

CIRCULO DE EMPRESARIOS

**UNA NUEVA ESTRATEGIA PARA EL SECTOR
ELÉCTRICO ESPAÑOL. UNA VISIÓN DE
LARGO PLAZO EN EL CONTEXTO DE KIOTO**

Madrid, 31 de mayo de 2005

ÍNDICE

| | |
|---|-----------|
| 1. Introducción..... | 3 |
| 2. La situación de partida | 6 |
| - Evolución de la estructura de generación en España | 6 |
| - El mercado de electricidad | 8 |
| - Precios y tarifas..... | 9 |
| 3. Principales condicionantes: la seguridad del suministro y el Protocolo de Kioto | 13 |
| - La seguridad del suministro..... | 13 |
| - El protocolo de Kioto | 15 |
| 4. Hacia una nueva estrategia de generación eléctrica..... | 20 |
| - Energía eólica y ciclos combinados | 20 |
| - Un replanteamiento del papel de la energía nuclear | 23 |
| - Revisión de los acuerdos de reparto intraeuropeo de cumplimiento de Kioto | 25 |
| 5. Conclusiones y recomendaciones | 27 |
| 6. Anexo 1. Tecnologías de generación eléctrica | 31 |
| 7. Anexo 2. Breve comparación entre tecnologías de generación | 41 |
| 8. Anexo 3. La demanda eléctrica | 42 |

INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica es un servicio básico para la sociedad. De ella depende el funcionamiento de las empresas y de numerosos servicios en los hogares, con un efecto directo sobre el bienestar, así como sobre la productividad y la calidad de la industria.

El suministro de electricidad **plantea problemas complejos**. La energía eléctrica no puede ser masivamente almacenada, por lo que debe producirse en el momento en que es requerida. Las redes de transporte y distribución sufren pérdidas relevantes que han de preverse en el diseño y en el funcionamiento del sistema eléctrico. Además, la demanda de electricidad no se distribuye de modo uniforme a lo largo de cualquier jornada. Esto exige que el sistema de generación, transporte y distribución tenga que atender el consumo eléctrico sean cuales sean las circunstancias, incluso en las “puntas” más altas de demanda.

El negocio eléctrico es complicado y el sistema exige una **correcta coordinación de todos sus elementos en todo momento**, tanto en el terreno operativo como en el normativo. Si la capacidad de generación o las redes de transporte y distribución son insuficientes, o si los mecanismos de coordinación son ineficientes, se pueden producir interrupciones de suministro y caídas de tensión. Los elevados costes económicos y sociales asociados a tales situaciones han quedado de manifiesto en la experiencia reciente de algunas regiones de nuestro país, e incluso en la de países muy desarrollados, como Estados Unidos, Reino Unido, Suecia, Italia o Japón.

A la vista de todas sus implicaciones, es evidente que **el suministro de energía eléctrica debe hacerse en cantidad y calidad suficientes**. La demanda de energía eléctrica sigue creciendo en muchos países del mundo, tendencia de la que no se desmarca nuestro país. Es más, el consumo de electricidad crece en España a un ritmo superior al que lo hace la renta nacional. En semejantes circunstancias, determinar una estrategia de generación y distribución de energía eléctrica resulta clave de cara a satisfacer una demanda creciente.

A ello se añaden **otras consideraciones**:

- En primer lugar, no se trata de suministrar electricidad a cualquier precio. **El precio de suministro** debería formarse en un mercado en competencia y, además, ser competitivo en términos internacionales.
- En segundo lugar, la **ratificación del protocolo de Kioto** y las decisiones adoptadas por la UE en ese ámbito introducen un coste añadido en determinados sectores, entre ellos el de la generación de energía eléctrica. A este respecto, hay que señalar que el acuerdo de reparto de la carga común europea -reducción de las emisiones de CO₂- no ha favorecido a España, que ahora se enfrenta a una disyuntiva más exigente entre convergencia real con la UE y objetivos medioambientales.
- En tercer y último lugar, es conocido que determinadas economías emergentes, con China e India a la cabeza, se encuentran en pleno proceso de desarrollo y expansión, lo que está originando distorsiones en los **precios de distintas materias primas**, incluidas las energéticas. España debe enfocar su estrategia hacia una menor dependencia con respecto al abastecimiento exterior de las materias primas, no sólo por la distorsión de los precios, sino porque en muchas ocasiones los países que nos abastecen se encuentran en regiones geopolíticamente inestables. Esa incertidumbre se suma a la creada por la reciente evolución del precio del crudo y del gas natural, con su impacto en las economías desarrolladas, principales importadoras. Son muchas las opiniones que coinciden en señalar el fin de la era del petróleo barato, lo que podría provocar un *shock* de oferta, quizá menos intenso que los de 1973 y 1979, pero de efectos más permanentes.

Las cuestiones que se plantean exceden a cualquier valoración que se haga para el corto plazo. **La estrategia de suministro eléctrico que se elabore en nuestro país requiere un análisis a largo plazo, más allá del 2012¹**. Se trata, en pocas palabras, de prepararse para el futuro. Un desafío éste en el que el gradual proceso de liberalización y apertura de los mercados, la evolución de las tecnologías de generación, las restricciones medioambientales, las consideraciones geopolíticas y la percepción del ciudadano de la situación energética, se constituyen en los principales condicionantes de las estrategias en el sector eléctrico, del grado de seguridad en el suministro y del coste de los servicios para los distintos usuarios.

En el presente documento se examina el sistema eléctrico español, conforme al siguiente **esquema**: el capítulo 2 describe la situación actual, el funcionamiento básico del sistema y el grado en el que cumple los criterios y objetivos descritos; el

¹ En 2011 finaliza la actual planificación indicativa de los sectores de electricidad y gas. Además, en 2012 habrán de haberse cumplido los compromisos adoptados en el marco del Protocolo de Kioto.

capítulo 3 se dedica al análisis de los factores que van a determinar si el sistema podrá en el futuro atender a la creciente demanda a unos niveles favorables de precio, seguridad e impacto medioambiental; en el capítulo 4, que precede a las conclusiones con que termina el documento, se esbozan los principales elementos que deberían dar forma a una nueva estrategia para la generación de electricidad en España.

Las páginas siguientes pretenden ser una **reflexión estratégica sobre el sistema eléctrico**, aprovechando la oportunidad que nos brinda el anunciado **Libro Blanco** del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, que sin duda traerá novedades legislativas y regulatorias cuyo alcance es aún difícil de valorar. El Libro Blanco será, con mayor o menor amplitud, una revisión de la vigente regulación basada en la Ley del Sector Eléctrico de noviembre de 1997 que, en apenas siete años, ha sufrido ya una treintena de modificaciones. Esperemos que sirva asimismo para definir una visión estratégica, a largo plazo, de la política energética, en la que se combinen el medio ambiente, la seguridad del suministro, la competitividad y los objetivos sociales.

LA SITUACIÓN DE PARTIDA

Hasta mediados de la década de los 80 las compañías eléctricas españolas se estructuraban alrededor de sistemas verticalmente integrados, llevando a cabo las funciones de generación, transporte, distribución y comercialización. Sin embargo, en 1985, con la creación de la empresa Red Eléctrica, se inició el proceso de separación de las distintas actividades del "negocio" eléctrico: generación, transporte, distribución² y comercialización³.

La Ley exige la separación jurídica entre las actividades reguladas (transporte y distribución) y no reguladas (generación y comercialización), aunque no requiere una separación de la propiedad. De hecho, los grandes grupos generadores y distribuidores se integran accionarialmente en corporaciones que cotizan en Bolsa.

EVOLUCIÓN DE LA ESTRUCTURA DE GENERACIÓN EN ESPAÑA

El desarrollo del sistema de generación en España ha reflejado la visión y las posibilidades del país en cada momento histórico de la siguiente forma:

- Durante la autarquía, la principal fuente de energía del parque de generación fue la hidráulica y en menor medida el carbón nacional, en coherencia con la situación de aislamiento de la época.
- Con el plan de estabilización, la apertura al exterior y unos precios del petróleo reducidos, durante la década de los 60's y primeros de los 70's se desarrolló un parque de generación de centrales que queman fuel (con inversiones específicas más pequeñas, plazo de construcción más corto y una operación más flexible que las de carbón).
- Tras la crisis del petróleo del 73, el encarecimiento del crudo y la sensación de escasez y problemas de garantía de suministro potenciaron el desarrollo del plan nuclear y de centrales de carbón nacional y de importación.

² Construcción, mantenimiento y operación de las redes (en su mayoría de media y baja tensión) que suministran la electricidad a los consumidores finales.

³ Desarrollada por agentes del mercado que compran y venden electricidad a los consumidores que acuden al mercado liberalizado. Tienen acceso a las redes de transporte y distribución en condiciones indiscriminadas con el resto de los agentes.

- En la primera mitad de los 80, tras la crisis económica e industrial de la década 74-84 y la sobredimensión de los Planes Energéticos Nacionales de los 70, el sistema se encontró con un importante exceso de capacidad de generación (que en cierto modo facilitó la moratoria nuclear y el parón de los proyectos de generación térmica convencional), colocando al endeudado sector eléctrico en una situación económica crítica al coincidir además con unos tipos de interés muy altos.
- En la década 85-95 se potenciaron los sistemas de cogeneración y se desarrolla la capacidad hidráulica remanente (particularmente las “minihidráulicas”).
- Desde la segunda mitad de los 90 se ha fomentado enormemente la generación eólica y se han desarrollado los ciclos combinados, reflejando la mayor sensibilidad medioambiental y el perfeccionamiento y mejora de los rendimientos de estas tecnologías de generación.

Por tanto, en el próximo futuro (hasta al menos 2012) el aumento de nuestro parque de generación vendrá de la mano de estas tecnologías.

En los cuadros 1 y 2 se refleja la evolución en el tiempo de la potencia instalada y de la generación eléctrica en España, distribuidas entre las distintas tecnologías.

| Cuadro 1: Potencia instalada a 31 de diciembre de 2004. Total España (en MW y en porcentaje del total) | | | | | | | | | | | | | |
|--|----------------|------|--------|------|-------|-----|-----------------------|------|-------------|------|---------|------|--------|
| AÑO | Hidroeléctrica | | Eólica | | Solar | | Térmica convencional* | | Gas Natural | | Nuclear | | TOTAL |
| | MW | % | MW | % | MW | % | MW | % | MW | % | MW | % | |
| 1940 | 1.350 | 78,0 | | | | | 381 | 22,0 | | | | | 1.731 |
| 1945 | 1.458 | 77,7 | | | | | 418 | 22,3 | | | | | 1.876 |
| 1950 | 1.906 | 74,7 | | | | | 647 | 25,3 | | | | | 2.553 |
| 1955 | 3.200 | 78,0 | | | | | 903 | 22,0 | | | | | 4.103 |
| 1960 | 4.600 | 70,0 | | | | | 1.967 | 30,0 | | | | | 6.567 |
| 1965 | 7.193 | 70,7 | | | | | 2.980 | 29,3 | | | | | 10.173 |
| 1970 | 10.883 | 60,7 | | | | | 6.888 | 38,4 | | | 153 | 0,9 | 17.924 |
| 1975 | 11.954 | 46,9 | | | | | 12.393 | 48,7 | | | 1.120 | 4,4 | 25.467 |
| 1980 | 13.577 | 43,6 | | | | | 16.447 | 52,8 | | | 1.120 | 3,6 | 31.144 |
| 1985 | 14.661 | 35,4 | | | | | 20.991 | 50,6 | | | 5.815 | 14,0 | 41.467 |
| 1990 | 16.642 | 36,7 | | | 5 | 0,0 | 21.370 | 47,1 | | | 7.364 | 16,2 | 45.381 |
| 1991 | 16.723 | 36,4 | 7 | 0,0 | 7 | 0,0 | 21.855 | 47,6 | | | 7.367 | 16,0 | 45.959 |
| 1993 | 16.990 | 36,6 | 52 | 0,1 | 8 | 0,0 | 21.989 | 47,4 | | | 7.400 | 15,9 | 46.439 |
| 1995 | 17.430 | 36,4 | 115 | 0,2 | 11 | 0,0 | 22.849 | 47,8 | | | 7.417 | 15,5 | 47.822 |
| 1997 | 17.640 | 34,6 | 435 | 0,9 | 13 | 0,0 | 25.339 | 49,7 | | | 7.580 | 14,9 | 51.007 |
| 1999 | 17.860 | 33,2 | 1.400 | 2,6 | 17 | 0,0 | 26.831 | 49,8 | | | 7.749 | 14,4 | 53.857 |
| 2001 | 18.060 | 31,1 | 3.350 | 5,8 | 18 | 0,0 | 28.906 | 49,7 | | | 7.816 | 13,4 | 58.150 |
| 2002 | 17.970 | 28,9 | 4.652 | 7,5 | 21 | 0,0 | 28.985 | 46,6 | 2.749 | 4,4 | 7.816 | 12,6 | 62.193 |
| 2003 | 18.159 | 28,1 | 5.728 | 8,9 | 27 | 0,0 | 28.349 | 43,9 | 4.394 | 6,8 | 7.896 | 12,2 | 64.553 |
| 2004 | 18.179 | 25,7 | 8.000 | 11,3 | n.d | | 28.386 | 40,1 | 8.259 | 11,7 | 7.876 | 11,1 | 70.700 |

