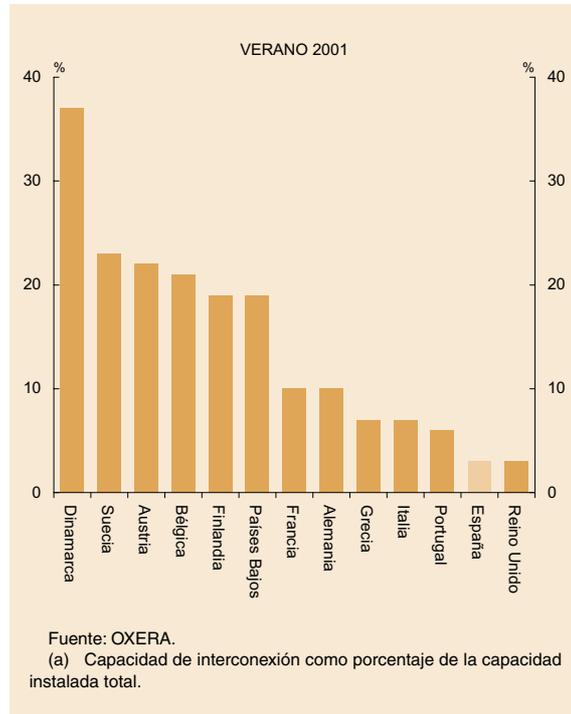
Por otro lado, una de las características más relevantes de la actividad eléctrica en nuestro país es su notable aislamiento del exterior, dado que las interconexiones con otros sistemas eléctricos representan solo entre el 3% y el 4% de la potencia instalada. En este sentido, la capacidad de interconexión de los países miembros de la UE es muy heterogénea [véase gráfico 4 (5)]. Como consecuencia, la proporción que representa en España la suma de las exportaciones y las importaciones sobre la producción de energía eléctrica neta total ha oscilado en los últimos años entre el 7% y el 10%.

En relación con esta cuestión, no obstante, entre 2003 y 2006 está previsto que se desarrolle gradualmente el Mercado Ibérico de la Electricidad, lo que favorecerá el intercambio de electricidad con Portugal. Al mismo tiempo, el Consejo Europeo de Barcelona, celebrado en marzo de 2002, fijó como objetivo a alcanzar en 2005 una interconexión eléctrica mínima del 10% de la capacidad de producción instalada en cada Estado miembro, dado que se considera que la existencia de infraestructuras suficientes entre países vecinos es un requisito previo

(5) Irlanda y Luxemburgo no se representan en el gráfico porque la información disponible no es coherente con la fuente empleada para el resto de países. Luxemburgo es, en todo caso, el país con una mayor apertura técnica, seguido de Dinamarca.

GRÁFICO 4

Apertura técnica en los países de la UE (a)



para que exista un mercado único eléctrico. El cumplimiento de estos objetivos podría, por tanto, corregir el aislamiento relativo del mercado eléctrico español.

3. DEMANDA Y POTENCIA DE GENERACIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL

Una vez analizada la evolución de la capacidad instalada y de la estructura del parque de generación y de producción de la energía eléctrica, a continuación se examina la evolución experimentada por la demanda de energía y la relación que existe entre la potencia instalada, de una parte, y la producción y la demanda, de otra, de forma que se pueda valorar la capacidad del sistema para hacer frente a los crecimientos de la demanda.

Como puede verse en el gráfico 5, la evolución de la demanda de energía eléctrica, aunque está estrechamente relacionada con la actividad económica general, muestra, desde 1998, ritmos de crecimiento muy superiores a los del PIB. De esta forma, en 2002, la demanda de electricidad fue un 52% mayor que la de 1990, y el ritmo medio anual de crecimiento entre ambos años fue del 3,6%, elevándose esta tasa hasta el 5,3% en los últimos cinco años.

