

# Costo de la generación de electricidad con carga básica nuclear y convencional

*La energía nucleoelectrónica mantiene su competitividad económica en muchos países*

por P.M.S. Jones y G. Woite

Los costos de las inversiones en la esfera de la energía nuclear y convencional y de la generación de electricidad son importantes al adoptar decisiones en torno al tipo de combustible que se seleccionará para la producción de electricidad en el futuro, así como para los proyectos energéticos de carga básica.

Al hacer un examen somero de la información disponible se observa que los costos de inversión de las centrales nucleares recién concluidas oscilan entre unos 1300 dólares de los EE UU y más de 6000 dólares por kilovatio eléctrico (kWe). Este amplio margen se debe, entre otras razones pertinentes, a las diferencias en materia de gestión de proyectos, métodos de reglamentación, factores relacionados con el emplazamiento (por ejemplo, selección del emplazamiento de varias unidades, sismicidad, infraestructura), diseño de la central (incluido el grado de normalización), precios unitarios (por ejemplo, de los materiales y la fuerza de trabajo disponibles localmente), y contabilidad (por ejemplo, la inclusión o exclusión de intereses durante la construcción, inventarios de combustible y agua pesada, fecha de referencia de los costos, y tipos de cambio de moneda).

Los factores que más sobresalieron en los proyectos de costos elevados fueron las dificultades asociadas a la gestión de la construcción y los procedimientos de reglamentación. Estos factores contribuyeron también a que los calendarios de construcción se dilataran hasta unos 14 años; algunos proyectos aún no concluidos podrían incluso requerir un período de ejecución más prolongado.

Por otra parte, entre las características más importantes de los proyectos de bajo costo, con períodos de construcción de 5 a 6 años (por unidad), están la gestión eficiente del proyecto, el elevado aprovechamiento de la experiencia, y el hecho de que antes de comenzar la construcción se concluye casi por completo el diseño detallado y se resuelven las cuestiones de reglamentación.

El profesor Jones es Asesor Económico Principal de AEA Technology, en Londres, y el Sr. Woite es funcionario de la División de Energía Nucleoelectrónica del OIEA. Los autores de este artículo fueron miembros del Grupo de Trabajo de la OCDE sobre costos de generación de electricidad, que presentó un informe titulado *Prospected Costs of Generating Electricity from Power Stations for Commissioning in the Period 1995-2000*. En el artículo se incluyen los resultados y algunos pasajes de dicho informe.

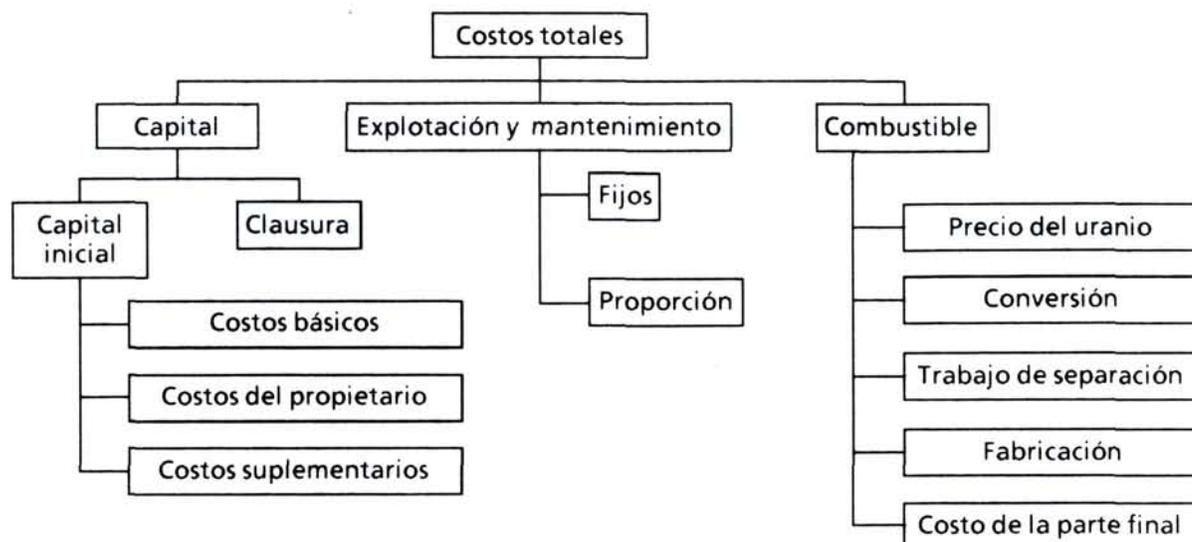
El aprovechamiento de la experiencia se logra mediante la cooperación entre las empresas eléctricas, los fabricantes, y el personal de reglamentación, así como mediante la normalización y la replicación. Evidentemente se ha aprendido mucho de la experiencia acumulada en materia de construcción y explotación. Los diseños nuevos o modificados se han presentado a tiempo para su examen de reglamentación de modo que queden aprobados y concluidos antes de iniciarse los trabajos de construcción.

