

# EL CARBON EN PERSPECTIVA

Este artículo de **Manuel Castillo Bonet** pretende ofrecer al lector una perspectiva independiente sobre el tema del carbón en sus aplicaciones energéticas y, más concretamente, en el uso del carbón para generación eléctrica. Se comenta la situación actual del mercado internacional de este combustible. Si bien varios aspectos del problema han sido analizados sin mayor detalle, en consonancia con la atención de que son objeto en otras colaboraciones de este número de PAPELES DE ECONOMÍA ESPAÑOLA, ha resultado imprescindible referir y comentar más ampliamente otros temas energéticos, tales como el nuclear, que sirven de contraste al carbón, en busca de soluciones equilibradas.

## EVALUACION DEL CARBON FRENTE A OTRAS ALTERNATIVAS DE GENERACION EN EL CONJUNTO DE UN SISTEMA ELECTRICO

### La valoración de un determinado tipo de energía dentro del conjunto del sistema

**E**S frecuente leer en la prensa diaria, e incluso en revistas especializadas, comentarios referentes a los costes de un determinado tipo de generación con respecto al de otras posibles alternativas. Desgraciadamente, esta clase de comparaciones simplistas contribuyen más a confundir que a esclarecer los términos de un tema de por sí muy complejo, y, a veces, se ven influidas por los intereses o intenciones de la persona u organización que escribe el artículo, y/o suministra la noticia.

La realidad es que, en la planificación y explotación de un sistema eléctrico, la variable significativa es el precio a que resulta la electricidad generada por el *conjunto* del parque. Esta energía es el resultado de la explotación colectiva de un conjunto de centrales, cuyas características técnico-económicas son muy diversas, y que se debe intentar que en conjunto ofrezcan un «óptimo» para la satisfacción de la curva de demanda correspondiente al sistema en cuestión.

A distintos sistemas eléctricos corresponderán, por tanto, diferentes combinaciones «óptimas» de los diferentes tipos de centrales eléctricas en función de las características de la demanda que se ha de servir (técnicas de gestión de la demanda incluidas), de las disponibilidades de recursos energéticos, de las diferentes valoraciones económicas y sociales que se hagan en la definición de las restricciones del problema, etc.

Cuando se analiza la expansión de un sistema eléctrico, y/o el reemplazamiento de algunas de sus unidades, es necesario entender la interrelación entre las distintas centrales durante la operación del sistema. Es éste un conocimiento que, en parte, se adquiere con la experiencia, pero también se facilita mediante el uso de modelos de simulación.

Hasta hace poco tiempo, la simulación de la operación de los sistemas eléctricos era un problema bien resuelto sólo en casos muy simplificados (como en el caso de sistemas básicamente térmicos). Hoy es posible usar nuevos programas que hacen posible la integración de unidades térmicas e hidráulicas, e incluso de generadores estocásticos (centrales solares, eólicas, etc.). Ciertamente, aún es necesario trabajar en el perfeccionamiento de estas herramientas, pero los avances ya conseguidos son realmente significativos, especialmente por sus implicaciones para la planificación de sistemas tan complejos como el de la España peninsular.

No es el objetivo de este artículo detenerse en la discusión de los modelos de simulación de los sistemas eléctricos, pero sí profundizar en aquellos aspectos de la producción de energía eléctrica que inciden de mayor manera en la función realizada por las centrales térmicas de carbón dentro de la operación de un sistema. En particular, es importante entender el problema del *seguimiento de la carga*. Asimismo, merece la pena discutir el impacto que a nivel operacional van a tener las llamadas *nuevas energías* y, más en concreto la generación estocástica no despachable, en la

evolución de los sistemas eléctricos.

### El seguimiento de la carga

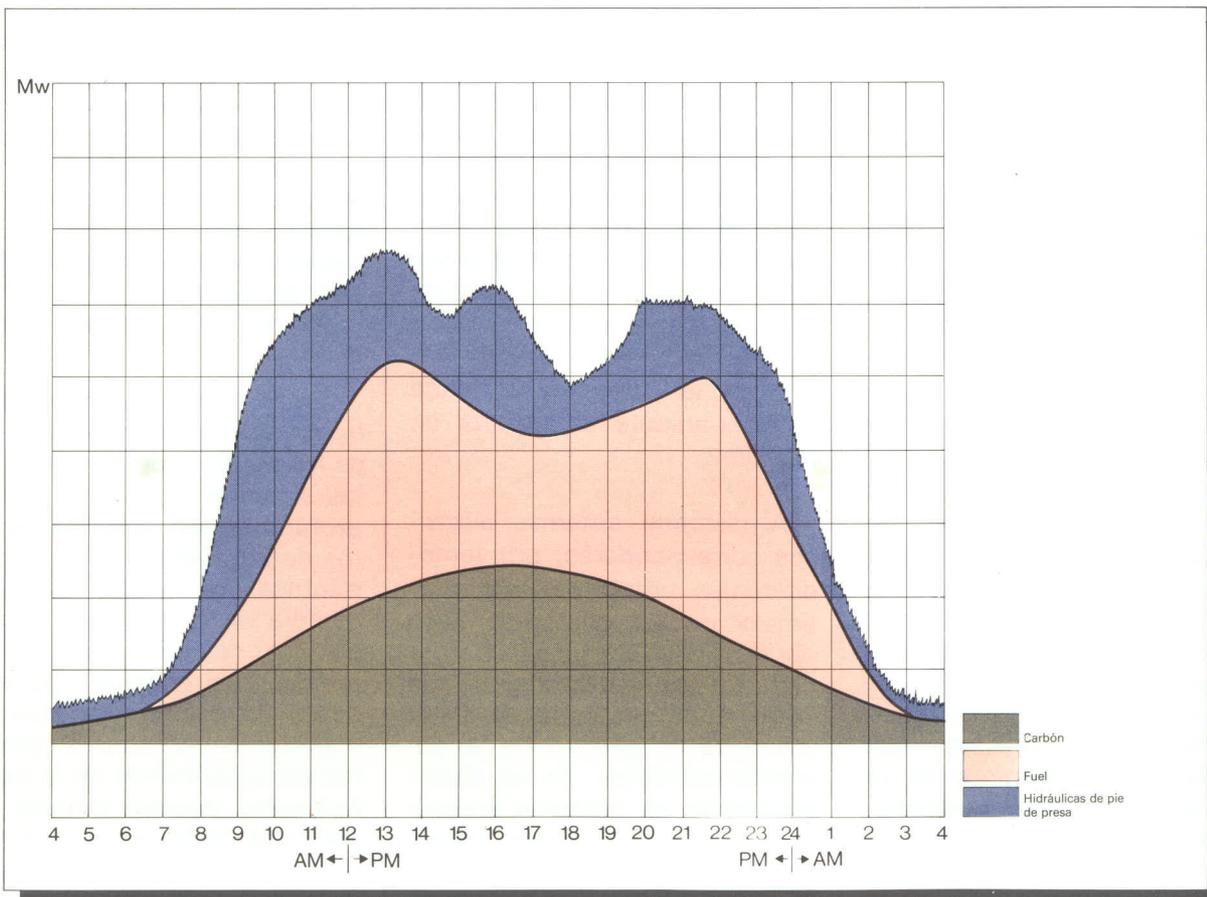
Es importante tener muy en cuenta que, conceptos de costes aparte (inversión, combustibles, operación y mantenimiento), las características técnicas de los distintos tipos de centrales no permiten que todas ellas sean operadas de la misma forma. En particular, las posibili-

dades de adaptar la generación a las variaciones de la carga son muy distintas según el tipo de central. El ritmo de variación de la carga, el rango de las oscilaciones, y la duración de los períodos de permanencia a distintos niveles de potencia, son las variables que básicamente sirven para caracterizar el potencial de seguimiento de la carga de una central eléctrica. Las centrales hidráulicas de pie de presa con conducciones a presión, y las de bombeo puro

son altamente flexibles. Las térmicas de carbón, y más aún, las centrales nucleares, son las menos aptas para adaptar su producción a las variaciones de la demanda.

La conjunción de las características técnicas de las centrales existentes en un sistema eléctrico, y las condiciones económicas relativas a la operación de las mismas, resulta (para un caso simplificado) en el reparto de la cobertura de la curva ho-

GRAFICO 1  
ESQUEMA SIMPLIFICADO DE LA COBERTURA DE LA CARGA



ria que se refleja en el gráfico 1.

El cuadro n.º 1 recoge, en unidades físicas, la evolución durante los últimos doce años de la potencia instalada y de la generación de energía eléctrica para el sistema peninsular integrado en Unidad Eléctrica, S. A. (UNESA). Los mismos conceptos se han reflejado en el cuadro n.º 2, pero esta vez en porcentajes, para facilitar su interpretación. Puede observarse la relación entre el consumo de fuel-oil y la hidráulidad de cada año. Menor impacto tiene la hidráulidad en el consumo del carbón. Esto se debe a que las centrales de fuel tienen unas características técnicas que les permiten reemplazar con relativa facilidad a las hidráulicas en su cometido de seguimiento de la carga. Además, la duplicación de inversiones a que lleva la necesidad de disponer de un «exceso» de potencia térmica, pendiente de los caprichos de la meteorología, obliga por razones puramente económicas a reducir al mínimo —hasta los límites que permitan los incrementos en los costes del combustible— los costes de un capital poco utilizado, y éstos son mayores en las centrales de carbón.

En los cuadros núms. 1 y 2 se refleja claramente la importancia que para el país tiene la regulación de su sistema hidroeléctrico, que puede doblar su producción en año húmedo respecto de lo que se genera en año seco, y esto a pesar de la importancia del sistema de embalses que ya existe. La regulación no sólo permite aprovechar parte de los recursos hídricos que, de otra forma, tendrían que ser vertidos, lo que es obvio, sino que permite re-

CUADRO N.º 1  
EVOLUCION DE LA POTENCIA INSTALADA  
Y DE LA GENERACION EN EL SISTEMA PENINSULAR DE UNESA  
DURANTE EL PERIODO 1970-81

AÑOS	POTENCIA (MW)					
	Total	Térmica			Nuclear	Hidráulica
		Clásica				
		Fluidos	Carbón	Varios		
1970	16.484	3.774	1.900	214	153	10.443
1971	17.350	3.781	2.123	214	613	10.619
1972	19.454	4.815	2.607	214	1.120	10.698
1973	21.520	6.272	2.882	214	1.120	11.032
1974	22.699	6.893	3.062	214	1.120	11.410
1975	23.212	7.243	3.075	214	1.120	11.560
1976	24.277	7.593	3.250	214	1.120	12.100
1977	25.375	7.722	3.586	214	1.120	12.715
1978	26.050	7.676	3.918	214	1.120	13.122
1979	27.060	7.936	4.618	214	1.120	13.172
1980	28.456	8.196	5.750	214	1.120	13.176
1981	30.382	8.196	6.706	214	2.051	13.215

AÑOS	GENERACION (GWh)					
	Total	Térmica			Nuclear	Hidráulica
		Clásica				
		Fluidos	Carbón	Varios		
1970	52.792	13.909	10.222	1.185	923	26.553
1971	58.460	13.164	10.185	1.314	2.523	31.273
1972	64.091	10.923	12.933	950	4.611	34.673
1973	71.540	21.492	14.510	985	6.545	28.009
1974	75.945	24.055	14.209	671	7.226	29.783
1975	77.560	26.324	17.537	1.084	7.545	25.069
1976	85.730	36.559	19.126	1.276	7.556	21.213
1977	87.980	21.022	20.266	1.115	6.525	39.052
1978	93.595	23.812	21.480	660	7.650	39.993
1979	99.606	21.727	24.121	1.215	6.700	45.843
1980	104.211	35.475	32.749	1.491	5.186	29.310
1981	105.656	34.876	37.917	1.403	9.568	21.891

ducir la potencia térmica de reserva.