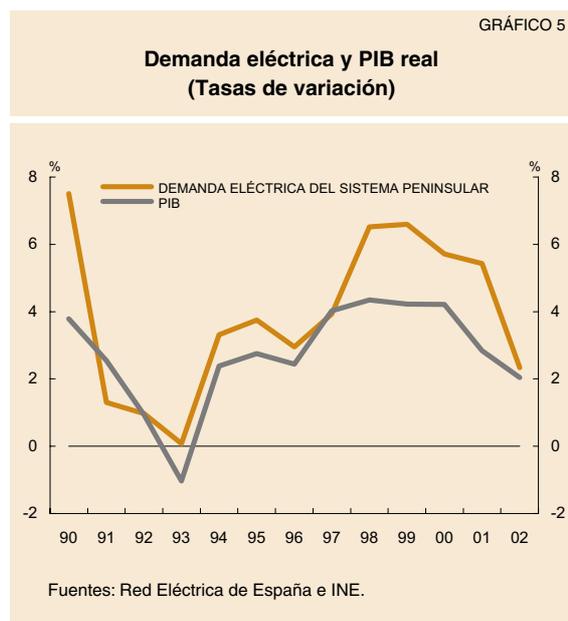
En el período analizado, el crecimiento de la demanda ha sido, además, superior al de la ca-

pacidad instalada. En relación con esta cuestión, en el cuadro 2 se presenta una estimación para el sistema peninsular del denominado factor de carga en la hora de demanda máxima, que mide la parte de la potencia disponible que fue necesaria para cubrir el momento de mayor demanda del año. El factor de carga se calcula, para cada año, como la relación porcentual entre la demanda máxima horaria registrada y la potencia disponible estimada que existía en dicha hora (6) [Marín (2001)]. Este indicador se refiere solo a la potencia disponible en generación y no tiene en cuenta, por tanto, los aspectos relativos al transporte o a la distribución de la electricidad. En 1996, primer año para el que se disponía de información suficiente para su cómputo, el factor de carga se situó en el 69%, proporcionando un margen de seguridad relativamente elevado, superior, con gran probabilidad, al necesario para atender picos de demanda imprevistos. Sin embargo, el factor de carga ha aumentado apreciablemente desde entonces, habiéndose situado en los años 2001 y 2002 próximo al 100%. A esta situación se ha llegado por el fuerte incremento de la demanda, en un contexto en el que, a pesar del crecimiento de la capacidad instalada, la potencia disponible estimada en ese período, con la excepción del año 2003, descendió respecto a los niveles de 1996, debido a la menor producción hidráulica y a unos coeficientes de indisponibilidad en las centrales de fuel-oil y gas anormalmente altos.

En cuanto a la evolución prevista del factor de carga en el futuro, debe tenerse en cuenta que existen ciertos compromisos y objetivos que deberían cumplirse en los próximos años, entre los que se incluyen la puesta en funcionamiento de los nuevos grupos de generadores de ciclo combinado, el aumento del grado de interconexión con otros sistemas eléctricos europeos, el mantenimiento de un crecimiento elevado de la electricidad producida por energías renovables, y la construcción de las infraestructuras de gas natural necesarias para satisfacer la demanda de las centrales de ciclo combinado y de las redes eléctricas, contempladas en la planificación del denominado «Informe marco» (7). En este contexto, en el cuadro 3 se presentan los supuestos y los resultados de distintos ejercicios de simulación del factor de carga para el

(6) Nótese que en la construcción de este indicador no se utiliza la potencia instalada sino la potencia disponible, por tres razones. En primer lugar, debido a que las centrales sufren indisponibilidades que reducen su capacidad de producción; en segundo lugar, porque la producción hidráulica no solo depende de la potencia instalada sino también de las precipitaciones y las reservas de agua de los embalses, y, por último, puesto que en el régimen especial algunas de las centrales dependen de las condiciones climatológicas, como sucede con la energía eólica, a la vez que la producción de electricidad de los cogeneradores no se rige tanto por la demanda de electricidad como por otros aspectos relacionados con su producto principal.

(7) Véase CNE (2003).



período 2004-2006. A partir de unos supuestos comunes que parten de las medias históricas registradas en el pasado y el cumplimiento de los objetivos y compromisos del sector (8), los distintos escenarios simulados varían en los niveles de energía hidráulica y en los coeficientes de indisponibilidad que se asumen. Para estas dos variables se utilizan dos alternativas posibles; por un lado, la que resulta de proyectar los valores medios históricos registrados en los meses de demanda máxima del período 1996-2003 y, por otro, la que se obtiene de extrapolar la situación más desfavorable registrada en el pasado, que se corresponde con los niveles de energía hidráulica media observados en los meses de máxima demanda horaria del período 1998-2002 —los más bajos de la etapa analizada— y con el coeficiente de indisponibilidad que se registró en enero de 2002.