Asimismo, se realizan esfuerzos para establecer criterios de seguridad y de concesión de licencias internacionalmente aceptados, y para que los procedimientos de reglamentación sean más previsible, todo lo cual deberá contribuir a que los beneficios de que gozan los países más aventajados puedan compartirse con los demás. (Véase la figura adjunta.) Estos esfuerzos se toman en cuenta, en cierta medida, en los estudios de costos que han llevado a cabo recientemente el OIEA y la Organización de Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE).

## Medios para reducir los gastos de capital de las centrales nucleares

- Beneficios derivados del **aprovechamiento de la experiencia**
  - Replicación, normalización, colocación
- Aplicación de los **adelantos técnicos**
  - Diseño
  - Técnicas de construcción
- Aumento de la calidad y cantidad de la planificación
  - Conclusión del diseño detallado
  - Solución de las cuestiones de política y reglamentación antes de comenzar la construcción
- Mejoramiento de la **gestión de proyectos**
  - Preparación de calendarios
  - Control de costos
- Logro de un comportamiento de explotación satisfactorio

## Categorías de los costos de generación de electricidad



Notas: En los costos de inversión iniciales se incluyen todos los gastos directos e indirectos de la construcción y puesta en servicio de la central. Los costos suplementarios incluyen el transporte, el seguro, las piezas de repuesto y las contingencias. En todas las categorías de costos se incluye el interés real (y el reajuste real cuando procede). Se excluyen los elementos de costos debidos a la inflación general; los costos del sistema eléctrico (por ejemplo, para la transmisión y la reserva energética), los impuestos sobre los ingresos y las ganancias de la empresa eléctrica; las repercusiones en la economía nacional, incluidos los costos y beneficios del desarrollo industrial y de la infraestructura; los efectos externos sobre la salud y el medio ambiente, así como la previsión de riesgos no incluidos en el seguro

### Resumen de los estudios de costos realizados por el OIEA y la OCDE

Grupos de expertos de los Estados Miembros de la OCDE, el OIEA y la Unión Internacional de Productores y Distribuidores de Electricidad (UNIPED), examinaron recientemente la proyección de los costos nivelados de generación de electricidad de opciones de generación energética con carga básica, que estarán disponibles a mediano plazo, para lo que emplearon una metodología económica común acordada.\* Se obtuvieron y evaluaron las proyecciones de costos de las centrales nucleares y las centrales alimentadas con combustibles fósiles (fundamentalmente las alimentadas con carbón) que podrían ponerse en servicio entre mediados y finales del decenio de 1990.

### Método e hipótesis

En los costos de producción de electricidad se incluyen todos los gastos marginales de la empresa eléctrica relacionados con las centrales bajo examen, en moneda de valor cons-

tante. Entre ellos figuran todos los gastos de capital (incluidos los gastos reales de interés durante la etapa de construcción), los costos de combustible, explotación y mantenimiento, de la gestión de desechos, de la clausura, y del de seguro de la instalación en particular. Se excluyen los impuestos sobre ingresos y ganancias, los de transmisión, y otros costos comunes a todo el sistema de empresas eléctricas, así como los costos externos, como por ejemplo, los ocasionados por daños al medio ambiente. (Véase la figura adjunta.) Sin embargo, cabe destacar que todas las centrales de generación eléctrica y sus ciclos del combustible funcionan conforme a las reglamentaciones y obligaciones vigentes o planificadas en los planos nacional e internacional respecto de los controles de seguridad y ambientales destinados a asegurar que los posibles efectos dañinos se limiten a los niveles aceptables. Se realizaron actividades concretas para establecer una comparación válida entre el costo de la producción de electricidad a partir de la energía nuclear y a partir del carbón en cada país.

