

Documento de trabajo 2/2017  
6 de febrero de 2017



# La opción nuclear en la estrategia energética del Reino Unido

Claudio Aranzadi



# La opción nuclear en la estrategia energética del Reino Unido

Claudio Aranzadi | Ingeniero industrial, economista y ex ministro de Industria y Energía

## Índice

Introducción .....	2
(1) El programa inversor del Reino Unido en centrales nucleares.....	2
(2) La competitividad-coste del nuevo programa nuclear .....	7
(3) La percepción de riesgo nuclear por la opinión pública británica .....	10
(4) Los riesgos para la continuidad a largo plazo del programa nuclear del Reino Unido .....	12
Conclusiones .....	16
Referencias .....	17

## Introducción

En septiembre de 2016, con el acuerdo para desarrollar el proyecto Hinkley Point C, se inicia en el Reino Unido un nuevo ciclo inversor en reactores nucleares de tercera generación que el gobierno británico prevé conducirá a un parque de generación nuclear del orden de 14 Gw en 2035. En este documento de trabajo se examina este programa nuclear, en gran medida una singularidad en Europa Occidental, desde una perspectiva limitada a la política energética británica y, más concretamente, desde el nuevo marco para la política energética en el sector eléctrico que representa la “reforma eléctrica” incluida en la *Energy Act 2013*. Se analiza, también, la competitividad-coste de la opción nuclear elegida, la percepción de la opinión pública británica del riesgo nuclear y su grado de aceptación de dicho riesgo. Por último, se repasan las principales incertidumbres (políticas, regulatorias, tecnológicas, económicas, financieras y medioambientales) que afectan el escenario a largo plazo de ese ambicioso programa nuclear.

## (1) El programa inversor del Reino Unido en centrales nucleares

El Reino Unido tiene una larga historia de desarrollo de la energía nuclear para la generación eléctrica. En 1956 entró en servicio en Calder Hall el primer reactor nuclear comercial en el mundo. Desde entonces, el Reino Unido ha puesto en marcha, en una primera fase, 26 reactores de primera generación Magnox, todos ya cerrados, y, en una segunda fase, programada en 1964, 15 unidades de segunda generación (en siete emplazamientos) todos ellos del tipo *Advanced Gas-cooled Reactor* (AGR) con la excepción del último reactor construido (Sizewell B, de 1,2 Gw) que es del tipo *Pressurised Water Reactor* (PWR). Estos 15 reactores componen el parque nuclear actualmente en funcionamiento y están, todos ellos, integrados en EDF Energy (filial de la empresa eléctrica francesa EDF) que es la empresa operadora. La generación eléctrica de origen nuclear representó en 2015 el 21% de la generación total en el Reino

Unido. El parque nuclear actual (cuyo primer reactor se puso en marcha en 1983 y que en 2012 tenía programada una extensión de la vida útil de siete años de media para sus reactores AGR y de 20 años para el PWR de Sizewell B) tiene previsto su cierre a lo largo del período 2018-2035 (World Nuclear Association, 2016; DBEIS, 2016d; y HM Government, 2012).

En 1995 (fecha de la puesta en marcha del último reactor actualmente en funcionamiento), con el anuncio de la retirada del apoyo público a nuevos proyectos de generación eléctrica nuclear, se interrumpe un proceso de casi 40 años durante el cual el Reino Unido había configurado una industria nuclear autosuficiente en todas las fases de su cadena de valor (excepto en la producción de uranio). En 2006 se reintroduce la posibilidad de un nuevo programa inversor nuclear y en 2008, después de un proceso de consultas, el gobierno laborista de Gordon Brown, con la publicación del documento *Meeting the Energy Challenge: A White Paper on Nuclear Power*, manifiesta un apoyo explícito al lanzamiento de un nuevo ciclo inversor en capacidad de generación nuclear. En este documento se afirma lo siguiente: “El gobierno cree que es de interés público que las nuevas centrales nucleares tengan un papel en la configuración del futuro mix de generación, conjuntamente con otras tecnologías con bajo nivel de emisiones de CO<sub>2</sub>; que sería de interés público permitir a las empresas energéticas la opción de invertir en nuevas centrales nucleares; y que el gobierno debería actuar para abrir el camino de la construcción de nuevas centrales. Corresponderá a las empresas energéticas la financiación, desarrollo y construcción de las nuevas centrales en el Reino Unido, incluyendo la asunción de los costes totales de su desmantelamiento y su plena contribución a los costes de gestión de los residuos”. Esta apuesta estratégica se mantiene con el gobierno liberal-conservador y con los posteriores gobiernos conservadores, aún después del accidente de Fukushima en marzo de 2011 (BEER, 2008; World Nuclear Association, 2016; y HM Government, 2013).