En el caso más desfavorable (escenario 4, cuadro 3), el factor de carga se situaría en 2004 cercano al 100%, si bien para el año 2006 se reduciría hasta el 88%. Bajo unas hipótesis menos extremas, que se obtienen aplicando las medias históricas (escenarios 1 y 2), el factor de

(8) Estos supuestos comunes son los siguientes: la demanda punta crece anualmente al mismo ritmo que lo ha hecho en media en el período 1996-2003, es decir, al 5,6%, y se considera, además, que el máximo anual se registra a finales de año (cuando se encuentran operativas todas las nuevas centrales de ciclo combinado previstas para el año correspondiente); las nuevas centrales de ciclo combinado entran en funcionamiento según los calendarios previstos por los promotores, mientras que, de acuerdo con lo programado por el Gobierno, se cierra en el año 2006 la central nuclear más antigua; y la producción con energías renovables del régimen especial aumenta a una media anual del 17%, de manera que este tipo de energía represente un 12% de la demanda del año 2010, en línea con el Plan de Fomento de Energías Renovables 2000-2010.

Factor de carga en la hora de demanda máxima en el sistema peninsular

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
	11-dic-18h	16-dic-18h	9-dic-19h	16-dic-19h	25-ene-19h	17-dic-18h	9-ene-20h	18-feb-19h
Demanda punta horaria (MW)	25.357	27.369	29.484	31.247	33.236	34.930	34.336	37.212
Potencia disponible estimada en una hora (MW) (a)	36.979	37.935	33.238	37.318	36.920	35.380	34.542	42.092
<i>Térmica</i>	24.535	24.417	24.521	25.791	25.748	23.340	23.336	26.566
<i>Hidráulica</i>	10.669	11.525	6.296	8.423	7.856	8.424	7.232	10.531
<i>Adquirida al régimen especial</i>	1.774	1.993	2.421	3.103	3.316	3.617	3.974	4.996
Factor de carga estimado (b)	68,6 %	72,1 %	88,7 %	83,7 %	90,0 %	98,7 %	99,4 %	88,4 %

Fuente: Banco de España a partir de información de REE.

(a) Para los equipos térmicos (centrales nucleares, de carbón, de fuel y de gas) la potencia disponible se estima corrigiendo la potencia instalada por el coeficiente de indisponibilidades registradas en el mes en el que se produjo la máxima demanda horaria. Para la energía hidráulica se computa la producción hidráulica programada horaria máxima de dicho mes (es decir, se aplica la mejor de las situaciones posibles). Por último, para el régimen especial se utiliza la electricidad adquirida en este régimen para calcular la potencia media del mes.

(b) El factor de carga es el cociente entre la demanda punta horaria y la potencia disponible estimada en una hora, en tanto por ciento.

carga se situaría, sin embargo, en torno al 90,5% y el 77,8% en 2004 y 2006, respectivamente, lo que indicaría un mayor margen de seguridad en el suministro. En todo caso, debe tenerse en cuenta que, de cumplirse el objetivo de interconexión con otros sistemas eléctricos europeos, el margen de seguridad necesario para garantizar el suministro eléctrico en el sistema peninsular debería ser, en principio, menor, al poder contar con las reservas de otros sistemas.

4. LA INVERSIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO DESDE UNA PERSPECTIVA EMPRESARIAL (9)

Los cambios regulatorios que ha experimentado el sector en los últimos años, a los que se

(9) El análisis empresarial de este apartado se realiza a partir de la información económico-financiera de las empresas del sector incluidas en la base de datos de la Central de Balances del Banco de España (CB), y se refiere a la actividad eléctrica desarrollada en el territorio nacional. La CB incluye todas las principales empresas del sector eléctrico, además de algunas de las empresas medianas y pequeñas. Su grado de representatividad, medido en términos de VAB, excedente bruto de la explotación y número medio de empleados, supera siempre el 80%, si bien se observa una caída de la representatividad en los últimos años como consecuencia de la progresiva y creciente importancia que ha ido alcanzando el régimen especial. A efectos expositivos, y con el fin de aislar la evolución de la inversión en las actividades de generación, distribución y comercialización, se ha eliminado del análisis la empresa Red Eléctrica de España. Adicionalmente, la información de la CB se complementa en algunas ocasiones con la proporcionada por la patronal del sector UNESA. Aunque la información de estas dos fuentes de datos no es totalmente compatible, dado que su grado de cobertura es distinto, la información proporcionada por UNESA es particularmente interesante en los últimos cuatro ejercicios, dado que ofrece la cuenta de pérdidas y ganancias y el balance agregado de las principales empresas del sector por tipos de actividad.