El lector no debe comparar los costos absolutos entre los países dada su gran diversidad de sistemas sociales y económicos y de disposiciones para la gestión de desechos radiactivos, la clausura de las centrales, y la protección del medio ambiente. Por ejemplo, en las leyes sobre protección del medio ambiente de la mayoría de los países miembros de la OCDE es preciso realizar la desulfuración de los gases de combustión (DGC), y en algunos también se exige la reducción de los óxidos de nitrógeno en las nuevas centrales eléctricas alimentadas con carbón. Por otra parte, hasta el presente en la mayoría de los países no miembros de la OCDE no se practica la DGC. Con todo, seis de cada nueve países no miembros de la OCDE incluyeron la DGC en sus estimaciones de costos

\* Véase "Electricity Generation Costs Assessment Made in 1987 for Stations to be Commissioned in 1995", presentado por la UNIPED en el Congreso de Sorrento (1988); *Projected Costs of Generating Electricity from Power Stations for Commissioning in the Period 1995-2000*, Informe del Grupo de Trabajo, OCDE/Agencia para la Energía Nuclear/Organismo Internacional de Energía (1989); y *Projected Costs of Nuclear and Conventional Baseload Electricity Generation in Some IAEA Member States*, IAEA-TECDOC-569 (1990).

para las futuras centrales alimentadas con carbón. Según las proyecciones, los costos de generación de electricidad de las centrales alimentadas con carbón en que se realiza la reducción de los óxidos de azufre y nitrógeno son aproximadamente de 15% a 20% más elevados que los de las centrales que no aplican esta medida contra la contaminación.

Las hipótesis sobre la clausura varían de manera similar: todos los países miembros de la OCDE incluyeron disposiciones sobre la clausura en sus estimaciones de costos, mientras que cuatro de los países no miembros de la OCDE no lo hicieron. Para establecer la comparación, se seleccionó una hipótesis común sobre costos de clausura para los cálculos de referencia de esos cuatro países no miembros de la OCDE.

**Costos de inversión**

A los efectos de los estudios, en el caso de algunos países se tuvieron en cuenta diversos medios de reducir los costos de inversión de las centrales nucleares en relación con la experiencia anterior. En términos generales se da por sentado, entre otras cosas, que la gestión del proyecto es razonablemente adecuada y la financiación, segura, y que el diseño detallado ha sido concluido y aprobado por la autoridad reglamentadora antes de iniciarse la etapa de construcción, a fin de evitar las modificaciones de diseño y los retrasos en la etapa de construcción que resultan tan costosos. El grado en que se aplican, o se prevén aplicar en proyectos futuros, la selección del emplazamiento de varias unidades, la normalización, la modularización y los métodos avanzados de ingeniería y construcción, varía de un país a otro.

Entre los países subsisten importantes diferencias en cuanto a las expectativas sobre los costos de inversión, que tienen su origen en la desigualdad de los costos de los factores (por ejemplo, los costos de la mano de obra y los materiales de construcción), el diseño, el método de reglamentación, la selección del emplazamiento y los tipos de cambio que con frecuencia no reflejan adecuadamente las disparidades existentes entre los países en lo que respecta a su poder adquisitivo. Existen también niveles distintos de incertidumbre respecto de los costos como consecuencia de los diferentes niveles de experiencia pertinente en la esfera nuclear. (Véanse los gráficos adjuntos.)