* Incluye cogeneración y hasta 2001 gas natural
Fuente: UNESA, Red eléctrica española y elaboración propia

| Cuadro 2: Producción anual de energía eléctrica. Total España (en Mill. kWh y en porcentaje del total) | | | | | | | | | | | | | |
|--|----------------|------|--------|-----|-------|-----|--|------|-------------|------|---------|------|---------|
| AÑO | Hidroeléctrica | | Eólica | | Solar | | Térmica convencional, cogeneración y otros | | Gas natural | | Nuclear | | TOTAL |
| | kWh | % | kWh | % | kWh | % | kWh | % | kWh | % | kWh | % | |
| 1940 | 3.353 | 92,7 | | | | | 264 | 7,3 | | | | | 3.617 |
| 1945 | 3.180 | 76,2 | | | | | 993 | 23,8 | | | | | 4.173 |
| 1950 | 5.017 | 73,2 | | | | | 1.836 | 26,8 | | | | | 6.853 |
| 1955 | 8.937 | 75,5 | | | | | 2.899 | 24,5 | | | | | 11.836 |
| 1960 | 15.625 | 83,9 | | | | | 2.989 | 16,1 | | | | | 18.614 |
| 1965 | 19.686 | 62,1 | | | | | 12.037 | 37,9 | | | | | 31.723 |
| 1970 | 27.959 | 49,5 | | | | | 27.607 | 48,9 | | | 924 | 1,6 | 56.490 |
| 1975 | 26.502 | 32,1 | | | | | 48.469 | 58,7 | | | 7.544 | 9,1 | 82.515 |
| 1980 | 30.807 | 27,9 | | | | | 74.490 | 67,4 | | | 5.186 | 4,7 | 110.483 |
| 1985 | 33.033 | 25,9 | | | | | 66.286 | 52,0 | | | 28.044 | 22,0 | 127.363 |
| 1990 | 26.170 | 17,4 | 14 | 0,0 | | | 68.271 | 45,4 | 1.509 | 1,0 | 54.268 | 36,1 | 150.232 |
| 1991 | 28.352 | 18,0 | 15 | 0,0 | | | 72.579 | 46,0 | 1.361 | 0,9 | 55.576 | 35,2 | 157.883 |
| 1993 | 25.612 | 16,1 | 116 | 0,1 | | | 76.196 | 47,9 | 1.196 | 0,8 | 56.059 | 35,2 | 159.179 |
| 1995 | 24.180 | 14,3 | 270 | 0,2 | | | 85.970 | 50,7 | 3.750 | 2,2 | 55.445 | 32,7 | 169.615 |
| 1997 | 36.616 | 18,2 | 716 | 0,4 | | | 89.985 | 44,8 | 18.174 | 9,1 | 55.297 | 27,5 | 200.788 |
| 1999 | 28.035 | 14,5 | 2.744 | 1,4 | 9 | 0,0 | 84.943 | 43,9 | 19.058 | 9,8 | 58.852 | 30,4 | 193.641 |
| 2001 | 43.858 | 17,7 | 6.966 | 2,8 | 152 | 0,1 | 108.927 | 43,9 | 24.574 | 9,9 | 63.708 | 25,7 | 248.185 |
| 2002 | 26.499 | 10,6 | 9.754 | 3,9 | 167 | 0,1 | 116.295 | 46,5 | 34.317 | 13,7 | 63.044 | 25,2 | 250.076 |
| 2003 | 43.927 | 16,8 | 11.987 | 4,6 | 174 | 0,1 | 100.833 | 38,6 | 42.525 | 16,3 | 61.894 | 23,7 | 261.340 |
| 2004 | 35.048 | 12,6 | 14.402 | 5,2 | 212 | 0,1 | 120.355 | 43,2 | 45.426 | 16,3 | 63.262 | 22,7 | 278.685 |

Fuente: UNESA, Red eléctrica española y elaboración propia

Afortunadamente, las "oleadas" inversoras, han creado un parque de generación diversificado, con una adaptación razonable a la demanda, un nivel de autonomía bastante alto, precios relativamente competitivos y unas emisiones específicas que están entre las mejores del mundo desarrollado. No obstante, como veremos más adelante, este mix se enfrenta a retos cruciales que requieren una nueva estrategia de generación.

EL MERCADO DE ELECTRICIDAD

La energía eléctrica se negocia en España en un mercado organizado, cuyos participantes son generadores, distribuidores y comercializadores. El mercado mayorista está compuesto por el mercado organizado (Diario e Intradía) y los contratos bilaterales.

- En el **Mercado Diario** los generadores tienen la obligación de ofrecer electricidad para las 24 franjas horarias del día siguiente, para las que se presentan las demandas de comercializadores y distribuidores⁴. El Operador del Mercado Eléctrico (OMEL) elige las ofertas por orden creciente de precios hasta satisfacer la demanda, de modo que las instalaciones de generación de mayor coste venden sólo en las franjas de mayor demanda, minimizando así los costes variables del sistema. Una vez cerrado el mercado para cada franja horaria, todos los oferentes perciben el mismo precio: el del oferente

⁴ Pueden registrarse para operar en el mercado eléctrico español generadores y demandantes externos. Éstos entran más tarde en el proceso de adjudicación y la viabilidad de atender sus ofertas o demandas se halla limitada técnicamente por la capacidad de las líneas de conexión internacionales.

más caro cuya oferta ha sido necesaria para completar la cantidad demandada.

- El **Mercado Intradía** es un mercado de ajustes en el que pueden ofrecer energía sólo aquellos que lo hubieran hecho para las mismas franjas horarias el día anterior en el mercado diario.
- Los **contratos bilaterales físicos** son la alternativa a la participación en el mercado mayorista. Aunque permiten que determinadas instalaciones de generación suministren a grandes consumidores, a veces como cliente exclusivo, representan un porcentaje muy reducido del total de la energía gestionada, lo que se debe esencialmente a que la producción afecta a este tipo de contratación no percibe retribución por garantía de potencia.
- Existen asimismo los **mercados de servicios complementarios**, consistentes en el establecimiento de reservas de generación para asegurar en todo momento la cobertura de la demanda, así como en el mantenimiento del control de tensión que puede requerir, en alguna zona geográfica concreta y en plazos muy cortos, la entrada en funcionamiento de alguna instalación de generación que evite una caída de tensión.

La energía adquirida en el Mercado Eléctrico es revendida por los comercializadores y distribuidores a los consumidores finales: la industria, los servicios y los hogares. Utilizan para ello como vehículo de transmisión las redes de **transporte**, distribución y suministro eléctrico. Tanto la red de alta tensión (transporte) como las de media y baja (distribución) pueden ser utilizadas en igualdad de condiciones por todos los agentes registrados autorizados para ello, previo pago de un "peaje". El nivel global de esa retribución a los propietarios de tramos de red debe ser suficiente para permitir su mantenimiento, la expansión que fuese necesaria y posibilitar el rendimiento de la inversión.

PRECIOS Y TARIFAS

OMEL se encarga de la liquidación de los mercados, de forma que los intercambios entre adquirentes y oferentes se produzcan al **precio** fijado para cada una de las franjas horarias. Sin embargo, el importe final que los demandantes pagan se ve incrementado por una serie de conceptos de muy diversa naturaleza⁵. Asimismo, el

⁵ a) El IVA y las tasas por la operación técnica del sistema, la solución de restricciones técnicas y servicios complementarios; b) La garantía de potencia, cuyo destino es remunerar, por razones de seguridad del sistema, toda la capacidad de generación disponible, aunque no se utilice; c) El pago para alimentar las primas de producción destinadas a impulsar las energías renovables (eólica) y las de elevada eficiencia energética (cogeneración); d) La moratoria nuclear y los costes de tratamiento de residuos nucleares; e) El coste de transporte y distribución; f) Los costes reconocidos y márgenes, en su caso, de distribuidores y comercializadores.

sistema contiene algunos elementos que distorsionan el correcto funcionamiento del mercado e introducen barreras de entrada a nuevos competidores.

Además de los precios que se derivan del mercado mayorista, nuestra legislación contempla la existencia de **tarifas**, cuya cuantía difiere en función del tipo de consumidor y de su esquema de consumo. Cabe señalar que, en muchos casos, las tarifas no tienen una clara relación con los costes totales, produciéndose de hecho subvenciones cruzadas entre diferentes tipos de clientes y creando opacidad en el sistema. En general, el sistema de fijación de tarifas adolece de importantes deficiencias: no refleja de forma eficiente y equilibrada todos los costes⁶ y carece de la flexibilidad necesaria para adaptarse a un mercado muy volátil.

En la actualidad, **los hogares y las industrias y servicios** pueden optar entre elegir suministrador (como “consumidores cualificados”), asumiendo los precios que se determinen en el mercado, o continuar adquiriendo la energía eléctrica a su distribuidor habitual a la tarifa que les corresponda.

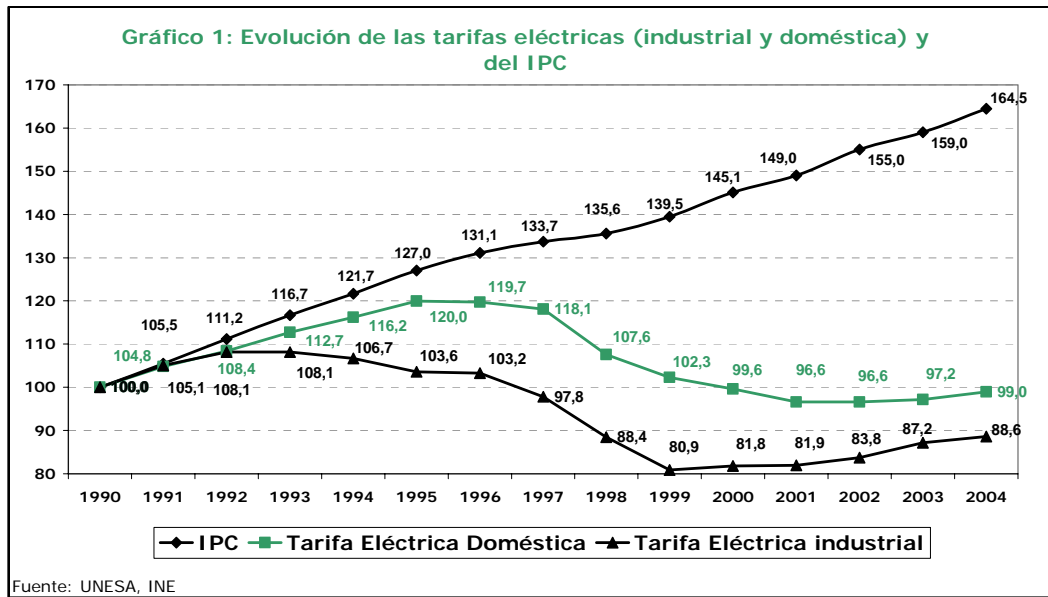
La realidad es que pocos hogares han salido del mercado regulado, lo que se ha debido al hecho de que la tarifa no refleja adecuadamente el coste, de tal manera que las ofertas que pueden hacer los potenciales competidores no compensan el esfuerzo (y tal vez también el riesgo) de salirse de la tarifa⁷.