Cuando existe la posibilidad de almacenar la energía generada durante las horas de valle (horas de demanda baja), producida por centrales de bajo costo de generación (típicamente las nucleares), y suministrarla durante las horas punta (horas de demanda alta) se puede pasar a los esquemas de gene-

ración reflejados en el gráfico número 2. Hoy en día estas combinaciones son posibles mediante el uso de embalses y centrales de bombeo.

Es importante recalcar que la desviación entre las características de la curva de demanda y las de parque generador son sólo posibles a un precio adicional (reflejado en nuestro caso por el de los embalses y por la

CUADRO N.º 2

EVOLUCION, EN TERMINOS PORCENTUALES, DE LA POTENCIA INSTALADA Y DE LA GENERACION EN EL SISTEMA PENINSULAR DE UNESA DURANTE EL PERIODO 1970-81

AÑOS	POTENCIA				
	Térmica				Hidráulica
	Clásica			Nuclear	
	Fluidos	Carbón	Varios		
1970	22,9	11,5	1,3	0,9	63,3
1971	21,8	12,2	1,2	3,5	61,2
1972	24,8	13,4	1,1	5,8	55,0
1973	29,1	13,4	0,9	5,2	51,3
1974	30,4	13,5	0,9	4,9	50,3
1975	31,2	13,2	0,9	4,8	49,8
1976	31,3	13,4	0,9	4,6	49,8
1977	30,4	14,1	0,8	4,4	50,1
1978	29,5	15,0	0,8	4,3	50,4
1979	29,3	17,1	0,8	4,1	48,7
1980	28,8	20,2	0,8	3,9	46,3
1981	27,0	22,1	0,7	6,8	43,5

AÑOS	GENERACION				
	Térmica				Hidráulica
	Clásica			Nuclear	
	Fluidos	Carbón	Varios		
1970	26,3	19,4	2,2	1,7	50,3
1971	22,5	17,4	2,2	4,3	53,5
1972	17,0	20,2	1,5	7,2	54,1
1973	30,0	20,3	1,4	9,1	39,2
1974	31,7	18,7	0,9	9,5	39,2
1975	33,9	22,6	1,4	9,3	32,3
1976	42,6	22,3	1,5	8,8	24,7
1977	23,9	23,0	1,3	7,4	44,4
1978	25,4	22,9	0,7	8,2	42,7
1979	21,8	24,2	1,2	6,7	46,0
1980	34,0	31,4	1,4	5,0	28,1
1981	33,0	35,9	1,3	9,0	20,7

Estas estrategias de «modificación» de la demanda no deben confundirse con otras posibles alternativas, que constituyen lo que se ha dado en llamar «técnicas de gestión de la demanda», y que representan métodos de *alteración real* de la curva de demanda, tales como los contratos con servicio interrumpible, las tarifas horarias, la mejora del factor de potencia, etc.

### El impacto de las nuevas energías

Tres factores fundamentales han contribuido a la creciente importancia de las llamadas «nuevas energías» como alternativas de generación eléctrica. El primero es el gran incremento en el coste de la generación térmica que se ha producido durante la última época. El segundo ha sido el avance tecnológico experimentado en los últimos veinte años, que ha permitido reducir drásticamente los costes de capital asociados a las nuevas alternativas. El tercero ha sido la radical *disminución en el ritmo de crecimiento* de la demanda eléctrica, permitiendo detenerse en el desarrollo de una multitud de pequeños aprovechamientos que, en otras circunstancias, hubieran tenido que ser dejados de lado para atender, con proyectos de otra escala, a los imperativos de la demanda.

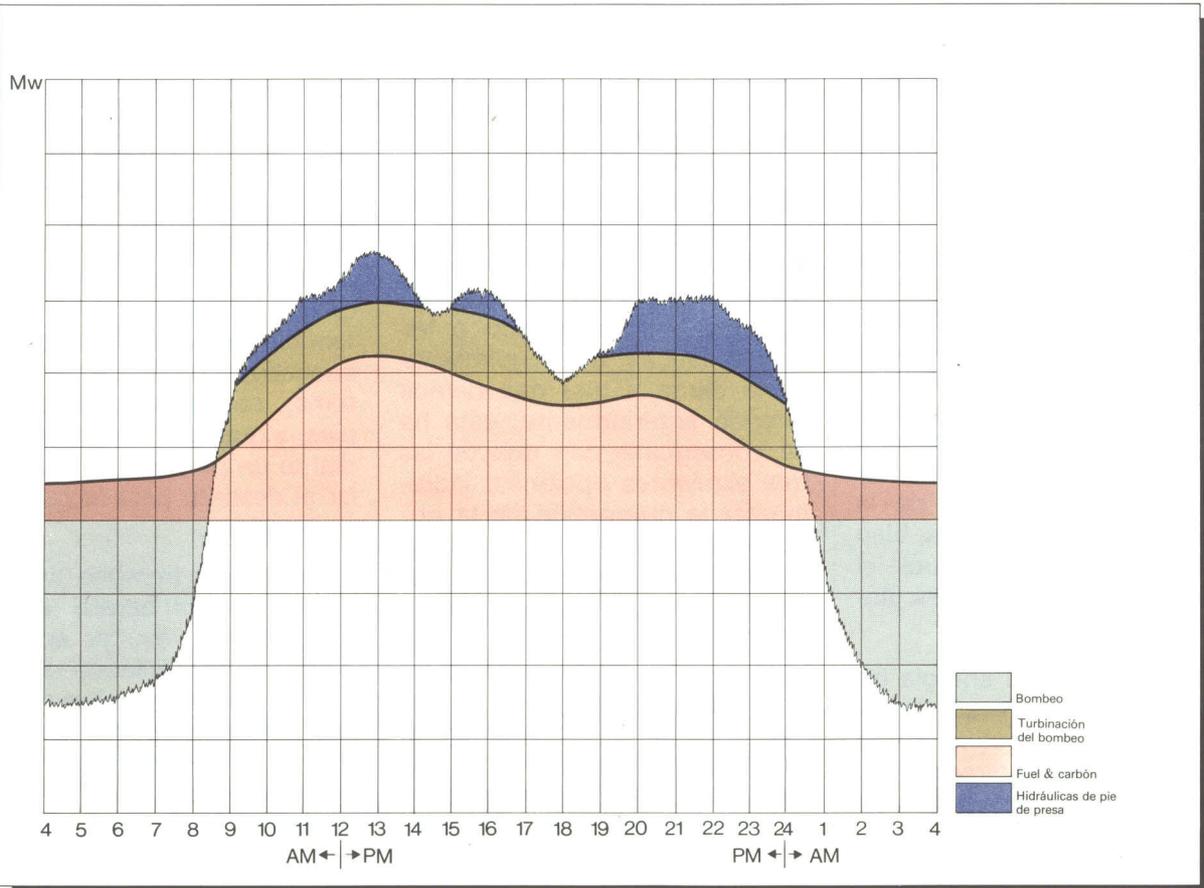
A estos factores se han añadido dos circunstancias también fundamentales. En primer lugar, que para muchas economías desarrolladas el coste en divisas de los combustibles que tienen que importar representa una carga que no están en condiciones de soportar, sino a costa

pérdida de un tercio de la energía en el proceso de bombeo), que, sin embargo, puede resultar compensado por los menores costos de generación que se pueden realizar en el conjunto del sistema, mediante sustitución de ciertas energías por otras más baratas.

En otras palabras, lo que se ha conseguido en el gráfico 2

es una modificación ficticia de la curva de carga, de manera que la combinación de centrales, «óptima» para la curva de demanda «resultante», presenta un coste de generación inferior al mínimo que se podría obtener optimizando la generación para una curva de demanda como la inicial que, de hecho, sigue siendo la (única) curva de demanda real, en ambos casos.

**GRAFICO 2**  
**EFFECTO DEL BOMBEO**  
**SOBRE EL DESPACHO DEL SISTEMA**



de una disminución apreciable de sus niveles de vida. Segundo, la falta de control sobre el suministro de los combustibles deja a estas economías sometidas al riesgo de unas oscilaciones en los precios (o en la disponibilidad misma) de dichos combustibles, cuyas consecuencias son aún mucho peores que las de un alza continuada, pero predecible, en los precios de los productos energéticos.

Creemos firmemente que estos síntomas van a permanecer

con nosotros en el futuro, y es de esperar que las energías renovables pasen a tener un alto grado de prioridad en la planificación del suministro de la energía.

En el caso de España, tres son los recursos energéticos renovables con potencial significativo: la energía hidráulica «marginal», la energía eólica y la energía solar. El orden empleado refleja el potencial relativo de las alternativas, al menos durante el período que consti-

tuiría lo que se ha dado en llamar «el marco de la prospectiva correspondiente a un trabajo de planificación». Sin embargo, la energía solar es, sin duda, la que presenta un mayor potencial como alternativa de reducción de la demanda. (En el área insular española la energía hidroeléctrica es poco significativa; en Canarias, su lugar podría, quizás, pasar a ser ocupado por la energía geotérmica.)

Ciñéndonos al área peninsular, las tres alternativas existen-

tes presentan unas características comunes que las distinguen de la generación clásica.

En primer lugar, estas energías son aprovechadas mediante tecnologías con elevados costes de inversión, pero que están libres de costes de combustible; y esta energía, cuando se presenta, debe ser aprovechada con prioridad absoluta en la operación (despacho) del sistema.

En segundo lugar, las energías solar y eólica van a ser *principalmente* aprovechadas mediante generadores descentralizados sobre los que la empresa eléctrica va a tener pocas posibilidades de control (en cuanto a la operación de los mismos se refiere), bien por razón de la propiedad de la instalación, bien por su propósito de reducir el volumen de sus inversiones globales.

Con respecto a la energía hidráulica, el futuro desarrollo hidroeléctrico peninsular estará orientado en dos direcciones. Por un lado, realizar algunos de los grandes proyectos aún pendientes y modificar los esquemas de algunos de los existentes (básicamente ampliando la potencia instalada y haciendo ciertos saltos reversibles) para adaptar los sistemas hidráulicos a la evolución, tanto de las características de la demanda y del resto del parque generador como de los usos consumptivos del agua (evaporación, regadíos y abastecimientos). El volumen de nuevos recursos aportados por esta componente no será espectacular, pero su importancia es vital para la operación optimizada del sistema eléctrico. También, posiblemente, se desarrollarán una serie de pequeños aprovechamientos de «nueva» generación que, por ra-

zones de escala, suponemos serán proyectados como microcentrales de operación automatizada, funcionando a nivel descentralizado, y que por tanto no serán despachables.

La operación de un sistema eléctrico con una componente importante de generación estocástica no despachable obliga a disponer de una gran flexibilidad en la modificación de la potencia regulable (básicamente los tipos de centrales que componen hoy en día los sistemas eléctricos). Pero, debido a las características de seguimiento de la carga a que nos hemos referido anteriormente, ésta ha de conseguirse con una de las tres siguientes opciones: incrementar la proporción de la potencia hidráulica de respuesta rápida (centrales de pie de presa) que se dedica a reserva rodante, o instalar turbinas de gas (que a pesar de su nombre en general queman fuel-oil y no gas natural), o incrementar el potencial de regulación del sistema aumentando la capacidad de embalse asociada a las centrales de bombeo.

