

Panorama energético y opción nuclear

A. de la Torre y J. López Jiménez

En este trabajo se recopilan informaciones, datos y opiniones sobre la situación energética mundial y española. Se intenta crear un conjunto de parámetros, criterios y datos esenciales, revisables anualmente, que proporcionen una idea global del estado del desarrollo de la energía nuclear como parte del mix eléctrico en el mundo y en España.

This paper is setting and collecting general information and data on the present world energy panorama and mainly with respect on the nuclear option. It's aimed at supplying annually those parameters, criteria and data to permit you to know the nuclear energy development as an important share of the world electricity generation mix and of the Spanish energy mix.

ALFONSO DE LA TORRE

es Ingeniero Industrial, ex Secretario General de la SNE.

JOSÉ LÓPEZ JIMÉNEZ

es Investigador Titular del CIEMAT y presidente de la Comisión de Publicaciones de la SNE.

INTRODUCCIÓN

En este trabajo se recoge un conjunto de informaciones y datos de carácter general sobre el panorama energético actual y especialmente sobre la opción nuclear. Se pretende con ello suministrar aquellos parámetros, criterios y datos fundamentales, revisables anualmente, que permitan conocer el estado del desarrollo de la energía nuclear como parte integrante del mix energético para la generación eléctrica a escala mundial y en España.

ASPECTOS GENERALES. SITUACIÓN ACTUAL

Mix energético

El mix energético, como “los planes dietéticos”, ha de ser equilibrado y adaptado al usuario, y en él han de figurar las diversas fuentes energéticas disponibles y entre ellas la nuclear. Por razones de orden técnico, económico y medioambiental, la componente nuclear constituye una componente indiscutible del mix energético, de cuyas ventajas e implantación mundial daremos cuenta a lo largo de este trabajo.

En la figura 1 se representa el mix eléctrico de producción (nuclear, petróleo, gas, carbón, hidráulico y otros) en diferentes países o áreas económicas del mundo: Corea del Sur (347 TWh), Japón (1.047 TWh), Canadá (587 TWh), EE. UU. (4.082 TWh), OCDE-Europa (3.388 TWh), Rusia (916 TWh), Reino Unido (399 TWh) y Australia (228 TWh). Destacan los elevados porcentajes de la componente nuclear en Corea del Sur y en los países europeos pertenecientes a la OCDE.

Oferta, demanda y recursos energéticos

Continuará creciendo la demanda energética, sobre todo en las economías emergentes. Los datos energéticos mundiales confirman que se mantienen las expectativas de crecimiento poblacional y de consumo energético, pero ahora fuertemente impulsado por las economías emergentes. Las previsiones de crecimiento para 2030 eran del 25% poblacional y del 50% energético; en efecto, en 2007 el consumo de energía primaria creció el 2,4%, del que casi la mitad correspondió a China y el 85% del crecimiento esperado radica en las demás economías emergentes.

Alerta ante el final de la época de energía fósil abundante y barata. No parece preocupar a día de hoy el agotamiento de recursos energéticos en este siglo, pero sí se cree estar próximos a agotar

el petróleo de fácil extracción y barato (curva de Hubber). Las perspectivas no varían la previsión de dependencia en porcentajes del 80% de los combustibles fósiles en los próximos 20 años.

Retos y prioridades de la política energética

Aceptado el imperativo de asegurar el suministro, existe unanimidad al aceptar como mejor solución el *mix energético diversificado y sin exclusiones*, a la vez que la diversificación de los abastecimientos geográficos, siguiendo las pautas de sostenibilidad social, económica y ambiental.

El reto social y económico estriba en resolver las contradicciones que aquejan a las sociedades avanzadas, como querer beneficiarse de las tecnologías complejas (o de riesgo) sin aceptar sus implicaciones (síndrome NIMBY: “Esto nunca en

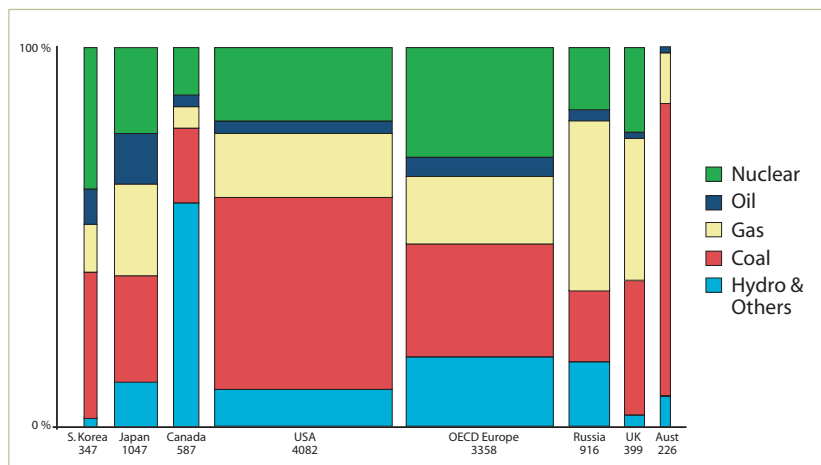


Figura 1. Mix energético de las principales economías con centrales nucleares (Fuente www.wna.es).