Por su parte, los **grandes consumidores** pueden acudir al mercado o acogerse a las tarifas especiales en alta tensión. En términos generales, las tarifas y precios para grandes consumidores son muy inferiores a las pagadas por los hogares, y ello se deriva en parte de que aquéllos tienen una demanda de energía más predecible, generan menores necesidades de distribución y, en determinados casos, han desarrollado sistemas que les permiten “interrumpir” total o parcialmente su consumo eléctrico y así, de acuerdo con el operador del sistema, optimizar la demanda cuando es necesario.

El gráfico 1 permite observar la **evolución de las tarifas eléctricas** (industrial y doméstica) desde inicios de la década de los 90.

⁶ Pudiendo producir el denominado “déficit tarifario”.

⁷ Lo anterior puede resultar sorprendente, toda vez que muchos piensan que el hecho de que los hogares paguen su electricidad a precios muy superiores a los pagados por la industria implica que pagan un precio muy por encima del coste. Hay, sin embargo, numerosos factores que explican que el coste de suministro a los hogares es muy superior al de los grandes consumidores de energía.



De la **comparación internacional** (cuadros 3 y 4) cabe destacar algunos aspectos:

- Los precios pagados tanto por los hogares como por la industria en España están entre los más bajos de la UE. Además, el grado de amplitud del abanico es similar en España al de la mayoría de los países.
- En Europa existe una enorme variedad de precios para el mismo producto/servicio a un mismo tipo de consumidor, lo que demuestra la inexistencia de un mercado único.
- Para los consumidores domésticos la diferencia entre el país más caro y el más barato puede alcanzar la relación 1 a 4, reduciéndose a 1 a 2 en el caso de consumidores industriales en los tramos de menor potencia contratada.
- En las tarifas para grandes consumidores las diferencias son más pequeñas. Al ser la electricidad un elemento esencial de la competitividad de estas industrias, ha habido mayor presión para que el mercado único funcione y, además, algunos Gobiernos les han proporcionado tarifas que les permitan competir en condiciones similares.

| Cuadro 3: Precios de la electricidad para uso industriales | | | | | |
|--|-------------------|-------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| <i>(Precios en cent Euro/kWh, impuestos incluidos excepto IVA. 1 de enero de 2004)</i> | | | | | |
| PAÍSES | CONSUMIDORES TIPO | | | | |
| | 100 kW; 1.600h | 500 kW; 2.500h | 1.000 kW; 4.000h | 4.000 kW; 4.000h | 10.000 kW; 7000h |
| Alemania | 13,02 | 9,99 | 8,77 | 8,32 | 6,54 |
| Bélgica | 11,57 | 9,05 | 7,46 | 7,17 | 4,87 |
| España | 7,76 | 6,92 | 5,99 | 5,99 | 5,22 |
| Francia ^a | 8,29 | 6,56 | 5,62 | 5,62 | n.d |
| Grecia | 8,54 | 6,86 | 6,30 | 6,09 | 4,34 |
| Irlanda | 11,92 | 9,61 | 8,05 | 7,69 | 5,89 |
| Italia | 11,34 | 10,71 | 9,92 | 9,21 | 7,60 |
| Luxemburgo | 10,76 | 8,90 | 7,56 | 4,94 | 4,11 |
| Portugal | 8,55 | 7,47 | 6,83 | 6,83 | 4,37 |
| Reino Unido ^b | 13,15 | 9,00 | 8,42 | 6,98 | 6,26 |

^a Precios disponibles a 1 de enero de 2003
^b En el precio de Reino Unido no se han podido considerar los precios de Londres por no estar disponibles
Fuente: Eurostat

| Cuadro 4: Precios de la electricidad para uso domésticos | | | | | |
|--|-------------------|-----------|-----------|-------------------------|--------------------------|
| <i>(Precios en cent Euro/kWh, impuestos incluidos excepto IVA. 1 de enero de 2004)</i> | | | | | |
| PAÍSES | CONSUMIDORES TIPO | | | | |
| | 600 kWh | 1.700 kWh | 3.500 kWh | 7.500kWh (1/3 noche) | 20.000kWh (3/4 noche) |
| Alemania | 29,28 | 20,95 | 18,56 | 16,18 | 10,54 |
| Bélgica | 18,91 | 17,21 | 16,74 | 13,88 | 9,44 |
| Dinamarca | 33,96 | 25,02 | 22,51 | 21,25 | 19,78 |
| España | 13,80 | 12,67 | 12,59 | 9,90 | 7,07 |
| Francia ^a | 16,19 | 13,56 | 13,42 | 11,11 | 9,00 |
| Grecia | 8,38 | 7,72 | 8,45 | 7,60 | 5,79 |
| Holanda | 20,55 | 18,56 | 18,00 | 17,96 | 12,16 |
| Irlanda | 26,57 | 17,51 | 14,97 | 11,44 | 7,77 |
| Italia | 9,47 | 9,74 | 19,50 | 19,01 | |
| Luxemburgo | 24,20 | 16,51 | 14,35 | 12,52 | 8,51 |
| Portugal | 13,95 | 14,17 | 14,45 | 11,99 | 8,73 |
| Reino Unido ^b | 14,23 | 14,23 | 14,23 | 12,00 | 7,68 |

^a Precios disponibles a 1 de enero de 2003
^b En el precio de Reino Unido no se han podido considerar los precios de Londres por no estar disponibles
Fuente: Eurostat

PRINCIPALES CONDICIONANTES: LA SEGURIDAD DEL SUMINISTRO Y EL PROTOCOLO DE KIOTO

De cara a una posterior evaluación acerca de la necesidad de una nueva estrategia en la generación de energía eléctrica, resulta ineludible una valoración previa de los principales aspectos que a día de hoy condicionan el futuro del sector eléctrico en España.

En primer lugar, debe señalarse que en España el consumo eléctrico crece más rápidamente de lo que lo hace la renta nacional. La cuestión de futuro es cómo satisfacer esa demanda con precios asequibles, en mercados competitivos y transparentes y dado nuestro grado de dependencia energética.

En segundo lugar, es preciso tener en cuenta que hay dos aspectos que condicionan la consecución de ese objetivo: a) garantizar la seguridad del suministro de energía y b) satisfacer el compromiso adquirido bajo el Protocolo de Kioto.

LA SEGURIDAD DEL SUMINISTRO

La diversificación de tecnologías de generación

La **estructura ideal de generación** de un sistema eléctrico debe responder a objetivos de seguridad de abastecimiento y de operación, así como de bajo coste de producción. Por tanto, debe ser diversificada, permitir el mejor control posible sobre las fuentes de abastecimiento y sobre la tecnología⁸, negociarse en mercados competitivos y transparentes y ser poco contaminante.

Sin embargo, son muchos los **factores que introducen distorsiones** en el funcionamiento de los mercados, convirtiendo los aspectos de una estructura ideal de generación en objetivos alternativos. Por ejemplo: a) si la reducción de emisiones contaminantes superase a cualquier otra consideración, sería necesario aceptar un mayor coste de generación y un mayor riesgo de falta de suministro de energía primaria; b) si prevaleciese el criterio de mantener precios bajos -al margen de la evolución de los costes-, las inversiones tenderían a desanimarse,

⁸ En el Anexo 1 se describen las distintas tecnologías conforme al uso que hacen de las diversas fuentes de energía primaria con que contamos.

poniendo en riesgo la seguridad de suministro tanto en generación como en transporte y distribución.

Así, **no existe la tecnología perfecta** que proporcione todas las ventajas y elimine o minimice los inconvenientes que se han expuesto. En general, si un solo criterio prevaleciera sobre los restantes, se produciría una reducción en el grado de diversidad en las energías primarias, lo que tendería a reducir la seguridad de aprovisionamiento.

Se concluye, por lo tanto, **que deben coexistir un buen número de tecnologías**, con el objetivo de elevar la seguridad del suministro eléctrico y garantizar un sistema equilibrado, capaz de satisfacer la demanda, no sólo en horas valles, sino en las puntas más altas de la misma⁹.

El mix de generación en España

España tiene en estos momentos **una estructura de generación bastante variada y equilibrada**. Pese a ser un país árido y desprovisto de reservas de petróleo y gas, el grado de independencia en lo que se refiere al aprovisionamiento de energías primarias para la generación de electricidad es bastante alto: más de los 2/3 de la generación de electricidad de los tres últimos años se habría producido con recursos energéticos propios (suponiendo nacional el combustible nuclear y que el 60% de la energía eléctrica producida a través de las tecnologías de generación térmica convencional se obtiene a partir de carbón nacional).

Además, el actual *mix* de generación permite la adaptación de la capacidad generadora a la curva de demanda. Así, se comprueba que históricamente el funcionamiento medio en términos horas/año se sitúa en la generación hidráulica en 2.000, la eólica en 2.300, las de carbón en más de 6.000, las de fuel en unas 3.000, la cogeneración en 6.000 y en las nucleares en torno a 8.000 h/año¹⁰.

En todo caso, **profundizar y potenciar las conexiones internacionales sigue siendo un objetivo deseable**. Además del desarrollo del Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL), para una mayor seguridad del suministro y la gradual conformación del mercado europeo de electricidad, es importante disponer de redes de interconexión entre los distintos sistemas que tengan una amplia capacidad y

⁹ Ver el Anexo 2 .

¹⁰ Ello hace que, disponiendo el sistema español de una potencia total de unos 71.000Mw a finales de 2004, el funcionamiento promedio del parque sea de tan solo 4.000h/año y pueda atender a una demanda en punta en el sistema peninsular de unos 44.000Mw.

permitan intercambios masivos de electricidad, como de hecho ya ocurre en la Europa central y en el mercado nórdico.

La seguridad en el suministro dependerá también de la evolución futura del consumo. **Los planes de eficiencia y ahorro**, necesarios en un entorno como el español, con una sociedad que tiende a derrochar energía, **deberían apoyarse en una política de precios que emita señales verdaderamente informativas e incentive comportamientos virtuosos de consumo.**

No cabe duda de que el **proceso de liberalización**, puesto en marcha con la firma del Protocolo Eléctrico del 96 y las leyes del Sector Eléctrico y de Hidrocarburos, **ha sido muy positivo** en términos generales. **Debemos continuar profundizando en él**, sin perder de vista el objetivo de satisfacción de la demanda a precios competitivos y a pesar de las múltiples restricciones¹¹.

EL PROTOCOLO DE KIOTO

Antecedentes: descripción del Protocolo

El Protocolo de Kioto se inscribe dentro del Convenio Marco de la ONU sobre cambio climático. Fue firmado en 1997 por 84 países y en febrero de 2005 cuenta con la ratificación de 141 naciones. **Su objetivo es prevenir el calentamiento global** de la Tierra,¹² estableciendo para ello un calendario de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI's). Obliga a que en el periodo 2008-2012 los países firmantes reduzcan sus emisiones conjuntas en un 5,2% respecto a las correspondientes a 1990¹³.