La primera opción será, en general, la menos atractiva, pues al limitar, en parte, este equipamiento al papel de «centinela» de la generación estocástica, se obtiene un peor aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos existentes, obligando a un mayor volumen de vertidos.

La segunda opción obliga a incrementar el consumo de fuel-oil en centrales de punta. En el caso español, parece claro que esto debe, en principio, evitarse por su incidencia en la balanza de pagos.

Queda como más atractiva la tercera opción, o sea el alma-

cenamiento por bombeo, preferentemente con las centrales reversibles, jugando con las desviaciones que se vayan presentando respecto de los valores esperados de la generación estocástica (básicamente en función de la información meteorológica disponible), realizando ya el acomodo del resto del sistema en otra escala de tiempos, lo que facilita y abarata el proceso al aumentarse el número de grados de libertad de la optimización. En este caso, la generación estocástica debe ser entendida como una componente «negativa» de la carga del sistema, con características propias, y que es transformada mediante un proceso en todo similar al descrito para la carga real o «positiva».

Aunque el bombeo no es en sí una opción barata, en conjunto puede resultar adecuada para un determinado sistema. Es conveniente resaltar el hecho de que el coste del almacenamiento suele presentar economías de escala en lo que a los depósitos (embalses) se refiere, por lo que la introducción de las energías renovables, al aumentar el volumen de esta exigencia, representará (para muchos sistemas) un abaratamiento de la opción bombeo como alternativa en la planificación, y por tanto favorecerá el uso de energías de base con bajo costo de generación en lo que quedan particularmente implicadas las centrales nucleares.

Claramente, ninguna de las tres opciones antes mencionadas excluye a las restantes, y la solución que se adopte dependerá, una vez más, de: *a)* las características de la demanda; *b)* las de la generación no despachable; *c)* las del resto del parque generador existente,

y d) la evolución prevista para todas estas variables.

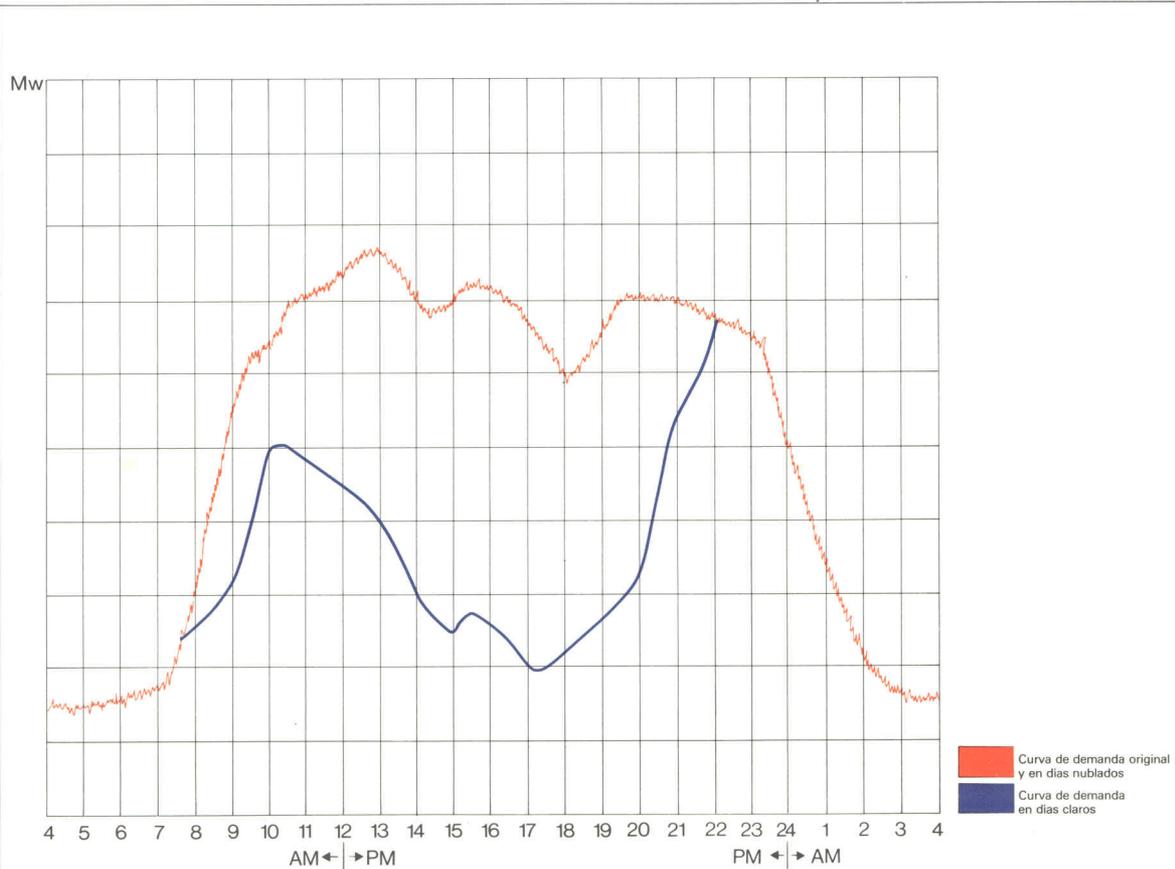
Los aspectos discutibles hasta ahora se han centrado en las consecuencias del carácter estocástico y de la no despachabilidad de las nuevas energías sobre la operación de los sistemas. Hay otro aspecto aún no mencionado, y que hace referencia al carácter diurno de la energía solar. Los efectos de esta faceta del problema sobre la combinación óptima de cen-

trales en un sistema son aún más directos que los anteriormente descritos, pues no están de hecho ligados a los problemas operativos de la explotación.

Puesto que las centrales solares generan su producción durante el día, la demanda *net*a que deben suministrar las centrales convencionales queda reducida durante esas horas en los días claros, pero vuelve a ser la demanda total en aquellos

días (o en aquellos momentos) en que el cielo está nublado. El efecto ha sido representado en el gráfico 3. Para muchos sistemas el resultado es un incremento de la potencia de punta y una reducción de la potencia intermedia, mientras que la potencia de base se mantiene prácticamente constante. Y dado que el carbón suele ocupar (en la mayoría de los sistemas) un lugar importante dentro de la potencia intermedia, las consecuencias en cuanto a las necesida-

GRAFICO 3  
IMPACTO DE LA ENERGIA SOLAR  
SOBRE LA CURVA DE DEMANDA NETA



des futuras de este tipo de generación son evidentes.

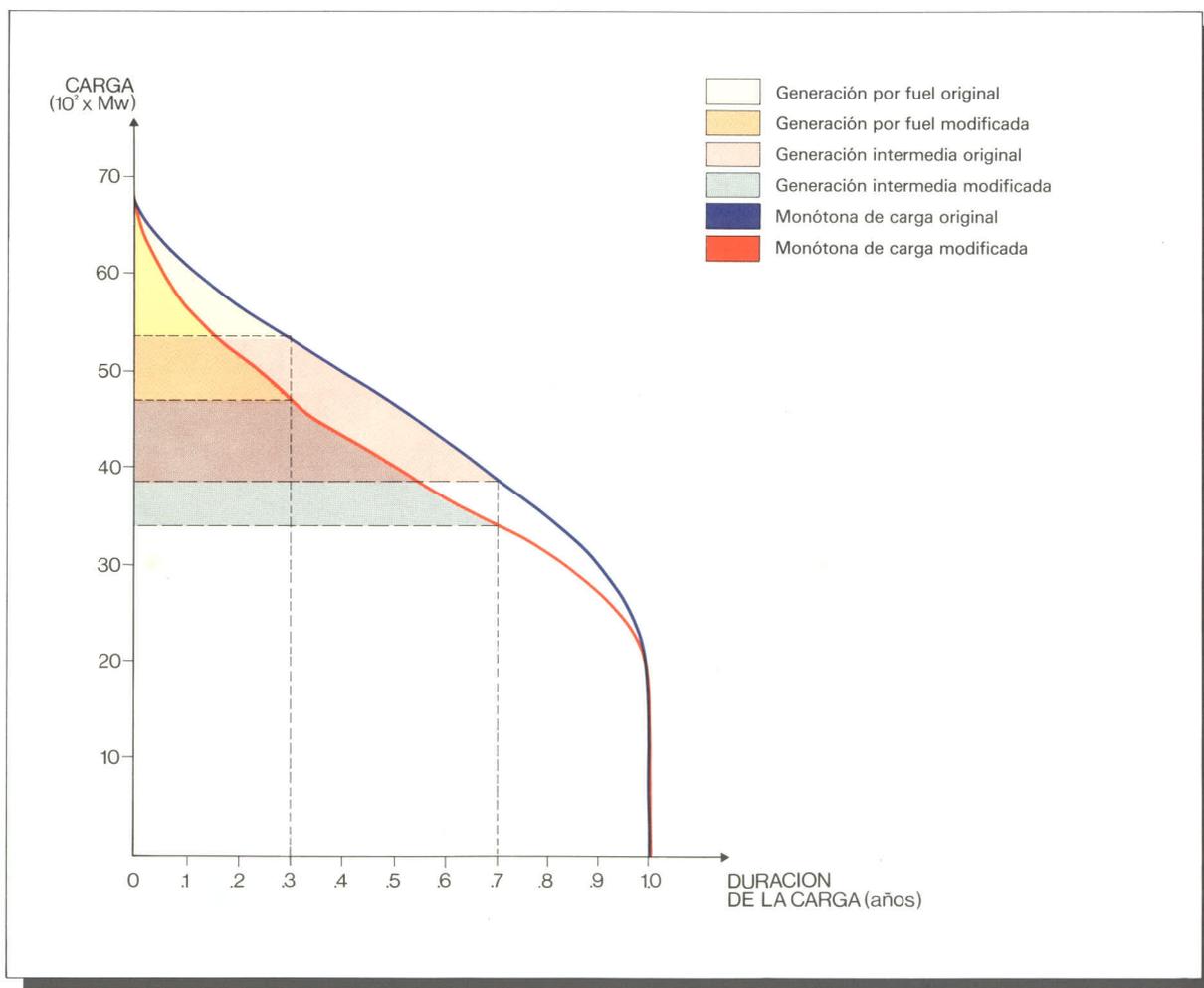
En el gráfico 4 se han representado, haciendo uso de la curva monótona de cargas, los resultados que se obtuvieron para un pequeño sistema térmico (6.500 Mw.), en Florida (USA), cuando se introdujo un 12 por 100 de potencia fotovoltaica adicional.

Como puede observarse, tanto la generación total de las centrales de punta, con un factor de carga de hasta el 30 por 100 (en este caso fuel-oil), como la generación de las centrales intermedias, con un factor de carga entre el 30 y el 70 por 100 (en este caso carbón), se ven *disminuidas*. Sin embargo, la generación de base, con un factor de carga superior al 70 por 100

(en este caso nuclear), se mantiene prácticamente constante.