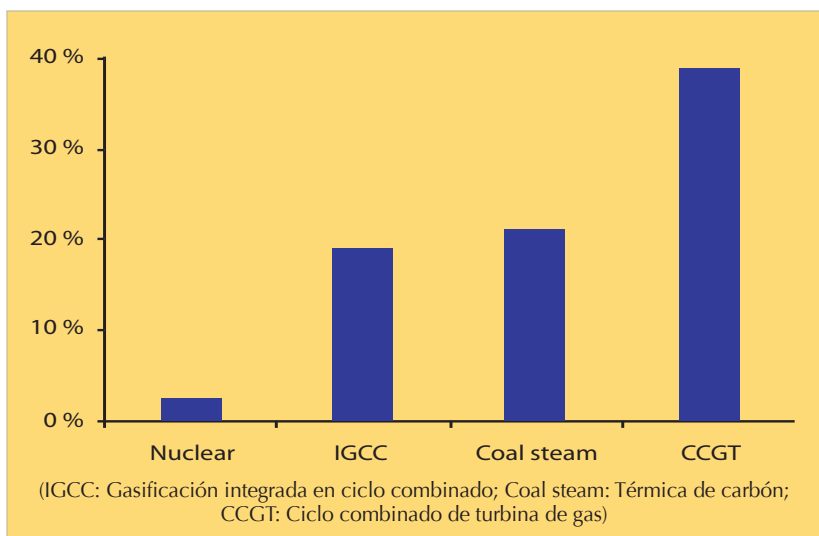


Figura 2: Impacto en el coste de generación eléctrica de un incremento del 50 % en el precio del combustible (Fuente: World Energy Outlook 2006. International Energy Agency)

la cercanía de mi parcela”; o en impulsar soluciones tecnológicas no suficientemente acreditadas (las alteraciones en la economía agrícola por los biocombustibles es un ejemplo). La transparencia, en un mercado libre, sobre el coste de generación del combustible y el precio final es la mejor garantía para definir precios y la viabilidad de tecnologías (figura 2).

La preocupación por el *medio ambiente* y el calentamiento terrestre acelerado por la actividad humana es aceptada universalmente. Los acuerdos de Kioto y de Bali impulsan nuevas regulaciones y tecnologías limpias, que rigen el mercado de derechos de emisión y los mecanismos de desarrollo limpio entre países. El informe del economista inglés Stern, que puede servir de referencia, afirma que es posible establecer una política energética de I+D+i equilibrada y que su coste sería del 1% anual del PIB mundial.

Apoyo a la I+D+i en energías renovables. Los retos se centran en “descarbonizar” la economía mediante el quemado limpio del carbón, el secuestro del CO₂ y la utilización del hidrógeno, además de continuar los programas en fisión nuclear y fusión. Los gobiernos de la UE han aceptado la prioridad de las renovables, la eficiencia y el ahorro energético, y fijado metas en esta dirección, como el siguiente triple objetivo para 2020: 20 % de mejora de eficiencia, ahorro de emisiones y participación de renovables, que actualmente sólo cubren el 1,5 % del consumo mundial si nos referimos a la eólica, solar y geotérmica.

En este contexto, *la energía nuclear*, con 439 centrales operativas y una potencia instalada de 372 GWe, cubre el 16 % de la demanda eléctrica mundial

con una eficiencia del 84% (factor de carga). Esta producción, limpia de gases del efecto invernadero, permite ahorrar cerca de 2.400 Mt de CO₂, además de garantizar un suministro como energía de base, capaz de estabilizar el precio eléctrico al depender en menos del 5 % del costo del uranio. El parque mundial acumula una experiencia próxima a los 13.000 años-reactor.

La edad media del parque mundial es de unos 22 años, y afronta la renovación de sus licencias de operación hasta los 60 años (103 centrales en EE. UU.), y se habla de los 80 años. Las expectativas de crecimiento, que se cifran entre 447 y 691 GW, hablan de un “renacimiento nuclear”, que viene marcado principalmente por los planes de China con 40 nuevas centrales, seguidos por Rusia, India, Brasil, los países del Este europeo, Sudáfrica, etc., junto con el acuerdo franco-británico para la construcción conjunta de reactores y las iniciativas americanas de las generaciones III+ y IV, así como el reactor europeo EPR de Areva.

En el caso español hay que destacar las recientes publicaciones de interés del Foro de la Industria Nuclear y la patronal UNESA. En la primera, titulada “Mix de Generación en el Sistema Eléctrico Español en el Horizonte de 2030”, se resaltan aspectos técnicos esenciales de las centrales nucleares para asegurar la estabilidad de red en puntas de demanda. Según el estudio, la estabilidad de la red quedaría garantizada con un mix formado por al menos el 40 % de nucleares y térmicas (ambas dotadas de robustos turbogrupos), en otro 17%. En contrapartida, las turbinas de gas de los ciclos combinados son menos adecuadas para soportar las anteriores situaciones de regulación y, por otra parte, las renovables alcanzan un techo del 20% en esas

situaciones.

La segunda publicación, “Análisis de un Proyecto de Ampliación de la Producción Eléctrica Nuclear en España”, que es económica, cifra en 11.000 MW la potencia nuclear de nueva instalación requerida para 2030 en España, si se quiere mantener la participación del 33% en el mix energético, valor similar al de la UE. El coste se calcula a razón de 3.000 M€ por cada reactor de 1.000 MW, al tiempo que se valoran las ventajas en ahorro de emisiones y seguridad de suministro de esta opción frente a las restantes que considera.

La tercera publicación de *estrategia energética y de prospectiva* (editada por UNESA y avalada por EPRI) define un abanico de soluciones, decantándose por un mix de componente nuclear y térmico superior al 30%.

Otro informe, de Greenpeace, “Renovables 100 %”, un sistema eléctrico para España”, contiene proyecciones para 2050 más bien subjetivas en economía, técnica y sociedad, lo que no quita su valor en otros aspectos y el esfuerzo realizado en la cuantificación de los recursos renovables.

