

LA ENERGÍA NUCLEAR EN EL MARCO DE LAS FUENTES ENERGÉTICAS

JOSE BOGAS

Director General de España y Portugal
Endesa.

«La energía nuclear es insegura, cara y genera residuos para los que no hay una solución». Durante años, éste ha sido el mantra que se ha venido repitiendo de manera continuada sin posibilidad alguna de un debate abierto sobre este tipo de energía. Sin embargo, más recientemente, la opinión de la sociedad acerca de la energía nuclear se ha desplazado

desde dicha posición de abierta hostilidad hacia una, aún tibia, aceptación. Todavía es un tema que suscita discusión, pero asuntos tales como la preocupación por la dependencia energética, la utilización de tecnologías que no emitan CO₂, junto con la propia trayectoria operativa de las centrales nucleares existentes, han producido un cierto cambio en la sociedad que permite plantear abiertamente el debate sobre la energía nuclear.

La seguridad ya no se pone sistemáticamente en duda, salvo en aquellos partidarios acérrimos de su erradicación; el coste, aun con una importante componente de inversión de la que mas adelante se tratará, se está demostrando competitivo. Incluso internalizando los costes de gestión de residuos radiactivos, y en cuanto a éstos en todo el mundo y en particular en España, se han arbitrado soluciones para hacer frente, de una manera solvente y responsable, a su gestión a largo plazo.

Personas señeras del ecologismo, como los fundadores de Greenpeace James Lovelock, Patrick Moore o la escritora Gwyneth Cravens, han manifes-

tado que la energía nuclear es la opción para producir energía de forma masiva que menos incrementa la emisión de CO₂, y que sin ella no se podrán cumplir los objetivos fijados de reducción.

Estos cambios en la postura general respecto a la energía nuclear permiten empezar a considerarla de nuevo como una alternativa energética real, tal y como está sucediendo en algunos países de nuestro entorno, a la hora de establecer el mix de tecnologías del parque de generación con el que hacer frente al creciente aumento de la demanda de energía eléctrica que se prevé en todo el mundo, y en particular en España, para los próximos años

OBJETIVOS DE UNA POLÍTICA ENERGÉTICA †

Actualmente hay un amplio consenso en que una política energética debe dar respuesta a los tres siguientes objetivos: seguridad de suministro, protección del medio ambiente (sostenibilidad) y economía (competitividad). Todo ello, con una importante

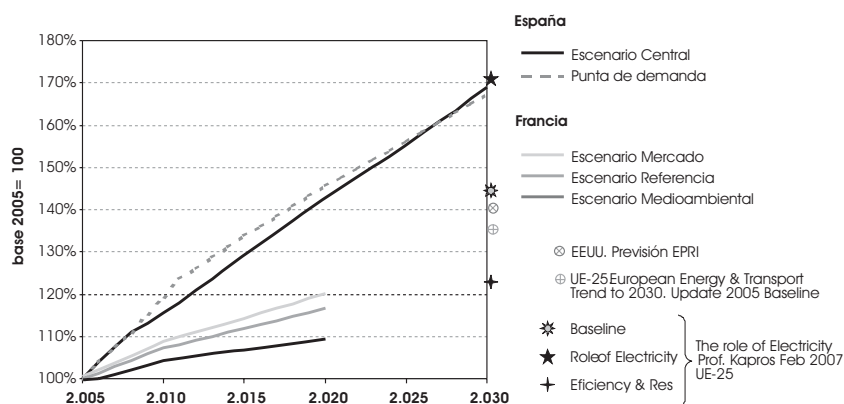


GRÁFICO 1
ÍNDICE DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA

FUENTE:
UNESA.

condición de contorno como es el aumento de demanda energética a nivel global. Según los datos publicados por el World Energy Outlook de 2007, para el año 2030 se prevé que la demanda mundial de energía se incremente en un 60% con respecto a 2005. Este aumento de la demanda hace que se produzcan importantes subidas en el precio de los combustibles y que se replanteen los aspectos de seguridad del suministro y los cálculos sobre las reservas disponibles para cada unos de ellos.

La seguridad de suministro incluye tanto la diversificación de los combustibles como el origen geográfico de los mismos y otros aspectos como la mayor o menor dificultad para su transporte o la capacidad de generar stocks de reserva. La sostenibilidad, como medida de afección al medioambiente, influye directamente en los tipos de tecnología a utilizar y tiene como inmediato corolario la internalización de los costes medioambientales, como el CO₂ en el caso de las energías fósiles o la gestión de los residuos radiactivos y desmantelamiento de las centrales nucleares en el caso de la energía nuclear.

Quedan no obstante por internalizar los costes medioambientales de las energías renovables, afecciones paisajísticas, ocupaciones masivas de superficie, inundación de valles, etc difíciles de objetivar y por tanto de cuantificar. La competitividad por su parte es además de las connotaciones que tiene en el establecimiento de un mercado y en la propia defensa de unas tecnologías frente a otras debe entenderse, tal y como indica J.C. Díez Gangas en el libro «Energía. Una visión económica», como una de las razones por las que el impacto del incremento en los precios de los combustibles en estos últimos años haya sido considerablemente menor que el producido en las crisis.

La Unión Europea, en el texto aprobado de la Resolución del Parlamento Europeo de 24 de Octu-

bre de 2007 sobre fuentes convencionales de energía y tecnología energética (2007/2091(INI)), considera que la fisión nuclear, junto con la eficiencia energética aportan una gran contribución a la sostenibilidad y a la seguridad del suministro. Asimismo considera que es esencial que siga mejorándose la eficiencia de las tecnologías de producción de electricidad a partir de combustibles fósiles y finalmente considera que solo es posible reducir con éxito las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes del sector de la energía sobre la base de un incremento del uso de tecnologías de baja producción de carbono, como la energía nuclear, el carbón limpio y las energías renovables;

Por tanto para generar energía eléctrica es necesario utilizar una combinación de las diferentes tecnologías disponibles, en la que cada una de ellas aporte su contribución en función de sus características específicas y en que la energía nuclear contribuya al igual que el resto de energías a satisfacer las necesidades de la sociedad.

