

## El Protocolo de Kioto, un reto para el sistema eléctrico español

**M.<sup>a</sup> Ángeles Fernández López**

*Universidad Autónoma de Madrid*

*Departamento de Análisis Económico: Teoría e Historia Económica*

*Facultad de CC. Económicas y Empresariales*

*Mod. X-206A. Campus de Cantoblanco.*

*Carretera de Colmenar, km. 15. 28049 Madrid*

*mangeles.fernandez@uam.es*

### RESUMEN

España ratificó su adhesión al Protocolo de Kioto en mayo de 2002, por lo que ha asumido un compromiso de no contaminación que implica la reducción de las emisiones de, entre otros, CO<sub>2</sub>. Este compromiso, que afecta a numerosas empresas e industrias del país pero deja de lado sectores muy contaminantes como los transportes o el sector residencial, se ha materializado en el Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión.

Entre los sectores más afectados por el Plan de Asignación se encuentra el eléctrico, proveedor de un bien esencial para la economía. Desde el punto de vista del sistema eléctrico, la diversificación del parque generador es la pieza clave para que dicho sistema sea de confianza y pueda atender con garantía y seguridad las necesidades de la demanda en todo momento, así como ofrecer una gestión óptima de las curvas de carga diaria y anual.

El sistema eléctrico se enfrenta a un reto importante, las implicaciones del compromiso español con el medio ambiente y la compatibilidad del mismo con la garan-

tía de suministro de energía eléctrica puede resultar más complejo y tener unos costes mayores que los que la economía española y la sociedad pueden estar dispuestos a asumir. En el trabajo se analizan las consecuencias que este plan tendrá sobre el sistema eléctrico español y las posibilidades de cumplimiento de ambos objetivos: menor contaminación y atención de la demanda eléctrica con un elevado grado de confianza y calidad en el suministro. Además de los efectos sobre el sector en conjunto, tiene interés el análisis por fuentes de producción y empresas implicadas.

**Palabras clave:** Kioto, Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión, Sistema Eléctrico Español.

Clasificación JEL: Q49, Q50.

## 1. EL PROTOCOLO DE KIOTO Y EL PLAN NACIONAL DE ASIGNACIÓN DE DERECHOS DE EMISIÓN

España aprobó la Ratificación del Protocolo de Kioto en mayo de 2002 (publicación en el BOE de 8 de febrero de 2005). Por otro lado, el Consejo Europeo aprobó el Protocolo en nombre de la Unión Europea por la Decisión 2002/358/CE. Este protocolo supone la adhesión a un Convenio Marco de la Naciones Unidas con el fin de promover el desarrollo sostenible y, para ello, establece una serie de limitaciones en relación a la emisión de gases contaminantes a la atmósfera y otras medidas relativas a la gestión forestal, forestación y reforestación.

La adhesión supone un compromiso de limitación a las emisiones de los seis gases considerados causantes del «efecto invernadero» y del calentamiento global que son: dióxido de carbono, metano, óxido nitroso, hidrofluorocarbonos, perfluorocarbonos y hexafloruro de azufre. Aunque el protocolo no establece sanciones en caso de incumplimiento, la Unión Europea sí que prevé estas sanciones así como mecanismos que permitan el comercio de derechos de emisión (*GreenHouse Gas Commodities*). También en el Protocolo se contemplan acciones encaminadas a facilitar el logro de los objetivos; estas acciones, llamadas *mecanismos flexibles*, consisten en: «Aplicación conjunta»<sup>1</sup>, «Mecanismo de desarrollo limpio»<sup>2</sup> o el «Comercio de emisiones».

<sup>1</sup> Suponen la inversión en proyectos de reducción de emisiones, por parte un país desarrollado en otro también desarrollado. Esta medida está pensada para la inversión en países del Este.

<sup>2</sup> Un país desarrollado invierte en tecnologías de desarrollo limpio en un país en vías de desarrollo.

El compromiso establece, para nuestro país, que el nivel de emisiones no debe superar en más de un 15% el nivel de 1990. En la actualidad, ya superamos en un 45% las emisiones de dicho año, es decir, superamos en tres veces el límite máximo, por lo que parece bastante difícil que logremos los objetivos previstos. Por otro lado, más del 50% de estas emisiones proceden de los sectores de transporte y residencial, los cuales no están cubiertos ni por la Directiva Europea ni por el Protocolo de Kioto durante el primer período de compromiso (2005-07). Sin embargo, el Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión sí prevé ciertas actuaciones y medidas en los sectores no cubiertos por la Directiva.

El gobierno español aprobó, mediante Real Decreto 1866/2004 de 6 de septiembre, el Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión 2005-2007. Este plan es el que determina el volumen total de derechos de emisión que se asignan a las instalaciones en cada período y el método de asignación. El objetivo básico es que el nivel de emisiones del período se establezca en torno al nivel medio de los años 2000-02, lo que supone una cierta reducción respecto al nivel de 2002. A medio plazo, para el período 2008-2012, se propone un esfuerzo adicional para que las emisiones no superen en más de un 24%<sup>3</sup> las emisiones de 1990, en este período si una empresa supera las emisiones para las que disponga de derechos deberá comprarlos en el mercado o pagar una multa<sup>4</sup>.

El PNA asigna 174,56 millones de toneladas equivalentes de CO<sub>2</sub> a 972 instalaciones industriales. En este primer plan se han asignado los derechos de forma gratuita, pero se prevé que en los sucesivos planes ya no sea así y en el siguiente, 2008-12, un 10% de las asignaciones dejarán de ser gratuitas.

En la asignación aprobada se ha diferenciado entre sector eléctrico y resto de sectores y, para el reparto, se han tenido en cuenta, básicamente, los datos históricos de emisiones, reservando además una cantidad para nuevos entrantes.

El análisis de los datos del reparto<sup>5</sup> muestra que el sector eléctrico ha sido el segundo que ha alcanzado un menor grado de cobertura de sus peticiones, con un 93,51%, superando tan solo al sector de la cal con un 89,15%. Frente a éstos, side-

<sup>3</sup> Resulta de sumar al objetivo de Kioto (15%), la estimación de absorción por sumideros (2%) y los créditos procedentes del mercado internacional (7%).

<sup>4</sup> Se establece un valor monetario máximo, pero si los beneficios económicos de la infracción superan el importe de la multa, ésta se podrá aumentar hasta el doble del beneficio, con lo que se pretende evitar lo máximo posible las emisiones sin derechos.

<sup>5</sup> BOE nº 216, de 7 de septiembre de 2004.

rurgia, vidrio y azulejos y baldosas superaron el 97% de cobertura. El sector eléctrico está por debajo de la media de los sectores industriales y del total del comercio (ésta es del 94,38%). En el cálculo de estas asignaciones se ha previsto incluso el cierre de ciertas centrales.

Para el cálculo de las asignaciones correspondientes a instalaciones del sector eléctrico se ha partido de las medias históricas de emisiones del período 2000-2002 y se han seguido criterios de tipo geográfico y tecnológico<sup>6</sup>.