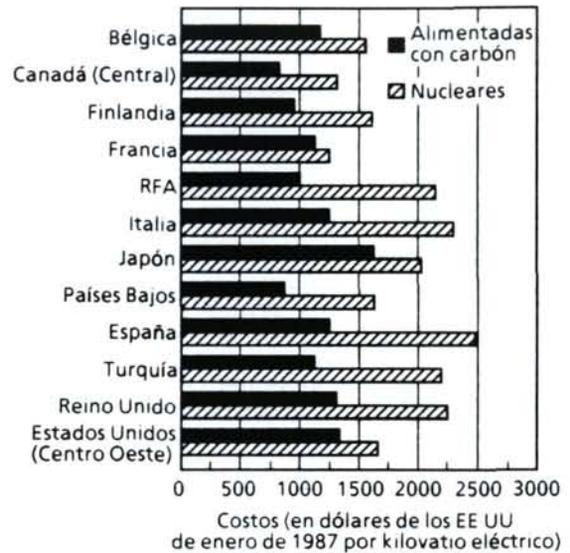
**Costos de generación**

Se realizaron dos conjuntos de cálculos de los costos nivelados de electricidad, uno con hipótesis por país sobre la tasa de actualización, la vida de la central, el régimen de explotación y la clausura; y otro con un conjunto de hipótesis comunes de referencia.

En los cálculos de referencia se supone una tasa real de actualización del 5% anual, 30 años de vida para ambos tipos de centrales, las alimentadas con carbón y las nucleares, un factor de carga nivelado permanente del 72%, y una hipótesis común sobre costos de clausura para aquellos países que no aportaron sus propias estimaciones. Estas hipótesis de referencia se basaron estrictamente en la experiencia y las expectativas de las empresas eléctricas.

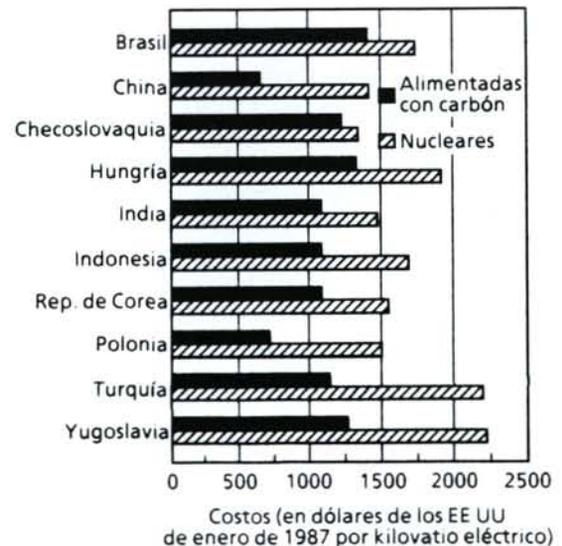
La tasa de actualización de referencia corresponde con bastante exactitud a los costos en que la mayoría de las empresas eléctricas prevén incurrir en la búsqueda de fondos de inversión externos, expresados en términos reales. El factor de carga y la vida de la central están respaldados por la experiencia acumulada por los países industrializados en la explotación

**Proyección de los costos de inversión de las centrales nucleares y las centrales alimentadas con carbón en los países de la OCDE**



Nota: Los costos de inversión incluyen el interés real durante la etapa de construcción (5% anual).

**Proyección de costos de inversión de las centrales nucleares y las centrales alimentadas con carbón en algunos Estados Miembros del OIEA**



Nota: Los costos de inversión incluyen el interés real durante la etapa de construcción (5% anual).

Aquí se presentan los costos de inversión de las centrales nucleares y de las centrales alimentadas con carbón de los países de la OCDE y otros nueve Estados Miembros del OIEA. Los costos de construcción por 24 horas proyectados oscilan entre unos 1100 dólares y 2000 dólares por kilovatio eléctrico (kWe) en el caso de las centrales nucleares, y entre 700 dólares y 1500 dólares por kWe en el caso de las centrales alimentadas con carbón, en valores de dólar de los EE UU de enero de 1987.

de centrales de carga básica y se consideran adecuados en esos países para los dos tipos de centrales que habrán de ser puestas en servicio a partir de mediados del decenio de 1990. Sin embargo, la mayoría de los países en desarrollo, que han experimentado factores de carga media más bajos, tendrían que adoptar medidas apropiadas para elevar el rendimiento de sus centrales de carga básica; la mayoría de ellos emplean factores de carga del 70% o menos para sus cálculos nacionales.