La reoptimización de la combinación de centrales para la nueva curva de carga representa, en términos simplificados, una disminución de la potencia intermedia (que pasa del 27 al 19 por 100 de la potencia total), y un incremento de la potencia de punta (era el 28 por 100 de

GRAFICO 4  
IMPACTO DE LA GENERACION FOTOVOLTAICA  
SOBRE LA CURVA MONOTONA DE CARGAS



la potencia instalada, y pasa a ser el 37 por 100 de la misma). La potencia de base permanece casi constante (pasando del 45 por 100 de la potencia total a un valor final equivalente al 44 por 100 de la misma). Hay que hacer notar que en este ejemplo, y debido a las características topográficas del área en cuestión, el bombeo no entra como alternativa factible.

Como hemos visto en el ejemplo precedente, la energía solar puede ayudar a reducir el consumo total de combustibles fósiles para generación de energía eléctrica, pero crea una restricción adicional respecto al uso relativo de los equipamientos de fuel-oil y carbón. Evidentemente, los resultados obtenidos han de variar para cada sistema en concreto, pero lo importante es no olvidar estos nuevos condicionantes en la planificación de los sistemas.

Efectos similares al causado por el carácter diurno de la energía solar se presentan igualmente cuando algunas de las energías renovables tiene un marcado carácter estacional. Más aún, un efecto en todo parecido al descrito está también asociado al impacto de la meteorología en las oscilaciones de la propia demanda. Este es el caso de algunos sistemas eléctricos en que la evolución de las curvas de demanda muestra una tendencia a la presentación de máximas desviaciones entre las demandas horarias de días consecutivos en función del paso de frentes meteorológicos importantes. En ciertos sistemas, estas «puntas» son ya más pronunciadas que las oscilaciones de la potencia demandada a lo largo de un día cualquiera (gráfico 5). La introducción de la

energía solar en las tecnologías de demanda (agua caliente y calefacción solar, etc.) no hará sino incrementar estos efectos en el futuro.

Por consiguiente, el desarrollo del sistema estará bien estudiado y será realista sólo si se *integran* los impactos de las diferentes energías no despachables que se pretenda introducir.

Actualmente preparamos un análisis de este tipo correspondiente al sistema eléctrico peninsular, en la confianza de poder ofrecer resultados concretos que serán válidos para su aplicación a los trabajos de planificación actuales y/o futuros en nuestro país.

### **El carbón en la sustitución del petróleo**

Después de ocuparnos de conceptos básicos de la operación de los sistemas eléctricos, pasamos ahora a considerar el posible papel del carbón como una vía para: *a)* sustitución del petróleo, y *b)* generación de energía de base en competencia con las centrales nucleares.

Los acontecimientos acaecidos en el mercado del petróleo durante los años setenta han causado en la mayoría de las economías occidentales un verdadero trauma de dependencia energética. En el caso español, si bien la posición internacional de nuestro país nos ahorró las vejaciones y dificultades asociadas a cualquier tipo de embargo en el suministro de los crudos, la incidencia de los precios ha operado una definitiva mentalización sobre la gravedad de nuestro déficit energético, actual y futuro.

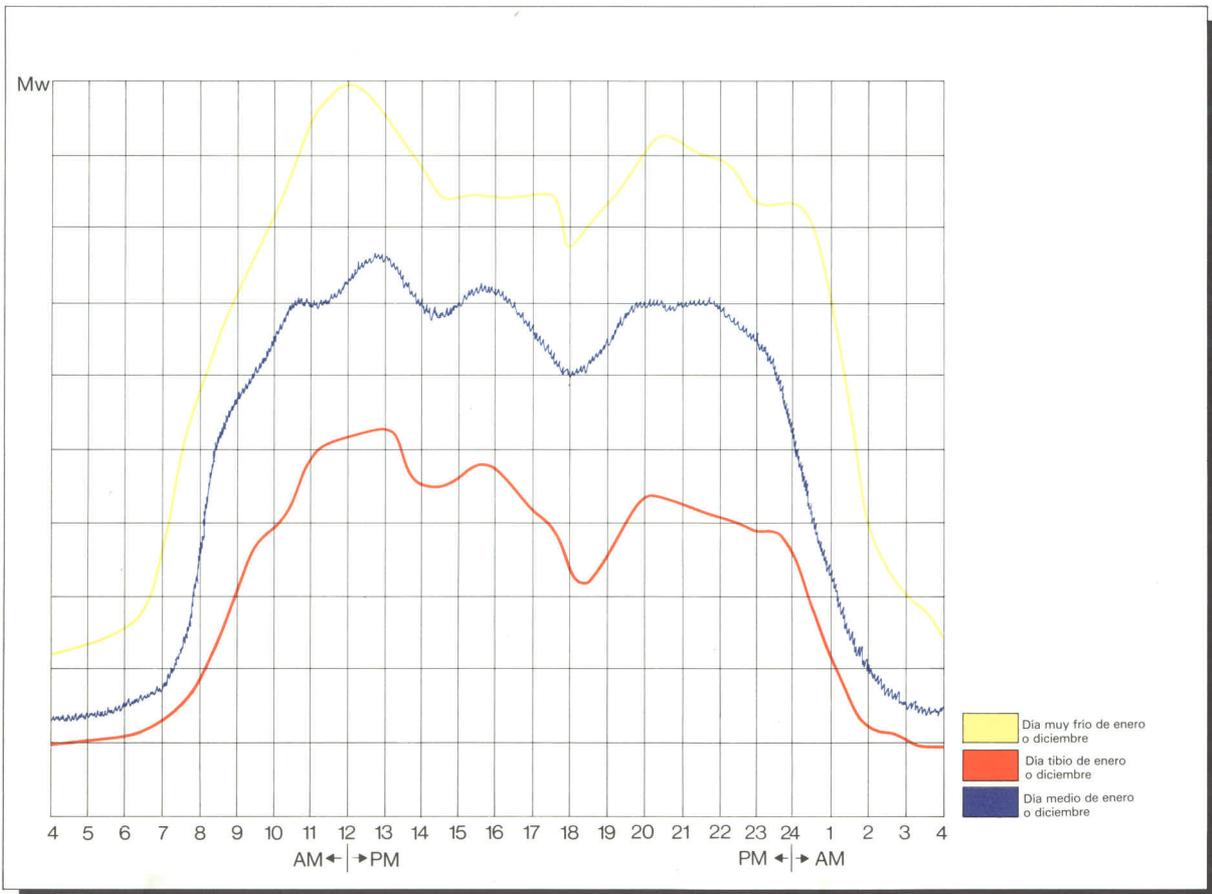
Dado que el sector eléctrico constituye en la mayoría de los países el principal consumidor de energías primarias, y que sus acciones están mucho más sujetas a las directrices de los gobiernos que las de cualquier otro consumidor individual, no es de sorprender que en la mayoría de las naciones se considere a la empresa eléctrica como la «palanca» más eficaz para alterar la estructura de las importaciones energéticas.

En cualquier caso, es importante diferenciar aquí dos conceptos: el de coste de la energía y el de seguridad del suministro. En el área energética, como en cualquier otro campo de la economía, los conceptos de coste y riesgo están ligados, y los consumidores buscan aquel esquema de suministros que les proporcione la combinación de esas dos variables que mejor se adapte a sus intereses particulares.

En lo que al riesgo respecta, las dos medidas esenciales para la reducción del mismo son incrementar el control sobre recursos y diversificar las fuentes de suministro.

Aunque el carbón es un recurso energético muy abundante a escala mundial, los depósitos en territorio español son relativamente escasos. De hecho, hoy en día el 10 por 100 del carbón empleado en la generación eléctrica es ya importado (1). Esta cifra va a seguir creciendo rápidamente en el futuro, y esto contando tan sólo con las centrales actualmente en funcionamiento y las que están en construcción. Se hace necesario por tanto plantear una política carbonera que reduzca los riesgos por el lado del suministro.

**GRAFICO 5**  
**EFFECTO DE LA TEMPERATURA**  
**SOBRE LA CURVA DE DEMANDA**



Si se tiende hacia un gran número de contratos con diferentes productores, se disminuye (para un determinado nivel de la demanda total de carbón importado) el volumen de cada contrato en concreto, con lo que suele perderse la oportunidad de obtener mejores condiciones en los precios. La alternativa es concentrar la de-

manda en ciertos países, aumentando el volumen contratado en cada fuente de suministro, y reduciendo el riesgo mediante incremento del control de las fuentes. Esto aconsejaría la participación española en el desarrollo, fuera de nuestra soberanía, de nuevos yacimientos, en combinación con otros países importadores de carbón térmico

(no sólo con el fin de incrementar la «palanca político-económica» frente a posibles acciones por parte de los países donde los yacimientos se encuentran ubicados, sino también para aprovechar las economías de escala que suelen existir en el desarrollo de los yacimientos), si bien con la contrapartida de riesgos políticos y labo-

rales no despreciables, que estarían fuera de todo control. Planteamientos similares son aplicables a los fletes marítimos.

En cuanto al coste, es necesario mencionar que, en lo que a la generación eléctrica se refiere, rigen en España precios internacionales para crudos, gas natural y carbón importado, mientras que el carbón nacional *se encuentra subvencionado*. En el cuadro n.º 3 se ha reflejado la evolución de los precios internacionales del carbón y del petróleo durante los últimos diez años.

Hay que anotar, además, que el carbón es un producto químicamente complejo, de características muy variables (incluso dentro de aquellos carbones apropiados para la generación térmica), cuyo valor depende de varios factores (contenido de humedad, volátiles, azufre, cenizas, etc.), y que, por ello, su precio variará más con respecto al precio de referencia que en el caso del petróleo.

Actualmente, la termia de fuel cuesta unas dos veces más que la termia de carbón; y, aunque la proporción no haya variado sensiblemente en la última década, en términos absolutos la diferencia de precios se ha incrementado sensiblemente. En consecuencia, la relevancia para la balanza comercial española entre la importación de una termia de energía como carbón, o como crudo, no ha hecho sino aumentar durante el plazo de tiempo considerado. En otras palabras, la relación entre los precios sombra (con respecto a la balanza comercial) de la termia de fuel y de carbón *sí que ha aumentado* en la última década.

CUADRO N.º 3

PRECIOS MEDIOS APROXIMADOS DEL COMBUSTIBLE IMPORTADO EN ESPAÑA DURANTE LA ÚLTIMA DÉCADA EN DOLARES (1977)/CBTU

AÑOS	Fuel	Carbón
1971	0,70	1,00
1972	0,72	1,05
1973	0,83	1,13
1974	2,53	1,50
1975	2,34	1,66
1976	2,40	1,69
1977	2,40	1,72
1978	2,72	1,78
1979	3,04	1,86
1980	4,75	1,77
1981	5,13	2,25

Fuente: Coal Week, Oil World, WOCOL.

La importancia del sector eléctrico dentro de la economía del país hace imprescindible la consideración de estos aspectos macroeconómicos dentro de la planificación del sector. Por ello, en el análisis de la producción del sistema eléctrico (y sujeto a los condicionantes operativos del carbón respecto del fuel que ya hemos discutido en los epígrafes anteriores), las centrales de carbón se encuentran hoy en mejores condiciones respecto del fuel-oil que en épocas pasadas.

Este hecho se refleja no sólo en los planes de expansión de la capacidad térmica convencional del sector eléctrico (véase la Ponencia Eléctrica de la última propuesta del Plan Energético Nacional), sino también en la posibilidad de conversión de fuel a carbón en alguna de las centrales actualmente en funcionamiento.

Ahora bien, como una caldera originalmente diseñada para quemar fuel-oil no puede usarse

para quemar carbón sin las necesarias alteraciones, la conversión de fuel a carbón de una central puede realizarse bien modificando la caldera existente, o bien sustituyendo la caldera por otra nueva diseñada para quemar carbón. En general, la inversión asociada a la modificación de la caldera es menor que el coste de una caldera nueva para carbón.