hizo mención en la introducción, han tenido importantes consecuencias en las empresas del sector, tanto en su organización, debido, fundamentalmente, a la exigencia de la separación jurídica de actividades, como en sus ingresos operativos, condicionados por las decisiones regulatorias sobre los precios [Lago y Rojas (2003)]. En efecto, estos últimos se han visto especialmente afectados desde 1997 por los acuerdos de reducción progresiva de las tarifas anuales aplicadas a los consumidores, lo que justifica que, a pesar del fuerte crecimiento experimentado por la demanda de energía entre 1997 y 2002, la tasa de crecimiento del VAB del sector fuera del 0,6% (véase gráfico 6). En 2002, sin embargo, el VAB del sector recuperó tasas de crecimiento elevadas, como consecuencia, entre otros factores, del reconocimiento legal a las empresas eléctricas del denominado déficit tarifario (10).

Las empresas del sector eléctrico compensaron esta moderación en el incremento de sus ingresos operativos en los años más recientes con ajustes de plantillas que han permitido reducir sus gastos de personal. Ello, unido a la fuerte disminución de los gastos financieros, derivada, fundamentalmente, de la

(10) Debe tenerse en cuenta que, a pesar de que el importe reconocido como déficit tarifario del año 2002 (1.150 millones de euros) se cobrará linealmente en el período 2003-2010 a través de la tarifa eléctrica, la legislación contable permite incluirlo como ingreso ordinario de aquel año. Por su parte, los importes del déficit tarifario correspondientes a los años 2000 y 2001 han sido también incorporados a la cuenta de pérdidas y ganancias de 2002 de las compañías eléctricas, pero en este caso como ingresos extraordinarios, por lo que no influyen sobre el VAB de ese año ni de los dos años anteriores, aunque sí sobre el resultado neto final.

CUADRO 3

Estimación del factor de carga para el período 2004-2006

		Año	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
		2004	89,2%	91,7%	95,8%	98,7%
		2005	84,9%	87,1%	92,8%	95,4%
		2006	76,5%	78,1%	85,9%	88,0%
SUPUESTOS ESPECÍFICOS	Potencia disponible en una hora	Hidráulica	La registrada en media en los meses de demanda horaria máxima de 1996-2003	La registrada en media en los meses de demanda horaria máxima de 1998-2002	La registrada en media en los meses de demanda horaria máxima de 1996-2003	La registrada en media en los meses de demanda horaria máxima de 1998-2002
		Térmica	Los coeficientes de indisponibilidad son los observados en media en los meses de demanda horaria máxima de 1996-2003		Los coeficientes de indisponibilidad son los observados en enero de 2002	
SUPUESTOS COMUNES	Potencia disponible en una hora	Térmica	La potencia instalada en centrales de ciclo combinado de gas aumenta según los proyectos de los promotores			
			La potencia instalada en el resto de centrales es la existente en septiembre de 2003, con la excepción del cierre en 2006 de la central nuclear más antigua			
		Adquirida al régimen especial	La adquirida a productores con energías no renovables se mantiene al nivel de febrero de 2003			
			La adquirida a productores con energías renovables aumenta a un ritmo anual del 17% a partir del dato de febrero de 2003, mes en el que se observó el máximo de demanda			
		La demanda punta horaria crece anualmente un 5,6% y el máximo anual se registra a finales de año				

Fuente: Banco de España a partir de información de REE.

progresiva y continuada caída de los tipos de interés, les ha permitido seguir mostrando una capacidad de generar excedentes suficientes como para mantener sus rentabilidades (véase gráfico 7).