El Protocolo **aboga por la utilización de instrumentos de mercado** para conseguir los compromisos medioambientales, combinando eficiencia económica con eficacia medioambiental. Uno de estos instrumentos, cuya eficacia ha quedado de manifiesto en otros contextos¹⁴, es el sistema *cap and trade*, en el que se establece un tope para el total de emisiones permitidas que se distribuye en forma

¹¹ Además, el sector energético, y en particular el sistema eléctrico, es muy intensivo en capital y los tiempos de maduración de las inversiones son muy prolongados.

¹² Conviene aclarar que no existe total unanimidad en la comunidad científica sobre este proceso de calentamiento, ni sobre la hipótesis de que el mismo sea antropogénico –causado por actividades humanas que producen emisiones de los llamados gases de efecto invernadero-. En todo caso, el Ministerio de Medio Ambiente ha publicado recientemente –dentro del Proyecto ECCE- el estudio *Evaluación Preliminar de los Impactos en España por Efecto del Cambio Climático*.

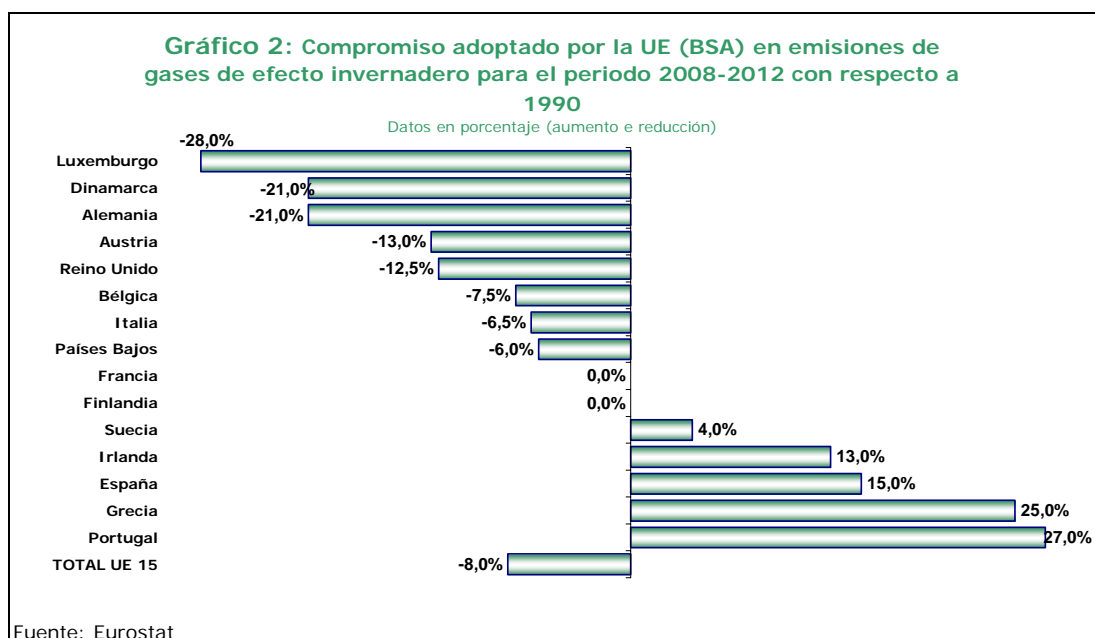
¹³ Según el artículo 3 del Protocolo tres de los seis GEI's podrán utilizar 1995 como año base.

¹⁴ Es el caso de la reducción de emisiones de SO₂ en los EEUU, aunque con unos condicionantes técnicos diferentes.

de permisos de emisión que pueden ser intercambiados libremente. Según la EPA¹⁵, este sistema es recomendable cuando el problema medioambiental afecta a una zona geográfica muy amplia, cuando el número de emisores es relativamente elevado, los costes de reducir las emisiones varían entre las fuentes y, por último, existe una capacidad técnica para poder medir las emisiones de forma precisa. Bajo esas premisas, el comercio de permisos de emisión resulta eficiente desde un punto de vista económico, a la vez que facilita el cumplimiento de los objetivos medioambientales.

La Unión Europea: el acuerdo de reparto de cargas y el mercado de derechos de emisión.

Pese a no haber entrado entonces en vigor, la Unión Europea adoptó, en abril de 2002¹⁶, la decisión de ajustarse unilateralmente a la reducción del 8% que para ella se preveían en el Protocolo. El reparto entre sus Estados Miembros del esfuerzo requerido para alcanzar la reducción conjunta (el denominado “Burden Sharing Agreement” -BSA-), dio como resultado los incrementos o reducciones que se observan en el gráfico 2.



¹⁵ U.S Environmental Protection Agency

¹⁶ Decisión 2002/358/CE

Con este objetivo, **la UE¹⁷ previó la creación de un mercado de derechos de emisión** bajo el citado sistema *cap and trade*. Para ello, cada Estado miembro estaba obligado a presentar en abril de 2004 un plan de asignación de derechos de emisión en el que se establecen los permisos asignados a cada instalación industrial, como punto de partida para el funcionamiento del comercio de emisiones.

Aunque desde un punto de vista teórico este sistema aúna virtudes económicas y medioambientales, su correcto funcionamiento depende del diseño e implantación de los elementos que lo constituyen y, en especial, del método de asignación de los permisos canjeables. El hecho de que se utilizaran como referencia las emisiones de 1990 para establecer el tope de emisión ha generado distorsiones, como se verá más adelante. Quizá el sistema hubiera resultado más equitativo si se hubiesen utilizado emisiones medias o se hubiese optado por un sistema de referencia (*benchmarking*), donde los derechos de emisión se relacionaran no con las emisiones totales, sino con las emisiones en exceso de las que una industria o instalación dotada de la mejor tecnología podría generar.

Así las cosas, **la implantación práctica de este mecanismo en la UE está dando lugar a claras distorsiones** en la competitividad de instalaciones, sectores y países. Paradójicamente, el resultado de las asignaciones entre países es que determinados sectores eléctricos tendrán derechos sobrantes y podrían, por ejemplo, desarrollar nuevas centrales de generación con carbón, mientras en otros casos (como el español), con una situación de partida de mayor eficiencia y menor nivel de emisiones específicas, será necesario realizar una reconversión tecnológica o adquirir derechos en el mercado. En definitiva, lo que había nacido como un virtuoso sistema de mercado se ha transformado en un mecanismo de transferencias de renta a determinados países y tecnologías.

Además, alcanzar los objetivos del Protocolo exige que el comercio de permisos se complemente con otro tipo de instrumentos que “penalicen” las emisiones de los sectores no incluidos en la directiva que regula el *cap and trade*. En cualquier otro caso, la implantación práctica de este mecanismo podría dar lugar a nuevas distorsiones en la competitividad, además de poner en peligro la eficacia medioambiental de las regulaciones.

Varios Estados miembros han optado por una relativa generosidad en la asignación de derechos a las industrias más intensivas en energía, optando por aquellas alternativas menos traumáticas que el recorte de derechos previstos en la Directiva comunitaria. Además, prevén cumplir buena parte de su compromiso con reducciones sustanciales en sectores no industriales como el transporte, con mayor crecimiento de niveles de emisión y que ya en 1999 contribuía con un 29% al total

¹⁷ Directiva 2003/87/CE

de emisiones de CO₂ de la UE (dentro del total de este sector, las emisiones del transporte por carretera son un 84%).

El caso español: los problemas derivados de las decisiones adoptadas en la UE

A primera vista, el compromiso de reparto en el seno de la UE (gráfico 1) favorecía a España, ya que puede aumentar sus emisiones en un 15% mientras que otros países deben reducirlas sustancialmente. Un análisis más detallado revela, sin embargo, otra realidad:

Entre 1990 y 2004 el PIB aumentó en términos reales un 44% en España, frente a un 28% en Francia y un 24% Alemania. Ello explica en buena medida que ya en 2002 España superara en un 40% su nivel de emisiones de 1990, mientras Francia y Alemania lo habían reducido un 1,9% y 18,9%, respectivamente (la primera por su política nuclear y la segunda por el desmantelamiento de la ineficiente y desproporcionadamente contaminante industria de la antigua Alemania del Este). En todo caso, pese al rápido incremento en el nivel de convergencia, **las emisiones per-cápita en España siguen siendo inferiores a la media europea** (cuadro 5).

Cuadro 5: Tendencias y objetivos (BSA 2008-2012) en las emisiones de gases efecto invernadero en la UE y Países Miembros

| PAÍSES | Año base 1990 | | Año 2002 | | Variación de toneladas per capita en 2002 con respecto al año base (en %) | Variación de millones de toneladas en 2002 con respecto al año base (en %) | Burden Sharing Agreement (BSA) para 2008-2012 |
|---------------|---------------|-----------------------------|--------------|-----------------------------|---|--|---|
| | Mt CO2 | toneladas de CO2 per cápita | Mt CO2 | toneladas de CO2 per cápita | | | |
| Austria | 78,0 | 10,3 | 84,6 | 10,4 | 1,8% | 8,5% | -13,0% |
| Bélgica | 146,8 | 14,8 | 150,0 | 14,6 | -1,8% | 2,2% | -7,5% |
| Dinamarca | 69,0 | 13,5 | 68,5 | 12,7 | -6,2% | -0,7% | -21,0% |
| Finlandia | 76,8 | 15,7 | 82,0 | 15,8 | 0,6% | 6,8% | 0,0% |
| Francia | 564,7 | 10,0 | 553,9 | 9,2 | -8,1% | -1,9% | 0,0% |
| Alemania | 1.253,3 | 15,8 | 1.016,0 | 12,3 | -22,0% | -18,9% | -21,0% |
| Grecia | 107,0 | 10,6 | 135,4 | 12,8 | 20,6% | 26,5% | 25,0% |
| Irlanda | 53,4 | 15,3 | 68,9 | 17,2 | 12,9% | 29,0% | 13,0% |
| Italia | 508,0 | 9,0 | 553,8 | 9,5 | 6,6% | 9,0% | -6,5% |
| Luxemburgo | 12,7 | 33,4 | 10,8 | 21,6 | -35,4% | -15,0% | -28,0% |
| Holanda | 212,5 | 13,3 | 213,8 | 13,1 | -1,2% | 0,6% | -6,0% |
| Portugal | 57,9 | 5,9 | 81,6 | 7,8 | 31,5% | 40,9% | 27,0% |
| España | 286,8 | 7,4 | 399,7 | 9,9 | 33,5% | 39,4% | 15,0% |
| Suecia | 72,3 | 8,5 | 69,6 | 7,7 | -9,1% | -3,7% | 4,0% |
| Reino Unido | 746,0 | 13,0 | 634,8 | 10,5 | -18,7% | -14,9% | -12,5% |
| EU-15 | 4.245,2 | 11,6 | 4.123,3 | 10,5 | -9,5% | -2,9% | -8,0% |

Fuente: Eurostat, CIA, European Environment Agency y elaboración propia

- Si analizamos los sectores afectados por la directiva se puede comprobar que, en general, la industria resulta ser más eficiente en sus niveles de emisión de GEI's. Según Eurostat, en su último inventario de Emisiones, **el sector eléctrico español presenta menores emisiones específicas de**

gases efecto invernadero por MWh producido que en la mayor parte de los países europeos, gracias a un mix en el que existe un alto componente nuclear e hidráulico. Solamente es inferior en países que presentan una mayor proporción de energía nuclear o hidroeléctrica como Francia, Suecia y Finlandia. Asimismo, las industrias cementera y siderúrgica¹⁸ españolas son más eficientes que sus homónimas en la UE.