Sin embargo, la caldera modificada se ve sujeta a una pérdida de la potencia nominal que oscila entre un 5 y un 40 por 100, en función de las características del combustible a emplear (y esto siempre que se use un carbón rico), y a pérdidas de fiabilidad próximas al 20 por 100. Las menores pérdidas de potencia se consiguen con mezclas de fuel-oil y carbón pulverizado (5 por 100 para una mezcla a partes iguales de fuel y carbón), y con carbones de bajo contenido en azufre y cenizas (30 por 100 para carbones de poco contenido en cenizas), pero estos combustibles llevan

asociado un mayor precio de la termia.

Si se usan carbones térmicos no especiales, la pérdida de potencia equivalente en el sistema (suma de las pérdidas en potencia nominal y en fiabilidad) viene a ser de un 50 por 100, por lo que para poder comparar la alternativa de modificar la caldera con la opción de instalar una caldera nueva, los costes de inversión de la primera alternativa deben incrementarse en la inversión adicional asociada a una nueva central térmica de carbón de una potencia próxima (dependiendo de las características del sistema eléctrico) a la mitad de la correspondiente a la central de fuel original.

La experiencia que hemos adquirido con el análisis de las posibilidades de conversión en sistemas con un alto contenido inicial de generación con fuel-oil, y situados en el sur de los Estados Unidos, nos indica que, en gran parte de los casos, la instalación de una nueva caldera es la opción más indicada, pero la decisión requiere necesariamente la simulación de ambas alternativas en cada sistema eléctrico en concreto, usando programas que permitan un gran detalle en la representación de los aspectos operacionales de la producción; no sólo a nivel de costes de generación, sino también a nivel de la fiabilidad del sistema, la cual tiende a disminuir cuando se realiza la conversión.

No vamos a entrar aquí en la discusión pormenorizada de un elevado número de detalles técnicos que afectan las posibilidades de transformación de una central determinada, usando un tipo de carbón específico, y den-

tro de un sistema eléctrico concreto; pero sí consideramos procedente recordar toda una serie de costes de capital asociados a las centrales de carbón (tanto convertidas como de nueva instalación), y que pueden escarse de algunas comparaciones.

Por un lado, el uso de carbones requiere una importante inversión adicional en equipo para manejar el combustible, y reducir los graves problemas de contaminación ambiental asociados a ellos (polvo de carbón, lodos, cenizas, productos sulfurosos, etc.), y para disponer de la superficie necesaria para almacenar los cargamentos de combustible.

Inversiones necesarias todas ellas en los emplazamientos de las propias centrales. Cabe mencionar que en un reciente estudio realizado por UNESA sobre la viabilidad de la conversión en las centrales de fuel peninsulares, problemas técnicos, de contaminación, y de disponibilidad de terrenos junto a la central, representaban un impedimento para la transformación en más del 26 por 100 del total de la potencia instalada.

El carbón importado requiere la existencia de una infraestructura portuaria y de transporte interior que en la mayoría de los casos no es de la misma índole para las centrales de fuel-oil. El volumen total de estas inversiones es muy importante, y *debe estar reflejado con realismo* en el costo final de la generación.

Dos comentarios finales son necesarios para poner en perspectiva las discusiones de este epígrafe.

El primero de ellos es relevante para entender la impor-

tancia relativa del posible ahorro de petróleo, mediante la conversión de algunas de las centrales de fuel existentes: el consumo de fuel-oil en el sector eléctrico, durante un año de hidraulicidad media, viene a representar tan sólo el 15 por 100 de las importaciones totales de crudos en el país.

El segundo vuelve a incidir sobre el problema de la hidraulicidad en el sector eléctrico español y, en general, en el tema de la incertidumbre en la demanda. Cuestiones operacionales aparte, la posible ventaja del carbón frente al fuel-oil en un sistema se basa esencialmente en la sustitución de costes de combustible (mayores para el petróleo) por costes de capital (mayores para el carbón). Los ahorros potenciales serán tanto más fáciles de materializar cuanto mayor sea el consumo de fuel en la central original (o en la de carbón que la sustituyera). Por el contrario, en aquellas centrales de fuel que representen una «duplicación» de potencia para compensar las irregularidades de la producción hidráulica, y/o en aquellas otras que constituyan una potencia de reserva para cubrir las incertidumbres en la evolución de la demanda (y que por tanto tienen un factor de utilización medio relativamente bajo), la sustitución por carbón tiene menores posibilidades de resultar económica.

Un corolario del razonamiento anterior es que una de las estrategias más eficientes para hacer económicamente viable la conversión a carbón es *incrementar la regulación hiperanual* en el sistema hidroeléctrico peninsular. Conviene, a este respecto, no olvidar lo que en el epígrafe anterior se comentó

sobre la generación estocástica en general y las microcentrales hidráulicas en particular, así como el impacto de la meteorología en la demanda.

### El carbón como alternativa a la energía nuclear

La comparación entre la generación eléctrica con carbón y la nuclear se basa en la valoración del comportamiento de una y otra energía como alternativa para la generación de base. Las variables a considerar son muchas (conceptos de costes y sus impactos en el precio de la energía generada por el conjunto del sistema, percepciones de riesgos, consecuencias ambientales, seguridad de suministro, empleo, impacto sobre la balanza de pagos, desarrollo tecnológico, etc...), y sus valores no son todos reducibles a unidades homogéneas, por lo que el peso relativo que se dé a cada una de ellas en la evaluación global representa una decisión política que desafortunadamente conlleva implicaciones reales.

Aunque ya hemos comentado anteriormente que las comparaciones entre costes de generación de diferentes unidades no son más que indicativas (de hecho, su representatividad es aún menor en el caso de sistemas con una interrelación hidrotérmica tan compleja como la del sistema eléctrico peninsular), lo cierto es que, si se repasan las estimaciones de costes de generación para diferentes tipos de unidades en aquellos sistemas eléctricos (de dimensiones comparables o superiores al peninsular) correspondientes a países que utilizan carbón importado en la gene-

ración eléctrica, se puede observar (cuadro n.º 4) que la opción nuclear resulta favorecida incluso para factores de carga relativamente bajos (semejantes al 40 por 100). En todos ellos, excepto el caso sueco, está previsto que la generación nuclear aumente su participación en la producción total (véase cuadro número 5). Incluso dos países con importantes reservas de carbón, Alemania Federal y el Reino Unido, tienen previsto que la participación del carbón disminuya en términos relativos mientras que la de la energía nuclear siga aumentando.

La excepción sueca se debe más a un rechazo socio-político de la opción nuclear en dicho

país que a consideraciones económicas, y, de hecho, las últimas noticias parecen pronosticar que también los suecos acabarán modificando sus planes y acercándolos a los de los otros países del cuadro.

Es importante anotar, sin embargo, que los costes reseñados no llevan incorporados parte de los gastos asociados al ciclo del combustible nuclear (y más particularmente los correspondientes al manejo de los residuos), ni los correspondientes al seguro comercial de las instalaciones nucleares, ni al desmantelamiento de las centrales cuando terminen su vida útil. En cualquier caso, parece que estos gastos no van a suponer

CUADRO N.º 4

#### COSTOS DE GENERACION ACTUALES Y PREVISTOS, PARA HIPOTESIS DE CARGA EN FRANCIA Y JAPON

	ENTRANDO A FUNCIONAR EN 1980		ENTRANDO A FUNCIONAR EN 1990	
	Francia (Fcts. 1981/Kwh.)	Japón (US. cts/Kwh. en unidades corrientes promediado s/vida de la central)	Francia (Fcts. 1981/Kwh.)	Japón (US. cts/Kwh. en unidades corrientes promediado s/vida de la central)
<b>FACTOR DE CARGA = 0,8</b>				
Nuclear ... ..	—	4,03	7,00	
Carbón ... ..	—	6,11	10,69	
Fuel ... ..	—	9,03	15,33	
Gas licuado ... ..	—	8,19	14,17	
<b>FACTOR DE CARGA = 0,6</b>				
Nuclear ... ..	16,7	4,86	8,19	
Carbón ... ..	29,3	6,81	12,16	
Fuel ... ..	58,8	9,50	16,17	
Gas licuado ... ..	—	8,61	15,10	
<b>FACTOR DE CARGA = 0,4</b>				
Nuclear ... ..	—	7,00	12,17	
Carbón ... ..	—	8,33	15,00	
Fuel ... ..	—	10,67	17,94	
Gas licuado ... ..	—	9,86	17,17	

Fuente: EdF, Francia. M.I.T.I., Japón.

CUADRO N.º 5

**EVOLUCION PREVISTA DE LAS CONTRIBUCIONES PORCENTUALES DEL CARBON Y LA ENERGIA NUCLEAR A LA GENERACION ELECTRICA EN PAISES EUROPEOS CON CONSUMOS ELECTRICOS SEMEJANTES O SUPERIORES AL ESPAÑOL**

	1977	1985	1990	2000
<b>ALEMANIA FEDERAL</b>				
Carbón .....	56	50	49	44
Nuclear .....	11	21	28	44
<b>ESPAÑA</b>				
Carbón .....	23	37	35	29
Nuclear .....	7	32	41	55
<b>FRANCIA</b>				
Carbón .....	29	21	20	21
Nuclear .....	20	49	57	65
<b>ITALIA</b>				
Carbón .....	3	13	20	32
Nuclear .....	1	3	10	21
<b>REINO UNIDO</b>				
Carbón .....	67	61	57	45
Nuclear .....	14	23	25	47
<b>SUECIA</b>				
Carbón .....	0	2	20	39
Nuclear .....	23	19	3	0

Fuente: WOCOL, UNESA.

en ninguna circunstancia un incremento superior al 15 por 100 sobre las cifras actuales, por lo que los resultados no cambiarían de manera significativa.

Pero, por otro lado, los costes de generación no son la única variable a considerar, y lo cierto es que la opción nuclear tiene todavía que seguir madurando y resolver los problemas que hoy presenta. Un problema, cuya solución es necesaria para hacer viable a largo plazo la opción nuclear, es el de los residuos radioactivos. Las principales dificultades no son en

este caso técnicas (frente a lo que el público suele creer), sino de falta de incentivos económicos, y especialmente políticos, para resolver este problema en aquellos países con la suficiente credibilidad tecnológica a nivel internacional.

Otra serie de problemas son los asociados con la visión deformada que el público ha desarrollado de la energía nuclear. En este sentido, son de interés los resultados de una reciente investigación realizada en los Estados Unidos en la que, mediante encuesta, se pudo com-

probar que mientras que la mayor parte de los científicos estaban *a favor* de las centrales nucleares, gran parte de los periodistas entendían que la mayoría del cuerpo científico se *oponía* a la energía nuclear.

Si la opción nuclear ha de llegar a ser aceptada como una alternativa seria en el desarrollo del sistema eléctrico, es fundamental que el público reciba una información veraz con respecto a la misma, y que llegue a comprender la desvinculación entre las centrales nucleares españolas y la carrera de armamento nuclear a nivel internacional; es imprescindible que la sociedad entienda de los impactos ambientales y los riesgos asociados a la opción nuclear, y que sea capaz de compararlos con los impactos ambientales y con los riesgos asociados a sus posibles alternativas, no sólo en el tema energético sino en el del desarrollo socioeconómico en general.