Previsión de la evolución de la demanda ↓

Continuando con los datos publicados por el World Energy Outlook de 2007, se prevé que para el año 2030 la demanda mundial de energía eléctrica se duplique con respecto a 2005, pasando desde 15.016 TWh a 29.737 TWh, si bien en los países de la OCDE este crecimiento se prevé más moderado, en torno al 40% de media.

En el caso español las previsiones de demanda apuntan a un crecimiento entre el 60 y el 70%. En este sentido en los últimos meses se han venido publicando una serie de trabajos encaminados a analizar desde diferentes ópticas el previsible desarrollo energético español para el período 2005-2030.

Entre estos trabajos se encuentra el recientemente presentado por UNESA «Prospectiva de generación eléctrica 2030» de Noviembre de 2007, el publicado por el Foro Nuclear «Mix de generación en el eléctrico español en el horizonte 2030», y el publicado por el Departament de Treball i Industria de la Generalitat de Catalunya «La energía en el horizonte del 2030».

Todos ellos tienen en cuenta la participación de diferentes tecnologías para la producción de energía y son razonablemente coincidentes en las previsiones de crecimiento de la demanda, si bien establecen una horquilla amplia a la hora de fijar la forma de hacerles frente.

A los efectos de este artículo se considera importante mencionar la participación que en todos estos estudios se otorga a la energía nuclear, si bien en unos casos como soporte básico y en otros como complemento necesario.

La prospectiva realizada por UNESA para el año 2030, centrada en el caso español, prevé un incremento de la demanda del orden del 69% con una punta que alcanza los 72.113 MW. Para hacer frente a dicha demanda se plantean varios escenarios, si bien el denominado Escenario Mixto, que representa una aproximación intermedia entre uno de expansión nuclear, un segundo escenario de incorporación del carbón con captura y otro de máxima penetración de renovables, corresponde a un incremento del parque nuclear de 2.600 MW, 3.900 MW adicionales de carbón con captura y una potencia instalada de energías renovables de 42.000 MW.

En el estudio llevado a cabo para el Foro Nuclear, la punta de potencia para el año 2030 se cifra en 82.400 MW; el parque nuclear alcanza los 20.000 MW, el de carbón alcanza los 22.000 MW y los ciclos combinados 26.000 MW, incrementando asimismo las renovables hasta 42.000 MW.

Por su parte, el estudio publicado por la Generalitat de Catalunya tiene un enfoque global y analiza las necesidades de energía primaria. La previsión de aumento de la demanda de energía para el año 2030 se estima también del orden del 50-70% respecto a 2005. En su análisis por tecnologías considera que el número de centrales nucleares no aumentará, de forma que la participación de las mismas se mantendrá si bien su porcentaje global en la producción de energía disminuirá. No obstante este estudio indica que estas previsiones podrían revertirse en el caso de una aplicación del Protocolo de Kyoto efectiva y a largo plazo, que repercutiría muy negativamente sobre las energías de origen fósil. Las renovables tienen un papel importante si bien la

mayor demanda se cubriría con energías fósiles, fundamentalmente gas, y con políticas audaces de gestión de la demanda y de reducción del consumo.

Tomando como referencia estos estudios y otras fuentes publicadas, la potencia prevista para el año 2030 se cifra en torno a los 110.000 MWe. El porcentaje previsto de energías renovables se encuentra entre el 20 y el 30% para hacer frente a los compromisos adquiridos y tratar de cumplir los objetivos fijados. Dentro de esta participación se encuentran todas las energías renovables, si bien con una participación mayoritaria de energía eólica e hidráulica, seguidas de la energía solar térmica y posteriormente, a bastante distancia, el resto de las energías renovables.

La producción del resto de la energía eléctrica recae en las tecnologías fósiles y en la energía nuclear. Dependiendo del enfoque de cada una de las prospectivas y de los diferentes escenarios analizados, la participación de una u otra varía, si bien en general, la energía nuclear se considera energía de base, con una aportación similar a la actual, pudiendo en alguna caso incrementarse a medio plazo en cifras moderadas (~3.000 MWe). En algún caso extremo este aumento se plantea considerablemente mayor (~13.000 MWe).

Fijada la contribución de las energías renovables y acotada la de la energía nuclear, el resto, al menos el 50% de la energía, se produciría con gas y carbón en porcentajes dependientes de los precios del gas y del CO₂, si bien por el momento las previsiones apuntan a una mayor participación de la centrales de ciclo combinado.

A continuación se presenta para cada una de estas tres tecnologías —centrales de carbón, ciclos combinados y centrales nucleares— una breve descripción de sus principales características y retos, con especial atención a lo que la energía nuclear puede significar en el marco del resto de las fuentes de energía, incluyendo una breve reseña de las previsiones de desarrollo de las futuras centrales nucleares.

CENTRALES DE CICLO COMBINADO ¶

Los ciclos combinados comienzan su implantación en España en el año 2002 y han experimentado un sustancial desarrollo en estos años. Para el próximo 2009 se espera que el sistema español cuente con unos 22.000 MW de ciclos combinados, lo que la convertirá a esta tecnología en la más relevante, esperándose que represente del entorno del 30% de la generada.

Básicamente, un ciclo combinado aprovecha la energía del combustible (gas natural o gasóleo) en dos ciclos termodinámicos: inicialmente en un ciclo de Brayton de gas, y posteriormente el calor residual de este ciclo se utiliza a través de una caldera de recuperación, como entrada de calor en un ciclo de Rankine de vapor, obteniéndose de esta manera una eficiencia energética sustancialmente superior a la que se obtiene en cada ciclo simple por separado. Los ciclos combinados actuales consiguen eficiencias superiores al 56%

Los diseños más típicos de configuración son:

1x1 single shaft, para potencias actualmente del entorno de los 420 MW, y en los que se hacen funcionar en un solo eje físico la turbina de gas y la turbina de vapor, moviendo un único alternador. Esta disposición supone una compatibilidad y modularidad importante, en contrapartida con la opción 1x1 multi shaft, que conlleva dos ejes, uno por turbina, y dos alternadores.