En septiembre de 2016, con el acuerdo entre el gobierno británico y las empresas EDF y la corporación china CGN (respectivamente accionista mayoritario, con el 66,5%, y minoritario, con el 33,5%, del consorcio inversor), se inicia el nuevo ciclo inversor en reactores nucleares de tercera generación con el proyecto Hinkley Point C que supone la construcción de dos reactores con una capacidad total de 3,2 Gw y la tecnología *Evolutionary Power Reactor* (EPR) de Areva/EDF. De esta manera se pone fin a un largo proceso de años de maduración que en los últimos meses, además, ha estado teñido de incertidumbres provocadas tanto por EDF (su director financiero dimitió por desacuerdo con la inversión) como por el propio Gobierno británico (que aplazó su decisión) y ha suscitado una notable controversia en el Reino Unido. Probablemente, el claro apoyo de los Gobiernos francés y chino al proyecto (el ministro de Asuntos Exteriores de Francia y el administrador de la Administración de Energía Nacional de China estaban presentes en la firma del acuerdo) ha sido decisivo para vencer las supuestas reticencias británicas de última hora. Tanto para Francia como para China, la continuidad del proyecto Hinkley Point C tiene un valor estratégico fundamental para sus políticas industrial y energética. En cuanto al Reino Unido, la incertidumbre en relación a una posible inestabilidad en el equilibrio accionario del consorcio inversor queda paliada en el acuerdo por una carta de intención en la que EDF manifiesta su disposición de permanecer como accionista de control del consorcio inversor (la compañía NNBG)

durante el período de construcción y su voluntad de no modificar esa situación sin la autorización del gobierno británico (DBEIS, 2016c).

La consolidación de la generación eléctrica nuclear como un componente esencial del *mix* de generación a largo plazo en el Reino Unido dependerá, lógicamente, del alcance del nuevo ciclo inversor iniciado con el proyecto Hinkley Point C. El volumen del programa de inversión en el nuevo parque nuclear no tiene, sin embargo, una cuantía determinada. En un modelo eléctrico liberalizado como el del Reino Unido no existe una planificación “imperativa” de la capacidad de generación eléctrica y de su *mix* por tecnologías; pero tampoco capacidad y *mix* son determinados exclusivamente por las señales del mercado. El perfil inversor en nueva capacidad estará condicionado por la específica instrumentación en el Reino Unido de la estrategia dirigida a alcanzar los convencionales objetivos de la política energética: competitividad (minimización del coste del suministro energético), seguridad, y sostenibilidad (esencialmente con la atención puesta en la política de descarbonización). Esta estrategia, además, deberá desarrollarse dentro del marco recientemente aprobado para la política energética británica en el sector eléctrico: la “reforma eléctrica” (*Electricity Market Reform, EMR*) incluida en la *Energy Act 2013*.

En el modelo liberalizado estándar del sector eléctrico, que en su versión más canónica (*energy only market*) ha estado en vigor en el Reino Unido entre la entrada en funcionamiento del modelo NETA en 2001 y la aprobación de la reciente reforma eléctrica en 2013, las inversiones en nueva capacidad de generación (tanto su volumen como su *mix* de tecnologías) son determinadas por las señales de precio de los mercados mayoristas competitivos de energía eléctrica (y por las retribuciones, componente menor, procedentes del mercado de servicios complementarios) y no responden a ningún tipo de planificación de las autoridades energéticas. Sin embargo, este modelo, en su estricta radicalidad, sólo ha existido en las páginas académicas; habitualmente, incluso en los modelos *energy only market*, el operador del sistema posee instrumentos de actuación que pueden incidir en la capacidad de generación, actuando, en cierto modo, como garante en última instancia de la fiabilidad del sistema eléctrico.

En todo caso, el Reino Unido ha abordado con su EMR (DECC, 2013b) un radical cambio de paradigma regulatorio en su sector eléctrico, para adaptar su marco institucional a las exigencias de la política de descarbonización que el Gobierno y el Parlamento británico han aprobado. Este marco incluye cuatro instrumentos de actuación esenciales: (1) el establecimiento de un suelo al precio del CO<sub>2</sub>; (2) la imposición de un riguroso estándar de emisiones de CO<sub>2</sub> para las nuevas centrales que utilicen combustibles fósiles; (3) la aplicación de un mecanismo de garantía de precio (en forma de “contratos por diferencias”) para la energía generada por las instalaciones de generación elegibles (por el momento, la generación con energías renovables y la nueva generación con energía nuclear); y (4) el establecimiento de un “mercado de capacidad” que permite a las centrales “despachables” obtener como oferentes de “capacidad disponible” (junto con otros oferentes de *adequacy* como la gestión de la demanda, el almacenamiento y las interconexiones) un “complemento retributivo” al ingreso que obtienen como oferentes en el mercado mayorista de energía y de servicios complementarios.

Con estos mecanismos, la EMR configura un nuevo marco regulatorio que, de forma integrada, aborda un fenómeno generalizado en los modelos eléctricos liberalizados: la insuficiencia de los ingresos procedentes del mercado mayorista de energía eléctrica y del mercado de servicios complementarios para recuperar la totalidad de los costes de generación (fenómeno conocido como *missing money*) (Cramton y Stoft, 2006; y Joskow, 2007). Este fenómeno, además, tiende a agudizarse a medio y largo plazo a medida que, por exigencias de la política de descarbonización, aumenta significativamente la penetración de tecnologías de generación de coste variable bajo o prácticamente nulo (nuclear y renovables) propiciando la intensificación del efecto *merit order* (European Commission, 2004): un aumento de las horas de operación en que los precios del mercado mayorista son fijados por ese tipo de tecnologías, lo que conduce a un perfil de los precios medios del mercado mayorista de energía eléctrica con una tendencia a medio y largo plazo descendente. Los “contratos por diferencias” (para las instalaciones elegibles) y los “mercados de capacidad” (para las centrales “despachables”) permiten que las plantas de generación eléctrica perciban un “complemento retributivo” necesario para la recuperación de los costes totales de generación (Aranzadi, 2014).