Entre las alegaciones realizadas por los agentes implicados destacan la falta de representatividad del período de referencia de las emisiones históricas (2000-2002), la excesiva agregación sectorial y falta de claridad en la metodología de asignación (individual y por sectores de actividad)

El Ministerio de Medio Ambiente ha publicado el listado de emisiones, que es el que aparece en la Tabla 1, correspondiente a cada sector implicado y a cada unidad productiva. Para el sector eléctrico supone una reducción, cada año, de 1.000 kt CO<sub>2</sub>, mientras que no se prevé esta reducción en el resto de sectores, e incluso se permite cierto crecimiento para algunas instalaciones.

Tabla 1

SECTOR	INSTS definitivo	INSTS 26-11-04	INSTS 7-9-04	DEFINITIVO			26-11-04			PNA BOE		
				Asignado	Reserva	TOTAL	Asignado	Reserva <sup>1</sup>	TOTAL	Asignado	Reserva <sup>2</sup>	TOTAL
SECTOR ELÉCTRICO	204	211	192	85.400	1.000	86.400	84.560	1.840	86.400	84.560	1.840	86.400
REFINO DEL PETROLEO	13	13	10	15.250			15.250			15.250		
SIDERURGIA	28	28	33	11.230			11.230			11.230		
CEMENTO	35	35	36	27.535			27.250			27.250		
CAL	25	24	26	2.456			2.280			2.280		
TEJAS Y LADRILLOS	289	255	309	4.750			4.248			5.550		
AZULEJOS Y BALDOSAS	22	23	20	875	1.994	73.880	852	3.580	73.880	1.120	3.580	73.880
VIDRIO	37	37	34	2.244			2.170			2.170		
FRITAS	22	19	21	677			630			630		
PASTA DE PAPEL, PAPEL Y CARTON	114	110	151	5.288			5.150			4.810		
INSTALACIONES MIXTAS ANEXO I	1	1	0	1.581			1.230			0		
<b>TOTAL ANEXO I</b>	<b>790</b>	<b>756</b>	<b>832</b>	<b>157.286</b>	<b>2.994</b>	<b>160.280</b>	<b>154.850</b>	<b>5.420</b>	<b>160.280</b>	<b>154.850</b>	<b>5.420</b>	<b>160.280</b>
COGENERACIONES NO ANEXO I	165	168	234	12.238	364	12.602	11.890	920	12.810	11.110	920	12.030
INSTALACIONES MIXTAS NO ANEXO I	2	2	0	1.682	0	1.682	1.474	0	1.474	0	0	0
<b>TOTAL NO ANEXO I</b>	<b>167</b>	<b>170</b>	<b>234</b>	<b>13.920</b>	<b>364</b>	<b>14.284</b>	<b>13.364</b>	<b>920</b>	<b>14.284</b>	<b>11.110</b>	<b>920</b>	<b>12.030</b>
<b>TOTALES</b>	<b>957</b>	<b>926</b>	<b>1.066</b>	<b>171.206</b>	<b>3.358</b>	<b>174.564</b>	<b>168.214</b>	<b>6.340</b>	<b>174.564</b>	<b>165.960</b>	<b>6.340</b>	<b>172.310</b>

1: El listado publicado el 26-11-04 no incluye la reserva de nuevos entrantes. Se mantienen las del RD 1866/2004  
2: El PNA publicado en el BOE incluye una desagregación sectorial orientativa para los sectores industriales Anexo I

Fuente: Plan Nacional de Asignación 2005-2007, Tabla Resumen. [www.mma.es](http://www.mma.es)

<sup>6</sup> Según este criterio se ha previsto la progresiva desaparición de centrales de fuelóleo y el incremento de la cobertura de la demanda con centrales de ciclo combinado.

En la información relativa a la asignación por tipos de centrales, se observa claramente la reducción de los derechos de emisión en el período (2005-07) para las centrales de carbón. El tratamiento de las centrales de ciclo combinado es bien distinto, previendo, por un lado, una cierta reducción en 2006 para las centrales que ya están funcionando en 2005 y un ligero incremento en 2007, asignando los mismos derechos a cada una de ellas; por otro lado, asigna una cuantía creciente de derechos para aquellas unidades que comienzan su producción en 2006 ó 2007. Se aprecia claramente el interés y potenciación de este tipo de generación frente a la clásica del carbón. Finalmente las centrales de fuel (que son las que producen el kWh más caro del parque generador además de ser muy contaminantes) son las que sufren una mayor reducción de emisiones, previendo que sean cero en 2007. Como se explica en el siguiente apartado, a pesar de ser centrales que sólo participan para atender picos de demanda, en 2005 supusieron más de un 7% del total de la producción, y esa participación creció en un 12,4% respecto a la correspondiente a 2004.

Por otro lado, esta asignación de derechos no ha tenido la misma repercusión en todos los grupos empresariales del sector puesto que el parque generador de cada uno resulta determinante a la hora de valorar el esfuerzo que deberán hacer para cumplir con el objetivo de emisiones asignado. En la Tabla 2 se muestra el reparto por tecnologías de las cuatro principales empresas generadoras de electricidad en nuestro sistema, a fecha 31 de diciembre de 2003, justo antes de la aprobación del plan.

Tabla 2

Equipo generador				
Potencia instalada (31 diciembre 2003)				
Tecnología/empresa	ENDESA	IBERDROLA	UNIÓN FENOSA	HIDROCANTÁBRICO
Hidráulica	25%	40%	31%	17%
Carbón	29%	5%	35%	61%
Fuel-gas	24%	12%	13%	
Nuclear	17%	15%	13%	6%
Ciclos Combinados	5%	17%		16%
Renovables		10%	8%	
Otros		1%		

*Fuentes:* Elaboración propia a partir de las memorias de las empresas eléctricas.

Lógicamente, una primera implicación del compromiso español para el sector es que las empresas en cuyo parque generador tienen un gran peso las centrales térmicas (carbón y fuel-gas, principalmente) tendrán que hacer un esfuerzo mayor y su producción puede verse limitada por las exigencias medioambientales. Sería el caso de Endesa, Unión Fenosa e Hidrocantábrico. Mientras que las empresas con una participación mayor de hidráulicas, nucleares y renovables se encuentran en una situación más favorable (caso de Iberdrola). Sin embargo, nuestro objetivo es intentar medir el impacto del cumplimiento para el conjunto del sistema eléctrico español y, en especial, para el parque generador que es básico a la hora de garantizar una efectiva atención de la demanda.