- La convergencia de la renta per-cápita española con la media de la UE requerirá crecimientos del PIB diferencialmente mayores y, por ende, consumos de energía y emisiones con tasas de crecimiento más elevadas. A ello se añade el hecho de que en España **la demanda de** energía en general, y de **electricidad** en particular, **tiene una elasticidad-renta superior a la unidad**, por lo que nuestra convergencia con la UE en consumo eléctrico específico es más intensa que en renta per cápita.¹⁹

El Gobierno español aprobó a finales de enero de 2005 el Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión, fijando para el conjunto de sectores afectados por la Directiva una asignación de 160 millones de toneladas de emisiones de CO₂ al año para el período 2005-2007²⁰ (de los que el sector eléctrico contará con 86 millones). Además, incluye recomendaciones para reducir los niveles de emisión en el sector de transporte y otros no enumerados en la directiva. Estas cifras suponen en su conjunto el mantenimiento del total de las emisiones en los sectores afectados por la directiva con respecto al año 2002 y una reducción de las emisiones asignadas al sector eléctrico del orden del 10%.

La parte más importante de las reducciones quedará, por tanto, para el período 2008-2012, en el que se fija un nivel de emisiones equivalente a incrementar el de 1990 en un 24%²¹.

Posteriormente, el Gobierno ha procedido a un reparto del total de derechos entre las distintas centrales, habiendo resultado favorecidas aquellas que consumen gas natural.

¹⁸ El sector siderúrgico español encuentra las razones de su eficiencia, por un lado, en una mayor penetración de la utilización para la producción de acero de hornos eléctricos en lugar de altos hornos con mayores niveles de emisión específicas y, por otro, en un equipamiento más moderno que la media de la UE.

¹⁹ En todo caso, conviene desarrollar sistemas de incentivos que generen comportamientos de ahorro energético.

²⁰ Ello no implica necesariamente una reducción de emisiones, sino un coste económico adicional para aquellos agentes cuyas emisiones reales, superen los derechos asignados y tengan por ello que adquirirlos con el mercado.

²¹ Que resulta de añadir al 15% permitido, un 2% estimado de la absorción por sumideros, y un 7% por los créditos procedentes del mercado internacional.

HACIA UNA NUEVA ESTRATEGIA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

A la luz de todas las consideraciones que se han hecho en los apartados precedentes, resulta necesaria la definición de una estrategia de generación de electricidad con un horizonte temporal de medio o largo plazo. Una estrategia en la que, junto con un adecuado tratamiento de las fuentes renovables, son imprescindibles dos elementos: un replanteamiento serio de la opción nuclear y la revisión para el periodo 2008-2012 de los acuerdos de reparto intraeuropeo de la carga del cumplimiento del Protocolo de Kioto.

ENERGÍA EÓLICA Y CICLOS COMBINADOS

En los últimos años el modelo español ha apostado adecuadamente por el desarrollo de un parque de generación en el que primen las energías renovables y la procedente de las centrales de ciclo combinado alimentadas por gas. De cara al planteamiento de una estrategia de generación eléctrica, **es importante analizar las implicaciones de mantener en el futuro un desarrollo centrado casi en exclusiva en tales tecnologías.**

La energía eólica

Entre las renovables, una parte sustancial de la generación se concentra en la energía hidráulica y en la eólica. Con respecto a la primera, en España no existe posibilidad de incrementar el peso de la energía eléctrica a través de esta fuente²². Nuestro país se caracteriza por una pluviosidad escasa e irregular, además de tener casi agotadas sus posibilidades de desarrollo.

Parece así que, dentro de las energías renovables, es la energía eólica la que podría liderar el aumento de la generación de electricidad (España cuenta ya con una potencia instalada de 8.000 MW). Es obvio que el crecimiento de la generación de energía a través del viento evita emisiones gaseosas, lo que en principio la caracteriza como una tecnología positiva para el medio ambiente, aunque no deben olvidarse otros impactos negativos como la contaminación visual y acústica que devalúa los activos turísticos. Así, la energía eólica no parece ser “la solución” al problema de emisiones de CO₂, por su bajo factor de carga respecto a otras

²² La energía hidráulica embalsada es la tecnología más adecuada como elemento de regulación del sistema, especialmente para el suministro de puntas de potencia.

tecnologías (2.300 h/año de utilización). Al mismo tiempo, su dependencia con respecto a las condiciones climatológicas hacen de la eólica una fuente de suministro volátil y sin garantía de potencia, creando además otras complicaciones para el operador del sistema.

Al hilo de lo anterior, hay que decir que **el apoyo** del sistema **a estas tecnologías** en desarrollo, siendo conveniente, no debería dar lugar a operaciones especulativas, derivadas de la discrecionalidad de las Administraciones autonómicas en el momento de otorgar las concesiones de parques eólicos, que en algunos casos se revenden con interesantes plusvalías. Sugerimos, por tanto, el establecimiento de un sistema por el que las concesiones se otorguen a aquellas empresas que, **en un proceso transparente y competitivo**, ofrezcan las mejores condiciones al sistema (por debajo de un cap). Debería hacerse de tal manera que, al evolucionar la tecnología y reducirse los costes, sea la propia metodología del *mercado* de concesiones de parques eólicos la que determine los niveles de precio del kWh a generar por aquellos parques, que por este procedimiento serán los menores que la tecnología más reciente permita.

La promoción y el apoyo a las tecnologías de generación renovables (eólica, solar, hidráulica, biomasa...), en la medida en que contribuya eficazmente a su desarrollo, contribuye a una mayor independencia energética. En todos los casos, salvo en la hidráulica, estas tecnologías necesitan todavía un desarrollo ulterior, de forma que resulta lógico el *apoyo transitorio*, en tanto maduran y al tiempo que se definen las reglas de juego referidas a la internalización de determinados costes (i.e: los medioambientales). Sin embargo, **sería conveniente fijar los plazos en que se van a seguir prestando estos apoyos**, con objeto de que estas medidas, que deben de ser transitorias, no se conviertan en esquemas de subvención permanentes, con los efectos perversos que ello tiene.

Los ciclos combinados

La segunda de las tecnologías que en España está conociendo un fuerte desarrollo en los últimos años es aquella que utilizan las centrales de ciclo combinado alimentadas por gas natural, que está ganando cuota en el mercado de generación. Así, en momentos de ausencia de viento y de escasez de agua, las puntas de demanda eléctrica son cubiertas por este tipo de centrales. En consecuencia, es necesario asegurar la neutralidad, transparencia e independencia del Gestor del Sistema de Gas, mejorar la coordinación entre el sistema gasista y el eléctrico y, especialmente, incrementar la capacidad de almacenamiento de gas.

Por otra parte, aunque es innegable que esta tecnología contribuye a aumentar las emisiones totales de GEIs, es igualmente cierto que permite, dentro de las tecnologías de generación térmica, reducir las emisiones medias por kwh generado²³. Los ciclos combinados tienen grandes virtudes, si bien producen una energía eléctrica cara cuando los costes de los combustibles (esencialmente gas natural) se sitúan en los altos niveles actuales. En su contra juega también el hecho de que incrementan nuestra dependencia energética del exterior, en algunos casos de zonas geopolíticamente inestables, lo que eleva el riesgo de desabastecimiento a medio y largo plazo por encima del ya asociado a la provisión de un bien con reservas finitas y un precio muy volátil.

En cualquier caso, hasta principios de la próxima década, los ciclos combinados proporcionarán al sistema eléctrico la gran mayoría de la potencia y energía necesarias para atender el crecimiento de la demanda. Por ello es fundamental garantizar los suministros de gas natural, así como dotar al sistema gasista de las necesarias infraestructuras de transporte y almacenamiento. En este sentido, la dotación de nuevas plantas de regasificación ha sido acertada²⁴ y sería conveniente proveer al sistema de mayor capacidad de almacenamiento y de interconexión internacional, de manera que se minimice el riesgo de interrupción del suministro.

Perspectivas a medio plazo

De cara al futuro, si todo el incremento de demanda que se va a producir más allá del año 2012 fuera a ser atendido exclusivamente con las nuevas capacidades eólicas y ciclos combinados de gas natural, nos encontraríamos entonces con un sistema de generación que produciría un kWh más caro, con mayor dependencia del exterior y, por tanto, con una menor garantía de suministro. Produciríamos, además, unas emisiones de CO₂ por kWh generado muy similares a las que tenemos ahora (lo que ya representaría un cierto ahorro en términos de emisiones adicionales evitadas).

Aun cuando el sector energético está cambiando y a pesar de que es posible que la energía convencional (particularmente la derivada de los hidrocarburos) sea más cara en el futuro que en el pasado, esta simplificación que acabamos de apuntar debería hacernos reflexionar. Es preciso analizar si el rumbo adoptado hasta ahora no debiera ser modificado en el futuro próximo, **de manera que podamos disponer a partir de 2010-2012 de otras alternativas** (además del gas y el viento) **con costes de generación más competitivos, una dependencia**

²³ Aunque las emisiones específicas de CO₂ producidas con la tecnología de ciclos combinados son un tercio de las producidas por las centrales de carbón, todavía están por encima de la emisión específica media de nuestro sistema eléctrico.

²⁴ España contará en breve con un sistema de seis plantas de regasificación que posibilitarán el acceso a fuentes de gas natural licuado de origen mediterráneo y atlántico, lo que mejorará notablemente la garantía de suministro de gas natural.

exterior más reducida, menores emisiones específicas de CO₂ y mayor garantía de suministro.

UN REPLANTEAMIENTO DEL PAPEL DE LA ENERGÍA NUCLEAR

En el panorama energético internacional asistimos en la actualidad a una reconsideración de la energía nuclear por varias razones: las limitaciones derivadas del Protocolo de Kioto, la necesidad de aumentar considerablemente la potencia instalada y la energía producida, y la búsqueda de una menor dependencia del abastecimiento de materias primas energéticas.

Se trata de una **materia controvertida**, dada la dificultad de transmitir mensajes claros sobre un tema de alta complejidad y la percepción social de inseguridad y peligro que suele asociarse a este tipo de instalaciones. Sin embargo, además de las virtudes de la generación nuclear, deben valorarse los efectos inducidos en el desarrollo de tecnología, ingeniería y sistemas de control y seguridad que esta tecnología ha aportado al sistema eléctrico y al resto de la industria.

En los años 80 la mayoría de los países industrializados fueron paralizando los programas de desarrollo de las tecnologías de generación nuclear. Sin embargo, **otros países han seguido apostando por estas tecnologías**, existiendo en la actualidad numerosos nuevos proyectos nucleares: cuarenta en Asia (China, Japón, Corea, Taiwán, India e Irán), nueve en países del Este de Europa (Ucrania, Rusia, y Rumania), tres en la UE y uno en Africa (Sudáfrica). Además, Estados Unidos está alargando la vida de muchas de sus centrales nucleares.

Las autoridades de la UE participan explícitamente en este debate, enviando señales indicativas de que la generación de origen nuclear no debe ser descartada a medio y largo plazo. En Europa, Finlandia tiene en marcha la construcción de un reactor, Francia ya ha decidido lanzar un nuevo proyecto y otros países como Reino Unido no descartan seguir esta senda a medio plazo y están preparándose para ello.

Con independencia de los argumentos, en ocasiones demagógicos, vertidos sobre estas tecnologías, el problema real aún no plenamente resuelto es la disposición definitiva de los denominados residuos radiactivos de alta actividad. Éstos contienen elementos que emiten radiaciones de gran intensidad cuya actividad es muy prolongada en el tiempo y que emite considerables cantidades de calor. Como no pueden ser destruidos, han de ser almacenados durante el tiempo necesario para dejar de ser nocivos. En todo caso, en la actualidad se dispone de tecnologías

para mantenerlos confinados y controlados sin riesgo alguno para la población ni para el medio ambiente. En el Anexo 1 se describe con detalle el problema de la disposición definitiva de los residuos y las diversas alternativas actuales para su almacenamiento, así como la situación en el caso español.