Con estas hipótesis de referencia, las proyecciones indican que las centrales nucleares tendrán una importante ventaja económica sobre las alimentadas con carbón en cuanto a la producción energética con carga básica permanente en la mayoría de los países industrializados y en algunos países en desarrollo. (Véase el gráfico adjunto.)

Concretamente, se proyecta que la electricidad generada con energía nuclear será notablemente más barata que la electricidad generada con carbón en el Japón, en la mayoría de los países europeos, en las regiones de América del Norte, China y la India que se hallan distantes de los yacimientos de carbón, así como en Indonesia y la República de Corea. Por otra parte, se proyecta que la electricidad generada con carbón será más barata en las regiones carboníferas de América del Norte, el Brasil, China y la India, así como en los Países Bajos y España, cuando la electricidad se produzca con carbón importado.

**Sensibilidad**

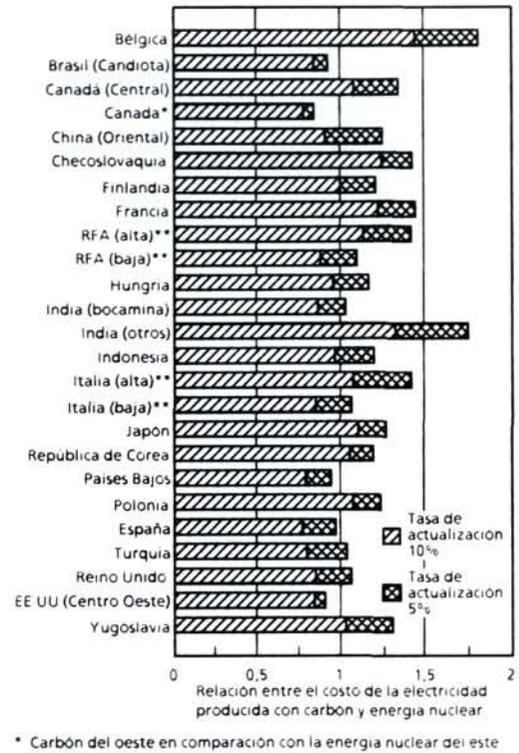
En el caso de las centrales nucleares y las centrales alimentadas con carbón los costos nivelados de producción y la relación entre ellos dependen en gran medida de los parámetros de entrada que se empleen, puesto que son muy sensibles a la tasa de actualización, los precios futuros del combustible fósil y los gastos de capital de la central.

Especial atención se prestó a los parámetros más importantes, particularmente a la tasa de actualización. Aunque la tasa de actualización de referencia del 5% anual está estrechamente asociada con los costos de financiación externa previstos para las empresas eléctricas —muy similar a la tasa de interés de bonos públicos a largo plazo—, es significativamente más baja que la tasa de rendimiento real media de la inversión industrial registrada en la mayoría de los países de la OCDE. El Banco Mundial ha solido recomendar una tasa de actualización real de 10% para la evaluación de proyectos, sobre todo en países con escasos recursos de inversión. Por consiguiente, los cálculos se realizaron con una tasa de actualización alternativa del 10% anual. Con esta tasa, solamente Bélgica, Francia, el Japón, Checoslovaquia y la India (en lugares distantes de la bocamina) muestran una evidente ventaja de la energía nuclear en función de los costos.

Para el estudio de la OCDE, el Consejo Asesor de la Industria del Carbón (CIAB), órgano consultivo independiente del Organismo Internacional de Energía de la OCDE, propuso criterios alternativos sobre los precios futuros del carbón. Su promedio de estimaciones óptimas, al ajustarse para incluir los gastos de transporte interno de los consumidores, fue en términos generales más bajo que las estimaciones de la mayoría de los países.