CONTEXTO ENERGÉTICO MUNDIAL

Situación actual

Desde el punto de vista económico cabe destacar la volatilidad del precio del petróleo, que a lo largo de este 2008 ha oscilado entre 60 \$/barril (Brent) y cerca de 150 \$/barril).

En cuanto a la demanda, el consumo de energía primaria en el mundo (figura 3) creció el 2,4 % en 2007 (el 2,8 % en 2006), del que Asia-Pacífico absorbió las dos terceras partes. China creció un 7,7 % y Norteamérica un 1,6 %, mientras que la UE disminuía un 2,2% y Japón un 0,9 %.

Se concluye que el 80% del actual consumo proviene de los combustibles fósiles. De las fuentes consultadas, se desprende que el volumen de reservas se ha mantenido a lo largo de los últimos años y, aunque no hay señales de escasez en la oferta, sí se presiente que se están acabando los tiempos de extracción fácil y de bajo coste del petróleo.

En datos de BP, a cierre de 2007 el consumo petrolífero creció el 1,1%, inferior a la media de los últimos 10 años, siendo Asia-Pacífico quien acaparó la mayor parte con crecimientos del 2,3 %, mientras en la OCDE disminuyó en un 0,9 %. Por otra parte, el consumo de gas natural creció un 3,1%, por encima de la media de los últimos 10 años,

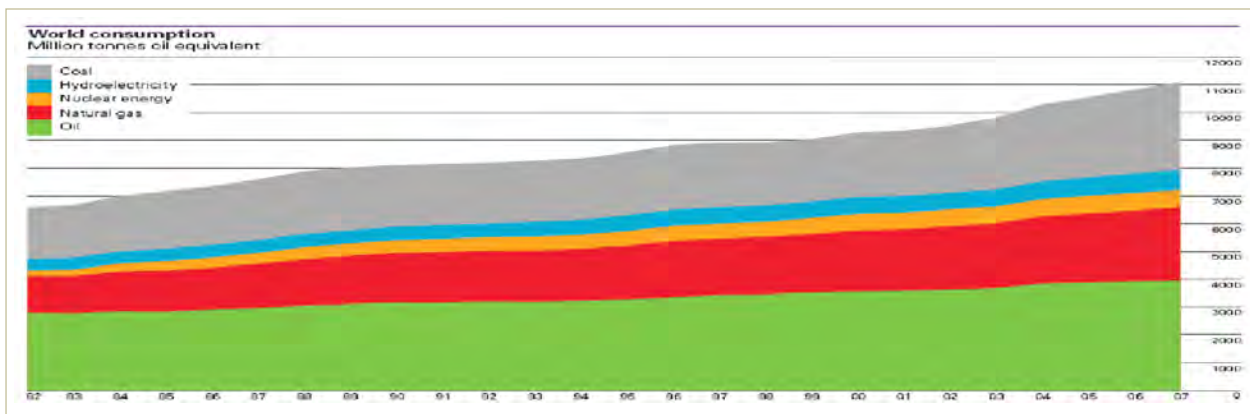


Figura 3: Evolución del consumo mundial en millones de toneladas de petróleo equivalentes (Fuente: Estadísticas BP)

siendo EE. UU. quien lo lidera con un 6,5 % y que supone casi la mitad del total. China creció un 20%, mientras en la UE disminuía el 1,6 %.

El carbón sigue ocupando el liderazgo como combustible. Su demanda creció un 4,5 % superando la media del 3,2 % de los últimos 10 años. China encabeza el crecimiento con 7,9 %, mientras en OCDE fue del 1,3%.

La generación hidráulica aumentó el 1,7%. Las renovables mantienen su progresiva incorporación al mix energético; solar y eólica crecieron el 37 % y el 29 %, respectivamente, y el bioetanol, el 28 %. La suma de la geotérmica, solar y eólica abastecen el 1,5% del total mundial.

Prospectiva 2030

Es común en todas las prospectivas (www.enerclub.es) apostar por un futuro a 20 años vista, marcado por dos parámetros básicos: el incremento poblacional de un 25 %, que oscila entre 8.500 y 10.000 millones de habitantes, y el del consumo energético, en un 50 % y 15.000 Mtep

En las figuras 4 a 7 se representan las previsiones de la Oficina federal de estadística energética (EIA) del Departamento de energía norteamericano (DOE). De ellas se deduce que el crecimiento medio anual del PIB de los países no pertenecientes a la OCDE se fija en el 5,2 %, mientras que en la OCDE es del 2,3 %.

Junto a las previsiones alcistas de oscilación del precio del petróleo, no hay duda en apostar por la continuidad del protagonismo de los combustibles fósiles, en especial del carbón. El mix de combustibles utiliza carbón y gas en casi sus tres cuartas partes, junto con la nuclear y las renovables (véase figura 7). Carbón, petróleo, gas y biocombustibles deberán pagar las tasas de generación de CO₂ (al menos 20 €/t). La energía eléctrica seguirá incrementando su uso como energía de máxima calidad y considerada como factor de desarrollo y de indudable calidad de vida de las sociedades.

