

LOS DILEMAS DE LA ENERGÍA NUCLEAR EN ESPAÑA

ALARGAMIENTO DE LA VIDA DE LAS CENTRALES Y NUEVAS INVERSIONES

CLAUDIO ARANZADI (*)

Ingeniero Industrial y Economista.
Ex Ministro de Industria y Energía
y de Industria, Comercio y Turismo.

La utilización de la energía nuclear para la generación eléctrica está experimentando en el S. XXI lo que algunos comentaristas denominan un «renacimiento», después de casi cuatro lustros de ralentización. En las dos últimas décadas del S. XX, con la excepción de Francia, en los países occidentales no se encargaron nuevos proyectos de centrales nucleares.

Aún así, en Enero de 2007 estaban en operación en el mundo 435 reactores en explotación comercial, la potencia instalada alcanzaba los 369 Gw en treinta países y el peso de la generación eléctrica de origen nuclear en la generación eléctrica total era del 16%.

Un indicador de este «renacimiento nuclear» es el número de reactores actualmente en construcción en el mundo (veintiocho), la mayor parte de ellos en Asia. La cifra alcanzaría los noventa y ocho reactores si se incluyen además los nuevos reactores programados (1). En Europa están en construcción dos reactores de III Generación, del tipo EPR (European Pressurised Reactor) de tecnología europea (Areva), en Finlandia y Francia. El Gobierno de Reino Unido ha dado luz verde a un nuevo ciclo de inversión en plantas de generación eléctrica nuclear y los EE.UU. han aprobado medidas de ayuda para los seis primeros gigawatios del nuevo ciclo inversor nuclear.

Por otro lado, un grupo de diez países (Argentina, Brasil, Canadá, Francia, Japón, República de Corea, República de Sudáfrica, Suiza, Reino Unido y EE.UU.) han acordado un marco de cooperación internacional para abordar la investigación en una nueva generación de sistemas de energía nuclear (Generación IV) cuya explotación comercial se realizaría en el horizonte del segundo tercio del S. XXI.

El rechazo de un segmento importante de las opiniones públicas de los países occidentales, sobre todo después del incidente de Three Mile Island en 1979 y del accidente de Chernobyl en 1986, ha jugado un papel importante en el frenazo de la programación de nuevas centrales nucleares en los años ochenta y noventa del siglo pasado, pero, sin duda, los factores económicos fueron determinantes. La extrapolación del escenario de precios bajos de los hidrocarburos en los últimos quince años del pasado siglo (la media de precios del petróleo fue

del orden de 20\$/barril) y el desarrollo de nuevas tecnologías de las centrales de gas y carbón llevaron a anticipar un coste medio de generación eléctrica con estos combustibles inferior a 40 E/Mw.h. En España, se estimó en 36E/Mw.h. el coste medio de generación eléctrica de un nuevo entrante para el establecimiento del mecanismo de C.T.C., en el desarrollo de la Ley del Sector Eléctrico de 1997.

Estas cifras estimadas para las centrales con combustibles fósiles eran prácticamente la mitad del coste medio estimado de la generación eléctrica con los reactores nucleares en explotación y construcción en ese período en un buen número de países industrializados, con la excepción de Francia, cuyos costes fijos se habían disparado a causa de los cambios normativos, el alargamiento de los plazos de construcción, el elevado valor de los intereses intercalarios, etc.

Desde comienzos del S.XXI, sin embargo, el entorno económico evolucionó en sentido favorable a la utilización de la tecnología nuclear en la generación eléctrica. La experiencia sostenida de altos precios de los hidrocarburos ha modificado al alza las expectativas a medio y largo plazo del precio de estos combustibles y, por consiguiente, el coste medio estimado de la generación eléctrica con ciclos combinados de gas. Por otro lado, los requerimientos de limitación de emisiones de CO₂ (aunque actualmente restringidos a los países que aplican el Protocolo de Kyoto) representan un sobrecoste para la generación eléctrica con combustibles fósiles (gas y, sobre todo, carbón) que en el sistema de «cap and trade» vigente en la UE viene reflejado en el precio de los derechos de emisión en el mercado.

Al mismo tiempo, los reactores en funcionamiento han mejorado, en general, sus parámetros económicos (moderación de los costes operativos, aumento de la disponibilidad, etc.) y los nuevos diseños de los reactores de las generaciones III y III+ representan, según las empresas que los han desarrollado, un avance, tanto en coste como en seguridad, en relación a la generación precedente.