2x1, para potencias del orden de 840 MW que acomodan el vapor generado en dos calderas de recuperación (una por turbina de gas) para mover la turbina de vapor (de tamaño doble que en el caso 1x1) haciendo un conjunto de tres ejes y, por tanto, de tres alternadores.

Adicionalmente, su construcción se ha visto potenciada por diversos factores, entre los que destacan su moderada inversión específica, (comparada con la térmica convencional y la nuclear), su rapidez de construcción (del entorno de dos años), su mejor aceptación social (frente al carbón), si bien ésta es cada vez menor en muchas ocasiones, y, por supuesto, la imposibilidad de construir centrales nucleares, dada la vigente moratoria. La inversión para una central de ciclo combinado de 1.600 MW es de 900 millones de €, lo que implica 562.500 €/MW instalado.

Los ciclos combinados representan, desde el punto de vista de su actual utilización, una tecnología de transición: Teniendo una emisión específica de CO₂ sustancialmente menor que la combustión de carbón. En gran medida, por su mayor eficiencia energética, el ciclo combinado de gas, junto con la energía eólica, se perfilan como las tecnologías de sustitución y crecimiento del sistema eléctrico español mientras no aparezcan en el mercado otras tecnologías de uso limpio de carbón (captura de CO₂ entre ellas), o hasta que de nuevo se considere el desarrollo de generación nuclear.

La apuesta significativa del sistema eléctrico español por la energía eólica, lo que conlleva un alto grado

CUADRO 1
COSTES UNITARIOS MEDIOS DE GENERACIÓN
DE UN CICLO COMBINADO EN ESPAÑA

Costes unitarios	€/MWh	%
Combustible	35,1	66,2
O&M	4,5	8,5
CO ₂	7,2	13,6
Coste capital	6,2	11,7
TOTAL	53,0	100,0

FUENTE: UNESA Prospectiva de Generación Eléctrica 2030.

de impredecibilidad de la capacidad del parque total de generación, requiere de otra tecnología de respaldo que absorba las variaciones asociadas; la energía hidráulica, bombeo incluido, participa en esta regulación, y los ciclos combinados tiene una capacidad de respuesta alta para absorber variaciones de demanda súbita, si bien su funcionamiento como reserva rodante es onerosa, debido a la pérdida de eficiencia tan significativa que sufren al trabajar fuera de su punto de diseño.

En el horizonte del año 2010, muchos de ellos trabajarán en el entorno de 4.000-5.000 horas, lo que hará menos interesante desde un punto de vista la tecnología, debido a la mayor repercusión de sus costes fijos. No obstante los costes de funcionamiento de los ciclos combinados son en un alto grado variables, al tener el combustible una incidencia del entorno del 75%-80% en el coste total.

Dada su situación de tecnología marginal en el mercado, la eficiencia es primordial (así como el coste del gas), lo que conlleva una demanda de desarrollo tecnológico que muchas veces puede suponer un riesgo, al estar el diseño al límite de la resistencia de los materiales y del know how de los fabricantes (algunos fallos catastróficos se han producido en turbinas de gas de ciclo combinado en España y en el mundo).

El aseguramiento del aprovisionamiento de gas para cubrir la demanda doméstica y los ciclos combinados es otro factor clave en el desarrollo de esta tecnología. La red de gaseoductos y las plantas de regasificación deben de aumentar de manera adecuada para poder abastecer todo este desarrollo. Especialmente crítica se hace la llegada de infraestructuras gasísticas a las comunidades insulares, donde, básicamente, el crecimiento de la demanda se está haciendo con ciclos combinados funcionando con gasóleo.

Adicionalmente, el hecho de que España no sea productora de gas natural hace que la dependencia energética del país se incremente, sin olvidar consideraciones estratégicas sobre las tensiones

internacionales que se puedan producir en el futuro con los países de origen.

CENTRALES DE CARBÓN

Las centrales térmicas de carbón han supuesto en España la mayor fuente generadora de electricidad en los últimos años, estando su participación en el entorno del 35%. No obstante la construcción de nuevas plantas en España así como su producción eléctrica, ha ido decreciendo debido fundamentalmente al desarrollo y la implantación de la tecnología de ciclo combinado, de menor inversión específica y, quizás, más apropiada para cubrir el rápido crecimiento de la demanda energética de los últimos años.

Las centrales de carbón aprovechan la energía disponible en una turbina de vapor de varios cuerpos a través de un ciclo de tipo Rankine con recalentamiento. Dependiendo de las condiciones de presión y temperatura que alcance el vapor en caldera, se pueden dividir las centrales en:

Centrales subcríticas, donde el vapor de entrada a la turbina de alta presión no sobrepasa las condiciones de estado supercrítico del agua (Presión por encima de 228,5 bar).

Centrales supercríticas, cuando el vapor de entrada a la turbina de alta presión está en condiciones supercríticas.

El incremento de la temperatura y presión de entrada del vapor en la turbina supone un aumento de eficiencia del grupo. En los últimos años el desarrollo de nuevos materiales de caldera, así como de tecnología más fiable, ha supuesto la implantación de la tecnología supercrítica en la mayor parte de nuevas centrales térmicas de carbón construidas. Esto ha supuesto una mejora notable en la eficiencia de las nuevas plantas. Así desde valores cercanos a 36% de eficiencia neta (180 bar y 540/540°C para el vapor), se ha pasado a valores de 45% (275 bar y 600/620°C) y crecimientos futuros cercanos al 50%, haciendo mucho más competitiva este tipo de planta. En España, la única planta de carbón supercrítica es Lada IV, perteneciendo a la primera generación de centrales supercríticas, con rendimientos todavía por debajo de los actuales.