Una visión realista del futuro de la generación eléctrica de origen nuclear

Como se ha citado más arriba, tanto por la necesidad de reducción de las emisiones de CO₂ como por razones de garantía y capacidad de suministro, **es muy probable que en el futuro los sistemas eléctricos tengan que utilizar de nuevo la energía nuclear de forma generalizada.**

Dado el lento desarrollo de las tecnologías de fusión (hay un programa internacional –ITER- en el que intervienen muy activamente EEUU, Japón, la UE, Rusia y Corea), es impensable contar con estas tecnologías en el horizonte que puede contemplar una empresa o un sistema eléctrico. Por ello, en el futuro previsible deberemos contar sólo con las tecnologías de fisión, que en estos últimos años han sido intensamente mejoradas tanto en términos de eficiencia energética como de seguridad.

En todo caso, **un nuevo desarrollo comercial** de las tecnologías nucleares para la generación eléctrica **requerirá que se den una serie de condiciones** previas:

- Un mejor conocimiento por parte de la sociedad de la realidad de estas tecnologías.
- El desarrollo de programas y tecnologías de gestión de residuos de alta actividad que den tranquilidad a administradores y administrados.
- Una mayor conciencia pública del riesgo de escasez y de dificultades de suministro de materias primas energéticas.
- La asunción generalizada de los problemas derivados de las crecientes emisiones de CO₂, sus posibles consecuencias en el cambio climático del planeta y la imposibilidad de frenar significativamente el proceso de incremento de emisiones sin recurrir a la energía nuclear.

REVISIÓN DE LOS ACUERDOS DE REPARTO INTRAEUROPEO DE CUMPLIMIENTO DE KIOTO

Como se ha puesto de manifiesto en el capítulo anterior, la aplicación práctica de los compromisos de Kioto en el caso español conduce a resultados distintos de los esperados. Así, no se conseguirá una reducción de las emisiones, se producirá una transferencia de rentas entre diferentes tecnologías de generación y habrá un incremento de los precios de suministro eléctrico superior a los costes derivados de la necesidad de adquirir derechos de emisión, afectando así negativamente a la competitividad del conjunto de la economía española.

Además, en términos internacionales, el sistema de reparto acordado conducirá a que se produzca una transferencia de renta desde un país (España) de renta inferior y menores emisiones per-cápita a otros que se sitúan en la posición inversa tanto en términos de riqueza como de emisiones.

Por ello, es preciso buscar fórmulas que conduzcan a una minimización de la carga que estos compromisos suponen para las empresas españolas demandantes de energía, buscando simultáneamente maximizar la seguridad del suministro. **No se trata, por tanto, de poner en cuestión el cumplimiento europeo del Protocolo de Kioto**, sino más bien los criterios de reparto de la carga entre los países de la UE (el citado Burden Sharing Agreement).

La clave estará en el modo en que funcione el sistema europeo de comercio de emisiones una vez finalice la etapa inicial recientemente comenzada. **De cara a la fase posterior (2008-12) y en cualquier caso para el periodo post-Kioto**, considerando tanto los problemas que implica la aplicación práctica de los acuerdos europeos, así como la posición en que queda España, **sería conveniente que la Administración española planteara** en los próximos dos años ante las instancias europeas **la necesidad de revisar el Burden Sharing Agreement** (así como el Plan Nacional de Asignación) de tal forma que no se establezcan fuertes penalizaciones a quienes hicieron una inversión que tienen que recuperar a largo plazo, y al tiempo se generen incentivos para adoptar la mejor tecnología en cada proceso.

Además, **no cabe olvidar que existen fórmulas con las que nuestro país puede lograr unas condiciones más ventajosas para el cumplimiento de dichos compromisos**. A España le convendría la ampliación del esfuerzo a un mayor número de sectores y de gases de efecto invernadero, pues ello contribuiría a un funcionamiento más eficiente de ese mecanismo de mercado. Cabe esperar, o

al menos desear, que los resultados de la fase actual 2005-07 faciliten un aprendizaje que se utilice adecuadamente para un rediseño futuro del sistema, corrigiendo cualesquiera distorsiones observadas en el transcurso de los próximos tres años.

A este respecto, habrá que permanecer muy atentos al impacto que tenga la ampliación de la UE. Los nuevos Estados miembros, que tienen objetivos individualizados en el Protocolo de Kioto, cumplen sobradamente sus límites de emisiones, lo que puede tener distintos efectos para la competitividad de nuestra economía²⁵.

²⁵ Por una parte, estos países se convertirán en vendedores netos de permisos en el mercado europeo, incrementando la oferta de derechos y abaratando éstos. Pero, por otro lado, es posible que las restricciones sobre las emisiones les otorguen ventaja como lugar de destino elegido en procesos de deslocalización.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- I. El sistema eléctrico tiene una naturaleza y características específicas que deben ser consideradas a la hora de diseñar una estrategia futura para este sector: las connotaciones geopolíticas de los mercados de materias primas energéticas, los largos períodos de maduración de las inversiones, los compromisos medioambientales o el hecho de que el mercado eléctrico aún no haya alcanzado una dimensión europea.

Además, es necesario tener en cuenta que en nuestro país la elasticidad de la demanda eléctrica respecto al crecimiento del PIB es superior a la unidad y que una parte de la industria española, sometida a la competencia internacional, tiene procesos de producción muy intensivos en consumos eléctricos. Es muy importante, por tanto, disponer de un sector eléctrico capaz de satisfacer la demanda a precios competitivos y respetando las restricciones medioambientales.

Por todo ello, la estrategia eléctrica debería definirse a través de un **pacto regulatorio entre los principales partidos políticos** que aporte seguridad y estabilidad en el largo plazo. Se trata de una cuestión que debe quedar al margen de la alternancia de partidos políticos en la responsabilidad de gobierno, ya que el plazo de maduración de las decisiones del sector eléctrico es mucho más largo que el tempo político.

- II. De las consideraciones realizadas respecto a los condicionantes exógenos a que está sometido el **mix de generación** y la necesidad de garantizar la seguridad del suministro cabe extraer las siguientes conclusiones:
 - En la situación actual parece comprensible la promoción de las **tecnologías de generación renovables** (eólica, solar, hidráulica, biomasa....) ya que contribuyen a una mayor independencia energética – aunque de manera limitada- y precisan, en general, de desarrollo tecnológico. Sin embargo, **el apoyo debe ser transitorio, transparente y asignarse en un proceso competitivo**, estableciendo claramente el horizonte temporal del mismo y desarrollando mecanismos alternativos que permitan una correcta asignación de precios.

- **No** es conveniente un **cierre prematuro de** aquellas **centrales de carbón** que están proporcionando al sistema energía eléctrica fiable y a bajo coste marginal. Estas contribuyen a mantener un razonable grado de autonomía eléctrica, siempre y cuando se pongan todos los medios para minimizar las emisiones contaminantes. La propia dinámica del sistema de generación español va a llevar a una pérdida gradual del peso del carbón en el conjunto de la generación.
- Es preciso **abordar un replanteamiento del papel de la energía nuclear**. España debe participar en el debate internacional de forma serena, aproximándose de nuevo a estas tecnologías sin prejuicios ni tabúes y buscando activamente junto con otros países las soluciones a los problemas que no están aún del todo resueltos.

En cualquier caso, y como están haciendo la mayoría de los países que disponen de centrales nucleares, debería asegurarse el **alargamiento de la vida de nuestras centrales nucleares**, lo que sería sin duda un paso muy importante desde el punto de vista estratégico.

A más largo plazo, dados los condicionantes de demanda, económicos y de compromisos medioambientales, las centrales nucleares que vayan llegando al fin de su vida deberían ser sustituidas por otras centrales nucleares de última generación.

- Considerando los problemas derivados de reparto para España de los compromisos europeos de cumplimiento del Protocolo de Kioto, y a pesar de la indudable dificultad que ello entraña, sería conveniente que para el periodo 2008-2012 y en cualquier caso para el periodo post-Kioto se produjera una **revisión del** denominado **Burden Sharing Agreement**. Se trataría de alcanzar una situación en la que la carga que debe asumir la economía española sea similar (que no superior, como en la actualidad) al esfuerzo que realizarán otros países de nuestro entorno.

III. Dada la importancia creciente de la tecnología de generación de ciclos combinados con gas natural, es necesario que se instrumente una mejor coordinación operativa entre los operadores del sistema gasista (ENAGAS) y el eléctrico (REE), asegurando además la neutralidad, transparencia e independencia del Gestor del Sistema de Gas.

Asimismo **debe dotarse al sistema gasista de mayor capacidad de almacenamiento**, lo que minimizará el riesgo de interrupción del suministro a

las centrales de ciclo combinado, esenciales para la garantía de potencia del sistema.

IV. Las redes de transporte y distribución deben estar adecuadamente dimensionadas²⁶. Para ello sería conveniente incrementar el incentivo a la disponibilidad de la red de transporte, en línea con el objetivo estratégico de mejorar la garantía de suministro al consumidor final.

Además, es preciso modificar el sistema de retribución de los operadores de las redes de distribución, estableciendo así incentivos positivos para la inversión, de manera que se alcancen mayores niveles de calidad, y negativos para evitar que se ofrezca servicio sin cumplir con los estándares acordados.

V. En cuanto a las **conexiones internacionales**, no cabe duda de la **conveniencia de su potenciación**. Para que funcione el mercado europeo es crucial que dispongamos de redes de interconexión con amplia capacidad que permitan intercambios masivos de electricidad y gas, como de hecho ya ocurre en la Europa central y en el mercado nórdico.

El acuerdo de Barcelona (fijando un 10% de capacidad de interconexión) fue un primer paso, así como los convenios de creación del MIBEL. No obstante, el proceso de interconexión hacia el norte durará aún muchos años y, mientras tanto, no cabe esperar que la energía eléctrica proveniente de otros países pueda contribuir notablemente a la garantía de suministro a nuestro mercado y mucho menos a proporcionar una oferta complementaria competitiva de forma permanente.

VI. El proceso de **liberalización sectorial** ha sido muy positivo en términos generales y debemos continuar profundizando en él.

- Es preciso abordar una revisión del **sistema tarifario** puesto que no refleja todos los costes e introduce claros desincentivos al desarrollo del mercado. Pero, sobre todo, es necesario revisar la organización del mercado para pasar de un mercado centralizado obligatorio a precio marginal a otro con mayor grado de competencia. La eliminación de las tarifas (prevista por la Ley del Sector Eléctrico para 2007 con carácter general) requiere previamente incrementar los niveles de competencia y

²⁶ Como sucede en otros sectores de red, la proliferación de normativa de diferentes administraciones genera retrasos y sobrecostes, imposibilitando en ocasiones el desarrollo de proyectos de infraestructura.

un funcionamiento sin distorsiones del **sistema de formación de precios**.

Además, los necesarios planes de eficiencia y ahorro energético deberían verse acompañados por una política de precios y tarifas que fomente el ahorro y la eficiencia, así como los comportamientos de consumo responsable, en particular, en los sectores de consumo en baja tensión, que es donde podrían conseguirse mejores resultados.

- Tras 8 años de experiencia desde la promulgación de la Ley del Sector Eléctrico, es hora de **revisar el funcionamiento del sistema** para corregir las imperfecciones que a menudo llevan a los operadores a comportamientos que producen efectos contrarios a los que inicialmente se pretendían.

ANEXO 1. TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

1. CENTRALES TÉRMICAS

Estas centrales queman combustibles fósiles para producir vapor a presión y, a través de una turbina, producir corriente eléctrica. En función del combustible utilizado se pueden agrupar en:

a) Centrales de Carbón: el carbón es un recurso muy abundante en la naturaleza, negociado en mercados mundiales competitivos y que puede transportarse a un coste razonable. Por lo tanto, en términos relativos, es un combustible de precio bajo y estable.