Otro aspecto específico de la opción nuclear es el gran desequilibrio, a nivel espacial, entre la población que recibe los beneficios (los consumidores de la energía eléctrica generada) y la que «sufre» sus riesgos (que se suele concretar, por vía simplificada, en la población que reside alrededor de las centrales). Ninguna otra opción energética presenta una tal discrepancia en la relación riesgo-beneficio, lo que ha justificado que se introduzcan mecanismos de compensación. En este sentido, hay que destacar que, durante un reciente estudio que realizamos para el gobierno de los Estados Unidos, tuvimos ocasión de comprobar que España, Francia y Japón son claramente las naciones del mundo más avanzadas en cuanto a los mecanis-

mos de compensación actualmente existentes. Sin embargo, análisis más detallados son todavía necesarios para perfeccionar dichos esquemas.

Finalmente, un último grupo de problemas hace referencia a la compatibilidad de las centrales nucleares con el actual marco institucional para la generación de energía eléctrica. En mi opinión, las centrales nucleares representan un elemento radicalmente diferente en el sector eléctrico, no sólo por la tecnología en sí, sino también por la complejidad de sus sistemas en comparación con otros tipos de centrales. De igual manera, los nuevos tipos de riesgos que estas centrales conllevan no son compatibles con los esquemas de toma de decisiones actualmente vigentes en el sector a la hora de decidir sobre cuestiones relacionadas con la producción nuclear.

Frente a todas estas dificultades, la opción nuclear plantea (respecto del carbón) una serie de *ventajas* en áreas tales como el desarrollo tecnológico e industrial del país, el empleo, la menor contaminación ambiental. Aspectos todos sobre los

que nos detendremos más adelante en este artículo. *Pero su principal ventaja reside en que su desarrollo hace posible una explotación mejorada de los recursos carboníferos del país.*

A consecuencia del disparo de los precios del petróleo en 1973, la generación térmica peninsular se vio inducida a sustituir fuel por carbón, pasando la generación con carbón de representar el 22,3 por 100 de la generación total, en un año seco como 1976, a representar el 35,9 por 100 de la generación total, en un año seco como 1981. En términos absolutos, la generación por carbón se multiplicó por dos en esos cinco años.

Aunque el carbón nacional es más caro, y en general de peor calidad que el que se puede obtener en el mercado internacional (2), lo cierto es que, por razón de la situación de nuestra balanza comercial, la sustitución de petróleo por carbón hubo de realizarse casi enteramente mediante el uso de carbones nacionales (en 1981, el 90 por 100 del carbón termoeléctrico consumido), ayudada por una fuerte política de subvenciones que se materializó en la Acción

Concertada de la Minería del Carbón, iniciada en 1975, y que permitió duplicar la capacidad nacional de producción de carbones (3) en el período comprendido entre los años 1975 y 1980. Los apoyos de la Administración al sector siguen vigentes hoy en día, y no se esperan modificaciones importantes en el futuro.

Las consecuencias de esta política en la evolución del consumo de carbón se reflejan en el cuadro n.º 6. Como puede observarse, el incremento del consumo corresponde totalmente al sector eléctrico, que ya representa casi el 80 por 100 del consumo de carbón en el país. Por sectores, un 10,4 por 100 del carbón termoeléctrico y un 71,6 por 100 del carbón siderúrgico eran importados, y la industria del cemento importaba un 44,7 por 100 del carbón consumido por dicho sector. De 1978 a 1980, el carbón termoeléctrico ha pasado de representar un 9,8 por 100 de las importaciones de carbón, a representar un 21 por 100 de las mismas.

Desgraciadamente, España no es rica en carbones, y el volu-

CUADRO N.º 6  
CONSUMO DE CARBON EN ESPAÑA

	10 <sup>6</sup> t				%			
	1964	1970	1975	1981	1964	1970	1975	1981
Siderurgia ... ..	4,7	5,6	7,1	5,5	26	31	37	14
Electricidad ... ..	4,5	8,2	9,7	30,8	25	46	51	78
Residencial y otras industrias ... ..	8,9	4,2	2,1	3,2	49	24	11	8
TOTAL ... ..	18,1	18,0	18,9	39,5	100	100	100	100

Fuente: MIE.

men de las reservas del país no permitirá incrementos importantes en la producción de carbón aunque se mantengan las subvenciones al sector. Las previsiones correspondientes a la evolución de la producción de carbón térmico se han reproducido en el cuadro n.º 7. Como puede verse, el incremento de la producción durante los ochenta será reducido, manteniéndose la producción estable por una década más, para empezar un fuerte declive hacia el año 2000.

Toda la producción nacional será absorbida por la industria y por las centrales térmicas existentes y las previstas hasta 1987. Los consumos correspondientes a las centrales que entren en funcionamiento con posterioridad a esa fecha, y cualesquiera otros consumos adicionales, se habrán de basar en carbones importados. De hecho, sólo con los consumos ahora previstos, las necesidades de carbón termoeléctrico de importación se multiplicarán por cinco entre 1982 y 1990 (y esto asumiendo una hidraulicidad media durante el período).

Pues bien, ni siquiera aquellos países ricos en carbón se

plantean un ritmo tan *desmesurado* en el consumo de *sus* reservas. Las cifras anteriores son realmente sorprendentes, pues significan que una generación de españoles habrá prácticamente agotado las reservas recuperables de carbón nacional, lo que no permitirá mucho campo de maniobra a los de futuras generaciones. Es cierto que las fechas pueden retrasarse en una o dos décadas si se introdujera un vigoroso programa de conservación energética, o si otros yacimientos resultaran económicamente explotables, pero la situación seguiría siendo poco halagüeña. Menos aún cuando parte de los consumos industriales están frenados por la recesión económica, lo que habrá dificultado la posible conversión de fuel a carbón en empresas que actualmente carecen de la liquidez necesaria para cubrir las inversiones que dicha transformación requiere.

Puesto que los consumos industriales (y otros usos) con frecuencia no admiten más sustituto para el carbón nacional que importaciones de carbón, petróleo, o gas natural, nos parece que una opción más razonable sería tratar de frenar el

consumo de carbón nacional, precisamente en aquel uso para el que existe una alternativa básicamente autóctona: la energía eléctrica nuclear.

En otras palabras, *el coste de oportunidad del carbón térmico nacional que se use para la generación de energía eléctrica es mucho mayor que el de aquel carbón térmico que se utilice en otros sectores industriales.*

La opción podría resultar eficaz, puesto que de aquí a 1990 la proporción del consumo termo-eléctrico en la demanda española de carbón va a oscilar entre el 75 y el 80 por 100 del total. Nos parece, por tanto, que la cuestión en España no es el cómo sustituir energía nuclear con carbón, sino precisamente lo contrario.

En cualquier caso, parece claro que cualquier futura comparación entre una central de carbón y una nuclear, puede limitarse a considerar el caso del carbón importado, y por ello resulta de gran interés evaluar la componente no nacional de la energía eléctrica en ambos casos.

CUADRO N.º 7

PREVISION DE LA PRODUCCION NACIONAL DE CARBON TERMICO (10<sup>6</sup> t)

	1982	1985	1987	1990	1995	2000	2010	2020
Hulla y Antracita ... ..	10,9	12,7	13,5	14,4	15,5	15,5	16,5	8,0
Lignito negro ... ..	2,7	2,9	3,0	3,0	3,2	3,2	3,2	3,2
Lignito pardo ... ..	4,3	4,3	4,4	4,4	5,3	5,3	0,7	0,7
TOTAL (10 <sup>6</sup> tec.) ... ..	17,9	19,9	20,9	21,8	24,0	24,0	19,4	11,9
TOTAL (10 <sup>6</sup> t) ... ..	31,7	34,1	35,2	36,2	40,8	40,8	24,4	16,9

Fuente: MIE y CARBUNION.

En el cuadro n.º 8 se han representado, en pesetas constantes de 1982, los costes de generación por Kwh producido, en barras de central, para una central nuclear de 1.000 MWe que tuviera que incorporarse a la red a principios de los años noventa. Dichos costes se han calculado para dos hipótesis de carga de las centrales (factores de carga del 80 y del 60 por 100, respectivamente), y para dos escenarios que representan lo que, a nuestro juicio, son extremos entre las posibles combinaciones de valores para las distintas variables que afectan a los resultados. Dichos casos se han denominado «favorable nuclear» y «favorable carbón», y las hipótesis respectivas se hallan reflejadas en el cuadro n.º 9. Escenarios más críticos que los analizados son siempre posibles, pero en ningún caso les concederemos una probabilidad superior al 15 por 100. Los resultados obtenidos se han expresado en valores porcentuales en el cuadro n.º 10. Junto a ellos aparece la componente no nacional de los mismos. Los costes en divisas han sido reflejados en el cuadro n.º 11.

Como puede observarse, la energía producida con carbón importado vendría a suponer en la balanza de pagos entre 1,5 y 2 veces más que la energía generada por las centrales nucleares. ¿Dejan estos resultados mucho margen a la libertad de elección entre una y otra alternativa? Baste recordar que, en la actualidad, las importaciones energéticas equivalen ya al total de los ingresos en divisas por el turismo.

No queremos terminar esta comparación sin hacer dos pun-

CUADRO N.º 8  
COSTES DE GENERACION PARA LOS DIVERSOS ESCENARIOS EN PESETAS (1982)/KWh.

ESCENARIOS	FACTOR DE CARGA = 0,8		FACTOR DE CARGA = 0,6	
	Favorable nuclear	Favorable carbón	Favorable nuclear	Favorable carbón
<b>NUCLEAR</b>				
Equipo ... ..	0,95	1,20	1,24	1,56
O & M ... ..	0,30	0,35	0,39	0,46
Combustible ... ..	0,82	0,88	0,82	0,88
<b>TOTAL ... ..</b>	<b>2,07</b>	<b>2,43</b>	<b>2,45</b>	<b>2,90</b>
<b>CARBON</b>				
Equipo ... ..	0,60	0,61	0,77	0,78
O & M ... ..	0,18	0,18	0,23	0,23
Combustible ... ..	3,03	2,82	3,20	3,00
<b>TOTAL ... ..</b>	<b>3,81</b>	<b>3,61</b>	<b>4,20</b>	<b>4,01</b>

CUADRO N.º 9  
VALORES INICIALES DE LOS ESCENARIOS

CONCEPTOS	Favorable nuclear	Favorable carbón
Disponibilidad aleatoria nuclear ...	0,8	0,8
Disponibilidad aleatoria carbón ...	0,9	0,9
Interés real ... ..	3 % anual	4 % anual
Escalación real del equipo ... ..	1 % anual	3 % anual
Escalación real del combustible nuclear ... ..	0,3 % anual	1 % anual
Escalación real del combustible carbón ... ..	1 % anual	0,3 % anual
Escalación real del O & M nuclear ...	1 % anual	3 % anual
Escalación real del O & M carbón ...	1 % anual	1 % anual
Coste infraestructura transporte carbón (pesetas de 1982) ... ..	20.000 ptas/kW	10.000 ptas/kW
Vida media central nuclear ... ..	25 años	20 años
Vida media central carbón ... ..	25 años	25 años

tualizaciones importantes. Recalcar que en el cálculo de la componente en divisas de la energía nuclear se ha supuesto que los porcentajes de participación nacional son los actuales

(o sea, sin considerar la posibilidad real de que estas proporciones aumenten en el futuro), y que un tercio del precio del carbón son costes de transporte nacionalizables. E insistir en que

CUADRO N.º 10

COMPONENTE NO NACIONAL DEL KWh. PARA LOS POSIBLES ESCENARIOS (%)

ESCENARIOS	FACTOR DE CARGA = 0,8				COMPONENTE NO NACIONAL (%)	FACTOR DE CARGA = 0,6			
	Favorable nuclear		Favorable carbón			Favorable nuclear		Favorable carbón	
	% del coste total	% no nacional	% del coste total	% no nacional		% del coste total	% no nacional	% del coste total	% no nacional
<b>NUCLEAR</b>									
Equipo .....	46	8,3	50	9	18	51	9,2	54	9,7
O & M .....	15	4,5	14	4,2	30	16	4,8	16	4,8
Combustible .....	39	35,1	36	32,4	90	33	29,7	30	27,0
TOTAL.....	100	47,9	100	45,6		100	43,7	100	41,5
<b>CARBON</b>									
Equipo .....	16	0,8	17	0,9	5	18	0,9	19	1,0
O & M .....	5	0,5	5	0,5	10	5	0,5	6	0,6
Combustible .....	79	47,4	78	46,8	60	76	45,6	75	45,0
TOTAL.....	100	48,7	100	48,2		100	47,0	100	46,6

CUADRO N.º 11

COMPONENTE EN DIVISAS DE LA ENERGIA GENERADA EN PESETAS DE 1982 POR KWh.