Dentro de los tipos de tecnología de combustión en plantas de carbón se distinguen fundamentalmente dos:

Caldera de carbón pulverizado, donde el carbón se inyecta muy molido en la caldera a través de que-

madores específicos. Son las más comunes al representar más de un 80% de las calderas comerciales.

Caldera de lecho fluido circulante, en el interior de la caldera existe un lecho de caliza/arena en constante recirculación, donde se quema el carbón en contacto con el mismo. Estas calderas pertenecen a las llamadas tecnologías del carbón limpio ya que producen una menor emisión de gases contaminantes SO_x y NO_x sin necesidad de equipos externos. Además son más flexibles y permiten el uso de distintos tipos de combustible sólidos de carácter más económico.

Además de la mejora en eficiencia de las nuevas plantas de carbón, se debe destacar también que el tamaño de los grupos ha ido incrementándose, siendo habitual en la actualidad grupos de 800-1000MWe. Esta economía de escala ha permitido mantener los precios de inversión estables, a pesar de que las nuevas plantas empleen materiales mejores y más caros en la construcción de las calderas. La incidencia de los precios de los materiales está cobrando más importancia en la actualidad, por la alta demanda existente en el mercado, fundamentalmente por parte de India y China.

El aumento de los precios del gas natural, así como la necesidad de ir sustituyendo las centrales de carbón que se han quedado obsoletas por otras más modernas y eficientes, ha incrementado el interés por el desarrollo de nuevos grupos de carbón, los cuales permitirían disminuir la dependencia energética externa y diversificar las fuentes de producción. Por contra, la creciente preocupación por el cambio climático y las emisiones de CO₂ a nivel global han incrementado la necesidad de buscar una solución para disminuir las emisiones específicas de este tipo de centrales, cuya emisión de CO₂ por MW generado es mucho mayor que en el resto de tecnologías de generación.

Una opción tecnológica para reducir las emisiones de CO₂ son las tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂ (CAC). La implantación de tecnologías de CAC va a requerir un esfuerzo importante de I+D+I y de inversión, tanto en equipos como en personal cualificado.

Uno de los retos existentes para la implantación de las CAC es conseguir unas tecnologías con un coste moderado, y técnicamente fiables. Actualmente el coste estimado para estas tecnologías es bastante elevado pero se podría reducir, a unos 25-30 euros por tonelada de CO₂ capturado y almacenado para el año 2020, siendo uno de los objetivos dentro de la EU. Muchos de los procesos individuales necesarios para estas tecnologías han sido ya ensayados a pequeña escala, pero se requieren plantas

integradas de mayor tamaño y de demostración para disminuir el riesgo tecnológico asociado a una tecnología nueva.

El Plan de Acción de la Unión Europea para el desarrollo de estas tecnologías, además de fomentar el apoyo al I+D a nivel fundamental, pretende apoyar 10-12 propuestas de plantas de demostración a tamaño comercial con sistema de captura de CO₂, hasta el año 2020. Estas propuestas servirían para comprobar la viabilidad de las distintas tecnologías existentes y como base para la comercialización y su implantación a partir de ese año.

Las tecnologías de CAC, se pueden dividir en tres grupos:

Precombustión: Se basan en la descarbonización del combustible antes de la combustión mediante técnicas de gasificación del carbón o reformado del gas natural. Los gases producidos en esos procesos se transforman en un reactor en H₂ + CO₂, para su posterior separación previa a la combustión.

Oxicombustión: Donde se sustituye el aire de la combustión por oxígeno, consiguiendo una corriente muy rica en CO₂ y H₂O fácilmente separables. Previamente a la combustión el nitrógeno se separa mediante una Unidad de Separación de Aire (ASU).

Postcombustión: El CO₂ es separado directamente de la corriente de gases mediante un proceso de absorción química o de adsorción física.

La falta de plantas de demostración a día de hoy hace que exista una competición entre las distintas

**CUADRO 2
COSTES DE GENERACIÓN
DE CENTRALES DE CARBÓN**

Costes unitarios	€/MWh	%
Combustible	26,6	48,01
O&M	4,9	8,84
CO ₂ (tot*precio)	-	-
Coste de Capital	23,9	43,14
TOTAL	55,4	100

FUENTE: UNESA Prospectiva de Generación Eléctrica 2030).

tecnologías de captura existentes y, por lo tanto, una incertidumbre sobre cual o cuales de ellas se van a imponer en el medio plazo, haciéndose imprescindible el apoyo a proyectos de este tipo que permitan validar las distintas tecnologías y comprobar la validez de las mismas.

A efectos informativos se presenta en el cuadro 2 una estimación de los costes unitarios de una central de carbón ultra supercrítica con captura de CO₂

CENTRALES NUCLEARES †

La primera generación de reactores nucleares apareció en las décadas de los 50 y 60, con los primeros prototipos industriales. La segunda generación comenzó en los 70 con las grandes centrales nucleares comerciales que siguen en operación en nuestros días. La generación III se desarrolló en la pasada década de los 90, incluyendo diseños evolucionados que aseguraban mejoras en los aspectos de

**CUADRO 3
TIPOS DE REACTORES COMERCIALES EN OPERACIÓN***

Tipo de reactor	Principales países instalados reactores	Nº reactores	Combustible	Refrigerante	Moderador
Reactor de Agua a Presión (PWR ó VVER)	US, Francia, Japón, Rusia	264	UO ₂ enriquecido	Agua	Agua
Reactor de Agua en Ebullición (BWR ó ABWR)	US, Japón, Suecia	94	UO ₂ enriquecido	Agua	Agua
Reactor de Agua Pesada Presurizada «CANDU» (PHWR)	Canadá, Argentina	43	UO ₂ natural	Agua pesada	Agua pesada
Reactor Enfriado a Gas (GCR ó AGR)	Gran Bretaña	18	U natural (metal), UO ₂ enriquecido	CO ₂	Grafito
Reactor de Agua y Grafito (LWGR ó RBMK)	Rusia	16	UO ₂ enriquecido	Agua	Grafito
Reactor de Neutrones Rápidos (FBR)	Japón, Francia, Rusia	4	PuO ₂ y UO ₂	Sodio líquido	Ninguno
TOTAL		439			

A 08/2007.