Al emplear las hipótesis alternativas para el caso de tasas de actualización más elevadas y precios del carbón más bajos, el carbón se convierte en una opción relativamente más interesante. Utilizando una tasa de actualización del 10%, junto con las hipótesis de las empresas eléctricas sobre los precios del carbón, tres países de la OCDE muestran una notable ventaja

**Competitividad relativa de la electricidad producida con carbón y con energía nuclear empleando tasas de actualización del 5% y del 10%**



\* Carbón del oeste en comparación con la energía nuclear del este  
 \*\* Precios del carbón en estimaciones altas y bajas

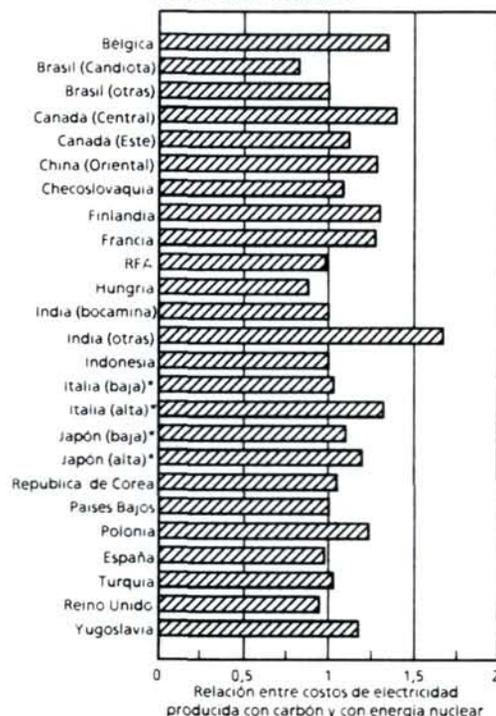
de la energía nuclear en función de los costos; dos muestran una comparabilidad aproximada; y cuatro, una notable ventaja del carbón. El uso de las proyecciones del precio del carbón del CIAB (que se refieren al carbón importado hacia Europa occidental y el Japón solamente) disminuiría aún más el costo proyectado de la generación de electricidad a partir del carbón en la mayoría de los países de la OCDE. Basándose en una tasa de actualización del 5%, cuatro países de la OCDE muestran una notable ventaja de la energía nuclear; cuatro muestran una equivalencia aproximada, y uno, una notable ventaja del carbón. A una tasa de actualización del 10% y con las proyecciones del precio del carbón del CIAB, la generación de electricidad a partir del carbón sería la opción menos costosa en la mayoría de los países.

También se realizaron cálculos con un factor de carga nivelado del 63%, con el propósito de reflejar de manera aproximada la experiencia operacional de algunos países, y con una vida de 25 años para las centrales nucleares y las centrales alimentadas con carbón. Con dichas hipótesis se aumenta la competitividad del carbón, aunque no tanto como con la tasa de actualización alternativa.

**Resultados de los estudios**

Cuando los países participantes utilizan sus propias hipótesis de tasas de actualización, vida de la central y factor de carga, en siete países de la OCDE, dos países de Europa oriental, Yugoslavia y la India (en las regiones distantes de la bocamina) se observa que la electricidad producida con energía

**Competitividad relativa de la electricidad producida con carbón y con energía nuclear empleando las hipótesis nacionales sobre tasa de actualización, factor de carga y vida de la central**



\* Precios del carbón en estimaciones altas y bajas.

nuclear presenta una notable ventaja en función de los costos. (Véase el gráfico de la página 22.) En el resto de los países, las proyecciones indican que el costo de la electricidad producida con energía nuclear oscilará entre un punto de equilibrio y un 10% más alto que la electricidad producida con carbón; en sus regiones carboníferas de carbón de bajo costo, la electricidad producida a partir del carbón es la opción más barata.

Con el empleo de las hipótesis comunes de referencia de los estudios internacionales se obtienen resultados bastante similares para los países de la OCDE, aunque la competitividad de la energía nuclear mejoraría para los países de Europa oriental y otros países no miembros de la OCDE.