A pesar de la revitalización de las inversiones en nuevos proyectos de centrales nucleares en el mundo, el papel futuro de la energía nuclear en la generación eléctrica continúa siendo una cuestión controvertida, sobre todo en Europa. Aunque la Unión Europea haya aprobado líneas comunes de actuación de la política energética (2) dirigidas a alcanzar los objetivos de competitividad, seguridad y sostenibilidad del suministro energético y establecido restricciones cuantitativas para 2020 en materia de eficiencia energética, limitación de emisiones de CO₂ y cobertura mínima con energías renovables, las

posiciones de los países miembros de la Unión Europea en relación al papel futuro de la energía nuclear son notablemente divergentes.

Estas diferencias reflejan una valoración distinta de las externalidades específicas de esta tecnología (asociadas con la seguridad, gestión de residuos, proliferación, etc.), aunque, dado el carácter transfronterizo de las externalidades nucleares, carezca de sentido la existencia de políticas relativas a la generación nuclear radicalmente opuestas en países vecinos de la Unión Europea.

EL FUTURO DEL PARQUE NUCLEAR ACTUALMENTE EN OPERACIÓN ‡

Las autoridades energéticas de los países miembros de la Unión Europea que poseen una capacidad de generación nuclear (entre ellos España) deberán decidir, en primer lugar, el horizonte de funcionamiento del parque nuclear que se encuentra actualmente en explotación. La Comisión Europea (3) señala que «en la actualidad la mayor parte de los países miembros se inclinan por la extensión de la vida útil (analizando caso por caso) más allá de los cuarenta años y, posiblemente, más allá de los cincuenta». Esta es también la orientación predominante en los EE.UU. Como señala Paul Joskow, en EE.UU. «la mayoría del parque nuclear actual ha recibido, solicitado o prevé solicitar, la extensión de su licencia de funcionamiento en 20 años, ampliando así su licencia de operación a un período de 60 años» (4). Alrededor de la mitad de las centrales de EE.UU. había recibido al final de 2007 una extensión de su licencia de operación de 20 años (5).

La decisión de alargar la vida de las centrales nucleares tendrá sentido económico si sus costes operativos medios (operación, mantenimiento y combustible) más el coste anualizado de la inversión incremental exigida por razones técnicas y de seguridad para extender la vida de la central son inferiores al coste total medio de una nueva central, sea ésta nuclear, de gas o carbón. No deben tenerse en cuenta, por tanto, los «costes hundidos» (esencialmente los costes de la inversión realizada) de la central en funcionamiento, aunque estos sean muy elevados.

El valor medio de los costes operativos para las centrales nucleares en EE.UU. alcanzó una cifra en los años noventa superior a los 20\$/Mw.h, pero se redujo hasta un 17,2\$/Mw.h en 2003. En Europa, la magnitud de los costes operativos se ha estimado en 10E/Mw.h en Finlandia, 14E/Mw.h en Francia y Alemania y 15E/Mw.h en España (6). Esta moderación de los costes operativos ha ido además acom-

pañada en muchos casos de un sensible incremento del factor de capacidad, que en EE.UU. ha pasado de un valor medio inferior al 60% al final de los años ochenta a cerca de un 90% en el primer lustro del siglo actual (7), cifra similar a la de los reactores españoles (8).

Esta moderación de los costes operativos refleja en parte el fuerte descenso del precio «spot» del uranio desde el pico de 1979 (por encima de 100\$/lb a precios de 2007) hasta los años noventa (precios por debajo de 20\$/lb en \$ de 2007). A partir de 2001 el precio «spot» del uranio inicia una fuerte recuperación hasta alcanzar en Julio 2007 un nuevo pico de 138\$/lb. Dado que la mayor parte de los suministros de uranio se realiza con contratos a largo plazo, el alza de los precios «spot» apenas ha tenido impacto en el coste del combustible nuclear.

A medio plazo parece poco probable el mantenimiento de precios tan elevados. Kee (9), recogiendo la opinión de los operadores en el mercado, considera estos niveles de precios insostenibles al haber reflejado episodios especulativos y carecer de relación con los fundamentales del sector. El D.T.I. británico (10) cita estimaciones de la IEA-OECD que consideran la existencia de recursos mineros explotables por debajo de 60\$/lb, que bastarían para cubrir 85 años de demanda con la capacidad de generación eléctrica nuclear de 2004; un perfil de precios del uranio más elevados incentivaría además el aumento de la exploración y capacidad de producción lo que, a largo plazo, tendría un efecto moderador de los precios. En todo caso, Kee señala que con precios de uranio de 100\$/lb se incrementaría el coste de combustible hasta los 10\$/Mw.h.; esto significa que con un perfil de precios del uranio inferiores a 100\$/lb, más coherentes con los fundamentales, el perfil de los costes operativos a medio plazo podría mantenerse en el entorno de los 20\$/Mw.h. (en el 2006, en EE.UU. la media de los costes operativos fue de 17,2 \$/Mw.h, de los que 4,6 \$/Mw.h corresponden al combustible).