FUENTE: Elaboración propia.

seguridad y costes. Varios de estos reactores se han construido, principalmente en el este asiático. En la actualidad se están incorporando mejoras a estos diseños, en lo que se ha dado en llamar la Generación III+. Son estas plantas las que previsiblemente se instalarán en varios países a partir de ahora y hasta el 2030.

Estos 439 reactores representan una potencia neta de 372.002 MWe que en 2006 generaron 2.658 TWh, lo que supuso un 16% de la energía total consumida.

En el caso de España existen 8 centrales nucleares en operación, 7.729 MWe instalados (8,5% del total) que generaron en 2006 60,1 TWh (20 % de la producción total)

La energía nuclear, valorada frente al resto de alternativas en el contexto energético mundial

Los principales aspectos positivos de la energía nuclear son los siguientes:

Seguridad de abastecimiento. El agotamiento de los recursos naturales disponibles induce a buscar vías alternativas. Es necesario valorar la garantía de que existan reservas en cantidad suficiente a un precio aceptable y estén libres, en lo posible, de volatilidad. En este sentido, comparado con los combustibles fósiles tradicionales, tanto por el alcance temporal de

**CUADRO 4
PAÍSES CON MAYOR NÚMERO DE CENTRALES NUCLEARES**

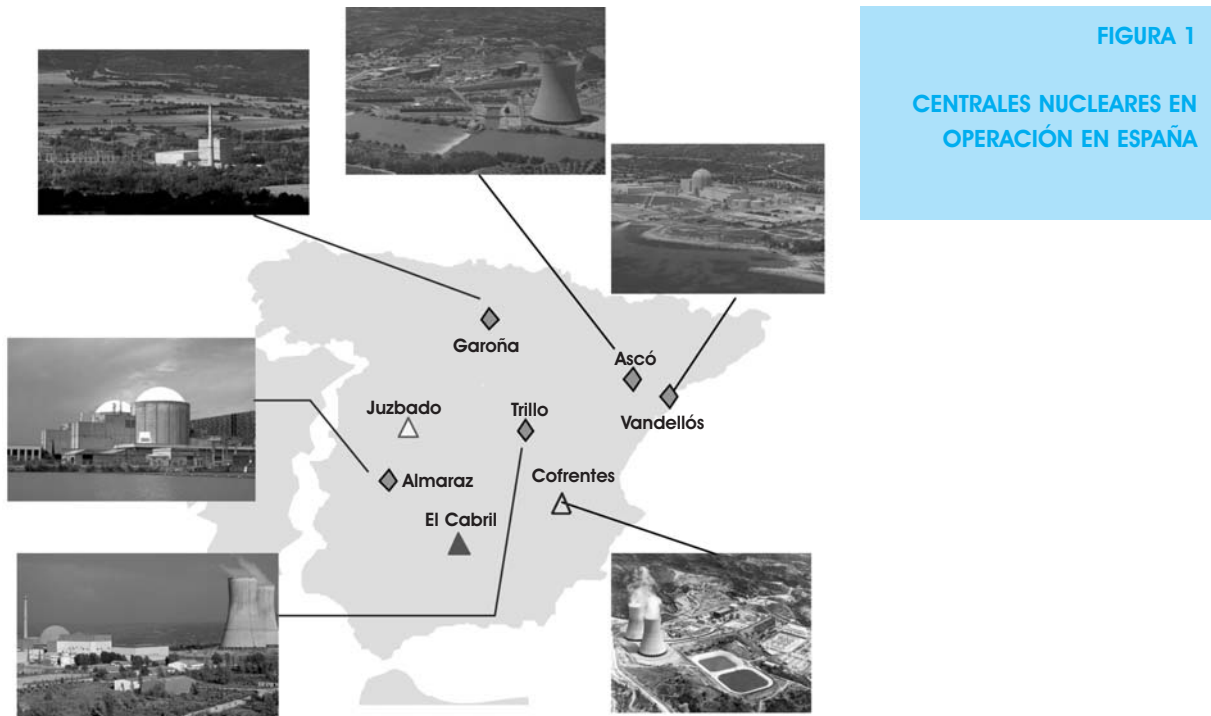
País	Pot instalada* MWe	Energía gen* TWh	% mix
EE.UU	99.049	787,2	19
Francia	63.473	428,7	78
Japón	47.577	291,5	30
Rusia	21.743	144,3	16

* Datos del año 2006

FUENTE: Elaboración propia.

los recursos, conocidos o estimados, como por la razonada expectativa de unos precios estables, el combustible nuclear ofrece una sustancial ventaja.

De acuerdo con los datos publicados en el «Libro Rojo» del Uranio 2005 de la NEA/OIEA, se estima que las reservas identificadas de uranio que pueden explotarse a un precio por debajo de 130 \$/Kg U3O8 son suficientes para abastecer el parque actual durante unos 80 ó 90 años. Considerando las reservas totales estimadas, este periodo puede extenderse a varios cientos de años. La distribución geopolítica de estas reservas de uranio y de los centros de producción disminuye significativamente el riesgo de interrupción del suministro. En particular, el 50% procede de países que gozan de estabilidad política y social, como Canadá, Australia y Estados Unidos.



La eficacia en el uso de recursos es un indicador medioambiental clave en el sector de la energía. Las centrales nucleares producen más energía por unidad de masa a partir del uranio que otras tecnologías a partir de combustibles fósiles (aproximadamente 10.000 veces más). Esta alta densidad energética es una medida de la eficacia del uso de este recurso. Se extrae, procesa, almacena y transporta una cantidad mucho menor de material por cada kWh de electricidad producido que con otras fuentes, siendo los volúmenes de residuos menores. Esta característica permite por lo tanto la posibilidad de creación de stocks de garantía, lo que es bastante más complicado con el resto de combustibles.