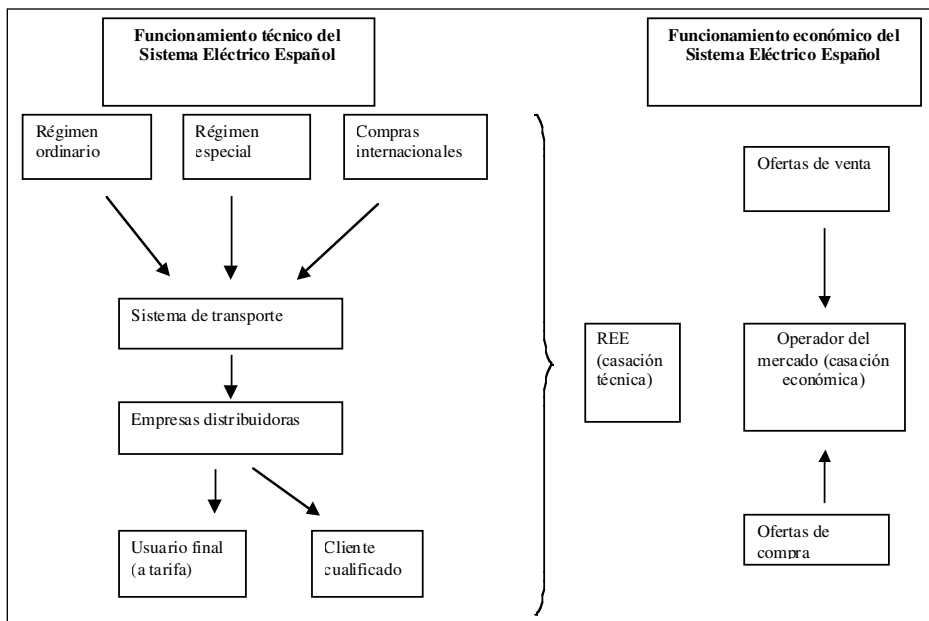
## 2. GENERACIÓN Y TRANSPORTE EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

Bajo el concepto de *suministro de energía eléctrica* se engloban diversas actividades necesarias hasta que la energía llega finalmente al consumidor, dichas actividades son distintas entre sí y pueden separarse técnica, económica y legislativamente. Las principales actividades son: generación de la energía, transporte y distribución y, en último término, comercialización a los consumidores finales. El sistema eléctrico español, en conjunto, se organiza de la forma que aparece en el esquema 1.

Según este esquema, la producción de energía eléctrica puede ser realizada por generadores nacionales o a través de importaciones. Los generadores nacionales se agrupan en régimen ordinario (las tradicionales centrales de producción: térmicas clásicas, nucleares, hidráulicas y ciclos combinados) o en régimen especial (reguladas por los RD2818/1998, RD-Ley 6/2000 y RD 841/2002), donde se incluyen todas las nuevas formas de producción de «energía limpia» (eólicas, mini hidráulicas, etc.). Esta producción de energía eléctrica es vertida al sistema y, a través de la red de alta tensión, llega a las compañías distribuidoras que, finalmente, la llevan hasta el cliente final (que puede estar sometido a tarifa o ser cliente cualificado, que compra energía a un precio libremente pactado).

Por otro lado, la gestión económica del sistema, lo anteriormente explicado sería la gestión técnica, se realiza a través del Operador del Mercado Eléctrico (OMEL). Las ofertas de compra y venta de energía para el día siguiente son recibidas por dicho operador que, tras la casación económica de las mismas, envía los resultados al operador técnico del sistema (Red Eléctrica de España) para que realice los ajustes técnicos correspondientes y el programa económico sea posible también desde el punto de vista técnico.

Esquema 1



Fuente: Elaboración propia, adaptación de esquema de REE.

De las tres fases que integran la actividad, nos centramos en la de generación por ser la que se verá más afectada por el cumplimiento del Protocolo y la implantación del PNA y damos también algunas notas sobre el transporte de electricidad.

### 2.1. La generación de electricidad

En cuanto a la generación, la forma de producción de la energía eléctrica varía en función del combustible utilizado siendo las formas más comunes las centrales hidroeléctricas, térmicas clásicas (carbón o fuel-oil), térmicas nucleares y ciclos combinados. Por otro lado, como ya dijimos, está el «Régimen especial» que incluye centrales eólicas, biomasa, cogeneración, solares, etc. y cuya producción recibe un tratamiento especial en el mercado mayorista.

Las formas «tradicionales» de producción eléctrica (hidroeléctrica, térmica o nuclear) tienen, básicamente, la misma base: se aprovecha cierta forma de energía

(mecánica o química) para generar calor que, mediante una turbina, se transforma en energía eléctrica. Pero existen radicales diferencias en cuanto a los costes de producción de cada una de estas formas, de manera que los costes fijos y variables de las distintas plantas oscilan en unos márgenes de gran amplitud. También existen diferencias técnicas en cuanto a posibilidades de utilización o no de las centrales y retirabilidad de las mismas. Entendemos por *retirabilidad* la posibilidad de decidir la puesta en funcionamiento o la parada de una central siguiendo criterios de rentabilidad económica, es decir, la posibilidad de producir energía en esa central sólo cuando el precio de venta de esa energía alcance un cierto valor. En este sentido las centrales nucleares deben funcionar en todo momento debido al enorme coste que supone su puesta en marcha, mientras que otras térmicas (carbón y fuel-oil) pueden adaptarse perfectamente a cambios en la demanda. Las hidroeléctricas serán adaptables o no, según funcionen a partir de agua embalsada (puede decidirse en qué momento producir) o agua fluyente (actúan según el cauce del río). La producción con parques eólicos sólo es posible con ciertas condiciones de viento y no permite la programación previa.

Las centrales dotan a un sistema eléctrico de una potencia, capacidad máxima de producción, medida Megawatios (MW), a partir de la que cual se realiza la producción efectiva de energía, medida en en kilowatios-hora (kWh).

La actividad de generación, en régimen convencional, está sometida a libre competencia, generación y venta de energía, aunque la instalación de nueva capacidad productiva sigue sometida a gran número de trámites y autorizaciones administrativas. Los últimos datos disponibles respecto a la potencia instalada en cada uno de los regímenes (ordinario y especial) así como la evolución en los últimos años aparece en las Tablas 3 y 4

Tabla 3

Potencia instalada del régimen ordinario (MW) 2005 Total Nacional		%	% 05/04
Hidráulica	16.658	28,3	0,0
Nuclear	7.876	13,4	0,0
Carbón	12.075	20,5	0,0
Fuel / Gas	9.518	16,2	-6,6
Ciclo Combinado	12.716	21,6	53,5
TOTAL	54.843	100,0	6,8

*Fuente:* Datos REE y elaboración propia



Tabla 4

Potencia instalada del régimen especial (MW) 2005 Total Nacional		%	% 05/04
Eólica	9.653	51,7	15,0
Resto Rég. Especial	9.024	48,3	3,0
TOTAL	18.677	100,0	8,9

Fuente: Datos REE y elaboración propia

Como puede observarse en las tablas anteriores, la potencia instalada ha aumentado en el último año de forma importante, sobre todo en el *régimen especial* y, dentro del mismo, han crecido de forma muy significativa los parques eólicos que constituyen la principal fuente de producción de energía eléctrica perteneciente a dicho régimen especial. No obstante, los datos anteriores se refieren al conjunto nacional. Si tenemos en cuenta únicamente la producción peninsular, la potencia instalada creció en 2005 un 7,3% respecto a 2004 (REE, 2006). El crecimiento de la potencia instalada en régimen ordinario ha sido debido a la entrada en servicio de 8 grupos de ciclo combinado (más otros tantos en el año anterior), lo que, por otro lado, ha elevado de forma importante la aportación a la estructura de la producción bruta, como se refleja en la Tabla 6. En la Tabla 5 se ofrecen los datos de evolución de la potencia instalada en el período 1999-2003.