Es precisamente mediante la utilización de uno de los mecanismos previstos en la EMR (los “contratos por diferencias”)<sup>1</sup> como se ha establecido la retribución de la energía generada en Hinkley Point C. En el acuerdo de septiembre de 2016 se fija un “precio garantizado” (el *strike price* del “contrato por diferencias”) de 92,5 £/Mwh (a precios de 2.012) durante 35 años para la energía generada por los reactores de Hinkley Point C (más del doble de los precios medios del mercado mayorista en los 12 meses que preceden a octubre de 2016). Incluso si (como se prevé en el acuerdo) el “precio garantizado” se redujese a 89 £/Mwh si finalmente se aborda el proyecto Sizewell C (lo que permitiría un mayor reparto de los sobrecostes *first of a kind*), la distancia entre los precios de mercado y el “precio garantizado” seguiría siendo muy elevada. Esta distancia, además, se iría ampliando a medida que el efecto *merit order* se fuese intensificando.

Dado que la incorporación de la nueva capacidad de generación nuclear requerirá un “complemento retributivo” en forma de “contrato por diferencias” con un *strike price* por encima del precio medio del mercado mayorista, el volumen efectivo del nuevo programa nuclear dependerá de la cuantía de estas “ayudas” (la Comisión Europea ha considerado que las condiciones de retribución del proyecto Hinkley Point C tienen el carácter de “ayuda estatal” aunque compatible con el mercado interior) que el gobierno británico esté dispuesto a otorgar y el órgano de defensa de la competencia del Reino

---

<sup>1</sup> El Contrato por Diferencias prevé que el generador sea retribuido por la diferencia entre el *strike price* establecido (los 92,5 £/Mwh del contrato del proyecto Hinkley Point C) y un “precio de referencia” (una medida del precio medio de la energía eléctrica en el mercado mayorista británico). Si el “precio de referencia” fuese superior al *strike price* sería el generador quien pagase la diferencia. En el actual marco regulatorio británico, la contraparte del generador en el contrato es una compañía propiedad del Estado (*Low Carbon Contracts Company*) (DBEIS, 2016e). De hecho, el “contrato por diferencias” es un contrato *swap* entre el generador y LCCC. Por un lado, supone una cobertura de riesgo de precio para el generador; por otro, dado que previsiblemente el *strike price* se mantendrá a largo plazo notablemente más elevado que el precio medio de la energía eléctrica en el mercado mayorista, el “contrato por diferencias” también implica un “complemento retributivo” para el generador.

Unido a autorizar (una vez que el *Brexit* se consume). La progresiva entrada de las nuevas centrales nucleares de tercera generación no vendrá, por tanto, determinada por las señales del mercado sino por la decisión de las autoridades energéticas británicas en función de sus preferencias relativas al peso de la generación nuclear en el *mix* de generación eléctrica a largo plazo y del coste en términos de “ayuda estatal” que implique su aplicación. Bien es cierto que ocurrirá previsiblemente lo mismo con las nuevas inversiones en tecnologías descarbonizadas (renovables o con energías fósiles y captura y confinamiento de CO<sub>2</sub>) que, aunque sigan avanzando en su curva de aprendizaje, seguirán probablemente requiriendo “contratos por diferencias” con *strike prices* por encima de los precios del mercado mayorista de energía eléctrica (debido a la tendencia decreciente a largo plazo de estos precios por el efecto *merit order*).

Por esta razón, para anticipar la evolución del nuevo ciclo nuclear en el Reino Unido, son relevantes, aunque tengan sólo un valor indicativo, las estimaciones del gobierno británico sobre la nueva capacidad de generación eléctrica necesaria a largo plazo y su *mix* de tecnologías (NAO/DECC, 2016). Estas estimaciones se basan esencialmente sobre la previsión del crecimiento de la demanda eléctrica a largo plazo (del orden del 20% hasta 2035), las anticipaciones de cierre de instalaciones de generación actualmente en funcionamiento y las restricciones que imponen los objetivos de la política de descarbonización del Reino Unido (DBEIS, 2016a; y DECC, 2011) (reducción en relación a 1990 de las emisiones de gases de efecto invernadero de un 80% para 2050 y disminución de las emisiones de CO<sub>2</sub>, fijadas hasta ahora en los sucesivos *carbon budgets* para diferentes horizontes: 29% para 2013-2017, 35% para 2018-2022, 50% para 2023-2027 y 56% para 2028-2032). En NAO/DECC (2016) se estima una capacidad de generación en ese horizonte de 64 Gw (la totalidad de la capacidad actual de generación con carbón estaría cerrada antes de finalizar los años 20 y la actual capacidad de generación nuclear, incluso con las ampliaciones de la vida operativa previstas, se habría cerrado también totalmente en 2035). Esto exige la construcción de una nueva capacidad de generación eléctrica del orden de 95 Gw. para 2.035. Las previsiones del *mix* (en términos de generación eléctrica) que se ofrecen en este análisis anticipan para 2.035 un peso de la generación con energías renovables del 42% y de un 33% para la generación con energía nuclear (en 2015, respectivamente un 25% y un 21%). En el horizonte de 2035, este análisis prevé, además, que a la generación totalmente descarbonizada (renovables y nuclear) que representaría el 75% de la generación total, se añada un 11% de generación con carbón y tecnología de captura y confinamiento de CO<sub>2</sub> y un 12% de generación con gas natural (además de un 2% de otras alternativas). El peso de la energía nuclear en términos de capacidad es lógicamente muy inferior, ya que el *capacity factor*<sup>2</sup> de una central nuclear es muy superior al de las instalaciones de generación con energías renovables. En el análisis mencionado se prevé una capacidad de generación nuclear de 14 Gw en 2035, en línea con la capacidad total (18 Gw) de los proyectos de diferentes tecnologías de tercera generación que se encuentran en diferentes estados de maduración en estos momentos (incluyendo los 3,2 Gw de Hinkley Point C).