En resumen, la mayoría de los países participantes prevén que la energía nucleoelectrónica tendrá costos nivelados de generación inferiores a los de la generación de electricidad con carbón o, en el peor de los casos, que lleguen a un equilibrio aproximado. Sin embargo, las comparaciones proyectadas entre los costos de generación del carbón y la energía nuclear no son del todo precisas para la mayoría de los países cuando se examinan a la luz de toda la gama de hipótesis tenidas en cuenta en los estudios. Según algunas hipótesis de los valores paramétricos, la energía nucleoelectrónica tiene una considerable ventaja sobre el carbón en función de los costos, mientras que en el caso de otros valores paramétricos se observa lo contrario.

En comparación con estudios anteriores, los pronósticos de precios del carbón más bajos en el futuro han reducido los costos proyectados de la generación de electricidad a partir del carbón en varios países en relación con los costos de la energía nucleoelectrónica. Las proyecciones de los propios costos de generación de electricidad a partir de la energía nuclear han

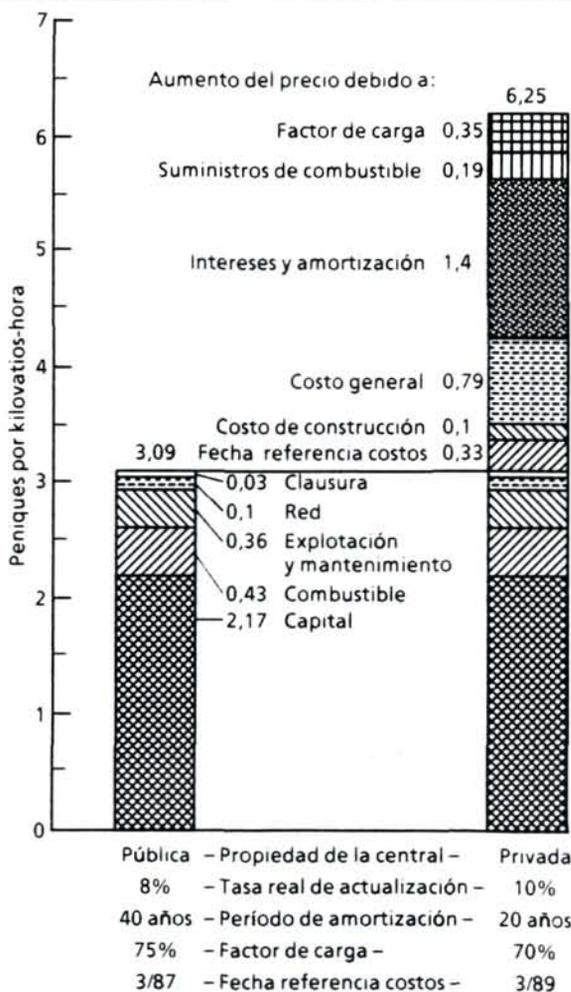
permanecido, a todas luces, relativamente estables o, incluso, han disminuido ligeramente sobre la base de los mismos estudios.\*

**El Reino Unido y su importancia**

Este consenso general, que indica (de acuerdo con los valores paramétricos que se consideraron más adecuados para la evaluación de los costos) que la energía nucleoelectrónica seguirá siendo competitiva o, en el peor de los casos, se mantendrá casi pareja con la generación de electricidad a partir del carbón, está en evidente contradicción con ciertas afirmaciones aparecidas en la prensa del Reino Unido. Según éstas, los costos de generación de electricidad a partir de la energía nuclear en el Reino Unido triplicaban los de las centrales alimentadas con carbón. Sin embargo, se ha aclarado que los costos implícitos de la electricidad generada en el futuro por reactores de agua a presión (PWR) en el Reino Unido sólo han

\* "International Comparison of Generation Costs", por P.M.S. Jones, G.H. Stevens, y K. Wigley, actas de *Good Performance in Nuclear Projects*, AEN/OCDE (noviembre de 1989).

**Costo y precios de la electricidad**



Pública	- Propiedad de la central -	Privada
8%	- Tasa real de actualización -	10%
40 años	- Período de amortización -	20 años
75%	- Factor de carga -	70%
3/87	- Fecha referencia costos -	3/89

cambiado en términos marginales\* y son muy similares a los que aparecen en los gráficos de las páginas 21 y 22.