Unos costes operativos de esta magnitud representan entre la mitad y la tercera parte de los estimados de una nueva central de cualquier tecnología de generación eléctrica de base (ver apartado siguiente). Esta diferencia difícilmente podría ser colmada por el coste de las inversiones incrementales exigidas por razones técnicas y de seguridad para alargar la vida de la central nuclear. En algunos casos, además, como señala Paul Joskow, estas inversiones incrementales pueden facilitar la creación de capacidad de generación adicional (11).

El alargamiento de la vida de las centrales nucleares es, obviamente, una decisión subordinada al

dictamen del organismo responsable de la seguridad nuclear (en España, el Consejo de Seguridad Nuclear) y condicionada al cumplimiento de los requisitos que este órgano establezca. Deberá, por tanto, evaluarse la oportunidad de la extensión de la licencia de explotación caso a caso. Como se ha dicho, sin embargo, desde un punto de vista estrictamente económico, si las condiciones de seguridad no requieren el cierre, la extensión de la vida útil de la central nuclear en operación sería una alternativa superior a la construcción de una nueva central de cualquier tecnología de generación eléctrica de base (nuclear, de gas o de carbón).

En España, un hipotético alargamiento de la vida útil de las centrales nucleares hasta los sesenta años, siempre, por supuesto, que existiese un dictamen favorable del C.S.N. y que el coste de los requerimientos exigidos por este organismo permitiese mantener las ventajas económicas de la extensión de la vida útil de las centrales, significaría el cierre de las centrales actualmente en funcionamiento (con la excepción de Garoña), entre 2041 y el 2048. Suponiendo un período de diez años entre la decisión de construir una central nuclear y el momento de su explotación (12) el pronunciamiento por un nuevo ciclo inversor nuclear de reposición de la mayor parte de la capacidad de generación nuclear actualmente instalada en España podría demorarse hasta los años treinta del siglo actual. Para entonces, si el llamado «renacimiento nuclear» en el mundo se consolidase, existiría suficiente experiencia de la explotación de reactores de la Generación III (en concreto en Europa de la tecnología EPR) y sobre todo de las condiciones de construcción (plazos y coste) de los nuevos reactores; además, se habría avanzado notablemente en la curva de aprendizaje.

Por otro lado, para esas fechas debería existir ya una estimación realista de las posibilidades de explotación comercial de los reactores de la Generación IV y de las nuevas tecnologías de reciclado de residuos. La decisión definitiva sobre la continuidad a largo plazo de la opción nuclear (o su abandono) podría adoptarse en esas fechas con un nivel de conocimiento de las variables relevantes (coste, seguridad, gestión de residuos, etc.) muy superior al existente en la actualidad, manteniéndose hasta entonces los emplazamientos y la capacidad de gestión e ingeniería asociados a la operación de las centrales. El alargamiento de la vida de las centrales permitiría además preservar la contribución de la generación nuclear (en torno al 20% del total de la generación eléctrica) a la diversificación por tecnologías, combustibles y origen geográfico del suministro energético, aunque con una progresiva disminución en su peso dentro del mix de generación eléctrico a medida que se vaya incrementando la demanda eléctrica.

EL NUEVO CICLO INVERSOR EN REACTORES DE III GENERACIÓN

Como se ha señalado en la introducción, los cambios en el escenario económico previsible en el próximo medio siglo en relación al de finales del siglo XX, sobre todo en los precios de los hidrocarburos y en las exigencias de limitación de las emisiones de CO₂, así como las mejoras de eficiencia en la operación de los reactores en funcionamiento, las ventajas esperadas en coste y seguridad de los diseños de nuevas centrales de III generación (actualmente en construcción) y la posibilidad de enlazar en el horizonte del segundo tercio del S. XXI con la explotación de reactores de la IV generación (y su potencial salto tecnológico en la utilización del combustible, reciclaje de residuos, seguridad, aprovechamiento industrial del calor a alta temperatura, etc.) ha convertido a la inversión en centrales nucleares en una alternativa competitiva de nueva capacidad de generación eléctrica de base no intermitente frente a las centrales de gas y carbón. Aunque dado el rápido desplazamiento en la curva de aprendizaje de la tecnología de generación eólica, la generación eólica «on-shore» será previsiblemente competitiva en términos de coste «directo» en un horizonte próximo como energía de base, su intermitencia plantea exigencias específicas a la gestión de la fiabilidad del sistema que implican un sobrecoste.