En cuanto a los aspectos medioambientales, los vertidos energéticos,

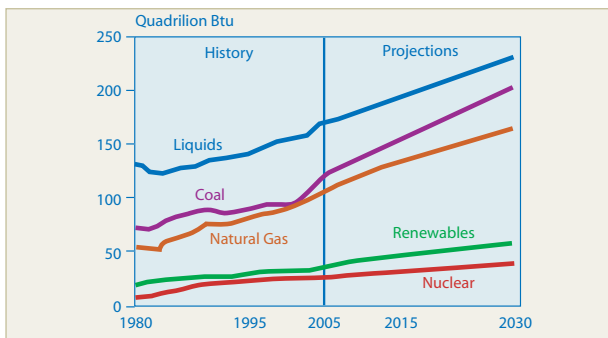


Figura 4: Prospección 2030 uso combustibles ($\times 10^{15}$ Btu)

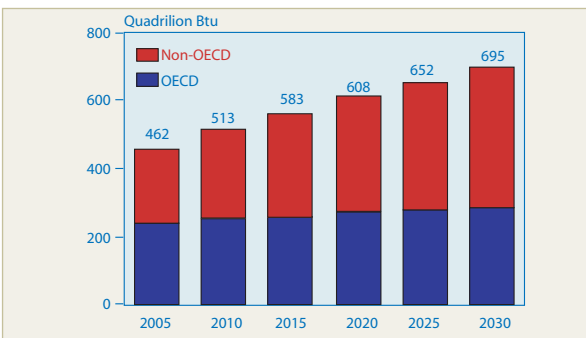


Figura 5: Prospección 2030 energía primaria ($\times 10^{15}$ Btu)

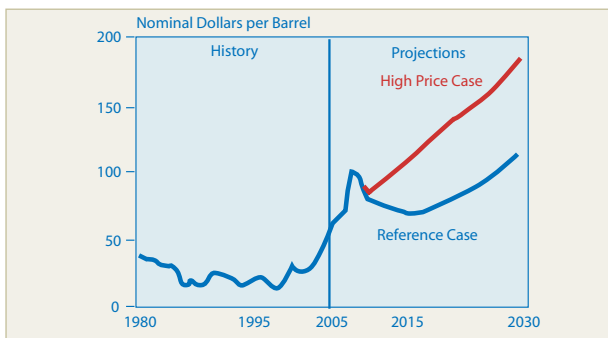


Figura 6: Prospección 2030 evolución precio petróleo (\$/barril)

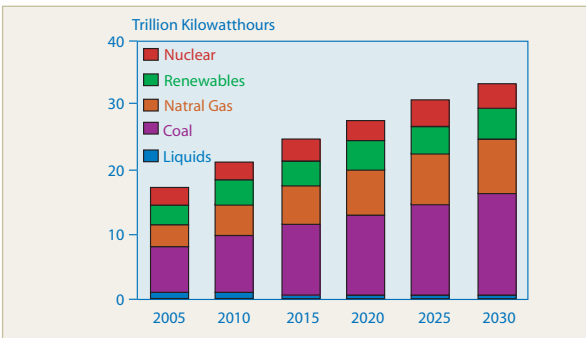


Figura 7: Prospección 2030 mix generación eléctrica ($\times 10^{12}$ kWh)

Fuente: www.eia.doe.gov

junto con los provenientes de los transportes, la industria y los hogares definen la evolución de las emisiones de CO₂, mostrada en la figura 8. Las previsiones muestran un incremento acumulado superior al 40 % en el año 2030, por lo que se hace necesario emprender políticas decididas en I+D+i para limpieza de la atmósfera, tales como: quemado limpio del carbón y su secuestro en estructuras geológicas, desarrollo de la tecnología del hidrógeno y de las fuentes renovables, sin olvidar la energía nuclear (figura 9).

En la figura 9 se indican los ahorros potenciales en vertidos de CO₂ en base a políticas alternativas de eliminación frente al modelo actual (BAU, bussiness as usual) si no se emprenden medidas correctoras. Hay que tener en cuenta que en la producción de electricidad se produce el 40 % de las emisiones y que mientras el ahorro logrado por el parque nuclear es de más de 2.400 Mt CO₂, el sector del transporte emite unas 26.000 Mt CO₂, es decir, diez veces más.

Sobre las políticas de eliminación de CO₂ y de uso de la energía nuclear como fuente limpia, cabe destacar algunos testimonios recientes. En primer lugar, las siguientes declaraciones del presidente del Panel Intergubernamental del Cambio Climático (IPCC), dependiente de Naciones Unidas, y premio Nobel de la paz, Rajendra Pachauri, durante su visita a la reciente Exposición de Zaragoza: "La energía nuclear es algo muy controvertido y cada país debe tomar sus propias decisiones. En algunos países tiene apoyo público y en otros no quieren ni hablar de ella. Creo que debe ser una decisión democrática de cada país, pero no tengo ninguna duda de que seguiremos utilizando la energía nuclear en el futuro; es algo que no se puede parar".

En segundo lugar, Stern indica que "aunque los resultados de estos esfuerzos [para detener el cambio climático] no se materializarán antes del año 2020, corre prisa en emprenderse estas medidas a pesar de la controversia sobre la verdad del cambio climático y de que algunos afirmen que el hombre ya no puede detenerlo. El principio de precaución recomienda no quedarse parados ante el riesgo enunciado".

Parece incontestable, por una parte, que la sociedad ha de adoptar medidas rápidas ante la encrucijada del "cambio climático". Y, por otra, que en las condiciones actuales la sociedad habrá de soportar grandes desajustes como los cambios meteorológicos, la elevación de los precios del petróleo (y en consecuencia del gas), de las emisiones por tonelada de CO₂, etc.