En este contexto, los procesos de inversión y financiación del sector, desde 1990 hasta la actualidad, presentan dos períodos claramente diferenciados. El período 1991-1998 se caracteriza por el mantenimiento de una tasa de crecimiento media anual de la formación bruta de capital fijo nominal negativa (-3,7%) (véase gráfico 8). Con todo, la inversión realizada se habría destinado, de acuerdo con la información proporcionada por UNESA, fundamentalmente, a las actividades de distribución y transporte (que concentraron alrededor del 60% del total de la inversión). Al mismo tiempo, la capacidad de autofinanciación (11) de las empresas del sector por su actividad ordinaria superó cla-

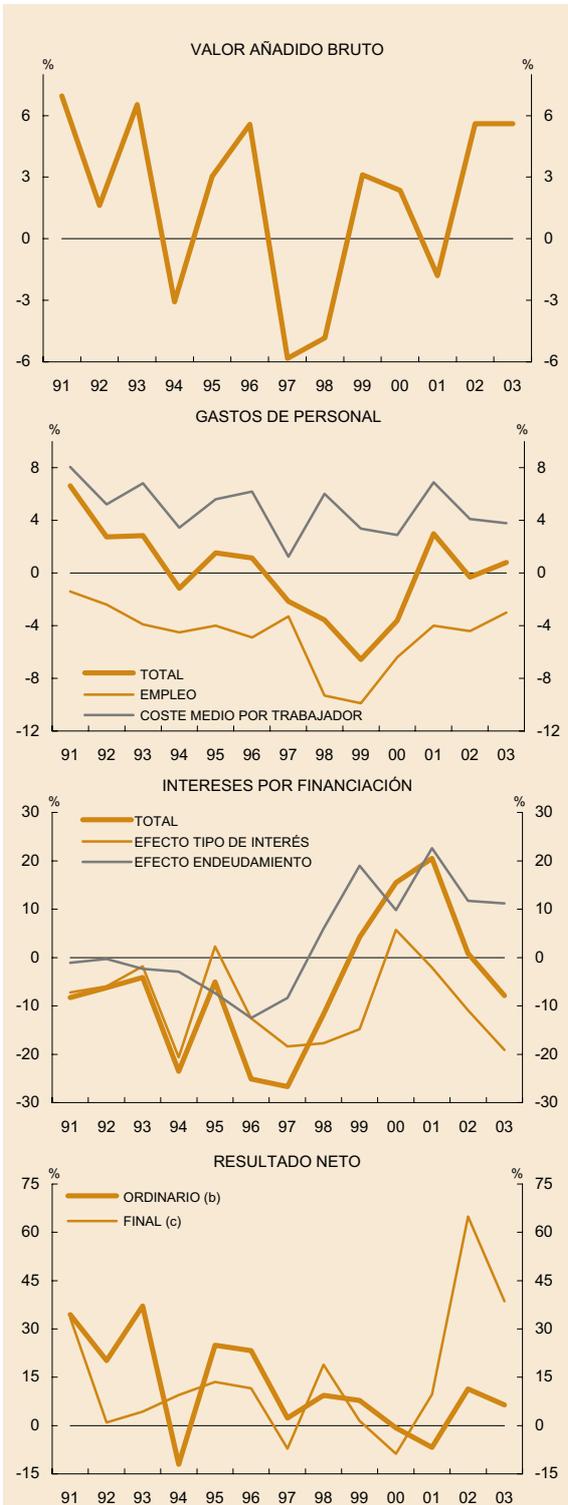
ramente las necesidades derivadas de los procesos de inversión, de forma que las empresas habrían destinado los recursos excedentes a reducir sus elevados niveles de endeudamiento de partida (véase gráfico 7). En efecto, el sector eléctrico redujo en más de 5 puntos porcentuales su nivel de endeudamiento en la primera mitad de los noventa, compensando el fuerte crecimiento que había registrado esta *ratio* a mediados de los ochenta (12). Tras situarse en el 44% en 1996, la *ratio* de endeudamiento alcanzó un mínimo del 42,7% en 1997.

(12) La reducción de casi 8 puntos del endeudamiento en 1996 se explica por dos razones. Por un lado, en julio de ese año se permitió la titulización de los derechos de recuperación de la totalidad del coste de la moratoria nuclear a través del recargo sobre la tarifa eléctrica, lo que supuso la salida del balance de los activos de las centrales nucleares paralizadas y, con los fondos obtenidos, la cancelación de las deudas derivadas de su financiación. Esta operación supuso la cancelación de 4.300 millones de euros de deuda. Por otro lado, la actualización de balances de 1996, que permitió una revalorización de los activos fijos, principalmente los materiales, provocando un aumento paralelo de los recursos propios a través de la creación de la denominada «reserva de revalorización».