La competitividad de la energía nuclear

En el cuadro 1 se reproduce un resumen de la IEA (13) donde se ofrece la estimación del coste medio de la generación eléctrica con nuevos reactores nucleares para diferentes hipótesis de coste de inversión y coste de capital (tipo de descuento), que se mueve en una banda entre 49\$/Mw.h y 81\$/Mw.h; por otro lado, se señalan los precios del gas, carbón y derechos de emisión de CO₂ requeridos en cada una de las hipótesis para que la generación eléctrica nuclear sea competitiva.

Como muestran otras estimaciones sobre el coste medio de generación eléctrica nuclear (14), la magnitud de éste es muy sensible a las hipótesis sobre el coste de inversión «overnight» (15) y el coste de capital (tipo de descuento), pero también a la duración del período de construcción retenido y al tamaño del programa de construcción de centrales nucleares emprendido (número de reactores del mismo tipo construidos). El desvío al alza en el período de construcción fue uno de los factores determinantes del elevado coste medio de un importante número de centrales nucleares de la II Generación en EE.UU. y otros países industrializados.

Por otro lado, un programa extenso y estandarizado (como el francés) permite alcanzar importantes reducciones de coste derivadas del efecto aprendizaje, la repercusión de los costes hundidos del desarrollo tecnológico y la ingeniería, la disminución del coste de capital (por reducción del riesgo inherente a la repetición del mismo tipo de reactor), y la utilización óptima de los recursos humanos y la capacidad de ingeniería especializados. Estos efectos han permitido que un programa nuclear como el francés (58 reactores con una potencia de 63 Gw) haya alcanzado unos costes de inversión (overnight) medios de 1.800 €/Kw. y unos costes medios de generación de 25/26 €/Mw.h (16). La sensibilidad del coste medio de generación en centrales nucleares (el coste de inversión representa en torno al 60% (17) del coste medio) a las variables anteriormente señaladas explica la amplia banda en las estimaciones del coste medio de generación ofrecidas tanto por la IEA como por otras instituciones.

El coste medio de generación para los primeros tramos de nuevos reactores nucleares se acercará probablemente a los valores más altos de la banda de estimaciones. Aunque la experiencia reciente en Asia muestra una reducción de los períodos de construcción, J. Harding estima que, teniendo en cuenta la alta escalación que se registra en el coste de los proyectos (asociado esencialmente al aumento del coste de los materiales), a precios de 2007 la media de costes de construcción «overnight» en los reactores recientemente completados en Japón sería de 3.250 \$/Kw., por encima del límite superior considerado por la IEA. Por otro lado, el reactor EPR de Areva (1.600 Mw.) que se está construyendo en Finlandia (Olkiluoto 3), con un período de construcción estimado de cuatro años, presenta un retraso de dos años y una sensible desviación presupuestaria (18).

En los próximos años, además, si se confirma el llamado «renacimiento nuclear», el impacto del efecto aprendizaje en la moderación de los costes puede verse más que compensado por el efecto inflacionista derivado de la escasez de recursos en materiales, personal cualificado y capacidad de ingeniería. Joe Turnage (Constellation), citado en un reciente estudio para la California Energy Comisión (19), considera que en Junio 2007, debido al efecto inflacionista registrado en los últimos cinco años, la estimación del coste de inversión «overnight» de un nuevo reactor debería ajustarse al alza un 20% con respecto a su estimación del 2005.

Por último, en un contexto de mercados eléctricos competitivos como el exigido por la Unión Europea, es previsible que el mayor peso exigido al «equity» en la financiación (hasta un 70% estima J. Harding) y la

**CUADRO 1
COMPETITIVIDAD DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA NUCLEAR I.E.A.**

	Bajo tipo de descuento (1)	Alto tipo de descuento (2)
Coste de la generación nuclear (costes de construcción 2.000\$-2.500\$ por Kw)	49/57 \$/Mw.h.	68/81 \$/Mw.h
Condiciones de competitividad de la generación nuclear		
Costes de combustible	Precio gas > 4,7\$-5,7\$ por MBtu Precio carbón > 55\$-70\$ por Tm.	Precio gas > 6,60\$-8,40\$ por MBtu Precio carbón > 70\$-105\$ por Tm.
Precio CO ₂ que hace la opción nuclear competitiva	Con gas ciclo combinado: competitiva a precio nulo Con planta de carbón: 0-10\$ por Tm. de CO ₂	Con gas ciclo combinado: 15\$-50\$ por Tm de CO ₂ Con planta de carbón: 10\$-25\$ por Tm. de CO ₂