Finalmente, cabe señalar que, aunque el concentrado de uranio ha sufrido una considerable subida de precios, su impacto en coste total de generación es limitado por lo reducido del peso del combustible en el coste de generación nuclear, entre el 15 y el 20%. En cuanto al resto de componentes del combustible nuclear (enriquecimiento, conversión y fabricación), hay suficiente disponibilidad toda ella en numerosos países fundamentalmente de nuestro entorno político: Francia, Reino Unido, Holanda, Alemania y Rusia. En particular, la fabricación se lleva a cabo actualmente en España en su práctica totalidad. Todo ello ayuda a que la energía de origen nuclear pueda tener unos costes razonablemente predecibles.

Contribuye a la sostenibilidad medioambiental. El calentamiento global debido a la emisión masiva de gases originados en los procesos de combustión va a condicionar, sin duda, la valoración de las opciones tecnológicas futuras en función de cómo contribuyan a evitar ese efecto.

La generación nuclear de electricidad es un proceso físico, a diferencia del proceso químico de las tecnologías fósiles, por lo que no libera gases ni partículas que puedan contribuir al cambio climático ni a la acidificación de las lluvias o a la destrucción de la capa de ozono. Las emisiones de dióxido de carbono, desde el punto de vista del ciclo nuclear completo, son despreciables.

Los riesgos medioambientales que surgen de la energía nuclear proceden, principalmente, de los residuos radiactivos. Por ello, la industria nuclear históricamente ha realizado importantes esfuerzos para garantizar que tales riesgos medioambientales se mantengan dentro de niveles socialmente aceptables y establecidos por organismos de regulación independiente.

La producción de electricidad a partir de uranio amplía la base de recursos globales disponibles

para otros usos humanos, ofrece una mayor diversidad de elección y permite la utilización de otros recursos, tales como los hidrocarburos, en otros aspectos esenciales, como por ejemplo el transporte o las petroquímicas.

Costes medioambientales. Las altas penalizaciones o costes por derechos de emisión de gases o impacto medioambiental incrementan notablemente el valor de la tecnología nuclear. Por otra parte, los costes de gestión de los residuos radiactivos y del desmantelamiento de las centrales nucleares llevan ya tiempo internalizados en los costes de producción, por lo que en el caso de la energía nuclear el coste es competitivo incluso cuando lleva incluidos todos los costes ambientales correspondientes.

Principales retos ↓

Los principales retos a los que debe enfrentarse la alternativa nuclear como tecnología de futuro, son los siguientes:

- El capital requerido es considerable en términos absolutos. La evolución de la tasa de interés tiene una considerable influencia en la rentabilidad de las inversiones en centrales nucleares. Una situación con niveles de inflación contenidos y tipos de interés bajos es capital importancia para estos desarrollos que pueden verse seriamente penalizados en caso contrario.
- El tiempo de proyecto y construcción es especialmente largo en comparación con el resto de tecnologías, aunque se ve bastante reducido en los nuevos diseños modulares.
- La incertidumbre acerca de certificaciones administrativas, así como de otras exigencias de la autoridad reguladora en materia de Seguridad Nuclear.
- Falta de una solución definitiva para los residuos radiactivos de alta actividad aceptada por la sociedad.
- Finalmente el reto más significativo se deriva de la todavía hoy baja aceptación por la sociedad española de este tipo de energía. Esto hace especialmente compleja la búsqueda de nuevos emplazamientos o la ubicación en emplazamientos existentes y el licenciamiento de los proyectos correspondientes.

Los nuevos desarrollos de centrales nucleares tratan de dar respuesta a estos retos haciendo las centra-

les más modulares, de forma que sean más sencillas de construir y de operar, con menor generación de residuos radiactivos, y diseños más normalizados, que permitan procesos más sencillos de licenciamiento. En el punto siguiente se presentan las previsiones de desarrollo en este campo.

Principales parámetros

Entre los principales parámetros que caracterizan la operación de las centrales nucleares se destacan los siguientes

Vida operativa: 40 años ampliable a 60. (En nuevos diseños, 60 años). Emisiones CO₂: 0;. Personal, 250/unidad 1000 Mwe. Y plazo de construcción: 6-8 años.

Desarrollo de las futuras centrales nucleares

Los reactores actualmente en operación en España pertenecen a la denominada generación II. La tecnología nuclear ha seguido evolucionando durante estos años, y ha dado lugar a diseños pertenecientes a la denominada generación III y generación III+.

La generación III se corresponde con los diseños denominados «evolutivos». Su base de diseño es muy similar a los reactores de Generación II, optimizando parámetros como la eficiencia, disminuyendo el volumen de residuos generados por unidad de energía producida, incrementando los niveles de seguridad de algunos sistemas, etc. Este es el caso de reactores como el EPR (AREVA), con dos unidades que se encuentran en fase de construcción en Finlandia (Olkiluoto) y Francia (Flamanville), o el ABWR (GE-H), con varias unidades en operación en Japón, cumpliendo tiempos record de construcción (desde primer hormigón, hasta carga de combustible).

La generación III+ se corresponde con los diseños denominados «pasivos». En éstos existe un cambio

**CUADRO 5
COSTES UNITARIOS MEDIOS DE GENERACIÓN
DE REACTOR NUCLEAR EN ESPAÑA**

Costes unitarios	€/MWh	%
Costes de inversión	20,6	56,6
O&M	10,2	28,0
Combustible (incl. 2ª parte ciclo)	5,6	15,4
TOTAL	36,4	100,0

FUENTE: UNESA. Prospectiva de generación eléctrica 2003.

importante respecto a los de la generación II. Muchos de los sistemas del reactor se han sustituido por un funcionamiento pasivo (basado en leyes naturales, como la convección, el uso de la gravedad, impulsión gravimétrica de fluidos, etc.) Esto supone un incremento en los almacenamientos de agua dentro de la contención del reactor, pero también una disminución en cálculos, bombas y resto de sistemas, además de una garantía de la garantía de funcionamiento de las leyes naturales. Reactores pasivos son el AP1000 (Westinghouse-Toshiba), con unidades en construcción en China, o el ESBWR (GE-H).