Las centrales convencionales de carbón transforman en energía eléctrica el 38-40% de la energía contenida en el carbón que entra en el quemador y requieren una inversión de unos 1.200€ por KW de potencia instalada.

Estas centrales tienen costes de operación y mantenimiento relativamente altos, una moderada flexibilidad operativa (lo que limita la posibilidad de regular la energía producida) y emiten en torno a 0,94 kg. de CO₂/kWh. Además, la mayoría de los carbones contiene azufre, por lo que generan óxidos sulfurados (SO_x), que pueden contribuir a la "lluvia ácida". La utilización de carbones con bajo contenido de azufre y la instalación de plantas de desulfuración han eliminado por completo este problema en España, donde la normativa y los comportamientos medio ambientales de las empresas eléctricas responden a los estándares más exigentes.

Diversas innovaciones tecnológicas -como las llamadas "centrales supercríticas", los ciclos combinados con gasificación del carbón o las tecnologías de combustión limpia y de captura de gases- están obteniendo rendimientos energéticos cercanos al 45%, reduciendo las emisiones hasta el entorno de los 0,75 kg./kWh, lo que significa un mayor grado de ecoeficiencia (económica y ecológica).

b) Centrales de fuel: utilizan como combustible derivados pesados del petróleo, un recurso abundante de precio relativamente alto y sujeto a fluctuaciones.

Una central de fuel emite en torno a 0,8 kg. de CO₂ por kWh, un nivel similar al de las centrales de carbón de tecnología supercrítica. Su rendimiento energético ronda el 40%, existiendo aunque de forma limitada emisiones de SO₂ y NOX. Las inversiones en capital son moderadas y las centrales de fuel tienen buena capacidad de regulación, por lo que entran en funcionamiento en horas punta.

c) Centrales de gas natural: entre las tecnologías de generación eléctrica la más extendida es la conocida como “ciclo combinado”, en la que se combina una turbina de gas con otra de vapor que mueven el alternador que genera la corriente eléctrica. Esta combinación produce un mayor aprovechamiento energético, alcanzándose rendimientos térmicos por encima del 55%, muy superiores a los logrados con el procedimiento tradicional del ciclo simple (turbina de vapor).

Tanto por el mayor rendimiento energético de los ciclos combinados como por el menor contenido de carbono en el combustible, las emisiones de CO₂ por kWh son menos de la mitad de las correspondientes a una central convencional de carbón. Asimismo son notablemente inferiores los costes de capital, los tiempos de puesta en marcha y otras formas de contaminación medioambiental, aportando además mayor capacidad de regulación al sistema.

El gas natural es un combustible relativamente caro, cuyo precio suele vincularse al del petróleo, por lo que comparte la volatilidad de éste²⁷. Habitualmente se transporta por gasoductos, que frecuentemente vinculan el suministro a un solo origen. Puede también transportarse el gas natural licuado (GNL) en buques especializados, lo que permite una mayor variedad de orígenes a costa de un proceso logístico que lo encarece y requiere costosas instalaciones de licuefacción y regasificación. Éstas solamente se amortizan en plazos largos, por lo que generalmente requieren contratos de suministro a muy largo plazo, lo que termina por limitar la variedad de orígenes.

2. BIO-COMBUSTIBLES

Puede tratarse de materiales secos (como residuos de madera) de bioetanol o biofuel o incluso de biogas procedentes de materia orgánica, que se utilizan para producir vapor que accione una turbina (o un ciclo combinado) que mueva el alternador que genera energía eléctrica.

²⁷ Aunque gradualmente se está desarrollando un mercado de gas natural crecientemente independiente del de petróleo, particularmente en el caso del GNL.

Los biocombustibles **son neutros en cuanto a las emisiones**, ya que el CO₂ emitido en su combustión tuvo que ser captado anteriormente de la atmósfera en proceso de fotosíntesis. Sin embargo, los costes de los biocombustibles están por encima de aquellos de los combustibles fósiles, por lo que en la actualidad la generación eléctrica que parte de ellos **requiere ayudas**.

3. COGENERACIÓN

La cogeneración **tiene en España un notable peso** en la generación eléctrica y un régimen regulatorio especial. Es la generación simultánea de energía térmica (para uso industrial) y de energía eléctrica, lo que produce rendimientos termodinámicos muy superiores a los obtenidos cuando, utilizando el mismo combustible, se obtiene solo energía térmica o energía eléctrica. Permite, por lo tanto, considerables ahorros de energía primaria y, por ello, de emisiones contaminantes.

4. CENTRALES NUCLEARES

En una central nuclear la turbina que mueve el alternador que genera la energía eléctrica recibe su energía del vapor de agua procedente del intercambiador, donde recibe el calor liberado por el proceso de fisión del combustible nuclear, transmitido por el refrigerante primario. El calor primario no procede, por lo tanto, de la combustión, sino de la fisión nuclear.

Las nuevas tecnologías de fisión nuclear permiten construir hoy centrales más seguras que las que se construyeron en los 70 y 80, sin pérdida de eficiencia económica y energética y que pueden ser puestas en funcionamiento en plazos más cortos (4-5 años) que entonces con lo que son muy competitivas en términos de coste del kWh. De hecho, hay en la actualidad más de 50 proyectos de centrales nucleares en el mundo.

La tecnología de generación de energía eléctrica mediante la fisión nuclear tiene como grandes ventajas su escasísimo coste variable, la fiabilidad de funcionamiento como potencia de base y la nula emisión de gases contaminantes a la atmósfera.

Por contra, sus costes de capital –inversión en las instalaciones- son elevados y **producen residuos radiactivos** de alta actividad y larga vida, **cuyo**

tratamiento, aunque técnicamente resuelto, **supone un coste adicional** y encuentra problemas de aceptación social.

Los residuos radiactivos

Estos residuos resultan de la aplicación de tecnologías nucleares, siendo su utilización para la generación eléctrica la que tiene un mayor rechazo en la sociedad. Sin embargo, también se producen en otros campos de la industria, la medicina, la agricultura o la investigación, donde también se utilizan tecnologías de origen nuclear.

Los residuos nucleares **se clasifican** en dos grandes capítulos:

- De baja y media actividad: emiten radiaciones poco energéticas que tienen corta vida (en torno a 30 años) y no desprenden calor. A esta categoría pertenecen todos los residuos operacionales de las centrales nucleares (resinas, filtros, ropa, etc.) y la mayoría de los residuos radiactivos generados en los hospitales y la industria. Alrededor del 90% de los residuos radiactivos que se producen en el mundo son de baja y media actividad, aunque sus emisiones radiactivas corresponden aproximadamente al 5% de las totales.
- De alta actividad: emiten radiaciones de mayor intensidad, cuya actividad tiene una duración mucho más larga (llegando a varios miles de años), desprendiendo además cantidades considerables de calor. Estos residuos corresponden básicamente al combustible gastado de las centrales nucleares y, aunque suponen en volumen el 10% de los residuos generados, acumulan el 95% del total de las radiaciones emitidas.

Como estos residuos no pueden ser destruidos, han de ser confinados y almacenados durante el tiempo necesario hasta que reduzcan su actividad y no resulten nocivos.

Los almacenes pueden ser de tres tipos:

- Almacenes Temporales Individuales (ATI): como son todas las piscinas que tienen las centrales nucleares in situ, o el almacén que se construyó en Trillo, para complementar la capacidad de la piscina cuando esta se colmó.

- o Almacenes Temporales Centralizados (ATC): de diseño similar al de los ATI's, pero para contener residuos de varias centrales.
- o Almacenamientos Geológicos Profundos (AGP): pueden ser de procedimiento de sellado e inaccesibles o con posibilidades de recuperación de los residuos.

Actualmente gana adeptos la propuesta de mantener almacenamientos accesibles, en previsión de que en el futuro existan nuevas tecnologías de tratamiento de los residuos, frente a la que defiende el procedimiento del confinamiento sellado e inaccesible. Hasta que estén disponibles estos almacenes, los residuos se almacenan en las piscinas de las centrales o en contenedores secos en los mismos emplazamientos.

Por otra parte, los países que más han avanzado en desarrollar soluciones de AGP son los EEUU, que tienen funcionando el almacén WIPP y aprobado el proyecto de Yucca Mountain, y Finlandia, donde el Parlamento ha aprobado la construcción de un almacenamiento en Olkiluoto. También Francia, Suecia y Alemania están desarrollando este tipo de proyectos. Resulta curioso que precisamente un país como Finlandia, donde existe un alto nivel de sensibilidad y conciencia con respecto al medio ambiente, sea uno de los que están más avanzados en Europa en este campo.

Al margen de lo anterior, hay países (especialmente Francia y Japón) que consideran los combustibles gastados no como residuos sino como recurso energético, extrayendo el uranio residual y el plutonio producido, para su reciclado en los reactores. Esta opción, que no ha sido ejercida por muchos otros países, se conserva como una posibilidad para el futuro, siempre que los elementos gastados almacenados sean recuperables.

Están siendo desarrolladas técnicas de vanguardia, como la separación de los elementos transuránicos de larga vida (especialmente el plutonio) y su transmutación por neutrones muy energéticos, en reactores especiales, para lograr productos finales de vida más corta, más fáciles de desechar en almacenes definitivos.

En **España la gestión de residuos radioactivos está encargada a Enresa**, empresa pública creada en 1984. Dispone de unas instalaciones en El Cabril (Córdoba) , donde cuenta con un almacén en superficie para residuos de baja y media actividad, realizando todas las labores de recogida, transporte, tratamiento, almacenamiento y control de residuos. Enresa es también responsable de la

retirada de los combustibles gastados de las centrales y de su almacenamiento temporal o definitivo cuando disponga del almacén necesario.

Creemos razonable la línea que parece va a seguir Enresa de promover un ATC en el que se concentren gradualmente los residuos radiactivos de alta actividad. Mientras se encuentran soluciones definitivas, los residuos podrían permanecer almacenados y controlados durante un periodo de hasta unos 100 años. En el caso de que en el futuro se estableciera que la solución definitiva es un AGP, los residuos almacenados en el ATC habrían reducido notablemente su nivel de actividad y por ello su traslado y almacenamiento geológico profundo sería más adecuado.

5. ENERGÍA SOLAR

Los sistemas más utilizados para la generación de energía solar son dos. Por un lado, **las células fotovoltaicas**, que directamente convierten la energía solar en energía eléctrica –efecto fotovoltaico-. Por otro, **los colectores solares**, que utilizan las radiaciones térmicas para calentar agua.

Se trata de una **energía “distribuida”**, generada en los puntos de consumo, además de renovable e inagotable. Tiene a su favor que no produce efecto negativo alguno sobre el medio ambiente, salvo los derivados de la fabricación de las células fotovoltaicas. Su capacidad de producción de energía eléctrica es, sin embargo, limitada, y requiere inversiones que la energía producida no amortiza, por lo que debe ser **subvencionada** (al menos en el horizonte visible).

6. ENERGÍA EÓLICA

La transformación de la energía eólica en energía eléctrica requiere de una **tecnología muy moderna** –la incorporada a los aerogeneradores-, cuyo desarrollo comercial no se inició hasta después de las crisis del petróleo de los años 70. En los últimos quince años se ha conseguido un espectacular avance, tanto en el terreno tecnológico como en el comercial, que ha permitido rebajar considerablemente los costes de generación.

La energía eólica es renovable y no produce emisiones, pero presenta limitaciones. Los aerogeneradores producen contaminación acústica y su impacto visual es evidente, aun cuando de difícil cuantificación. En el plano económico, su **coste de inversión es elevado**, alrededor de 1 millón de € por MW. Tan sólo funciona en la medida en que haya viento suficiente, por lo que únicamente produce energía

alrededor del 25% del tiempo²⁸ y ello, a su vez, (i) aumenta el coste fijo por kWh producido hasta el punto de que la energía generada **no es competitiva si no está subvencionada**, y (ii) **aporta una escasa garantía de potencia al sistema**, requiriendo así la inversión en la correspondiente capacidad de reserva. Se hace necesaria la existencia de otras capacidades que generen electricidad en ausencia de viento, lo que eleva notablemente los costes de capital del sistema.