ESCENARIOS	FACTOR DE CARGA = 0,8		FACTOR DE CARGA = 0,6	
	Favorable nuclear	Favorable carbón	Favorable nuclear	Favorable carbón
Nuclear .....	0,99	1,11	1,07	1,20
Carbón .....	1,86	1,74	1,97	1,87

la comparación anterior es tan sólo lo que hemos dicho, a saber, una evaluación de la componente en divisas de la energía generada por los dos tipos de central, y que los costes reseñados no son suficientes (aunque sí indicativos) para determinar la proporción óptima de carbón y nuclear en un sistema eléctrico determinado.

En nuestra opinión, más que intentar sustituir mediante el carbón lo que la energía nuclear

puede suministrar en mejores condiciones (política que de paso no va más que a acrecentar la dependencia energética del país con respecto del exterior), hay que esforzarse en eliminar las dificultades que la opción nuclear comporta.

**EL CARBON, EL EMPLEO Y LA SALUD PUBLICA**

La inclusión del empleo como una variable más en la selección

de las alternativas de generación de energía eléctrica es claramente una decisión socio-política, en la que se ha de sopesar la productividad económica del sistema (Kwh. generados/ empleado), con la posibilidad de crear puestos de trabajo productivos en otras áreas de la economía del país. En cualquier caso, es conveniente dar un repaso a los principales aspectos del problema.

Dos son los factores básicos a considerar en el tema del empleo; uno es el número de puestos de trabajo que se crean, y el otro es la calidad del medio de trabajo y de la tarea en sí misma.

En lo que al número de trabajadores se refiere, hay que considerar no sólo el empleo directo —que consiste fundamentalmente en el generado por la construcción y operación de la central (aunque mejor sería usar datos para el sistema eléc-

CUADRO N.º 12

GENERACION DE EMPLEO NACIONAL (HOMBRE-AÑO) DURANTE  
EL CICLO DE VIDA DE LAS CENTRALES POR 1.000 MW  
ELECTRICOS EQUIVALENTES

	<i>Directo</i>	<i>Indirecto</i>	<i>Total</i>
<b>CENTRALES NUCLEARES</b>			
Construcción .....	55.900	88.500	73.600
Operación .....	2.500	1.250	3.750
Combustible .....	2.500	600	3.100
<b>TOTALES</b> .....	<b>58.500</b>	<b>19.500</b>	<b>80.450</b>
<b>CENTRALES DE CARBON</b>			
Construcción .....	28.200	15.500	43.700
Operación .....	3.000	1.500	4.500
Combustible (importado) .....	2.500	200	2.700
<b>TOTALES</b> .....	<b>33.700</b>	<b>17.200</b>	<b>49.900</b>

Fuente: UNESA y estimaciones propias.

trico en su conjunto), y por el ciclo del combustible (incluyendo su transporte)— sino también el empleo indirecto generado en otros sectores de la economía como consecuencia de la actividad en el sector eléctrico.

Para poner las cifras en perspectiva vamos a comparar el carbón con la energía nuclear y, puesto que nuestra comparación tiene como objeto informar la decisión sobre futuras centrales, nos limitaremos a considerar el caso del carbón importado. Se han considerado para el carbón cuatro centrales de 500 MW, y para la energía nuclear dos grupos de 1.000 MW; de esta forma se han tenido en cuenta posibles economías de escala en la construcción como consecuencia de la multiplicidad de las unidades.

Los resultados se recogen en el cuadro n.º 12, en donde se han aplicado las proporciones

de componente nacional que se comentaron en el epígrafe anterior. Las cifras dan los hombres-año empleados por 1.000 MW eléctricos equivalentes durante todo el ciclo de vida de las centrales. Como puede observarse, las centrales nucleares resultan favorecidas por la mayor proporción de empleo nacional en la fase de construcción. Mientras que el carbón tiene una mayor componente de empleo en la fase de la minería; pero esta parte del empleo no sería nacional.

La calidad del trabajo es una variable difícil de definir cuantitativamente, pero que (entre otros factores) suele estar relacionada con el énfasis en la calidad del producto o servicio, y con el nivel tecnológico del mismo. Respecto a esos dos conceptos, el trabajo asociado con las centrales nucleares es superior al asociado con las térmicas de carbón (como se

refleja en el mayor nivel medio de salarios para las primeras). Pero, además, las condiciones de salubridad en el medio de trabajo son (hoy por hoy, y contra lo que se suele creer) también mejores en el caso de las nucleares. Es éste un punto sobre el que merece la pena detenerse y realizar un análisis más detallado.

El tema del empleo no puede desvincularse del de la salud pública, pues, cuando un cierto esquema del suministro energético está de hecho afectando a la salud pública, se está reduciendo indirectamente el empleo efectivo (jornales, pérdidas por muerte y enfermedad), y se está a su vez incrementando los costes indirectamente asociados a dicho esquema de generación eléctrica (lo que puede medirse por el monto de los servicios médicos, farmacéuticos y de seguro de enfermedad imputables al mismo).

En el cuadro n.º 13 se han resumido las estimaciones del impacto en la salud pública de la generación eléctrica por carbón y energía nuclear, realizadas por diversas organizaciones internacionales y por institutos científicos de varios países extranjeros: *el carbón es menos deseable por las constantes emisiones de partículas y gases nitrogenados y sulfurosos*. Las investigaciones que se han realizado en otros países indican que un incremento del 10 por 100 en los niveles de polución produce un incremento del 1 por 100 en la tasa de mortalidad. Los números del cuadro son cifras anuales por 1.000 MW eléctricos equivalentes. Hay que destacar la diferencia entre estos resultados y lo que suele ser la percepción pública de los mismos.

CUADRO N.º 13

IMPACTO SOBRE LA SALUD PUBLICA POR 1.000 MW ELECTRICOS EQUIVALENTES  
Y POR UN AÑO DE OPERACION

	CENTRALES NUCLEARES		CENTRALES DE CARBON	
	Enfermos y heridos	Muertos	Enfermos y heridos	Muertos
Ciclo del combustible	1,3 - 2,90	0,04 - 0,2	Carbón importado	Carbón importado
Transporte	0,01 - 0,1	0,00 - 0,01	0,4 - 2,0	0,1 - 0,4
Construcción	3,0 - 10,0	0,06 - 0,2	2,7 - 4,0	0,02 - 0,3
Operación:				
Normal	0,1 - 0,2	0,003 - 0,02	6,0 - 30,0	0,0 - 8,0
Catástrofes	0,02 - 10,0	0,0002 - 0,2	Asociado a alteraciones climáticas (Difícil de cuantificar)	Asociado a alteraciones climáticas (Difícil de cuantificar)
<b>TOTALES</b>	<b>4,4 - 22,3</b>	<b>0,1 - 0,63</b>	<b>&gt; (9,1 - 36,0)</b>	<b>&gt; (0,12 - 8,7)</b>

Diversas fuentes.

Es necesario apuntar que nuevas tecnologías de control de la polución que se apliquen en el futuro reducirán las cifras anteriores en el caso del carbón. Lo mismo puede también decirse de las futuras centrales nucleares con respecto a su seguridad.

## EL CARBON Y EL MEDIO AMBIENTE

El impacto ambiental de la generación eléctrica tiene su origen tanto en la operación normal de las centrales como en los accidentes relacionados con las mismas. En el caso de la energía nuclear, son los posibles accidentes los que podrían tener algún efecto significativo, mientras que en el caso del carbón estos efectos están asociados a la operación normal de las centrales, y a las actividades de movimiento y transporte del

mineral (hemos dejado a un lado el aspecto de la minería por estar considerando el caso de las centrales de carbón importado).

En lo que al transporte del mineral se refiere, las principales causas de polución son el polvo y los vertidos durante las operaciones de carga y descarga. En cuanto a la generación, el impacto se puede dividir en los consumos de agua para refrigeración, y en la emisión de gases y partículas procedentes de la combustión.

Las centrales de carbón, con sistema de refrigeración por torres húmedas, vienen a consumir unos 0,5 m<sup>3</sup>/segundo por 1.000 MW eléctricas equivalentes, o sea menos que las nucleares con torres de refrigeración (0,75 m<sup>3</sup>/seg.), debido a que en las centrales de carbón parte del calor emitido al medio ambiente sale directamente por la chimenea junto con los gases de combustión (y debido

también a la mayor eficiencia térmica del carbón: un 34 por 100 para el anterior, frente a un 30 por 100 para las nucleares). Sin embargo, el impacto ambiental más importante asociado a las centrales de carbón está relacionado con la emisión a la atmósfera de los gases procedentes de la combustión. Los dos aspectos de este problema son la lluvia ácida y el efecto «invernadero» producido por la acumulación de dióxido de carbono (anhídrido carbónico) en la atmósfera.

Los gases de combustión contienen óxidos de azufre y de nitrógeno que se depositan sobre la tierra reaccionando con las aguas superficiales y formando ácidos sulfúrico y nítrico. La conversión a ácido también puede realizarse en la propia atmósfera, llegando a la superficie terrestre con la precipitación (de ahí el nombre de lluvia ácida). Estos ácidos forman compuestos con metales

pesados (tóxicos para los organismos), que pasan luego a las plantas y a los animales provocando diversos problemas (4). La acidez que se genera en el agua de ríos y lagos acaba a su vez con los animales acuáticos. Estos efectos son especialmente desastrosos en zonas con suelos silíceos, como el granito y la cuarcita, faltos de carbonatos de calcio y magnesio que puedan neutralizar la acidez de las aguas.

La polución atmosférica es también, obviamente, peligrosa para el hombre en forma directa. Y para sus obras de arte: los destrozos causados por la polución en la arquitectura monumental son fácilmente observables en las grandes ciudades del mundo.

La solución básica para el problema es el uso de carbones de bajo contenido en azufre (lo que no es el caso de los carbones nacionales), siempre más caros, o la retención del azufre mediante tratamientos químicos del carbón (actualmente en fase de desarrollo), que aumentan el coste de la operación, y crean un grave problema de residuos sólidos. Desgraciadamente el problema no es local sino regional, creando conflictos entre países como los Estados Unidos y el Canadá, o el Reino Unido + cuenca del Ruhr y los países escandinavos.