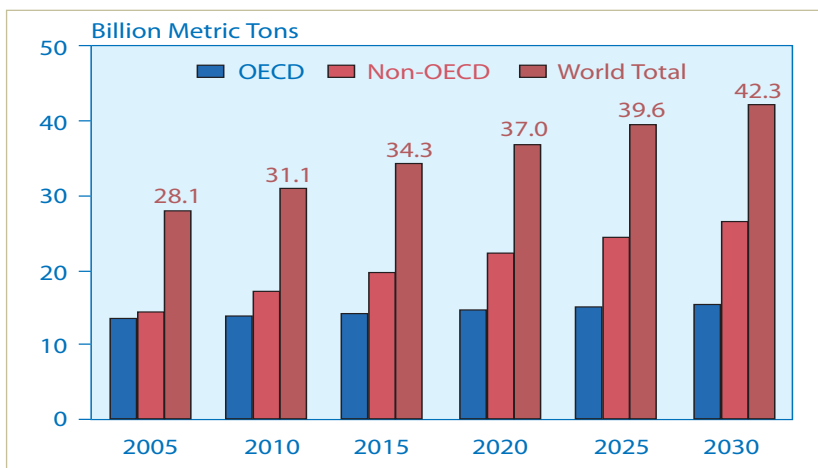


Figura 8. Emisiones de CO₂ (x10⁹ t) entre 2005 y 2030. (Fuente: EIA-2008).

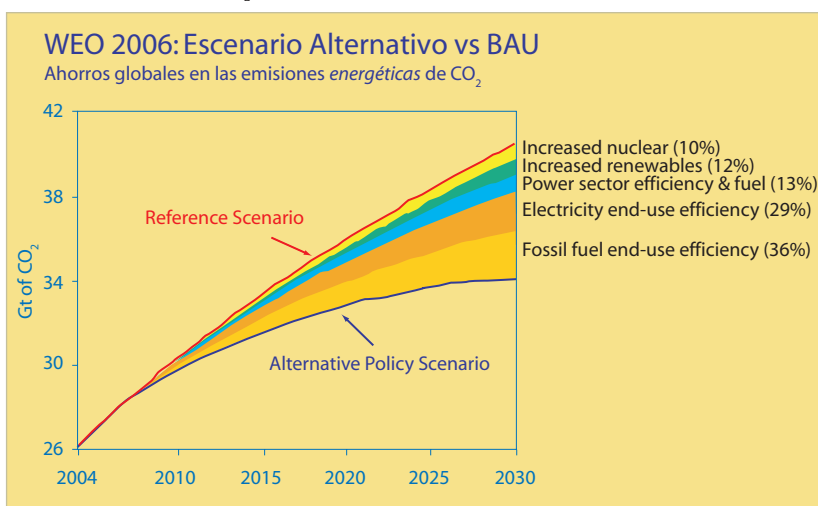


Figura 9: Escenarios de reducción de CO₂. (Fuente: World Energy Outlook 2006-International Energy Agency).

SITUACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA DE ORIGEN NUCLEAR

Parque nuclear

En datos del OIEA "Nuclear Technology Review 2008", a finales de 2007 se contabilizaban 439 centrales con 372 GWe que cubren el 16% del consumo eléctrico mundial. Corresponden a los países de OCDE 346 de esas centrales, el 78% del total. La producción anual fue de 2.608 TWh y en 16 países se superó el 25 % de la demanda eléctrica. En la figura 10, se representa la evolución histórica de la producción nuclear y su porcentaje respecto de la energía eléctrica total producida. El parque de centrales ahorra actualmente emisiones anuales de CO₂ por un valor superior a los 2.400 Mt.

En 2007, se conectaron a la red tres nuevas centrales, una por cada país, en India, China y Rumania (en 2005 fueron cuatro y en 2006 dos), no habiéndose cerrado ninguna central (ocho lo hicieron en 2006 y dos en 2004). En el mundo

arrancaron siete proyectos de construcción, se reanudaron dos abandonados en EE. UU. (Watts Bar 2) y estaban en fase de construcción 34 centrales, 19 de ellas en Asia. Cabe destacar la reanudación citada de las obras de Watts Bar 2 en EE. UU., reactivando inversiones en nuevas centrales detenidas desde 1996, y el arranque de las obras de una nueva central en Francia (Flamanville 3), por primera vez desde 1991.

En EE.UU., la NRC concedió tres permisos "ESP" (early site permit) que validan el emplazamiento y proyecto, y actualmente analiza otras dos. Además, recibió la solicitud para trece licencias COL (construction operation license) de construcción y operación, las primeras desde hace 30 años, esperando que se alcancen 21 solicitudes para 32 reactores antes de final de 2009. Además, la NRC concedió una nueva licencia de extensión de operación para 20 años hasta alcanzar los 60 años, de forma que ya suman 48 las centrales estadounidenses que la han obtenido. También

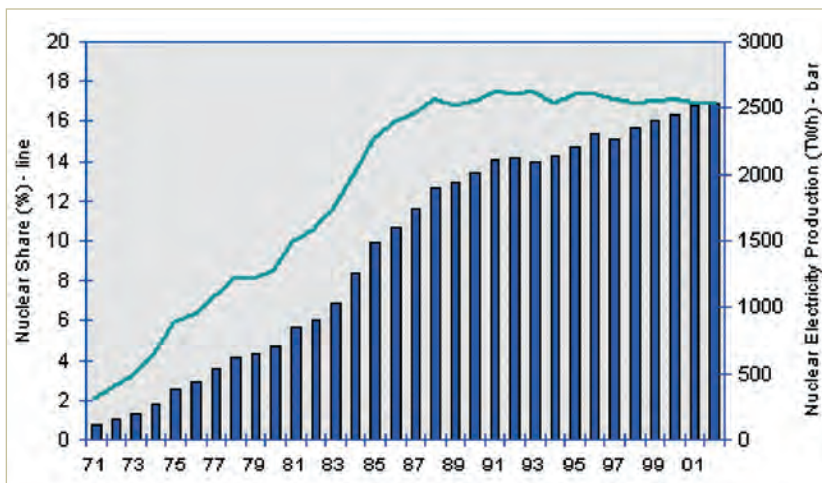


Figura 10: Producción electronuclear y porcentaje del total (fuente OIEA y WNA).

destaca la renovación de licencias en Finlandia (Loiviisa 1 y 2 hasta 2027 y 2030, respectivamente)

En Bulgaria se aprobó el emplazamiento de Belene para una nueva central, y las repúblicas Bálticas junto con Polonia acordaron inicialmente construir una nueva central en Lituania para 2015. También, Turquía ha aprobado legislación para posibilitar inversiones de este tipo. En el Reino Unido, el gobierno ha informado sobre nuevas inversiones nucleares tras un proceso de consulta, culminado en octubre 2007. Dentro de 2008, Francia y Gran Bretaña han anunciado un acuerdo de cooperación industrial para concursar de forma conjunta en nuevas licitaciones de inversión nuclear.