(1) WACC real después de impuestos: 6,7%; (2) WACC real después de impuestos: 9,6%

FUENTE: OCDE/IEA 2006 (p. 383).

mayor prima de riesgo requerida desvíen el coste de capital (tipo de descuento) por encima incluso del límite superior estimado por la IEA (un WACC real después de impuestos del 9,6%). Todas estas contingencias (y la previsión de un posible fuerte alza del combustible nuclear) han conducido a algunos expertos a estimaciones del coste medio de generación eléctrica nuclear extraordinariamente elevadas (del orden de 100 \$/Mw.h) (20).

Con estas expectativas de costes, la inversión en los primeros tramos de nuevas centrales nucleares sólo sería competitiva con los ciclos combinados de gas en un escenario de precios de los hidrocarburos en continuidad e incluso al alza con la situación actual, pero más difícilmente podría competir con las centrales de carbón. Un reciente estudio del M.I.T. (21) ofrece unas estimaciones del coste medio de generación con carbón pulverizado (supercrítica) de 47,8 \$/Mw.h (76,9 \$/Mw.h con captura de CO₂) y con tecnología IGCC de 57,3 \$/Mw.h. (65,2 \$/Mw.h con captura de CO₂); la utilización de la tecnología de captura de CO₂ representa un coste evitado de emisiones de CO₂ para la tecnología con carbón pulverizado de 40,74 \$/Tm. y de 19,3 \$/Tm. para la tecnología IGCC.

A medio y largo plazo, por tanto, el coste medio mínimo de un nuevo entrante a la generación eléctrica de base vendría probablemente fijado por el coste de las centrales de «carbón limpio» y a corto y medio plazo (antes de la explotación comercial de la tecnología de captura de CO₂) por el coste de las centrales de carbón (suponiendo precios medios en el mercado de derechos de emisión del orden de 20\$/Tm.); estos costes, por consiguiente, determinarían el perfil de precios a medio y largo plazo en los mercados eléctricos. No obstante, dada la experiencia con los ciclos combinados de gas (que en

los años noventa se suponía fijaban el coste medio de generación mínimo de un nuevo entrante) cualquier intento de determinar la tecnología de generación dominante en términos de coste debe ser manejado con cautela.

Con las estimaciones de coste señaladas para la generación eléctrica nuclear, los riesgos de construcción y regulatorios de esta tecnología y los riesgos de mercado propios de los mercados eléctricos competitivos, la inversión en los primeros tramos de los nuevos reactores en mercados eléctricos liberalizados parece poco probable, excepto en condiciones análogas a las de la inversión en el reactor Olkiluoto 3 (asunción del riesgo de construcción por parte del «vendedor» y contratación a largo plazo de su generación) o con incentivos como los establecidos en la Energy Policy Act 2005 de EE.UU. para los seis primeros gigawattios de nuevos reactores nucleares (desgravaciones fiscales, garantías para la financiación ajena, cobertura del riesgo de dilaciones regulatorias, etc.).

Externalidades nucleares y aceptación social ↓

La corrección, desde un punto de vista social, de la elección entre tecnologías de generación eléctrica en función de sus costes relativos, depende de la adecuada internalización en los costes de las diferentes externalidades asociadas a cada una de ellas. En el caso de la energía nuclear, las externalidades positivas más significativas son su contribución a la reducción de las emisiones de CO₂ y a la seguridad de abastecimiento. Las externalidades negativas habitualmente cuantificadas son los efectos sobre la salud y el medio ambiente de la operación rutinaria del ciclo de combustible nuclear y el riesgo de accidente en el reactor.

El efecto positivo de la prácticamente nula emisión de CO₂ en la tecnología de generación nuclear queda reflejado en el sobrecoste que soportan las tecnologías alternativas (gas y carbón) ya sea por el pago del precio de derechos de emisión (en los sistemas de «cap and trade» como el europeo), un eventual impuesto sobre las emisiones (donde se establezca) o el coste de la inversión y operación de tecnologías como la captura y confinamiento de CO₂. El impacto de la inversión en nueva generación nuclear sobre la seguridad de abastecimiento dependerá de las condiciones específicas de su sistema eléctrico, sobre todo de su mix de generación existente y es difícil de cuantificar; corresponde a la política energética de cada país imponer las restricciones necesarias para inducir cambios en el mix de generación.