Evidentemente, la generación eléctrica no es la única fuente de polución (aproximadamente un 65 por 100 de las emisiones de óxidos de nitrógeno y un tercio de las emisiones de óxidos de azufre corresponden al sector transporte y a otras industrias), pero las centrales térmicas convencionales suelen ser los focos de polución más volu-

minosos y, por tanto, más fácilmente controlables. No sólo por razón de economías de escala, sino también por la dificultad técnica (y sobre todo política) de ejercer controles efectivos sobre la multitud de los pequeños emisores (automóviles, chimeneas, etc.).

El segundo problema ambiental de importancia, relacionado con el carbón, es el asociado con las alteraciones atmosféricas causadas por el incremento en la concentración de anhídrido carbónico —CO<sub>2</sub>— en la atmósfera. Esta variable ha pasado de estar alrededor de las 280 partes por millón (ppm), a principios de este siglo, a valer unas 335 ppm hoy en día, y la mitad de ese incremento se ha producido durante las tres últimas décadas. Las dos fuentes principales del problema son la deforestación de la superficie terrestre y el gran incremento en el uso de combustibles fósiles.

El CO<sub>2</sub> atmosférico no permite la reemisión al espacio de parte de la energía captada por la superficie terrestre a causa de la radiación solar, haciendo el mismo efecto que el cristal de un invernadero, con lo cual se alteraría el balance térmico del globo terráqueo.

Realmente, aún no se tienen evidencias científicas que hagan posible una determinación cuantitativa, ni la predicción de las consecuencias de este fenómeno en una gran escala de tiempo-espacio. Los meteorólogos no parecen estar seguros de cuál es la dirección en la que estamos viviendo una eventual evolución climática. Pero sí hay conciencia de que desviaciones permanentes relativamente pequeñas, del orden de las que

eventualmente corresponden al tema energético, pueden tener consecuencias negativas incalculables en las condiciones futuras de vida en nuestro planeta.

Si esto es así, lo que ocurra en las dos próximas décadas va a determinar en gran medida el margen de maniobra de que dispondrá la siguiente generación para actuar con mayor conocimiento del problema. En el cuadro n.º 14 se han representado los años en que el consumo de combustibles fósiles deberá empezar a disminuir, y la tasa de decremento necesaria, si queremos que la concentración de CO<sub>2</sub> no pase de las 600 ppm.

Las dificultades que plantea el carácter global del problema CO<sub>2</sub> son graves, pues en el futuro el mayor incremento en el consumo de combustibles fósiles provendrá de los países en vías de desarrollo, por lo que, si se quiere hacer la solución viable, los países industrializados tendrán que realizar un esfuerzo especial para reducir sus consumos. Este panorama contrasta con la política energética de nuestro país, donde no parece que se haya intentado lanzar un programa serio de conservación energética y de desarrollo de los recursos renovables, y donde no se oye hablar del problema del CO<sub>2</sub> si no es para quitarle importancia.

## EL MERCADO DEL CARBÓN

En 1977, la Conferencia Mundial de la Energía predijo que en el año 2000 un 9 por 100 de la producción mundial de carbón estaría dedicada al mercado internacional. En 1980, la Con-

CUADRO N.º 14

**EFFECTO DEL INCREMENTO EN EL CONSUMO DE CARBON EN LA DECADA DE LOS OCHENTA SOBRE EL MARGEN DE MANIOBRA DE LAS GENERACIONES FUTURAS**

<i>Tasa de incremento en el consumo de carbón entre 1980 y 1990 (%)</i>	<i>Año de máximo consumo</i>	<i>Tasa de decremento en el consumo a partir del año punta (%)</i>
1,3	2040	1,0
2,5	2030	2,5
4,0	2020	4,0

Fuente: Araj Kamal, M.I.T.

CUADRO N.º 15

**DISTRIBUCION GEOGRAFICA DE LAS RESERVAS MUNDIALES DE CARBON**

<i>A R E A</i>	<i>Porcentaje</i>
USA ... ..	31,0
URSS ... ..	23,0
China ... ..	13,5
Europa ... ..	21,5
Oceanía ... ..	4,1
Otros ... ..	6,9

Fuente: Conferencia Mundial de la Energía. 1974.

ferencia predijo un valor próximo al 20 por 100 de la producción mundial. No es ésta la primera vez que se hacen pronósticos rosados que luego no resultan factibles. En 1977, el Presidente Carter de los Estados Unidos lanzó un programa de desarrollo de la minería del carbón en aquel país, que habría de permitir pasar de una producción de 680 millones de toneladas, en 1976, a otra de 1.200 millones de toneladas, en 1985. En 1982, la producción que se espera alcanzar para esa fecha es ya sólo de 800 millones.

Las tres dificultades fundamentales que afectan al desarrollo del mercado son: físicas, ambientales y humanas. Las dificultades físicas hacen referencia a las necesidades de infraestructura para desarrollar el mercado físico del carbón. Las dificultades ambientales hacen referencia al impacto del carbón sobre el medio ambiente, tanto del lado del suministro (la minería) como de la demanda (la combustión). Las dificultades humanas hacen referencia a la intensidad especial en recursos humanos que caracteriza a la minería del carbón, y que deja

a dicho recurso sujeto a las incertidumbres de posibles conflictos, especialmente probables como consecuencia de la gran dureza del trabajo en la mina.

En cualquier caso, es cierto que el mercado ha sufrido y seguirá sufriendo un proceso de expansión, especialmente como consecuencia de la sustitución del petróleo. Es por ello interesante echar un vistazo a la estructura del mismo y tratar de señalar algunas de sus características más importantes.

Las reservas mundiales de carbón están distribuidas en la forma que se indica en el cuadro número 15. Como puede verse, las dos superpotencias, USA y URSS, tienen más de la mitad del carbón mundial, quedando tan sólo una pequeña proporción en otros países más o menos «alineados». Por tanto, es difícil plantear una política de suministro de carbón que no coarte la poca independencia política económica de que España puede todavía disponer respecto de los grandes bloques. De hecho, en la última década, las importaciones de carbón han tenido el grado de

concentración que se refleja en el cuadro n.º 16.

Es cierto que en el caso de los Estados Unidos hay una gran multitud de empresas mineras a primera vista independientes, pero si se rastrea la estructura de propiedad de las mismas se llega a los resultados del cuadro n.º 17. Suponiendo que tan sólo los tres primeros grupos tengan planteado el suministro al mercado internacional, y que los restantes usarán las reservas para la satisfacción de sus propias necesidades energéticas, resulta que un 58,6 por 100 del mercado estadounidense de carbón térmico estaría controlado por las grandes compañías petroleras.

De hecho, estas compañías se encuentran también situadas en los puntos estratégicos del mercado internacional del carbón en otros países (no sólo a nivel de propiedad de las reservas, sino también en los sectores del transporte y movimiento del carbón). Por ejemplo, el reciente acuerdo entre CARBOEX (la empresa española para la importación de carbón depen-

CUADRO N.º 16

**DISTRIBUCION PORCENTUAL POR PAIS DE ORIGEN DE LAS IMPORTACIONES DE CARBON EN ESPAÑA DURANTE LA ULTIMA DECADA**

	1970	1975	1980
USA .....	81,0	60,0	57,0
Polonia .....	13,0	37,5	25,0
Alemania Federal .....	4,0	1,5	1,5
Australia .....	—	0,5	16,0
Otros .....	2,0	0,5	0,5

Fuente: U.S. Bureau of Mines.

CUADRO N.º 17

**ESTRUCTURA DE PROPIEDAD DE LAS RESERVAS DE CARBON EN ESTADOS UNIDOS (1977)**

GRUPO ECONOMICO	Porcentajes
Grandes compañías del petróleo .....	41,1
Ferrocarriles .....	17,5
Productores de carbón independientes .....	11,5
Holdings industriales .....	10,6
Industrias del metal .....	5,5
Empresas eléctricas .....	4,8
Empresas siderúrgicas .....	4,2
Empresas químicas .....	0,5
Otras empresas .....	4,3

Fuente: Coal Data Book, 1977.

Unidos a la compra de gas natural soviético (en lugar de carbón norteamericano) por los países europeos, así lo pronostica.

En nuestra modesta opinión, si España quiere conseguir una cierta independencia en su suministro energético haría bien en empezar por calcular con cuidado los riesgos futuros del carbón y no perderlos de vista en ninguna decisión y, desde luego, marchar deprisa en la actualización al máximo de sus recursos renovables.

**CONCLUSIONES**

La termia de carbón tiene actualmente un coste de importación notablemente inferior al de la termia de fuel. En todo caso, esto es solamente uno de los aspectos a sopesar en cualquier estrategia del desarrollo del equipo generador de electricidad en España.

El objetivo, evidentemente prioritario, de reducir al mínimo la utilización del fuel tiene su solución más racional y económica en la terminación del programa nuclear emprendido y, en ningún caso, en intentar «pasarse» al carbón.

Las reservas conocidas de carbón nacional son reducidas, y parece excesivo el ritmo a que se pretende consumirlas para generar electricidad. Esto es una liquidación «a corto» de este componente del inventario nacional.

Prioridad absoluta en el desarrollo de los recursos correspondientes a las energías renovables, optimizando además el sistema con nuevas instalaciones de bombeo.

diente del INI) y Colombia, representa el suministro, a partir de 1986, y a lo largo de diez años, de un total de 5,6 millones de toneladas procedentes de una mina explotada por la compañía Exxon y por Colombia, en proporciones respectivas del 83 y del 17 por 100, y tan sólo el suministro de 0,35 millones de toneladas procedentes de una mina enteramente propiedad del gobierno colombiano y con la que un consorcio hispano-colombiano, formado por las empresas españolas DOMI y AUXINI y la colombiana

na PRODECO, tiene un contrato de servicios.

La experiencia pasada con el petróleo puso de relieve la influencia y el grado de presión que las grandes empresas pueden ejercer sobre los consumidores, circunstancias que luego se agravaron con la presión político-económica de los países productores. Ahora resulta que dichas compañías están ya preparadas para ejercer una política protagonista en el caso del carbón. La reciente oposición del gobierno de los Estados

Las alternativas para satisfacer el crecimiento futuro de la demanda, caso de ser a gran escala, están, obviamente, en el carbón importado y en la energía nuclear.

Con referencia al carbón, se destaca la posibilidad de que se creen en el futuro dependencias muy similares, por su dureza, a las que hemos padecido y padecemos en el caso del petróleo.

La alternativa carbón importado contribuye menos que la nuclear a crear puestos de trabajo, y son de inferior nivel cualitativo. En la solución carbón importado, una proporción importante de los puestos de trabajo que se crean están en los países donde se encuentra el combustible y no en España.

La alternativa nuclear debe superar en unos aspectos, y resolver en otros, temas institucionales y técnicos de gran importancia.

La incorporación de las nuevas energías renovables a los parques de generación debe cuidar de los aspectos asociados que conlleva en la explotación de la totalidad del parque productor.

#### NOTAS

(1) Después de homogeneizar el valor energético de las distintas calidades empleadas.

(2) Los coeficientes de corrección sobre el de referencia de importación varían del 70 al 28 por 100, según calidades.

(3) En toneladas brutas, por el gran impacto de los nuevos lignitos.

(4) Como ejemplo citamos que, según parece, la falta de calcio por esta causa en los huevos de las aves rapaces está contribuyendo a poner en peligro de extinción algunas especies como el azor y el halcón peregrino.