---

<sup>2</sup> El *capacity factor* puede definirse como la relación entre la energía eléctrica efectivamente generada en un período y la que se puede generar con la plena utilización de la capacidad.

## (2) La competitividad-coste del nuevo programa nuclear

La apuesta estratégica británica por la generación eléctrica nuclear como un componente esencial de su *mix* de generación eléctrica a largo plazo (su peso podría pasar, como se señala en el apartado anterior, de representar un 21% de la generación total en la actualidad a un 33% en 2035) es el resultado de un arbitraje, en gran medida específico, del Reino Unido, entre los tres objetivos convencionales de la política energética: competitividad (minimización del coste de suministro energético), seguridad y sostenibilidad. La contribución a la diversificación del *mix* de generación eléctrica y el menor riesgo geopolítico del suministro de combustible se han invocado en defensa de la energía nuclear como factores determinantes de una mayor seguridad energética; el carácter de la generación eléctrica nuclear como tecnología descarbonizada representa, por otro lado, su principal contribución al objetivo de sostenibilidad (cuyo principal vector es la política de decarbonización). El cumplimiento de los imperativos de seguridad y sostenibilidad de la política energética implica normalmente un sobrecoste para el suministro energético. El alcance admisible para este sobrecoste condiciona el arbitraje entre objetivos de la política energética antes señalado y la decisión de las autoridades energéticas con respecto al *mix* de generación. La estimación del coste de la generación eléctrica nuclear en relación con otras posibles alternativas es, por consiguiente, una variable clave en esa decisión.

La elección de una métrica que permita comparar los costes de las diferentes tecnologías de generación no es tarea simple. Estas tecnologías muestran notables diferencias en las estructuras de coste, externalidades, características operativas, etc. La métrica más utilizada es el coste medio de generación representado por el *levelised cost of electricity* (LCOE). El LCOE puede definirse como el precio constante (en términos reales) de la energía generada a lo largo de la vida operativa de una instalación de generación eléctrica que conduciría a un valor actualizado neto nulo de la inversión en dicha instalación (IEA/NEA, 2015; MIT, 2003; y University of Chicago, 2004). De forma más intuitiva, puede definirse como la relación entre la totalidad de los costes, a lo largo de la vida de una instalación de generación eléctrica, y la totalidad de las horas de funcionamiento (ambas magnitudes, convenientemente actualizadas). La utilización de los LCOE como una métrica para establecer un *ranking* de tecnologías ha recibido críticas (por ejemplo Joskow, 2010) por no reflejar adecuadamente el “valor” de la energía suministrada (cuando funciona el mercado, este valor, en cada período, viene reflejado por el precio). Pero los *levelised costs* son una métrica del coste medio de generación y lógicamente no pueden ser considerados como una medición del “valor actualizado neto” de la inversión en una determinada tecnología de generación que sería, lógicamente, el indicador óptimo de la competitividad de cada tecnología. Aunque existen metodologías que dan una respuesta a esta cuestión (IEA/NEA, 2015; Lévêque, 2015), el LCOE, como métrica representativa de los costes medios de generación eléctrica sigue siendo la magnitud más utilizada por entidades privadas y públicas y por organismos multilaterales.

En el caso del Reino Unido, la mejor estimación del coste medio de generación nuclear es el *strike price* del “contrato por diferencias” aprobado para el proyecto Hinkley Point C (92,5 £/Mwh). Dado que si se lleva finalmente a cabo la inversión de otros dos reactores de la misma tecnología en Sizewell C, el “precio garantizado” sería 89 £/Mwh, podría considerarse que el precio fijado para Hinkley Point C soporta un “sobrecoste”

asociado a la consideración de este proyecto como *first of a kind* (es decir, a la repercusión sobre el coste de los dos primeros reactores del proyecto de los costes de ingeniería de diseño previos a la construcción)<sup>3</sup> que sería distribuido entre cuatro reactores si se adopta la decisión final sobre Sizewell C. De hecho, la estimación, en DECG (2013a), del coste medio (LCOE) de generación eléctrica nuclear (en la hipótesis de 10% de tipo de descuento) para proyectos a iniciar en 2013 de reactores *first of a kind* (FOAK) era de 90 £/Mwh y para proyectos a iniciar en 2019 de reactores ya establecidos (NOAK) de 80 £/Mwh, cifras consistentes con el “sobrecoste” por *first of a kind* que podría deducirse de los precios aprobados en el acuerdo de 29 de septiembre de 2016 para Hinkley Point C. Por otro lado, en el documento gubernamental (DBEIS, 2016c), *Hinkley Point C Value for Money*, se justifica el *strike price* de 92,5 £/Mwh comprándolo con el coste medio estimado de las tecnologías bajas en carbono alternativas de las nuevas instalaciones de generación cuya puesta en marcha tendría lugar en la próxima década. Se señala que está en la parte baja del intervalo (77/249 £/Mwh) de costes estimados para plantas *first of a kind* con captura y confinamiento de CO<sub>2</sub>, en la parte baja del intervalo (81/132 £/Mwh) de costes estimados para la eólica *off shore*, en la parte alta del intervalo (47/96 £/Mwh) de costes estimados para un ciclo combinado de gas, y por encima del límite superior del intervalo de costes para la energía fotovoltaica de gran escala (65/92 £/Mwh) y para la eólica *on-shore* (49/90 £/Mwh). Si se realizase la inversión en Sizewell C, llevando el *strike price* a 89 £/Mwh, el “precio garantizado” se encontraría ya dentro del intervalo de estimación de costes de todas las tecnologías alternativas ofrecidas en DBEIS (University of Chicago, 2004).