La cuantificación más mencionada de las externalidades negativas corresponde al proyecto ExternE de la UE fundamentado esencialmente en la experiencia nuclear francesa. El coste externo asociado a la operación rutinaria del ciclo de combustible nuclear ha sido estimado en un 2,5 E/Mw.h para Francia (2,4-2,7 E/Mw.h para Reino Unido, 4-4,7 E/Mw.h para Bélgica; 4,4-7 E/Mw.h, para Alemania y 7,4 E/Mw.h para Holanda), con la hipótesis de un tipo de descuento del 0%. La estimación para Francia del coste contingente de un accidente serio en el reactor, sobre la base de la probabilidad de fusión del núcleo de 1 por 100.000 reactor-año, es, en el estudio mencionado, de 0,0046 E/Mw.h. que, considerando la aversión al riesgo se incrementa hasta 0,12 E/Mw.h (22). El estudio no menciona la parte de los costes externos cubiertos por las provisiones o seguros de los operadores de centrales nucleares (cuya cuantía, además, estará determinada por los límites de responsabilidad civil que la legislación establezca).

El pequeño impacto en el coste de generación de las externalidades nucleares, sobre todo del coste contingente imputable a un accidente en el reactor) contrasta con la percepción del riesgo asociado a la utilización de la tecnología nuclear de una parte significativa de la opinión pública. Según el Eurobarómetro (23) el 53% de los europeos piensa que los riesgos de la generación eléctrica nuclear superan sus ventajas (el 33% opina lo contrario); en España las cifras correspondientes son 55%/23%.

La cuantificación del riesgo, como el producto de la probabilidad de un daño por la cuantía del mismo, conduce a los «expertos» a una valoración del riesgo nuclear juzgada muy baja por la percepción «subjetiva» de una parte importante de la opinión pública. En aquellos casos, como sucede con el riesgo de accidente en un reactor, en que existe una probabilidad bajísima de que ocurra una catástrofe, en la percepción del ciudadano común juega

no sólo la «aversión al riesgo» sino la «aversión a las catástrofes».

Aun con el mismo coste contingente, la percepción del riesgo es mayor si el daño es catastrófico (aunque la probabilidad sea muy baja) y, además, para el mismo nivel de daño causado la percepción del riesgo se acrecienta si el daño se concreta en un menor número de acontecimientos; esto es lo que explica la percepción de mayor riesgo de muerte en el transporte aéreo que en el transporte por carretera.

Existen otros factores que pueden expresar esta diferencia entre la valoración «objetiva» del riesgo por parte de los expertos y la percepción «subjetiva» por parte de la opinión pública, como el miedo a un daño infrecuente y desconocido, la asociación con el armamento nuclear y (algo que ocurre con los riesgos industriales) la poca visibilidad del beneficio obtenido con la asunción del riesgo: la inmediatez de la satisfacción obtenida, explica, en gran medida, por ejemplo, la baja percepción del riesgo asociado a la utilización del coche o la moto como medio de transporte²⁴.

LA ENERGÍA NUCLEAR Y LA POLÍTICA ENERGÉTICA †

Existen tres principales líneas de actuación de la política energética en relación a la energía nuclear para los países que, como España, poseen una capacidad de generación eléctrica nuclear significativa. La primera de ellas es la adoptada por Suecia, Alemania y Bélgica que han programado la retirada de su capacidad nuclear, aprobada por Ley en 1998, 2002 y 2003, respectivamente. La segunda es la que han seguido países como Francia o los EE.UU. con un firme apoyo público al desarrollo de un nuevo ciclo de inversión en nuevos reactores nucleares. La tercera, de la que el Reino Unido es la muestra (25), supone considerar que la tecnología de generación eléctrica nuclear debe jugar un papel en el mix de generación eléctrica, por su contribución a la reducción de emisiones de CO₂ y a la seguridad del abastecimiento energético, pero que deben ser las empresas quienes soporten la totalidad de los costes (a ellas imputables) de una eventual inversión.

En Europa, además, la decisión sobre el futuro de la energía nuclear deberá adoptarse teniendo en cuenta que un número significativo de países, como Francia, Reino Unido y Finlandia han decidido ya impulsar un programa de construcción de nuevos reactores nucleares. Esto significa que los países vecinos, dado el carácter transfronterizo de algunas externalidades nucleares negativas, comparten una

parte del riesgo asociado a las mismas, aunque decidan eliminar su capacidad de generación nuclear. Esta es una razón más para intentar converger hacia una posición común europea en materia de energía nuclear como ha ocurrido con las energías renovables.