En el precio indicativo de negociación, que podía haber procurado una empresa eléctrica de reciente privatización para la electricidad generada por un nuevo PWR se incluía el costo general, una manera diferente de calcular las ganancias, y un rendimiento del capital equivalente a una tasa interna real de rendimiento del 14% anual durante un período de depreciación de 20 años; además, se incorporó una hipótesis de rendimiento y contingencia deliberadamente conservadoras. La empresa eléctrica consideró que todos los elementos se justificaban en una situación en la que, a diferencia de otros países, existía la libre competencia en el suministro de electricidad, sin garantías contractuales de venta a largo plazo para las compañías de distribución privatizadas por separado, y en la situación de altas tasas de interés que impera actualmente en el Reino Unido.

\* "The Future for Nuclear Power", por W. Marshall, conferencia anual de la British Nuclear Energy Society (noviembre de 1989).

El costo marginal del sector público y los precios del sector privado se han calculado sobre la base de estas diferentes hipótesis. (Véanse el cuadro y el gráfico adjuntos.) Llama la atención el hecho de que el precio del sector privado duplica el costo que se había calculado anteriormente para el sector público. Una razón importante es el cambio de una tasa real de actualización del 8% y una anualidad de 40 años a una tasa real de actualización del 10% y una depreciación lineal de 20 años, aplicada sobre la base de un capital no amortizado. Las hipótesis del sector público dieron lugar a una tasa de gastos fijos del 8,4%, mientras que las del sector privado arrojaron como promedio un rendimiento del capital del 14%. De ahí que la mayor parte del incremento se deba a las hipótesis sobre los parámetros económicos pertinentes (tasa de interés y unidades monetarias) y al método de contabilidad (base de amortización, gastos generales y fondos de reserva adicionales). Muy poco se debe a algún aumento real previsto en los costos de construcción o en los fondos necesarios para la gestión del combustible gastado y de los desechos radiactivos. Los medios de difusión compararon erróneamente estos precios del sector privado con los costos de la electricidad (excluidos los gastos generales, y otros) producida por las nuevas centrales alimentadas con carbón y con los precios de la electricidad considera-

**generada a partir de la energía nuclear en el Reino Unido (peniques por kilovatios-hora)**

Propiedad de la central	Pública	Pública	Privada
Fecha de la estimación de los costos	Abril de 1987	Abril de 1989	Mediados de 1990
<i>Parámetros económicos</i>			
Tasa real de actualización	5%	8%	10% <sup>a</sup>
Período de depreciación	40 años	40 años	20 años
Factor de carga nivelado	75%	75%	70%
Fecha de referencia de los costos	marzo de 1987	marzo de 1987	marzo de 1989
<i>Costo marginal de generación</i>			
Capital	1,35	2,17	
Conexión a la red	0,07	0,10	
Combustible	0,45	0,43	
Otras operaciones	0,34	0,36	
Clausura	0,03	0,03	
Total	2,24	3,09	
<i>Adiciones al precio del sector privado</i>			
Fecha base modificada de la unidad monetaria			0,33
Costos de construcción adicionales <sup>b</sup>			0,10
Sobrecargos a los gastos generales <sup>c</sup>			0,79
Base modificada de intereses y amortización <sup>d</sup>			1,40
Efecto del factor de carga reducido <sup>e</sup>			0,35
Cambio en los fondos de reserva de combustible <sup>e</sup>			0,19
Subtotal parcial de los precios			3,16
Precio total de la generación de electricidad en el caso de centrales de propiedad privada			6,25

<sup>a</sup> Aplicado sobre la base del capital no amortizado.

<sup>b</sup> Parte de los costos adicionales por concepto de "nuevo diseño" del reactor de agua a presión Sizewell.

<sup>c</sup> Gastos generales centralizados, seguros e impuestos locales, normalmente comunes a las distintas opciones de generación de electricidad.

<sup>d</sup> Cambio a una amortización más breve y al 10% de rendimiento del capital inicial (equivalente a una tasa de rendimiento interna del 14%).

<sup>e</sup> Fondo de reserva incluido, mediante hipótesis y previsiones pesimistas, para reducir al mínimo el riesgo financiero de la compañía generadora.