La diversidad del parque generador es clave para determinar tanto los precios de la energía que se van a registrar en el mercado diario como la capacidad de atención de la demanda en momentos pico, que es lo que nos interesa estudiar. Según la Tabla 3, casi un 30 por ciento de la potencia instalada en régimen ordinario corresponde a centrales hidráulicas, lo que implica que la efectiva utilización de este tipo de centrales para la producción eléctrica está condicionada a la existencia de reservas hídricas. Un 14% de la potencia instalada es de tipo nuclear. Las centrales nucleares, además, son las que presentan menores costes variables y unos elevados costes fijos, por lo que están produciendo de forma continua y vendiendo al mercado al precio mínimo para asegurarse la venta de la energía. Las centrales de carbón, las más contaminantes, suponen una quinta parte de la potencia instalada total. El resto se reparte entre centrales de fuel/gas (un 16%), que son las más caras y, por tanto, sólo se utilizan para cubrir picos de demanda y centrales de ciclo combinado (el 21% restante) que son la apuesta más importante para atender la creciente demanda y con menor cantidad de emisiones contaminantes.

La forma en las que las diversas tecnologías participan en la cobertura final de

Tabla 5. Balance de potencia instalada (MW)

	Potencia instalada a 31 de diciembre				
	1999	2000	2001	2002	2003
Hidráulica convencional y mixta	13.978	13.978	14.040	14.017	14.088
Bombeo puro	2.546	2.546	2.546	2.569	2.569
<b>Hidráulica</b>	<b>16.524</b>	<b>16.524</b>	<b>16.586</b>	<b>16.586</b>	<b>16.657</b>
<b>Nuclear</b>	<b>7.686</b>	<b>7.799</b>	<b>7.816</b>	<b>7.871</b>	<b>7.876</b>
Hulla + antracita	5.974	6.080	6.088	6.088	6.088
Lignito pardo	1.950	2.031	2.031	2.031	2.031
Lignito negro	1.450	1.502	1.502	1.502	1.502
Carbón importado	1.864	1.929	1.944	1.944	1.944
<b>Carbón</b>	<b>11.238</b>	<b>11.542</b>	<b>11.565</b>	<b>11.565</b>	<b>11.565</b>
<b>Fuel/Gas (*)</b>	<b>8.214</b>	<b>8.214</b>	<b>8.214</b>	<b>7.494</b>	<b>6.930</b>
<b>Ciclo Combinado</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2.794</b>	<b>4.394</b>
<b>Total régimen ordinario</b>	<b>43.662</b>	<b>44.079</b>	<b>44.181</b>	<b>46.310</b>	<b>47.422</b>
Hidráulica	1.295	1.370	1.422	1.450	1.496
Eólica	1.493	2.079	3.135	4.530	5.361
Otras renovables	295	340	456	619	674
No renovables	4.161	4.968	5.544	6.065	6.270
<b>Régimen especial</b>	<b>7.244</b>	<b>8.757</b>	<b>10.557</b>	<b>12.663</b>	<b>13.801</b>
<b>Total</b>	<b>50.906</b>	<b>52.836</b>	<b>54.738</b>	<b>58.973</b>	<b>61.223</b>

(\*) Incluye CIG (Elcogás)

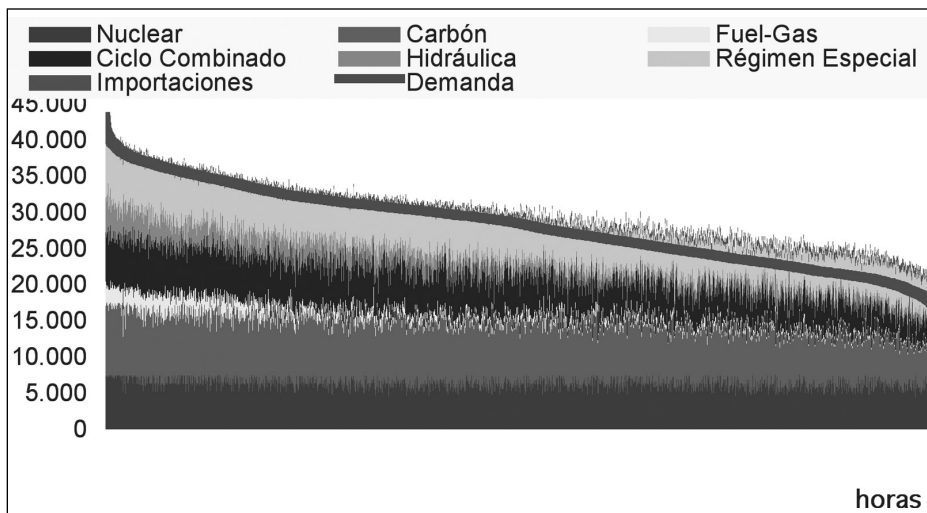
Fuente: REE (2004b)

la demanda a lo largo de un año viene representada en la curva monótona de carga. La correspondiente al año 2005 para nuestro país fue la que aparece en el Gráfico 1:

Podemos observar en la curva monótona que hay cierto tipo de tecnologías que, por sus características funcionan las 8760 horas del año, así por ejemplo la nuclear y el carbón. Son lo que se denomina «carga base» del sistema. Hay centrales muy modulables que participan en momentos de demanda media y alta (hidráulicas) y centrales, las más caras, que sólo participan para atender la demanda de momentos pico, como podemos ver, centrales de fuel-gas y ciclos combinados. El régimen especial tuvo una participación bastante estable a lo largo de todo el año.

En la Tabla 6 se presenta el balance eléctrico anual para 2005 por tipos de centrales, con los datos de producción bruta, porcentaje de participación y variación sobre el año 2004.

Gráfico 1



Fuente: Gráfico facilitado por Red Eléctrica de España.

Aunque no se especifica en la Tabla 6, debemos destacar que la producción de energía eólica creció más de un 27% en 2005. Por otro lado podemos observar que la producción a partir de centrales hidráulicas disminuyó de forma muy importante, más de un 34%, debido principalmente a la falta de recursos hídricos por ser un año especialmente seco, circunstancia que también se dio en 2004. Como consecuencia de estos años especialmente secos, para atender la cada vez mayor demanda de energía eléctrica, será necesario utilizar fuentes de producción más caras y más contaminantes (gas, carbón, fuel). La producción hidroeléctrica, en la que se basa de forma importante nuestro parque generador, tiene por tanto un importante límite en la pluviosidad de cada año. Además, las cuencas hidrográficas ya han llegado al límite de su explotación.