A lo anterior se suma el hecho de que los parques eólicos han de situarse en lugares ventosos, circunstancia ésta que normalmente complica mucho el desarrollo de las redes específicas que se precisan para la evacuación de la energía producida hacia las subestaciones.

7. ENERGÍA HIDRÁULICA

Las centrales hidroeléctricas utilizan, en la producción de energía eléctrica, saltos de agua para mover los alternadores por medio de una turbina hidráulica. Es una energía renovable, con unos **costes variables prácticamente nulos**, que además puede contribuir a la regulación hidrográfica y eléctrica, apoyando también al suministro de energía eléctrica en las horas punta. Su funcionamiento depende de la existencia de agua embalsada,²⁹ cuya energía gravitatoria se convierte en electricidad, a voluntad del operador, aportando la potencia al sistema cuando es necesaria (normalmente en horas punta).

La energía hidráulica no produce emisiones, pero sí efectos medioambientales negativos derivados de la construcción de los embalses, y **depende del régimen de lluvias** que, en un país como el nuestro, resulta muy variable, por lo que sólo puede contarse con ella como garantía parcial para un suministro permanente. Hay que señalar que la potencia hidráulica en España está explotada casi en su totalidad, quedando sólo la posibilidad de poner en marcha pequeños aprovechamientos hidráulicos -“**minihidráulicas**”- que no añaden al sistema sino una **oferta muy marginal**.

8. LA PILA DE COMBUSTIBLE

Ante el interés que suscita esta tecnología, conviene un comentario de una cierta extensión, a pesar de que su utilización en la producción de energía eléctrica se

²⁸ España es un país relativamente bien situado para la generación de energía eólica, con un promedio de horas por parque muy superior al conseguido en Francia o Alemania.

²⁹ En España apenas hay cauces que permitan la generación por agua fluyente, sin salto. En horas valle, si existe capacidad de generación de electricidad a bajos costes marginales, se puede utilizar energía eléctrica para bombear agua de otros embalses río abajo, que luego se utiliza para generar en horas punta. (“centrales de bombeo”)

queda, de momento, en **posibilidad teórica** y objeto de investigación, lejos de la aplicación práctica.

El proceso de la "pila" o "celda" de combustible es el inverso a la electrolisis del agua. En el caso de la electrolisis, mediante la aportación de energía eléctrica, el agua se descompone en oxígeno e hidrógeno según la reacción siguiente:



En la pila de combustible, el proceso es el inverso: si se aporta hidrógeno y oxígeno en determinadas condiciones y en presencia de un catalizador, se forma agua y se libera energía eléctrica:



La teoría es sencilla, pero su aplicación práctica plantea grandes dificultades. El inglés Sir William Robert Grove desarrolló un prototipo de pila de combustible en 1845, aunque sólo tuvo interés científico, puesto que la energía necesaria para producir el hidrógeno era mucho mayor que la se obtenía de la pila (un problema similar al que ahora existe con la tecnología de fusión).

El interés de este procedimiento reside en la posibilidad de convertir la "energía química" de un producto en energía eléctrica sin necesidad de pasar por un proceso intermedio de combustión.

El proceso tradicional de aprovechamiento de la energía potencial de los combustibles es muy ineficiente puesto que, a través de la combustión, transformamos aquella energía potencial en energía térmica, que transformamos a su vez en energía mecánica -en la turbina- y finalmente en energía eléctrica -en el alternador-. En cambio, en la pila de combustible, la energía química del combustible (H_2) se convierte directamente en energía eléctrica mediante una reacción electroquímica, sin que existan pasos intermedios, obteniéndose unos rendimientos energéticos que pueden llegar a duplicar los obtenidos por procedimientos tradicionales de combustión.

A través de este procedimiento, además de **obtener mejores rendimientos energéticos**, las únicas emisiones que se producen son de vapor de agua, totalmente inocuas.

El gran problema de esta tecnología radica en que se necesita una fuente de alimentación de hidrógeno, que debe de ser producido previamente:

- Mediante electrolisis del agua, que consume gran cantidad de electricidad
- A través de procesos industriales que generan hidrógeno como producto residual
- Mediante procesos de reformado de los hidrocarburos

El hidrógeno es, asimismo, una sustancia explosiva, cuyo almacenamiento y manipulación entrañan gran **riesgo**, de modo que el desarrollo de una red segura de suministro de hidrógeno es tarea harto complicada.

Esta tecnología pudiera ser aplicable a la **industria del transporte**, que es el sector más contaminante, y a la generación de energía eléctrica distribuida, ya que la posibilidad de producir hidrógeno, combinada con la disponibilidad de un proceso eficiente para transformarlo en energía eléctrica *in situ*, equivaldría a la posibilidad de almacenar energía eléctrica.

Dado que el proceso de producción de hidrógeno es muy intensivo en consumo eléctrico, las emisiones de CO₂ que genera dependerán de la tecnología utilizada. Así, si en la producción de hidrógeno se utiliza energía eléctrica generada mediante tecnologías hidráulica, nuclear u otras renovables, se conseguirán reducciones netas de las emisiones contaminantes.

9. ENERGÍA MAREOMOTRIZ

Es la que puede extraerse de los mares, donde toma varias formas: a) la que contienen las olas, derivada del viento y, por tanto, con origen en la energía solar; b) la derivada de las corrientes marinas, provocadas por diferencias de temperatura de masas de agua, cuya causa final es la energía solar; y c) la asociada a las mareas, proveniente de la energía gravitacional ejercida, sobre todo, por la Luna.

En nuestro país las **posibilidades de generación** de energía eléctrica partiendo de la energía del mar son **limitadísimas**.

10. ENERGÍA GEOTÉRMICA

Es la que se deriva de la energía térmica existente en el interior de la tierra, que en determinados lugares se manifiesta en forma de emanaciones de agua caliente o

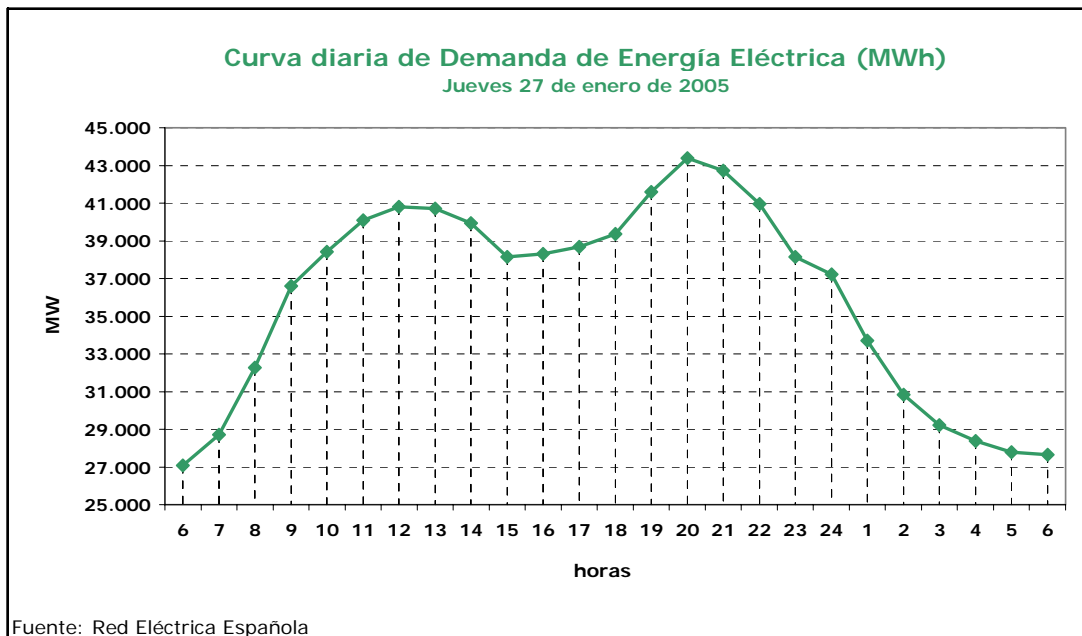
vapor de agua –géiseres- que pueden utilizarse para la producción de energía eléctrica u otros fines. La procedencia original de esta energía se encuentra tanto en el calor residual procedente del propio proceso de formación de la tierra, como en los procesos radiactivos que tienen lugar en el interior del planeta.

ANEXO 2. BREVE COMPARACIÓN ENTRE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN (1) (2)

| | Renovable | Eficiencia Energética % | Inversión € por KW | Vida económica de la instalación (años) | Periodo de construcción (años) | Emisiones CO ₂ Kg/kWh | Coste Kwh céntimos € (3) | Posibilidad de planificación | Posibilidad de regulación | Seguridad de suministro | Potencia típica MW | Horas típicas de funcionamiento |
|--|---------------|-------------------------|--------------------|---|--------------------------------|----------------------------------|--------------------------|------------------------------|---------------------------|-------------------------|--------------------|---------------------------------|
| Carbón convencional (a) supercrítica | No | 38-40 45 (a) | 1.200 | 30 | 4 | 0,82 0,78 (a) | 5,00 | Alta | Baja | Alta | 500-1.500 | 6.000-7.000 |
| Carbón gasificación integrada | No | 48-50 | 1.500 | 25 | 5 | 0,65 | 5,80 | Alta | Baja | Alta | 300-500 | 7.000 |
| Biomasa | Sí | 25 | 2.700 | 20 | 2 | 0,00 | 10,15 | Alta | Baja | Alta | <100 | 7.000 |
| Turbina de gas Ciclo simple (aeroderivadas) | No | 40 | 500 | 20 | 1 | 0,54 | 5,47 | Alta | Alta | Media | 50 | 4.000 |
| Central de gas Ciclo combinado | No | 58 | 440 | 25 | 2 | 0,37 | 3,86 | Alta | Alta | Media | 800 | 5.000-7.000 |
| Nuclear Fisión | No | NS | 1.700 | 40 | 5 | 0,00 | 3,39 | Alta | M. Baja | Alta | 1.000 | >8.000 |
| Eólica | Sí | NS | 1.000 | 20 | 2 | 0,00 | 8,03 | Baja | Nula | Alta | 25 | 2.500 |
| Mareomotriz | Sí | NS | 2.000 | 15 | 2 | 0,00 | 9,96 | Alta | Nula | Alta | 10-15 | |
| Pila de Combustible | EN DESARROLLO | | | | | | | | | | | |
| Fusión Nuclear | | | | | | | | | | | | |

(1) No se ha incluido la energía hidroeléctrica por considerar que no tiene posibilidades de mayor desarrollo en España.
 (2) Supuestos de precios de carburantes: gas natural (32,37 céntimos/termia inglesa), carbón (60,8 €/tonelada), fuel oil pesado (135,2 €/tonelada) y gas oil (232,8 €/tonelada).
 (3) Se considera a efectos del estudio un coste de 15€/t de CO₂ emitido.
 Fuente: "The cost of generating electricity". Royal Academy of Engineering (Marzo 2004) y elaboración propia.

ANEXO 3. LA DEMANDA ELÉCTRICA



| | Fecha | MWh |
|-----------------------------------|-----------|--------|
| Demanda máxima invierno | 27-ene-05 | 43.378 |
| Demanda máxima verano | 29-jun-04 | 36.690 |
| Demanda punta típica de primavera | 30-mar-05 | 33.600 |
| Demanda punta típica de otoño | 22-oct-04 | 31.630 |

Fuente: Red Eléctrica Española