Las cifras precedentes podrían interpretarse como la justificación de la competitividad-coste de la opción nuclear en el Reino Unido en relación con las tecnologías de generación alternativas. Una conclusión semejante se deduce de las estimaciones del estudio IEA/NEA (2015), *Projected costs of Generating Electricity*. En este estudio comparativo de los costes medios (LCOE) de generación eléctrica para centrales con entrada en funcionamiento en 2020, se ofrecen las siguientes estimaciones para el Reino Unido (en las hipótesis de un tipo de descuento del 10%): generación nuclear (86,9 £/Mwh), eólica *on-shore* (96,43 £/Mwh), eólica *off-shore* (122,2/133,8 £/Mwh), solar fotovoltaica de gran tamaño (130,3 £/Mwh) y ciclo combinado de gas (68,9 £/Mwh).<sup>4</sup> De acuerdo con estas estimaciones, sólo la tecnología de generación con ciclos combinados de gas sería más competitiva en términos de coste que la generación eléctrica nuclear. Sin embargo, las cifras mencionadas corresponden a una hipótesis del *capacity factor*<sup>(2)</sup> de un 85% para ambas tecnologías y es probable, en un contexto de radical descarbonización del sector eléctrico en el horizonte 2050, que los ciclos combinados de gas registren un menor grado de utilización de su capacidad. El propio estudio indica que el coste medio de generación de un ciclo combinado de gas en la hipótesis de un *capacity factor* del 50%, sería significativamente más elevado que el correspondiente coste en una central nuclear (que previsiblemente mantendrá a largo plazo *capacity factors* del 85% e incluso más elevados).

---

<sup>3</sup> Realmente, el proyecto Hinkley Point C, sería sólo “parcialmente” *first of a kind*, ya que su tecnología se inscribe en continuidad con los modelos EPR de Areva en Olkiluoto 3 (Finlandia) y Areva/EDF en Flamanville (Francia), ambos en construcción.

<sup>4</sup> Las estimaciones del estudio IEA/NEA 2015 están en dólares. La conversión en libras se ha realizado al tipo de cambio US\$1 = £0,64 (que es el tipo de cambio utilizado en el estudio).

Cuando se contempla un horizonte a largo plazo (2050), las incertidumbres que afectan a los determinantes del coste de cada tecnología son enormes y por tanto resulta casi temeraria cualquier previsión precisa de los costes relativos de las distintas tecnologías, tanto más cuanto que, además, existen notables diferencias entre países. La previsión de la pendiente de la “curva de aprendizaje”, que es un parámetro fundamental para anticipar la evolución a largo plazo de los costes de generación de una nueva central es un claro ejemplo de esta incertidumbre. La experiencia de los últimos años ha mostrado que la pendiente de la curva de aprendizaje para las tecnologías de generación eólica y sobre todo para la solar fotovoltaica ha sido mucho más aguda de lo previsto mientras que lo contrario ha sucedido con la generación eléctrica nuclear donde con los reactores de tercera generación la inclinación de la curva de aprendizaje se ha invertido (Lévêque, 2015). Es cierto que, como señala Lévêque, estos reactores son tecnológicamente más complejos y más seguros; esto significa que la pendiente de la curva de aprendizaje podrá observarse más correctamente cuando se hayan construido varios reactores semejantes. En el caso del Reino Unido, la construcción de los reactores de Hinkley Point C (y, eventualmente, los de Sizewell C) deberían, en principio, beneficiarse de la experiencia adquirida en el desarrollo de los proyectos de tecnología EPR en Olkiluoto 3 (Finlandia) y Flamanville (Francia). Aunque, como también señala Lévêque, existen factores idiosincrásicos que explican una fuerte dispersión de los costes de generación nuclear entre países. De hecho, el coste medio de la nueva generación nuclear estimado para el Reino Unido en el estudio de IEA/NEA es (con la excepción del de Hungría) el más elevado de entre los países examinados (un 18% más alto que en Francia, un 24% más elevado que en Finlandia y, más del doble que el estimado para Corea del Sur y China). Es posible que en el Reino Unido se haya producido una cierta merma de su know-how en la industria nuclear desde el freno a un nuevo programa nuclear en 1.995 y que esto influya en las estimaciones del coste correspondiente a este país.