(11) La autofinanciación se define como el beneficio no distribuido antes de amortizaciones, provisiones y plusvalías netas.

GRÁFICO 6

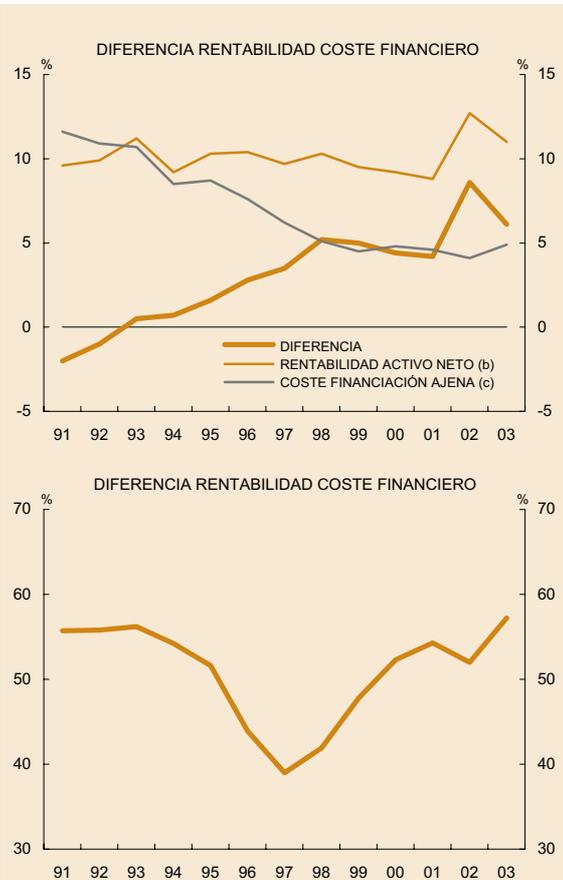
**Cuenta de resultados del sector eléctrico (a)
Tasas de variación**



Fuente: Central de Balances del Banco de España.
 (a) El año 2003 se ha estimado a partir de los tres primeros trimestres del año.
 (b) Resultado neto final = Resultado económico bruto – gastos financieros + ingresos financieros – amortizaciones y provisiones.
 (c) Resultado neto final = Resultado neto ordinario + Resultados extraordinarios.

GRÁFICO 7

Determinantes financieros del sector eléctrico (a)

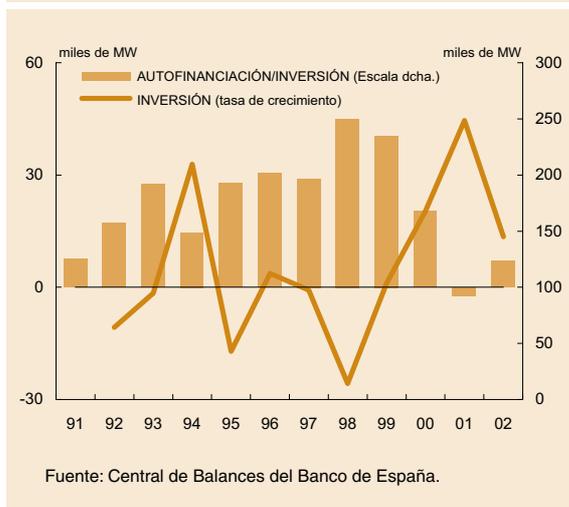


Fuente: Central de Balances del Banco de España.
 (a) El año 2003 se ha estimado a partir de los tres primeros trimestres del año.
 (b) Rentabilidad ordinaria del activo neto: resultado ordinario neto más intereses por financiación recibida, entre activo neto medio.
 (c) Coste de la financiación ajena: intereses por financiación recibida entre recursos ajenos con coste medios.
 (d) Endeudamiento medio: recursos ajenos con coste medios entre pasivo total medio.