La producción con centrales de ciclo combinado es la que ha crecido de forma espectacular a lo largo del período, casi un 70% (y casi un 100% de 2003 a 2004), debido a la puesta en marcha de nuevos ciclos combinados (ocho y diez, como ya se dijo) y la pequeña participación relativa de este tipo de producción. Esta generación, junto con la eólica en renovables, es la gran apuesta del sector eléctrico, con una fuerte inversión (casi 10.000MW de potencia en el período 2003-2005, según REE). Las razones a favor son, fundamentalmente, la eficiencia de estas plantas (frente a, por ejemplo, carbón) y el menor coste del combustible (frente a, por ejemplo, fuel), pero

Tabla 6. Balance Eléctrico Nacional 2005

	GWh	% cobertura demanda	%05/04
Hidráulica	19.442	7,5	-34,7
Nuclear	57.539	22,1	-9,5
Carbón	81.313	31,3	1,5
Fuel/gas *	20.192	7,8	12,4
Ciclo Combinado	49.208	18,9%	69,8
<b>Producción bruta</b>	<b>227.694</b>		<b>3,3</b>
- Consumos en generación	10.798		
+ Régimen especial	50.859	19,6	10,6
<b>Producción neta</b>	<b>267.764</b>		<b>4,2</b>
+ Intercambios internacionales	-1.355	-0,5%	-55,2
- Consumos en bombeo	6.549		
<b>Demanda</b>	<b>259.950</b>	<b>100,0%</b>	<b>4,3</b>

\* Más de la mitad de la producción realizada con fuel/gas se produce en los sistemas extrapeninsulares

Fuente: Datos REE y elaboración propia.

están sometidas también a posibles restricciones en el suministro, como hemos podido observar en diversas ocasiones, tanto en invierno como en verano (diciembre 2004, marzo 2005, verano 2005).

En cuanto a la energía nuclear, su aportación es superior al 22%. Este porcentaje es importante si tenemos en cuenta que la potencia instalada supone menos del 15% (Tabla 3) y que, además de ser una energía muy barata y sin emisiones de CO<sub>2</sub>, tiene una muy elevada seguridad de utilización.

En la Tabla 7 se presenta la evolución de la producción bruta en régimen ordinario a lo largo del período 2000-2004.

De la tablas anteriores y en relación con la potencia instalada de cada tipo de tecnología, podemos destacar los siguientes puntos.

1. la potencia instalada de un determinado tipo de tecnología será fundamental a la hora de asegurar la efectiva atención de la demanda
2. pero la cobertura de la demanda dependerá de la posibilidad de utilización de esa tecnología, lo cual, por su parte, depende de factores incontrolables como la climatología (fundamental para la energía hidráulica y eólica)

Tabla 7. Estructura de la producción bruta en régimen ordinario (GWh). Evolución 2000-04

	2000	%	2001	%	2002	%	2003	%	2004	%
Hidráulica	27.842	15,8%	39.424	21,5%	22.598	12,2%	38.872	19,8%	29.777	14,4%
Nuclear	62.206	35,2%	63.708	34,7%	63.016	33,9%	61.875	31,6%	63.606	30,8%
Carbón	76.374	43,2%	68.091	37,1%	78.768	42,4%	72.249	36,9%	76.358	37,0%
Fuel/gas	10.249	5,8%	12.398	6,8%	16.474	8,9%	8.035	4,1%	7.697	3,7%
Ciclo Combinado		0,0%		0,0%	5.038	2,7%	14.991	7,6%	28.974	14,0%
Total	176.671	100,0%	183.621	100,0%	185.894	100,0%	196.022	100,0%	206.412	100,0%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE.

## 2.2. El transporte de la electricidad

Otro de los aspectos interesantes en cuanto a la producción de energía eléctrica es su localización geográfica. No todas las comunidades autónomas son autosuficientes en la generación de energía eléctrica de forma que, mientras algunas comunidades son exportadoras netas de energía otras son importadoras netas. El análisis del balance energético por comunidades autónomas<sup>7</sup> permite observar claramente que hay zonas con excedente en la producción de energía eléctrica, que cubren la falta de producción de otras zonas. En concreto, el noroeste peninsular (Galicia, Asturias, Castilla-León y Extremadura) es exportador neto de energía, mientras que el litoral mediterráneo y otras zonas (Madrid, La Rioja, Navarra y País Vasco) son importadores netos. Esta diversidad geográfica es determinante sobre el grado de eficiencia de un sistema, al tener que transportar la energía del centro productor al consumidor, con las pérdidas que implica.

Precisamente por esta diferente localización de la oferta de energía respecto a la demanda, se hace necesario el transporte de la misma (por la característica de imposibilidad de almacenamiento). El transporte, desde el punto de vista físico, se puede dividir en dos tipos: transporte de alta tensión y de baja tensión. El transporte de alta tensión conduce a la electricidad desde su punto de producción a los centros de distribución, lo cual suele suponer una larga distancia recorrida. Las líneas de muy alta tensión se asemejan a la red nacional de carreteras. Las líneas de alta tensión y de baja tensión son las que permiten llevar la electricidad desde las subestaciones de transformación a los consumidores finales de forma que pueda ser utili-

<sup>7</sup> Disponible en los informes de REE sobre «El Sistema Eléctrico Español».

zada la energía. En la Tabla 8 se muestran los datos de la red de transporte para el período 2003-2005.

Tabla 8. Red de transporte de energía eléctrica

	2003	2004	2005
Kilómetros	27.551	27.836	33.096
400kV	16.308	16.548	16.808
220kV y menos	11.243	11.288	11.288

Fuente: REE (2006).

La actividad de transporte, a pesar de no ser un monopolio natural desde el punto de vista económico<sup>8</sup>, se mantiene como actividad regulada debido al enorme poder de mercado que implica la tenencia y gestión de la red de transporte<sup>9</sup>. La red se nacionalizó en el año 1984 y desde entonces REE ha ido comprando a las compañías eléctricas toda la red de alta tensión, mientras que las líneas de baja tensión que llegan al usuario final son propiedad de las empresas de distribución. En general, la líneas de transmisión y distribución son la conexión física necesaria para que pueda existir competencia (AIE, 2001), por lo que el operador de la red del sistema debe, entre otras cosas, velar por el cumplimiento del libre acceso a la misma.

El operador del sistema es Red Eléctrica de España y como tal ha de garantizar el equilibrio entre la producción y el consumo de energía, asegurando la calidad del suministro eléctrico en cada lugar y en todo momento y aportando al sistema de mercado la seguridad y la liquidez que necesita. Como responsable de la gestión de la red de transporte, Red Eléctrica tiene asignadas las funciones de desarrollo y ampliación de las instalaciones de la red, su mantenimiento y mejora; gestiona el tránsito de electricidad entre sistemas exteriores que se realice utilizando las redes del sistema eléctrico español y garantiza el acceso de terceros a la red para que todos los agentes del sector puedan utilizarla en régimen de igualdad.