Además de estos diseños, existen otros (reactores de agua pesada como el ACR1000 (AECL), SWR1000 (AREVA), VVER-AES92, de tecnología rusa, el APWR (Mitsubishi), etc, que se catalogarían también como reactores de Generación III y III+.

Tanto los reactores de generación III, como los de generación III+, están disponibles comercialmente. Algunos de ellos ya han sido licenciados en diferentes países, y otros están en proceso de licenciamiento (Finlandia, Francia, EEUU, Reino Unido, China).

Uno de los aspectos más críticos de la energía nuclear son los elevados costes de construcción. Esto supone elevados apalancamientos financieros a las empresas. En el pasado, a los elevados costes

**CUADRO 6
REACTORES GENERACIÓN III Y III+: CARACTERÍSTICAS**

	EPR	AP1000	ABWR	ESBWR
Tenólogo	Areva	Westinghouse	GE-H	GE-H
Tecnología	PWR	PWR	BWR	BWR
Generación	Evolutivo	Pasivo	Evolutivo	Pasivo
Potencia	1.600 MWe	1.100 MWe	1.300 MWe	1.500 MWe
Eficiencia	36%	33%	33%	33%
Quemado	60 MWd/kgU	60 MWd/kgU	>50 MWd/kgU	>50 MWd/kgU
T construcción	48 meses	36 meses	40 meses	39 meses
Vida útil	60 años	60 años	60 años	60 años

FUENTE: Elaboración propia.

de la planta, se unieron en algunos casos un dilatado tiempo de construcción (sobre todo por problemas en el licenciamiento y los permisos), coincidente en ocasiones con elevados tipos impositivos, lo que dio lugar a que en algunos proyectos se disparasen los presupuestos.

Esto se ha intentado corregir en los nuevos diseños, utilizando técnicas de construcción modular en algunos de ellos (para disminuir el tiempo de construcción), o disminuyendo el tamaño de la planta (caso del AP1000) en otros (para disminuir el volumen de inversión). Los únicos reactores ya construidos en Japón (ABWR), tuvieron tiempos de construcción récord (36 meses, desde primer hormigón hasta primera carga de combustible en el reactor, unidad 6 de Kashiwazaki kariwa).

Si bien el grado de apalancamiento financiero necesario para la construcción de una nueva planta es uno de los puntos débiles de esta fuente energética, una de sus puntos fuertes son los bajos costes de generación. En el cálculo del coste de generación LCOE (Levelized Cost of Electricity), la partida principal corresponde al coste de capital, cercano al 70% del coste total en todos los diseños. Los costes de combustible (incluyendo los costes asociados a los residuos) representan en estos nuevos desarrollos entre un 10 y un 15%, lo que supone que los costes de generación totales están bastante blindados a posibles subidas en el precio de combustible.

En el cuadro 7 se desarrollan los costes de generación de reactor avanzado genérico, incluyendo los costes de desmantelamiento y los costes de la parte final del ciclo de combustible (residuos).

Los reactores avanzados (tanto evolutivos como pasivos), darán paso a los reactores denominados de Generación IV. Mientras que los reactores de Generación III y III+ disminuyen el volumen de residuos generados, incluyendo características pasivas en algunos de los diseños, la Generación IV quiere ir un paso más allá, y convertir la energía nuclear en una fuente que cumpla los requisitos de sostenibilidad.

Para el desarrollo de estas tecnologías denominadas de Generación IV, se ha lanzado una iniciativa internacional, denominada GIF (Generation IV International Forum), donde se integran 10 países (Argentina, Brasil, Canadá, Francia, Japón, Corea, Sudáfrica, Suiza, Reino Unido y Estados Unidos), junto con EURATOM. Los diseños preseleccionados incluyen 3 reactores rápidos (refrigerados por Sodio, Plomo y Gas), un reactor supercrítico, un reactor de sales fundidas, y un reactor de alta temperatura.

CUADRO 7 COSTES UNITARIOS DE GENERACIÓN DE REACTOR AVANZADO GENÉRICO

Costes unitarios	€/MWh	%
Costes de inversión	26,50	72,4
O&M	4,50	12,3
Combustible (incl. 2ª parte ciclo)	5,40	14,7
Desmantelamiento	0,20	0,6
TOTAL	36,60	100,0

FUENTE: Elaboración propia.

Otra de las iniciativas que pretende convertir la energía nuclear en una fuente energética sostenible es el GNEP (Global Nuclear Energy Partnership). Esta iniciativa, lanzada por EEUU, incide sobre aspectos como la no-proliferación, el aprovechamiento del combustible nuclear, y la minimización de residuos radiactivos. Uno de los objetivos es intentar que esta fuente energética pueda llegar a países en desarrollo sin que existan riesgos de proliferación.

En la actualidad el grupo tiene 21 miembros (el último en incorporarse ha sido el Reino Unido, aunque existen otros países europeos como Italia). Los estudios que se llevan a cabo en el GNEP se centran en tecnologías de reprocesamiento del combustible no proliferantes (por ejemplo, no separar las corrientes de Uranio y Plutonio), y en tecnologías de reactores tipo «caja negra», de forma que sólo se tenga que acceder a la central en las recargas.

Como conclusión, los reactores de generación III y III+ son una realidad comercial, que incluye mejoras en el aspecto económico, de seguridad y residuos, que existe en todo el mundo un nuevo renacer de esta fuente energética, y que se está trabajando en una nueva generación de reactores (generación IV) que permitirá catalogar la energía nuclear como fuente sostenible.

ESCENARIOS ECONÓMICOS: PREVISIÓN DE EVOLUCIÓN DE PRECIOS

Los procesos de globalización y liberalización acometidos progresivamente en los sistemas económicos más avanzados están estableciendo nuevas pautas de comportamiento en los sectores energéticos, en general, y en el eléctrico en particular.