Una posición proactiva de apoyo a un nuevo ciclo de inversión en reactores nucleares, sobre todo si implica ayudas públicas como en EE.UU., sólo parece justificable en aquellos países, que como EE.UU. o Francia, poseen una sólida implantación en la tecnología de generación eléctrica nuclear y pretenden compensar los sobrecostes de las primeras inversiones en reactores de nuevo tipo (imputables a la repercusión de los costes de desarrollo tecnológico e ingeniería del reactor «first of a kind» y al insuficiente avance en la curva de aprendizaje). En España, si se adopta una política como la señalada en el primer apartado en relación a la extensión de la vida de las centrales en funcionamiento, podría preservarse el *know-how* de gestión e ingeniería y los emplazamientos nucleares hasta que en el segundo tercio del siglo exista mayor experiencia sobre la inversión y explotación de los reactores de III generación, se pueda aprovechar las economías de aprendizaje que los principales «vendedores» hayan conseguido y se tenga mejor información sobre el grado de avance tecnológico de los reactores de IV Generación.

Si se acepta que la energía nuclear debe ser un componente del mix de generación eléctrica por su contribución a la reducción de emisiones de CO₂ y a la seguridad de abastecimiento energético, y que esos beneficios compensan los «riesgos nucleares», teniendo en cuenta que parte de estos riesgos, incluido el de proliferación o utilización terrorista, van a existir independientemente de la decisión de un país individual, dado que un gran número de países ha emprendido ya programas de inversión en nuevas centrales, parece justificado que, aún no siendo proactiva transitoriamente, la política energética permita la continuidad de la presencia de la energía nuclear a medio-largo plazo y su posible enlace con las tecnologías avanzadas que podrían estar disponibles en el segundo tercio del siglo XXI.

Si finalmente se confirmase la viabilidad comercial de las tecnologías avanzadas de reactores de IV Generación y de reciclaje de residuos, la generación eléctrica nuclear experimentaría un salto cualitativo, tanto en la disponibilidad de combustible, como en la gestión de los residuos, la introducción de seguridad intrínseca en los reactores o la potenciación de nuevos procesos industriales por utilización de calor a muy alta temperatura, en la producción de hidrógeno, por ejemplo.

Aun en el caso de que hayan considerado que el balance coste-beneficio es favorable a la continuidad de la presencia de la energía nuclear en el mix de generación eléctrico, las autoridades energéticas se enfrentan en Europa a la renuencia de una parte de la opinión pública en relación a la energía nuclear, como ponen de manifiesto los resultados del Eurobarómetro, algunos de los cuales ya se han mencionado. Las preferencias de la opinión pública, sin embargo, no son exógenas ni necesariamente consistentes. Pueden cambiar, tanto más si están asociadas a niveles bajos de información, como parece ocurrir en España.

En el Eurobarómetro mencionado se muestra que sólo un 16% de los encuestados en España (el porcentaje más bajo de la EU 25) considera que la información que recibe a través de los medios sobre los riesgos y beneficios de las alternativas energéticas es suficiente y un 87% (el segundo mayor porcentaje de la EU 25) considera que no está bien informado sobre la seguridad nuclear. Al mismo tiempo, un porcentaje elevado de españoles no desea ser consultado sobre estas cuestiones y prefiere delegar en las autoridades las decisiones sobre política energética (y nuclear); sólo a un 22% le gustaría ser consultado (un 21% en Europa), mientras que un 40% (31% en Europa) dejaría que sean las autoridades quienes decidan exclusivamente sobre esta materia. Esto significa que las autoridades energéticas se enfrentan, en la definición de la estrategia a largo plazo sobre el papel de la energía nuclear, a un doble desafío de exigencia de información a la opinión pública y de decisión indelegable.

CONCLUSIONES

Las autoridades energéticas deben resolver varios dilemas en relación al futuro de la energía nuclear. En primer lugar, deben decidir sobre la extensión de la vida de las centrales en funcionamiento. En segundo lugar, deben definir una política en relación a la posibilidad de un nuevo ciclo inversor en reactores nucleares de III generación, ya sea de renuncia, de remisión pasiva a las decisiones de mercado, o de carácter proactivo. En tercer lugar, deben tener en cuenta una opinión pública renuente, dividida, que no desea ser consultada y que se siente poco informada.