Hasta el año 2003, el 40% de la propiedad de REE estaba en manos de las cuatro principales empresas de generación eléctrica de nuestro sistema. Este elevado porcentaje podría parecer que posibilita la intervención de las empresas implicadas en la

<sup>8</sup> No hay nada que haga pensar que la actividad de transporte se enfrenta a costes medios decrecientes.

<sup>9</sup> Otros motivos para su regulación son las externalidades y costes hundidos que presenta.

gestión de la red y, en un intento de eliminar esta distorsión, la propiedad máxima de la red por parte de empresas que actúen en actividades sometidas a competencia ha sido limitada a un 1%<sup>10</sup>.

El operador de la red no sólo gestiona el transporte para lograr un abastecimiento de energía en condiciones de calidad y fiabilidad en todo momento sino que es el encargado de enviar al operador del mercado (OMEL) los posibles inconvenientes y dificultades técnicas de llevar a cabo el programa resultante de la casación económica establecida por el operador del mercado con las pujas enviadas por los agentes el día anterior al negociado. Como resultado, el operador del sistema, REE, es quien tiene la última palabra respecto a qué unidades entrarán a producir para atender la demanda en cada momento y cuáles participarán en la solución de restricciones técnicas. Lógicamente este conjunto de circunstancias otorgan un fuerte poder al operador del sistema que han de ser vigiladas y convenientemente reguladas.

Por otro lado, la fijación de precios de los servicios de la red deben incluir una serie de conceptos que consigan no sólo recuperar los costes de la red sino que aseguren incentivos para la realización de nuevas inversiones a largo plazo puesto que un sistema de confianza no debe descansar simplemente en la instalación de unidades de generación que aseguren la atención de la demanda sino que, como ya ha quedado de manifiesto a lo largo de este trabajo, la diversa localización geográfica de producción y demanda hacen imprescindible una red de transporte fiable y con capacidad suficiente como para asegurar esa efectiva atención de la demanda. Puesto que en España hay numerosas zonas deficitarias (Madrid, Andalucía y Levante, principalmente) sería conveniente que las empresas que van a construir nuevas plantas de generación trataran de situarse en esas zonas con déficit, de forma que la efectiva atención de la demanda no descansa de forma tan importante en la red de transporte y sea posible producir cerca del punto de consumo final, asegurando unas mínimas pérdidas por transporte.

Un aspecto más a considerar es que el hecho de tener una red que asegure también mejores y mayores conexiones con otros sistemas genera ventajas en dos sentidos: en primer lugar el sistema tendrá un mayor margen de confianza al poder atender picos de demanda con generación realizada fuera de nuestro sistema y, en segundo lugar, en referencia a un posible mercado competitivo, favorecerá la entrada de nuevos agentes en el mercado, potenciales competidores de los ya existentes.

<sup>10</sup> La limitación estaba en el 3% hasta que el Ministerio de Industria decidió rebajar el límite al 1% de la propiedad. Esta limitación no se aplica a la SEPI.

### 3. SEGURIDAD EN EL SUMINISTRO

El concepto de seguridad de suministro es bastante difícil de definir, no obstante una posible definición podría ser «la capacidad de un sistema eléctrico de ofrecer a los usuarios finales electricidad con un cierto grado de continuidad y calidad, de forma sostenible» (Eurelectric, 2004). Esta definición merece una distinción de sus implicaciones en dos plazos temporales: corto y largo plazo. La seguridad en el suministro eléctrico en el largo plazo implica la adecuación simultánea del acceso a los combustibles, la generación, la red y el mercado. Mientras que la seguridad en el suministro a corto plazo implica la confianza operativa del sistema como un conjunto y sus activos, incluyendo la capacidad para superar fallos en el corto plazo o de componentes individuales del sistema. De lo anterior se desprende que hay cuatro aspectos fundamentales en la seguridad del suministro: el acceso a los combustibles, la adecuación del sistema y del mercado y la seguridad operativa.

Todos los usuarios de energía eléctrica esperan recibir el servicio con un nivel de continuidad; sin embargo, los agentes implicados en el proceso, usuarios incluidos, deben reconocer que es un objetivo económicamente difícil en ciertas circunstancias, por el elevado volumen de recursos que implica. Por ello el nivel de continuidad es en ocasiones matizado por la existencia de una cláusula de interrumpibilidad, cuya duración máxima suele estar regulada en los contratos. Respecto a la calidad del suministro, el propio concepto de seguridad en el suministro implica que éste cumpla unos requisitos de calidad mínimos. Pero en el fondo de la cuestión también subyace que la seguridad del suministro implica la existencia un servicio con precios asequibles para un conjunto amplio de usuarios finales, si no es así, habría motivos para justificar una cierta intervención en el mercado. Y será el nivel de precios que la energía eléctrica pueda llegar a alcanzar una de las cuestiones clave a considerar en el análisis de las posibles consecuencias de la adopción del Protocolo de Kioto.

Como ya se indicó, una de las implicaciones a largo plazo de la seguridad del suministro eléctrico hace referencia al acceso a las fuentes primarias de energía, a los combustibles, a precios razonables, sin restricciones de tipo político o geopolítico. El papel clave en este aspecto lo jugarán las relaciones políticas de los gobiernos, nacional y supranacional, y posiblemente será uno de los puntos más problemáticos de la cuestión.

En cuanto a la adecuación de la generación, implica la existencia de capacidad de generación suficiente para atender la demanda en todo momento, tanto carga base como momentos pico, junto a la posibilidad de realizar importaciones de energía eléctrica.



Al hablar del transporte y distribución de electricidad, dijimos que para el correcto funcionamiento del sistema es necesario una red de transporte eficiente y bien gestionada, pero un aspecto más a considerar es que el hecho de tener una red que asegure también mejores y mayores conexiones con otros sistemas genera ventajas en dos sentidos: en primer lugar el sistema tendrá un mayor margen de confianza al poder atender picos de demanda con generación realizada fuera de nuestro sistema y, en segundo lugar, favorecerá la entrada de nuevos agentes en el mercado, potenciales competidores de los ya existentes.

La «Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity» (UCTE) es la organización encargada de coordinar la transmisión y los intereses de los operadores de sistemas en 20 países europeos y sus objetivos principales son lograr la seguridad en la provisión del servicio eléctrico y la promoción de la competencia. Este organismo independiente, además, elabora informes acerca de la adecuación y seguridad de los diversos sistemas eléctricos, nacionales y supranacionales, para atender los sucesivos incrementos de demanda.