En cualquier caso, ciclos combinados de gas, generación con renovables y generación nuclear no son tecnologías estrictamente sustitutivas. La tecnología de generación nuclear seguirá siendo el paradigma de tecnología de base (con un elevado *capacity factor* y *capacity credit*).<sup>5</sup> La generación con renovables (eólica y solar fotovoltaica), por su intermitencia y limitaciones de previsibilidad, continuará con unos *capacity factors* y *capacity credits* significativamente más bajos. Y los ciclos combinados de gas (con elevados *capacity credit*) operarán en gran medida como potencia de respaldo de las tecnologías intermitentes hasta la maduración de las tecnologías de almacenamiento alternativas al bombeo, lo que reducirá notablemente sus *capacity factors*, variando así su consideración de tecnologías de base. Si finalmente se explota a escala comercial la tecnología de captura y confinamiento de CO<sub>2</sub> (como prevé el gobierno de Reino Unido), la generación eléctrica con gas (y sobre todo carbón) provista de esta tecnología sería otra alternativa de potencia de base. Las diferentes tecnologías de generación también difieren entre sí por sus efectos externos (emisiones CO<sub>2</sub>, riesgos específicos nucleares, etc.), su impacto en los costes del sistema o el perfil horario de su producción. El *mix* de generación, por tanto, dependerá de una gran variedad de factores, no sólo de los costes medios de cada tecnología. Aun así, la evolución de la competitividad-coste de

---

<sup>5</sup> El *capacity credit* de una instalación de generación es una medida de la probabilidad de que esa instalación esté disponible en los períodos de escasez.

la opción nuclear siempre será un ingrediente fundamental de la política energética del Reino Unido en relación con el papel que jugará a largo plazo esta tecnología.

### **(3) La percepción de riesgo nuclear por la opinión pública británica**

El riesgo correspondiente al ciclo nuclear presenta rasgos específicos si se compara con el correspondiente a otras actividades industriales. Existen, en primer lugar, diferencias entre los expertos en relación a las estimaciones de su cuantía. En segundo lugar, la opinión pública percibe este riesgo de forma claramente dissociada de lo que su cuantificación por los expertos sugeriría. Esto es especialmente manifiesto cuando se estima el riesgo de accidente en un reactor nuclear, que en su versión más grave se ha producido en tres ocasiones, Three Mile Island (1979), Chernobyl (1986) y Fukushima (2011).

En términos económicos, el coste (contingente) asociado al riesgo de accidente en un reactor (fusión del núcleo) se mide por el producto de la probabilidad de que ese accidente se produzca y la cuantía del daño producido (en la hipótesis de neutralidad al riesgo). Una de las características específicas del riesgo nuclear es precisamente que el coste asociado al mismo es el producto de una probabilidad muy pequeña y un daño enorme, lo que afecta al significado de la cifra resultante y sobre todo a su percepción psicológica (Léveque, 2015; y Aranzadi, 2006). Al tratarse de una probabilidad muy baja, un primer problema se plantea al escoger la metodología de estimación de la misma ya que su cálculo tomando como base la frecuencia de los accidentes a partir de la experiencia histórica se encuentra con la dificultad de contar con una muestra que pueda considerarse significativa. El estudio del MIT (2003), ya mencionado, ofrece una evaluación siguiendo esta metodología y teniendo en cuenta la experiencia de EEUU desde 1957 hasta 2002 (período en que se había construido y operado un parque de más de cien reactores y había tenido lugar un accidente con fusión del núcleo del reactor en Three Mile Island). La estimación, tomando como base la frecuencia, conducía a una probabilidad de un accidente por 2.679 reactor/año. Una estimación más reciente (Lévêque, 2015), siguiendo esta misma metodología, y teniendo en cuenta el parque actual de unos 500 reactores en el mundo y los 11 accidentes (con fusión iniciada del núcleo) registrados, obtiene una cifra para la probabilidad de accidente de un accidente por 1.300 reactores/año.

Dadas las limitaciones de esta metodología, el procedimiento de cálculo más utilizado por los expertos, *Probabilistic Risk Assessment*, común con el empleado también en la evolución de riesgos del mismo carácter en otros sectores (accidentes aéreos, explosión de instalaciones industriales, etc.), emplea técnicas indirectas de estimación de la probabilidad de accidente. El PRA permite estimar la probabilidad de un fallo en el núcleo a partir de la probabilidad de fallo de los diferentes componentes del reactor (e incluso de sucesos externos como una catástrofe natural) integrándolos en un escenario de secuencias que puedan dar lugar a un accidente en el núcleo del reactor. Este procedimiento ha conducido a estimaciones de la probabilidad de accidente en el reactor para el parque en funcionamiento de entre  $10^{-4}$  y  $10^{-5}$  reactor/año (MIT, 2003; y Lévêque, 2015). En el estudio Externe E (1995) de la Comisión Europea se evaluaba la probabilidad de accidente en el reactor para el parque nuclear francés en una cifra de  $10^{-5}$  reactor/año. En cuanto a los nuevos reactores de tercera generación, se produce

una gran disminución de las probabilidades de accidente estimadas (Areva ha aportado cifras del orden de  $10^{-7}$  reactor/año para el reactor EPR de tercera generación) (Lévêque, 2015).