Resumiendo: son 30 los países que, con una población de 4.000 millones de habitantes, disponen de centrales de producción nucleoelectrónica operativas

en sus territorios. Además, si contabilizamos aquellos otros que han planteado o plantean estas inversiones, hay que añadir una nueva población de 1.400 millones de habitantes. En total, el 80 % de la población mundial está involucrada en actividades nucleares planteadas por sus gobiernos.

En la tabla 1 se reseñan los tipos de reactores actualmente en operación. La mayoría de ellos (82 %) corresponden a los diseños de agua ligera, PWR y BWR.

Los resultados de operación del parque nuclear mundial muestran una mejora sostenida de resultados; si el factor de carga fue en 1996 del 79%, el alcanzado en 2006 ha sido del 84%.

Además, suman 56 los países en los que se desarrollan actividades nucleares de diferente tipo, y en los cuales se albergan otros 284 reactores de investigación. Y todavía quedarían por contabilizar

otros 220 reactores que propulsan barcos y submarinos, militares y civiles.

Ciclo del Uranio

En línea con los combustibles fósiles, cabe destacar las oscilaciones en el precio del mineral de uranio, que alcanzó los 360 \$/kg en junio 2007 y terminó el año en 240 \$/kg (hoy 11 \$/kg). La producción actual asciende a unos 35.000 t y sólo cubre el 60% de la demanda, que es de 65.000 t U. El resto se suple con los excedentes provenientes del mercado de fuentes secundarias surgido tras el acuerdo de eliminación de armas nucleares entre Rusia y EE. UU. y con las existencias almacenadas. Se espera que esta situación se mantenga hasta el comienzo de la próxima década. Las citadas oscilaciones de precio afectan poco al precio del combustible nuclear, debido a que en su estructura de costes, el mineral sólo representa el 5% del coste final de producción.

Según datos del libro rojo de la NEA-OCDE, las reservas "A" ó recursos asegurados recuperables a coste inferior a 130 \$/kg U son de 4.7 Mt U (en la reciente edición 2007 son ya de 5.5 Mt) y los potenciales ascendían a 10,1 Mt U. Estas existencias se multiplican si se le añaden otros recursos de combustible como el torio, la recuperación de uranio en fosfatos, el disuelto en el agua del mar, etc.

En la tabla 2 se muestra la *duración de las reservas* sobre la base de la producción actual. En el momento presente se ha producido una cierta aceleración de la producción, paralizada desde 1985, de forma que sólo en 2006 se han

Tipo Reactor	País Principal	Número	GWe	Combustible	Refrigerante	Moderador
PWR	EE. UU., Francia, Japón, Rusia	264	250.5	UO ₂ enriquecido	Agua	Agua
BWR	EE. UU., Japón, Suecia	94	86.4	UO ₂ enriquecido	Agua	Agua
Agua pesada CANDU (PHWR)	Canadá	43	23.6	UO ₂ natural	Agua pesada	Agua pesada
Refrigerado por Gas (AGR & Magnox)	UK	18	10.8	U natural (metal), UO ₂ enriquecido	CO ₂	Grafito
Agua ligera y grafito (RBMK)	Rusia	12	12.3	UO ₂ enriquecido	Agua	Grafito
Reactor rápido Reprodutor (FBR)	Japón, Francia, Rusia	4	1.0	PuO ₂ y UO ₂	Sodio líquido	no
Otros	Rusia	4	0.05	UO ₂ enriquecido	Agua	Grafito
TOTAL		439	384.6			

Tabla 1: Tipos de Reactores Nucleares en operación comercial.

Duración de las reservas de Uranio (datos de 2004 a coste extracción 130 \$/t)			
Tipo de reactor	Reservas A garantizadas + previstas: 4.7 Mt U	Reservas B: Reservas A + potenciales: 14.8 Mt U	Reservas C: Reservas B+ no convencionales (22 t de Fosfatos): 36.9 Mt U
Reactores térmicos actuales	Rango <100 años	Rango <200 años	Rango <600 años
Reactores reproductores	Rango 2.000 años	Rango 8.000 años	Rango 20.000 años

Tabla 2: Valoración en años de las reservas de uranio. Fuente: Foro Nuclear - Uranio 2005. Recursos, producción y demanda (NEA-OCDE/OIEA).

incrementado las reservas en un 15 %. Se da por cierto que la subida de precios en los combustibles, y en especial en el nuclear, reactivará la minería del uranio. La asociación WNA considera que una duplicación del precio del combustible conducirá a que se declaren rentables nuevas reservas que incrementarán en un factor diez las actuales. En suma, no existe una preocupación esencial en relación con las existencias de combustible nuclear.

Respecto al suministro de combustible enriquecido, cabe destacar las inversiones en nuevas plantas de enriquecimiento por el método de centrifugación de USEC en EE. UU. y de JNFL en Rokasho Mura (Japón). Parece razonable afirmar que esta tecnología está desplazando a la de difusión.