En uno de estos informes (2002) sobre previsiones para el período 2002-04 destaca positivamente para nuestro país el establecimiento del mercado ibérico de energía y las nuevas conexiones con Francia. Respecto al margen de capacidad sobrante para que un sistema sea de confianza o las posibles conexiones internacionales como sustitutas de ese margen, UCTE (2003) considera que España, y la mayor parte de los países que forman parte de esta organización, tienen un margen de seguridad suficiente (capacidad sobrante >5% de la capacidad total de generación), que en España establece en torno al 10%. A pesar de ello, destaca que aunque la capacidad de interconexión no resulta ser un problema para la seguridad de todo el sistema ni para la adecuación del mismo por países, sí que ha de ser tenida en cuenta en el marco de un mercado eléctrico europeo, ya que sólo una red que asegure el flujo de intercambios podrá asegurar un sistema europeo óptimo basado en mecanismos de mercado. De lo contrario tendremos sistemas suficientes para atender las demandas nacionales y posibles intercambios puntuales que mejores en margen de capacidad, pero no podremos hablar de un mercado europeo factible. Hernández de Cos y otros (2004) hacen un análisis de la evolución del factor de carga<sup>11</sup> bajo diversos escenarios y, aunque ese factor crece de forma importante en los próximos años en todos los supuestos

<sup>11</sup> Cociente entre la demanda punta horaria y la potencia disponible estimada en una hora, en tanto por ciento.

previstos, el cumplimiento del objetivo de interconexiones con otros sistemas haría que el margen de seguridad para garantizar el suministro fuera en principio menor.

El último de estos informes, *UCTE System Adequacy Forecast 2005-2015 Report* (UCTE, 2005), señala que el margen de reserva necesario para nuestro sistema crecerá en el futuro gracias, principalmente, a los parques eólicos. Esto hará necesario tener un modelo de predicción del viento tan exacto como sea posible para facilitar que la gestión del sistema sea más segura y menos cara.

Para el conjunto de España y Portugal se prevé que la capacidad de generación crezca en 8 GW en el período 2005-07, la mitad de la cual sería de origen renovable. En consecuencia, el ratio *Exceso de capacidad/Capacidad de generación* se mantiene para 2007. Sin embargo, hay que destacar que este margen es, en todos los casos analizados<sup>12</sup>, inferior al 10%. La metodología usada para el informe establece que este margen debería representar el alrededor del 10% de la capacidad de generación nacional, considerando que nuestro sistema está sometido a variaciones de la curva carga o indisponibilidad de la capacidad de generación (recursos hídricos y eólicos). Aunque estos datos son, según el informe, positivos e incluso muestran una mejora respecto a datos anteriores, no sucede lo mismo para el Margen de referencia adecuado, que se calcula sumando al margen anterior (capacidad sobrante) la diferencia entre la demanda pico y la curva de referencia básica. En este caso, los datos no son tan positivos y no se llega al objetivo ya en el período 2005-07 (especialmente en verano). Además, el informe prevé, supuestos un incremento de la curva de carga de un 3,1% anual y una *Capacidad disponible con seguridad* en los niveles de 2010, un *Exceso de capacidad* en valores negativos para 2015.

Sin embargo, la adecuación de la generación no debería ser responsabilidad exclusiva de los agentes productores o del gestor del sistema, sino que parte de esta responsabilidad recae en un gran número de agentes. Por un lado, la Comisión Europea debe velar porque haya una armonización de las reglas y condiciones del mercado eléctrico en toda la Unión Europea (Directiva 2003/54/CE), además de asegurar que los inversores puedan decidir con libertad en todo lo relacionado con combustibles y tecnologías. Por su parte, los Estados miembros deben asegurar una reglas de juego conocidas y estables. Sólo con un marco perfectamente establecido y sin intervenciones inesperadas puede llegar a funcionar correctamente el mercado eléctrico.

<sup>12</sup> Los días elegidos para realizar la previsión son el tercer miércoles de enero (11:00 am y 7:00 pm) y de julio (11:00 am).

En su caso, los reguladores deben facilitar la existencia de un régimen regulatorio estable que asegure la competencia en los segmentos donde sea posible. Es posible que este objetivo implique cambios en reglas, pero deben ser, en la medida de lo posible, realizadas en consenso con los agentes implicados y nunca inesperadas o dañinas, pues implicarían un alejamiento de posibles inversores. El operador del sistema, al cargo de la transmisión y distribución, debería tener una planificación de la red transparente, que facilitara la inversión en generación y asegurara claridad y transparencia en el acceso a la red. Los oferentes de energía tendrán la obligación contractual de adquirir capacidad en cuantía suficiente para atender los contratos con sus clientes. Y finalmente, el cliente puede jugar un papel clave reduciendo la demanda pico como respuesta a programas de gestión de la demanda<sup>13</sup>. Respecto a la adecuación de la red, como ya se ha comentado, debe incluir la transmisión y distribución además de las conexiones internacionales, con el objetivo de tener capacidad e infraestructura suficientes para atender la demanda. Y la adecuación del mercado supone la capacidad del mismo para facilitar la conexión entre productores y consumidores.

Finalmente, la seguridad en el corto plazo, como ya se dijo, hace referencia al nivel de confianza de la operatividad del sistema como un total y sus activos. Para ello es necesario que haya una reservas técnicas adecuadas junto con otros servicios del sistema.

#### 4. CONCLUSIONES

El Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión tiene por objetivo final el cumplimiento del Protocolo de Kioto pero «preservando la competitividad y el empleo de la economía española» (Introducción, RD 1886/2004). Sin embargo, la aplicación del mismo a la industria eléctrica convertirá en menos competitivas a una parte muy importante de centrales de nuestro parque generador, las térmicas clásicas, cuyo funcionamiento se basa en el carbón. La producción de estas centrales deberá incorporar los nuevos costes asociados (posiblemente deberán comprar derechos de

<sup>13</sup> En este sentido, el Ministerio de Industria acaba de anunciar un paquete de medidas encaminadas a la reducción del consumo. Al cliente doméstico le supondrá la aplicación de tarifas penalizadoras si realiza un consumo elevado de energía.

emisión en el mercado por el exceso de emisiones sobre su cupo) lo que implicará un mayor precio de la energía que ofrezcan en el mercado mayorista («pool») y, en consecuencia, elevación del precio medio ponderado del mismo (si casan sus ofertas) o exclusión del proceso de casación por ser ofertas menos competitiva.

La segunda opción posible es que, dadas las limitaciones a la emisión y/o la pérdida de competitividad en el mercado, estas centrales dejen de producir energía eléctrica lo cual reduciría de forma drástica el parque generador y provocaría fuertes restricciones para la atención de la demanda. En todo caso, parece que puede tener un efecto negativo sobre el empleo del sector.

El apoyo que recibe la producción con gas (ciclos combinados) frente a carbón coloca a nuestro país en una situación de mayor dependencia energética frente al exterior. A pesar de la poca calidad del carbón español (sólo es competitivo en la medida en la que recibe ayudas), es un recurso del que disponemos; por otro lado, hay gran abundancia de reservas de carbón repartidas por gran número de países por lo que su precio en el mercado mundial es barato, lo que lo convierte en una fuente fiable y asequible, mientras que el aprovisionamiento de gas natural está sometido, por una parte, a fuertes oscilaciones y subidas de precios al estar unido al precio del petróleo y, por otra parte, a un posible agotamiento más rápido de los yacimientos. Todo ello sin entrar en posibles consideraciones de carácter geoestratégico y político relativas a la situación física de las reservas de este hidrocarburo.