En general, la política energética sigue estando orientada por el objetivo general de suministro al menor coste, dentro de los límites establecidos por el cumplimiento de las normas de respeto medioambiental y de seguridad en la operación de las instalaciones.

Sin embargo, las experiencias registradas en países en los que se ha liberalizado del mercado eléctrico han otorgado mayor relevancia a otros objetivos, entre los que destacan la garantía de suministro y la estabilidad de los costes de producción, entendiendo estos como los costes totales que tiene un determinado producto o actividad para la sociedad.

Los últimos estudios comparados de costes de las distintas centrales de generación eléctrica ponen de manifiesto el menor coste unitario de generación incurrido por las centrales nucleares, frente a las otras tecnologías disponibles: carbón, ciclo combinado de gas, eólica o solar, incluso ante los escenarios menos favorables para la opción nuclear. Estas conclusiones están sustentadas en el cálculo del *coste nivelado medio*, que tiene por objeto cuantificar el coste unitario del kWh producido durante todo el plazo de operación de la instalación, y que tiene en cuenta en qué momento se obtiene la producción de electricidad y cuándo han de aplicarse los recursos económicos precisos para producirla.

En un escenario con precios del barril de petróleo en torno a los 100 dólares y en el que se contemple una utilización anual tipo de 8.000 horas para las centrales nucleares, 7.000 horas para las de carbón y 6.500 horas para las de ciclo combinado de gas, los *full costs* de estas tecnologías son del orden de 50 €/MWh en la central nuclear, 75 €/MWh en la de carbón y cerca de 90 €/MWh en la de ciclo combinado de gas natural, es decir, un 25% superior a la de la central nuclear en la de carbón, y un 80% superior en la de ciclo combinado de gas natural.

Un aspecto relevante de la tecnología nuclear es la gran inversión que precisa, que requiere tiempos de retorno largos, en comparación con las otras alternativas. Considerando una instalación de 1.600 MW, con unos costes de inversión de 3.000 millones de € en caso de tecnología nuclear; de 900 millones de € en el caso de ciclo combinado de gas (4 unidades x 400 MW cada una); y de 2.600 millones de € en el caso de carbón importado (2 unidades x 800 MW cada una) y considerando valores típicos de cada tecnología para la variables de cálculo: Consumos y emisiones específicos, y costes de personal, O&M y combustible, se pueden obtener la evolución del coste por potencia instalada (€/KW) para cada tecnología en función de las horas de funcionamiento anuales, en diferentes situaciones del coste de tonelada de CO₂ y de combustible fósil.

Considerando una variación de los costes de combustible de 55 \$/bbl a 75 \$/bbl para el gas y de 65\$/t a 82 \$/t para el carbón importado, así como de 10 a 40 €/t CO₂ para las emisiones, se concluye

que para valores de funcionamiento de la instalación de más de 2.000 a 3.000 horas anuales, la opción nuclear resulta ventajosa frente al gas y para valores de funcionamiento de 2.500 a 6.200 horas anuales, la opción nuclear también resulta ventajosa frente al carbón. Lógicamente las el límite inferior de estos intervalos corresponde a los casos de mayor coste del combustible y de la tonelada del CO₂, y viceversa.

Resumiendo, se puede afirmar que considerando todos los costes, tanto internos y externos, de cada tecnología y con unas hipótesis de disponibilidad, avaladas por la experiencia de funcionamiento del parque nuclear mundial, precios del barril de petróleo y del derecho del CO₂ superiores a los 100 \$/bbl y 30-40 €/t CO₂ y precios de mercado de la energía eléctrica superiores a 45-48 €/MWh, incrementan de forma significativa el interés económico de la energía nuclear para las empresas generadoras de electricidad, destacándose que el incremento del precio del combustible nuclear pesa solo entre el 15 y el 20% del coste total, por lo que incrementos de hasta un 100% de este combustible solo afectaría en torno al 5% del coste de MWh, lo que permite la predicibilidad de los costes de operación.

CONCLUSIÓN

En un escenario de crecimiento energético, la elección del mix de tecnologías es determinante a la hora de cumplir los objetivos de seguridad del suministro, sostenibilidad y competitividad. La energía nuclear al igual que el resto de tecnologías puede ofrecer una importante aportación al sistema en forma de una energía segura, fiable y competitiva. Las condiciones de contorno para que este tipo de energía sea más o menos atractiva son más dependientes del entorno socioeconómico que de la propia tecnología. El aplanamiento de la curva de demanda diaria que hace que se admita más energía de base, los tipos de interés contenidos que paliar los importantes costes de inversión y la estabilidad del marco normativo y regulatorios que aseguran una definición clara de los alcances de trabajo y, por tanto, una mayor seguridad en el cumplimiento de los plazos de construcción, hacen que la energía nuclear gane posiciones frente a otras tecnologías en la definición del mix de generación.

La aceptación social es en última instancia el gran reto de esta tecnología, si bien su consideración como tecnología que no contribuye a la generación de gases de efecto invernadero, junto con la creciente consciencia medioambiental de la socie-

dad hacen que en un futuro no muy lejano la energía nuclear pueda representar en España el mismo papel que esta representando en otros países de nuestro entorno.

BIBLIOGRAFÍA ↴

PROSPECTIVA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA 2030. Noviembre 2007. UNESA.

MIX DE GENERACIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL EN EL HORIZONTE 2030. Noviembre 2007. Foro Nuclear.

La ENERGÍA EN EL HORIZONTE DEL 2030. Departament de Treball i Indústria, Generalitat de Catalunya. 2005.

WORLD ENERGY OUTLOOK 2006. OECD/IEA

WORLD ENERGY OUTLOOK 2007. OECD/IEA

INTERNATIONAL ENERGY OUTLOOK 2007. Energy information Administration, Official Energy Statistics from U.S. Government.

RESOLUCIÓN DEL PARLAMENTO EUROPEO, de 24 de Octubre de 2007 sobre fuentes convencionales de energía y tecnología energética (2007/2091(INI)).