En lo referente al combustible gastado y recogiendo los datos del informe anual de WNA, el volumen anual descargado de las centrales es de 10.500 t U. La tercera parte se reprocesa (China, India, Francia, Japón y Rusia) y el resto se mantiene en almacenamientos temporales. Existen instalaciones comerciales de reproceso para este fin en Francia, Gran Bretaña, Japón y Rusia. El almacenamiento (ciclo abierto) se está realizando por vía seca y por vía húmeda. Los países más avanzados en esta última solución son: Canadá, Finlandia, Suecia y EE. UU.

Por último, cabe añadir un comentario respecto al *desmantelamiento de centrales*. Tomando nuevamente como referencia el informe del OIEA "Nuclear Technology Review 2008", hasta la fecha se han liberado 10 emplazamientos para cualquier uso público (en 2007, en EE. UU., NRC aprobó el uso público parcial de los emplazamientos de Big Rock Point y Yankee Rowe) y otros 17 reactores están en situación de cierre seguro, y parcialmente desmantelados. Además, otros 34 reactores están en fase de desmantelamiento anterior a alcanzar su cierre seguro.

Finalmente, otro aspecto importante es el *almacenamiento geológico profundo* (AGP) para el combustible gastado. Entre los países con políticas y soluciones más avanzadas en este terreno citaremos a Finlandia (su AGP tiene excavados 2,5 km a 250 m de profundidad), Francia (solicitud de licencia para el año

2015), Suecia (dos emplazamientos posibles con solicitud de licencia para 2009) y EE. UU. (Yucca Mountain con solicitud de licencia en 2008).

Prospectiva 2030

Las iniciativas internacionales más destacables para el uso pacífico de la energía nuclear son: INPRO promovido por el OIEA, y que ha definido una metodología que pueden utilizar los países adscritos para desarrollo de sistemas nucleares innovadores, proporcionando un foro de análisis para optimizar las opciones nucleares de los países miembros. Y "Generación IV" o GIF auspiciada por Estados Unidos que ha seleccionado seis proyectos de investigación para alcanzar resultados concluyentes de aplicación.

Finalmente, existe la iniciativa GNEP (Global Nuclear Energy Partnership) que persigue desarrollar tecnologías avanzadas en el ciclo de combustible nuclear que reúnan ventajas para su desarrollo, protección del medio ambiente y control de la proliferación.

Hasta esta fecha, las inversiones nucleares en vigor y a corto plazo obedecen a diseños de las generaciones de reactores III y III+. Además, diferentes países mantienen sus propias líneas de investigación.

Inversiones nucleoelectricas. Desde el punto de vista de la producción nucleoelectrica (figura 11), se indican las di-

ferentes proyecciones de incremento de la producción nuclear realizadas por la Oficina estadística energética norteamericana (EIA), la Agencia internacional de la energía (IEA), por el Organismo internacional de energía atómica (OIEA; en inglés, IAEA), y por la patronal nuclear WNA.

En todas ellas se apuesta por el incremento de la producción entre valores que van desde un incremento mínimo de la producción equivalente a la sustitución de los reactores que han cumplido el tiempo de operación marcado en la autorización de operación; a un crecimiento máximo que duplica la producción actual. Esto se traduce en un margen de crecimiento de la potencia nuclear eléctrica futura entre 447 y 691 GWe instalados, frente a los 372 GWe actuales. Las previsiones publicadas estos últimos días incrementan aun más los valores máximos.

Gestión de la explotación. Las mejoras en este sector se concretan como sigue:

- Simplificación y mejora de los procesos de licenciamiento y de garantía de las inversiones. En EE. UU. se han implantado dos tipos de licencias: los relativos al permiso previo del emplazamiento, y los que conciernen a la construcción y operación, que establecen garantías a los inversores aportándoles seguridad jurídica y concreción de plazos de construcción.

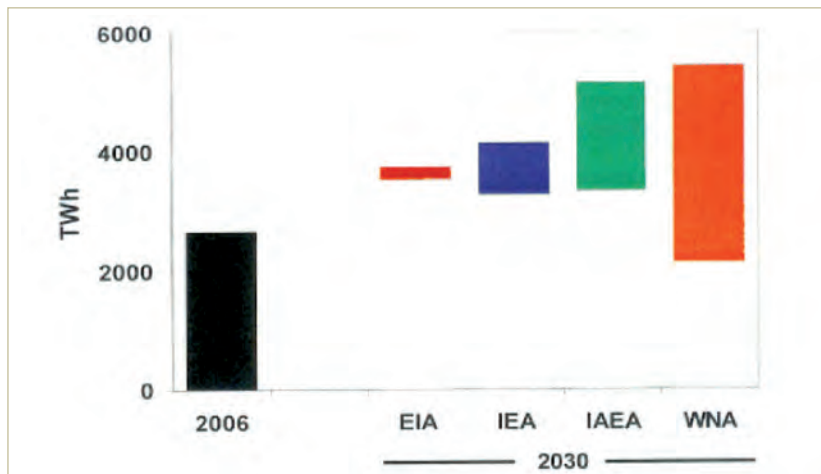


Figura 11. Las prospectivas sobre el uso de la energía nuclear. (Ref.: OIEA, Nuclear Technology Review 2008).