La progresiva eliminación de las centrales de fuel y reducción de la producción de carbón, generará una reducción en la potencia instalada en nuestro parque generador que deberá ser cubierta por otro tipo de generación. En este proceso debemos tener en cuenta que la potencia que se elimina del parque es de tecnologías que tienen un alto grado de seguridad de utilización frente a otras, más respetuosas con el medioambiente, pero que presentan menor grado de fiabilidad, principalmente hidráulica (cuencas agotadas y dependencia de los recursos hídricos en cada año) y eólica (limitada por las condiciones climatológicas y atmosféricas). La sustitución por energía generada a partir de gas con los ciclos combinados, que parece la apuesta más fuerte, presenta, como puntos débiles, la dependencia de aprovisionamiento exterior el cual puede verse sometido a elevados precios, restricciones en el aprovisionamiento (por falta de capacidad de transporte y/o almacenamiento) y/o problemas geopolíticos (por la localización física de los yacimientos). Una última posibilidad sería la utilización de energía nuclear (barata y segura), pero no está prevista la construcción de nuevas centrales, tan sólo, quizás, el alargamiento de la vida de las centrales actuales.

A medio plazo, los efectos negativos del cumplimiento del Protocolo para el sector eléctrico español pueden ser considerables. Las exigencias para las empresas del sector son muy elevadas pero además no se reparten de manera igual. El mix de generación de los diversos grupos será determinante a la hora de establecer cuáles se encuentran mejor situación frente al nuevo reto (aquellas que tengan un parque con una parte importante de generación con renovables) y cuáles parten con cierta desventaja<sup>14</sup> (las que tengan un parque con alta presencia de térmicas convencionales y fuel). La pérdida de competitividad será generalizada y, si no hay mayor margen de capacidad de generación o reducción de la demanda, los precios de la electricidad crecerán. Las causas pueden ser dos: por un lado, la reducción de la oferta, por dejar fuera a centrales que no puedan producir por no poder emitir o bien la elevación del precio del kWh producido por éstas al tener que incorporar nuevos costes como, por ejemplo, la compra de derechos de emisión.

La posibilidad de comprar derechos de emisión a otras empresas mediante el comercio de emisiones sólo tendrá éxito si el mercado es transparente y líquido. Si no se cumplen estos dos requisitos de nada servirá tener un mercado y los mecanismos previstos de comercio, pues la incertidumbre en las reglas y la falta de información desanimarán a posibles agentes.

En resumen, la aplicación del Protocolo de Kioto y el cumplimiento del mismo pueden tener un efecto negativo, sobre todo a medio plazo, en nuestro sistema eléctrico. Los consumidores debemos asumir que dicho cumplimiento implicará, en el mejor de los casos, una subida de tarifas, consecuencia del incremento del precio del kilowatio-hora en el mercado mayorista. Y, en el peor de los casos, la reducción de la potencia instalada de tecnologías fiables y seguras y su sustitución por fuentes cuya utilización depende de factores no controlables y difícilmente previsibles, puede generar problemas de atención de la demanda que crece de forma sostenida y con tasas muy altas cada año. Desde el punto de vista empresarial, el cumplimiento de estos nuevos compromisos medioambientales afecta de forma diversa a las empresas implicadas, dependiendo de la estructura de su parque generador. En todo caso, la asignación de derechos prevista en el Plan Nacional puede que no sea la más adecuada para garantizar un producción de energía eléctrica en condiciones de fiabilidad y seguridad y con unos precios que se mantengan en los niveles actuales.

<sup>14</sup> Como ya se indicó, Endesa e Unión Fenosa son las más perjudicadas en el reparto de emisiones de CO<sub>2</sub>, mientras que Iberdrola es la más beneficiada.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA-OCDE (2001), *Competition in Electricity Markets*. París.
- EURELECTRIC (2004), *Security of electricity supply* (Discussion Paper)
- HERNÁNDEZ DE COS, P. y otros (2004), «La evolución de la demanda y de la producción en el sector eléctrico español», *Boletín Económico*, Banco de España (enero), pp. 61-69.
- MINISTERIO MEDIO AMBIENTE (2004), *Propuesta de Asignación de Derechos de Emisión*
- REE (2006), *El Sistema Eléctrico Español. Avance del Informe 2005*
- REE (2005), *El Sistema Eléctrico Español. Informe 2004*
- REE (2004), *El Sistema Eléctrico Español 2003*
- UCTE (2002), *Ucte Power Balance Forecast, 2002-2004*
- UCTE (2003), *Ucte System Adequacy forecast 2004-2010*
- UCTE (2005), *Ucte System Adequacy: 2005-15 Forecast*

## *Legislación consultada y utilizada*

- Instrumento de Ratificación del Protocolo de Kyoto al Convenio Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, hecho en Kyoto el 11 de diciembre de 1997 (BOE, de 08 de febrero de 2005)
- Real Decreto 60/2005, de 21 de enero, por el que se modifica el Real Decreto 1866/2004 de 6 de septiembre, por el que se aprueba el Plan Nacional de asignación de derechos de emisión, 2005-2007
- Real Decreto 1866/2004 de 6 de septiembre, por el que se aprueba el Plan Nacional de asignación de derechos de emisión, 2005-2007 (BOE, de 07 de septiembre de 2004)
- Real Decreto ley 5/2004, de 27 de agosto por el que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero
- Real Decreto 841/2002, Instalaciones Régimen Especial y Participación en Mercado
- Real Decreto 1164/2001 de Tarifas de Acceso
- Real Decreto-Ley 6/2000 de Medidas Urgentes de Intensificación de Competencia
- Real Decreto 2818/1998, sobre Régimen Especial
- Directiva 2003/87/CE sobre Comercio de Emisión de Gases de Efecto Invernadero
- Directiva 2003/54/CE sobre Normas Comunes para el Mercado Interior de la Electricidad

*Páginas web utilizadas*

[www.unesa.es](http://www.unesa.es) (UNESA, patronal sector eléctrico)

[www.ree.es](http://www.ree.es) (Red Eléctrica de España)

[www.mma.es](http://www.mma.es) (Ministerio Medio Ambiente)

[www.cne.es](http://www.cne.es) (Comisión Nacional de la Energía)

[www.ucte.org](http://www.ucte.org) (Union for the Co-ordination of the Transmission of Electricity)

[www.endesa.es](http://www.endesa.es) (Endesa)

[www.iberdrola.es](http://www.iberdrola.es) (Iberdrola)

[www.unionfenosa.es](http://www.unionfenosa.es) (Unión Fenosa)

[www.h-c.es](http://www.h-c.es) (Hidrocantábrico)