Desde 1998, sin embargo, la inversión ha crecido a tasas muy elevadas (20% en media anual), y se habría destinado, según UNESA, tanto a la generación como al resto de actividades (véase gráfico 8). La autofinanciación de las empresas del sector fue, en todo caso, superior a la inversión, excepto en 2001, como consecuencia, en este año, tanto del fuerte incremento de la inversión como de la caída de los recursos generados. Durante la segunda mitad de los noventa se produjo, además, un incremento de las inversiones de las empresas, tanto en sectores estratégicos nacionales (telecomunicaciones, agua...) como en los sectores eléctricos de otros países, destacando, por su volumen, Latinoamérica. Como consecuencia de estas inversiones, la *ratio* de endeudamiento mostró un fuerte repunte desde 1997, hasta situarse casi 10

GRÁFICO 8

Inversión del sector eléctrico y *ratio* Autofinanciación/inversión



puntos porcentuales por encima en 2002, lo que ha generado un incremento de la carga de la deuda en los últimos años, a pesar de la reducción experimentada por los tipos de interés. Más recientemente, sin embargo, la autorización a las empresas eléctricas de las operaciones de titulación de los derechos de cobro del déficit tarifario, así como la venta por parte de estas de algunos activos, en particular las participaciones en REE de los cuatro grandes operadores, habría permitido reducir su endeudamiento y mejorar, por tanto, su situación patrimonial.

5. CONCLUSIONES

Desde 1990, la capacidad instalada del sector eléctrico peninsular ha crecido de forma elevada como resultado del fuerte avance de las instalaciones del régimen especial y del gas natural. A pesar de ello, el dinamismo de la demanda ha provocado que el factor de carga o *ratio* entre la demanda máxima horaria registrada y la potencia disponible en dicho momento haya aumentado apreciablemente en los últimos años.

De cara al futuro, el cumplimiento de los compromisos de puesta en funcionamiento de los nuevos grupos de generadores de ciclo combinado y de los objetivos de interconexión con otros sistemas eléctricos europeos, así como el mantenimiento de un crecimiento elevado de la electricidad producida por energías renovables, y la construcción de las infraestructuras de gas natural necesarias para satisfacer la demanda de las centrales de ciclo combinado y de las redes eléctricas, contempladas en la planificación del denominado «informe marco», garantizaría un crecimiento de la potencia de generación disponible superior al de la deman-

da, en un escenario de mantenimiento de los niveles de indisponibilidad y de crecimiento de la demanda similares a los del pasado. La determinación de si este crecimiento de la potencia de generación será, además, suficiente para garantizar el abastecimiento requeriría analizar las cuestiones relativas a la distribución y transporte de electricidad, así como a la distribución regional o zonal de las inversiones y de la demanda, que, como se señaló en la introducción, no son objeto de estudio en este artículo.

En un escenario de reducción progresiva de las tarifas aplicadas a los consumidores, la evolución de las empresas del sector en los últimos años se ha caracterizado por el mantenimiento de su capacidad de generación de recursos a partir de factores que difícilmente se prolongarán en el futuro (reducción de la carga financiera y de los gastos de personal, fundamentalmente), y por las elevadas inversiones realizadas tanto en el sector eléctrico nacional como en otros sectores estratégicos nacionales y en los sectores eléctricos de otros países, principalmente de Latinoamérica, lo que ha generado un repunte del endeudamiento. El reciente reconocimiento legal del déficit tarifario y de la titulación de los derechos de cobros derivados del mismo, y la venta de algunos activos han mejorado, sin embargo, la perspectivas de generación de recursos y la situación patrimonial de las empresas, y, por tanto, su capacidad para afrontar las necesidades de inversión mencionadas.

8.1.2004.

BIBLIOGRAFÍA

- COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA (2003). *Segundo informe semestral de seguimiento de las infraestructuras referidas en el informe marco sobre la demanda de energía eléctrica y de gas natural y su cobertura*, octubre.
- (varios años). *Información básica de los sectores de la energía*.
- (varios años). *Información básica del sector eléctrico*.
- LAGO, M.^a J. y A. ROJAS (2003). «El sector eléctrico: la difícil apuesta por la competencia», en *1987-2003. Integración económica y financiera de España*, Analistas Financieros Internacionales.
- MARÍN, P. L. (2001). «El problema de la garantía de suministro en los mercados liberalizados de electricidad», *Economistas*, n.º 91, pp. 345-348.
- OXERA (2001). *Electricity Liberalisation Indicators in Europe*, octubre.
- RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA (varios años). *El sistema eléctrico español*.
- (varios números). *Boletín estadístico de energía eléctrica*.
- (varios números). *Informe mensual*.
- UNESA (varios años). *Memoria estadística eléctrica*.