Con estas estimaciones de la probabilidad de accidente (sobre todo si se realizan con la metodología PRA), la cuantificación económica del riesgo de fusión del núcleo de un reactor da lugar a cifras que desde la perspectiva de la opinión pública se perciben como sorprendentemente bajas. Lévêque (2015), con intención ilustrativa considera una cuantía del daño de 1 billón (español) de euros, muy superior al daño estimado que él menciona para los accidentes de Three Mile Island (1.000 millones de dólares) y Chernobyl (varios centenares de miles de millones de dólares); con esta evaluación del daño y una probabilidad de accidente de  $10^{-5}$  reactor/año, el coste “contingente” estimado sería del orden de 1 euro/Mwh, cifra extraordinariamente baja si se compara con los costes medios (LCOE) de generación nuclear que se mencionaban en el apartado anterior. La cifra sería casi insignificante para los reactores de tercera generación si se aceptan las estimaciones de probabilidad de accidente (del orden de  $10^{-7}$  reactor/año) barajadas.

Por supuesto, no existe plena coincidencia en la estimación de la probabilidad de accidente (por ejemplo sobre la conveniencia de adoptar la metodología PBR en vez de utilizar la frecuencia de los accidentes registrados en la experiencia histórica), ni tampoco en la cuantificación del daño. Pero en todo caso, la evaluación económica del riesgo nuclear conduce a cifras cuyo nivel no se corresponde con la percepción de este riesgo por parte de un porcentaje significativo de la población. Este divorcio entre estimaciones cuantitativas del riesgo nuclear por parte de los expertos y su percepción por parte del público en general se pone también de manifiesto cuando se establecen *rankings* en la percepción del riesgo asociado a diferentes actividades; la posición del riesgo nuclear suele figurar en el nivel más alto en la percepción del público y en los niveles bajos en la percepción de los expertos (Deutsch y Lester, 2004, citando a Slovic, Fischhoff y Liechtenstein, 1980).

Lévêque (2015), siguiendo en gran medida las contribuciones a la psicología económica de Tversky y Kahneman (Kahneman y Tversky, 2000; y Kahneman, 2011), ofrece una explicación de la insuficiencia del cálculo económico convencional del riesgo nuclear (centrado en la consideración del “daño esperado” como magnitud fundamental) para explicar la percepción del riesgo por parte del público en general. La percepción del riesgo catastrófico (que no es específica del riesgo nuclear, sino que posee características comunes con otros riesgos, como los asociados al transporte aéreo o al terrorismo), viene acompañada normalmente de una sobrestimación de la probabilidad del acontecimiento catastrófico y de sesgos en la conformación heurística de las “creencias” sobre él, como los asociados a la asimetría en el acceso a la información o a los condicionados por el formato en que ésta se vehicula.. En última instancia, parece claro que en la percepción por parte del público en general, el impacto emocional de una potencial catástrofe (su mera posibilidad) prevalece sobre cualquier cuantificación de su probabilidad, convirtiendo en poco relevante el cálculo económico de evaluación del riesgo. (Lévêque, 2015; y Deutsch y Lester, 2004).

La percepción del riesgo nuclear por parte de la opinión pública presenta además diferencias entre los distintos países. El nivel de aceptación en el Reino Unido de la energía nuclear en 2009 se encontraba por encima de la media europea (EU 27), como muestra el Eurobarometer *Europeans and Nuclear Safety* (2010). En este informe, un 34% de los ciudadanos europeos consultados eran favorables a una reducción de la presencia de energía nuclear, un 39% era partidario de su mantenimiento y un 17% de su incremento; estos porcentajes para el Reino Unido era, respectivamente, el 25%, el 39% y el 27%. Por otro lado, un 51% de los europeos consultados consideraba que los riesgos de la energía nuclear superaban sus ventajas, mientras que un 35% tenía la opinión contraria, en el Reino Unido los porcentajes era del 42% y del 43%. Es relevante políticamente el bajo porcentaje de entrevistados europeos (más bajo aún en el Reino Unido) que desea participar directamente en la decisión relativa a la presencia de la energía nuclear. El porcentaje de quienes desean ser directamente consultados asciende en Europa a un 24% (un 20% en el Reino Unido), los partidarios de que sean consultadas las ONG representan en Europa un 25% (un 27% en el Reino Unido), quienes prefieren que la decisión la tomen las autoridades competentes ascienden en Europa a un 24% (un 22% en el Reino Unido) y los favorables a una participación del Parlamento (de cada país) suponen un 18% en Europa (y un 20% en el Reino Unido).

Dado que este Eurobarómetro reflejaba el estado de la opinión pública antes del accidente de Fukushima (que tuvo lugar en 2011) resulta de gran relevancia el conocimiento de la evolución de la opinión pública británica con posterioridad al accidente. De forma sorprendente, el accidente de Fukushima no parece haber afectado sensiblemente a la aceptabilidad de la energía nuclear por parte de la opinión pública del Reino Unido. El seguimiento gubernamental de las actitudes del público del Reino Unido *Energy and Climate Change public attitudes tracker* (DBEIS, 2016b), realizado desde 2012, refleja una evolución estable en el período, mostrando en la oleada de julio de 2016 un porcentaje de apoyo a la energía nuclear del 36% y un rechazo del 22% (con un 6% de fuerte apoyo y de fuerte rechazo). Por otro lado, a pesar del uso frecuente del referéndum en los últimos tiempos, no parece probable que el distanciamiento de los mecanismos de decisión directa por parte de la opinión pública británica que el Eurobarómetro citado pone de manifiesto (al menos en lo que se refiere a la energía nuclear) se haya podido modificar sustancialmente.