La decisión de alargar la vida de las centrales en funcionamiento, adoptada caso a caso y subordinada al dictamen del organismo responsable de seguridad nuclear, parece justificada desde un punto de vista económico, dada la gran diferencia entre las estimaciones de los costes operativos medios (incluido el combustible) de las centrales en

funcionamiento y los costes totales medios de una nueva central de generación de base no intermitente de cualquier tecnología. El alargamiento de la vida de las centrales permitiría además preservar la contribución de la generación nuclear a la diversificación del suministro energético, mantener los emplazamientos y la capacidad de gestión e ingeniería asociadas a la operación de las mismas. La decisión definitiva sobre la continuidad a largo plazo de la opción nuclear (o su abandono) podría así adoptarse con tiempo suficiente para conocer las condiciones de construcción y explotación de los reactores de III generación, aprovechar el efecto aprendizaje sobre los costes y tener una estimación realista de las posibilidades de explotación comercial de los reactores de la generación IV y de las tecnologías avanzadas de reciclado de residuos.

(*) Agradezco a Miguel Ángel Lasheras y a Ramón Pérez Simarro sus comentarios y críticas.

NOTAS †

- [1] Comisión Europea 2007.
- [2] COM 2007.
- [3] Comisión Europea 2007.
- [4] P. Joskow 2006.
- [5] California Energy Commission 2007 (b).
- [6] World Nuclear Association 2005. Eduardo González 2006.
- [7] P. Joskow 2006.
- [8] UNESA 2006.
- [9] E.D. Kee 2007.
- [10] D.T.I. 2007.
- [11] P. Joskow 2006.
- [12] L.E. Echávarri 2007.
- [13] OECD/IEA 2006.
- [14] M.I.T. 2003, The University of Chicago 2004, Ministère de l'Économie des Finances et de l'Industrie France 2003
- [15] Los costes de construcción «overnight» son los costes hipotéticos de construcción de una central de generación si ésta se construyese instantáneamente. No incluye, por tanto, los intereses intercalarios ni otros costes derivados de contingencias del periodo de construcción (escalación de precios de los importes, etc.). P. Joskow 2006.
- [16] Rapport Bataille, 2002.
- [17] L.E. Echávarri 2007.
- [18] J. Harding 2007.
- [19] California Energy Commission 2007 (a).
- [20] J. Harding 2007, California Energy Commission 2007 (a).

- [21] M.I.T. 2007.
- [22] Nuclear Energy Agency 2003.
- [23] Eurobarometer 2007
- [24] D. Pearce 2001, Nuclear Energy Agency 2002.
- [25] BERR 2008.

BIBLIOGRAFÍA †

- ARANZADI, C. (2006): «El futuro de la energía nuclear: Visión económica», en *La Crisis energética y la Energía Nuclear*. Fundación Alternativas.
- B.E.E.R. (2008): *A White Paper on Nuclear Power*.
- CALIFORNIA ENERGY COMMISSION (2007): *Comparative costs of California Central Station Electricity Generation Technologies*. (Draft Staff Report).
- *Nuclear Power in California: 2007 Status Report*.
- COM (2007): «Comunicación de la Comisión al Consejo Europeo y al Parlamento Europeo. Una Política Energética para Europa».
- COMISIÓN EUROPEA (2007): *The Sustainable Nuclear Energy Technology Platform*.
- D.T.I. (2007): *The role of nuclear power in a low carbon U.K. economy*.
- ECHÁVARRI, L.E. (2007): «Is Nuclear Energy at a turning point?». *The Electricity Journal*. November.
- EUROBAROMETER (2007): *Europeans and nuclear safety*.
- GONZÁLEZ, E. (2006): «La energía nuclear desde una perspectiva industrial» en *La Crisis Energética y la Energía Nuclear*. Fundación Alternativas.
- HARDING J. (2007): «Economics of nuclear power and proliferation risk in a carbon constrained world». *The Electricity Journal*. December.
- JOSKOW P. (2006): «The future of nuclear power in the United States: Economic and Regulatory Challenges». C.E.E.P.R.
- KEE, E.D. (2007): «Nuclear Fuel: A New Market Dynamic». *The Electricity Journal*. December.
- M.I.T. (2003): «The future nuclear power».
- M.I.T. (2007): «The future of coal».
- MINISTÈRE DE L'ÉCONOMIE DES FINANCES ET DE L'INDUSTRIE. FRANCE (2003): *Coûts de référence de la production électrique*.
- NUCLEAR ENERGY AGENCY (2002): *Society and nuclear energy: Towards a better understanding*.
- NUCLEAR ENERGY AGENCY (2003): *Nuclear Electricity Generation. What are the external costs?*
- OECD/I.E.A. (2006): *World Energy Outlook 2006*.
- PIERCE, D. (2001): *Energy policy and externalities. An overview*. OECD/NEA.
- UNESA (2006): *Las centrales nucleares españolas en 2006*.
- THE UNIVERSITY OF CHICAGO (2004): *The economic future of nuclear power*.
- WORLD NUCLEAR ASSOCIATION (2005): *The new economics of nuclear power*.