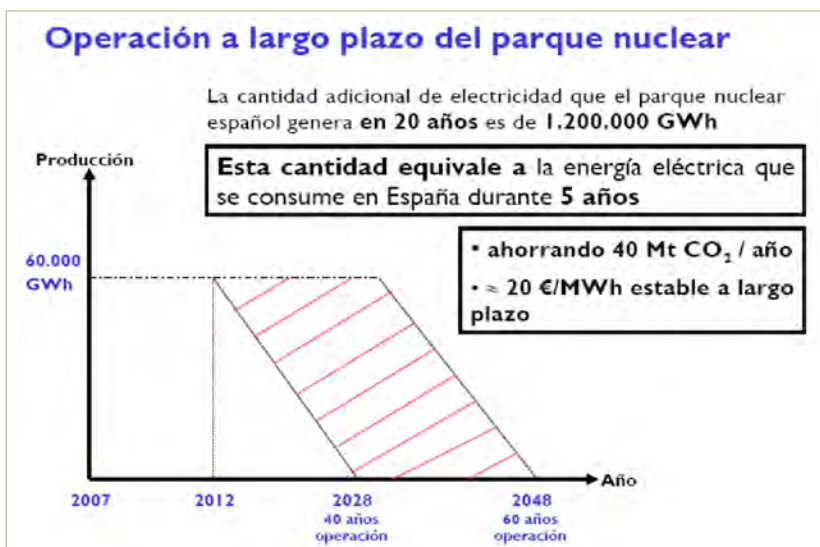


Figura 12: Operación a largo plazo de centrales nucleares españolas. (Ref.: Martín Regaño, "Nuclear España", marzo 2004).

- Mejora de la eficiencia de las instalaciones, mediante programas de mejora del rendimiento térmico y de la elevación de potencia. De esta forma se ha logrado unos de 28.000 MW en todo el parque mundial, que representa un aumento del 7,5%. Sólo en Europa ese aumento ha conseguido la cuarta parte de su parque, aportando 3.000 MW. En España ha sido de 575 MWe.

- Mejora del mantenimiento mediante el uso de tecnología digital, robótica y de normativa con nuevas metodologías de organización, etc.

- La ampliación de las autorizaciones de explotación de las centrales hasta los 60 años. En EE. UU., el 77% de las centrales están involucradas en este proceso. En lo que respecta a España, ya se han presentado solicitudes para las centrales de Santa María de Garoña y Almaraz. El beneficio alcanzado por esta ampliación se expone en la figura 12. Puede deducirse que ampliar las autorizaciones del parque nuclear español de 40 a 60 años significaría cubrir durante cinco años de demanda eléctrica nacional.

- Mejora de los indicadores de seguridad. Respecto de los indicadores de

WANO sobre paradas automáticas se observa la disminución de este factor de 1,8 en 1990 a 0,5 en 2006. También en el índice de siniestralidad (horas de trabajo perdidas por cada 200.000 horas contabilizadas), que en el mismo período anterior ha evolucionado desde 1,04 a 0,24.

- Resolver la actual falta de personal especializado y universitario y el escaso incremento de estudiantes en esta disciplina. Se han puesto en marcha, entre otras, las siguientes iniciativas universitarias: la Asian Network for Educational in Nuclear Technology, la European Education Network y el Instituto de Verano de la World Nuclear University.

SITUACIÓN EN ESPAÑA

España ha logrado disponer de un mix de generación eléctrica equilibrado con una gran calidad en la garantía de suministro. En la Tabla 3 figuran los resultados más significativos sobre la producción nacional en 2007 publicados por Red Eléctrica Española. En ella se aprecian los valores de generación, la potencia instalada y el aprovechamiento

(factor de carga) para las distintas fuentes que componen el mix español: hidroeléctrica, nuclear, fósil, eólica y régimen especial (pequeña hidráulica, solar y biomasa).

Hay que destacar que el resultado más favorable de aprovechamiento corresponde a la energía nuclear, que con sólo el 9 % de la potencia total produce el 19 % de la energía eléctrica. Su factor de carga, del 81 %, es el más elevado del mix nacional, seguido por los fósiles, con un 42 %, el régimen especial, 34 %, la eólica con el 23 % y, en último lugar, la hidráulica con el 18 %.

Otro aspecto de interés es el comportamiento de las distintas fuentes en las puntas de demanda eléctrica. Los resultados muestran que, en 2007, la hidráulica cubrió el 11%, la nuclear el 16%, la fósil el 58%, la eólica el 4% y el régimen especial el 8%. Esto significa que la fósil y la nuclear sumaron las tres cuartas partes del suministro, a pesar de tener sólo el 56 % de la potencia total.

Otra característica relacionada con la calidad del suministro asociada a cada fuente energética, es el ratio de la aportación energética de cada una de esas fuentes. En datos del Foro de la Industria Nuclear (ENERGIA 2008), el carbón ha oscilado entre 10.256 y 3.314 GWh, la nuclear entre 7.402 y 3.314 GWh, los ciclos combinados entre 16.397 y 631 GWh, la eólica entre 8.298 y 33 GWh y el resto del régimen especial entre 11.966 y 2.531 GWh. Corresponde a la energía nuclear y al carbón el comportamiento más homogéneo.

Finalmente, conviene recordar la oportunidad de los citados estudios de prospectiva en el horizonte del año 2030 realizados en España por UNESA y Foro de la Industria Nuclear, en los que se propone hasta un máximo de aumento de potencia en el conjunto del país de unos 11.000 MW. ■

	GWh	%	MW	%	Factor de carga
Hidroeléctrica	26.381	9%	16.658	18%	18%
Nuclear	55.046	19%	7.716	9%	81%
Fósil	158.178	53%	42.722	47%	42%
Eólica	27.026	9%	13.606	15%	23%
R. especial	29.416	10%	10.021	11%	34%
Total	296.047	100%	90.723	100%	

Tabla 3: Resultados del parque eléctrico español. Referencia: REE-avance estadístico 2007.