#### **(4) Los riesgos para la continuidad a largo plazo del programa nuclear del Reino Unido**

En el apartado 1 se mostraba la proyección gubernamental (NAO/DECC, 2016) a largo plazo (horizonte 2035) del *mix* de generación eléctrica: un 33% de la producción eléctrica correspondería a la energía nuclear, un 42% a las energías renovables, un 12% a la generación con gas natural, un 11% a la generación con combustibles fósiles y captura y confinamiento de CO<sub>2</sub> y un 2% a otras alternativas. Este significativo aumento del peso de la generación nuclear en el *mix* del Reino Unido (en la actualidad representa un 21%) requeriría, según el documento mencionado, disponer en 2035 de un parque nuclear (en su totalidad de 3ª generación) de al menos 14 Gw. cuyo desarrollo (en la hipótesis de siete años de construcción) debería ponerse en marcha prácticamente a lo largo de la próxima década. El esfuerzo inversor previsto es notable

y marcaría la estructura de generación eléctrica del Reino Unido para la casi totalidad del siglo XXI.

Esta apuesta estratégica puede considerarse singular en Europa Occidental. Alemania ha decidido el cierre total de su capacidad de generación nuclear para el año 2022. Francia, el país más nuclearizado de Europa (alrededor del 75% de su generación eléctrica es de origen nuclear) prevé reducir esta cifra al 50% en 2025 (aunque está construyendo un nuevo reactor EPR de 1,65 Gw. en Flamanville). Otros países como Suecia, Suiza, Bélgica y Finlandia seguirán manteniendo previsiblemente a medio y largo plazo un peso de la energía nuclear en su *mix* de generación eléctrica superior al del Reino Unido pero, excepto en el caso de Finlandia, no existe en esos países un programa de nuevos reactores de tercera generación. Sobre la continuidad a largo plazo de la estrategia energética británica (en lo que respecta al protagonismo otorgado a la energía nuclear en la política de descarbonización del sector eléctrico) gravitan incertidumbres de carácter político, regulatorio, tecnológico, económico, financiero y medioambiental; todas ellas están interrelacionadas y, además, se retroalimentan entre sí.

El *Secretary of State Investor Agreement* relativo al proyecto Hinkley Point, firmado el 29 de septiembre de 2016 (DBEIS, 2016) incorpora la protección de los inversores, mientras el Contrato por Diferencias esté en vigor, frente al riesgo político de cancelación, lo que revela la relevancia de este riesgo para los inversores. Sin embargo, el riesgo político “puro” (es decir, asociado a una decisión de cierre total del parque nuclear al margen de consideraciones económicas) parece bajo en el Reino Unido. En primer lugar, como se señala en el apartado 3, la aceptación de la energía nuclear por parte de la opinión pública británica (superior a la de la alemana y a la de la media europea) se ha mantenido más bien estable después del accidente de Fukushima. En segundo lugar, desde 2008, todos los gobiernos, de cualquier signo político (laborista, liberal-conservador, conservador) han mantenido la misma postura en relación al papel futuro de la energía nuclear, por lo que una ruptura del *statu quo* político (a pesar de las discrepancias que se han hecho públicas en el seno de la dirección laborista) parece poco probable. En tercer lugar, es poco probable el abandono total del uso civil de la energía nuclear mientras se mantiene la disuasión nuclear (submarino nuclear) como un vector de la política de defensa, algo que el reforzamiento del nacionalismo que acompaña al *Brexit* tenderá probablemente a consolidar.

Los cambios institucionales que implique la salida del Reino Unido de la UE no afectarán previsiblemente al riesgo político, ni a los demás riesgos señalados, relativos a la continuidad del programa nuclear británico. La UE nunca ha tenido una posición común relativa al papel de la energía nuclear en el mix de generación eléctrica y difícilmente lo tendrá en el futuro (dadas las diferencias estratégicas en ese ámbito entre Alemania y Francia), por lo que la salida del Reino Unido no implica ni un mayor grado de libertad ni una mayor restricción para el desarrollo de su programa nuclear. De igual manera, los cambios regulatorios que puedan venir asociados al *Brexit* serán neutros en relación a la opción nuclear. Si el proceso de salida conduce a un marco similar al de Noruega, el Reino Unido podrá continuar en el mercado interior eléctrico y mantener una política de cooperación con Euratom. Incluso en la hipótesis de un “*Brexit* duro” el abandono del mercado interior de la energía no impone ninguna nueva restricción sobre su marco

regulatorio eléctrico ni impide al Reino Unido seguir beneficiándose del acervo comunitario existente por ejemplo en materia de estándares de seguridad nuclear y protección radiológica.

Sin embargo, el “riesgo político” que afecta a la opción nuclear británica se amplía considerablemente si se considera conjuntamente con las incertidumbres regulatorias, tecnológicas y económicas a largo plazo. Parece claro, por ejemplo, que la continuidad del programa nuclear del Reino Unido a largo plazo sería políticamente poco sostenible si se consolidase un diferencial notable de costes entre la opción nuclear y las demás alternativas de generación eléctrica, y, al mismo tiempo, algunas características específicas positivas de la generación nuclear (como el alto grado de “firmeza” o la ausencia de emisiones de CO<sub>2</sub>) pudiesen ser replicadas con otros mix tecnológicos (energías renovables, almacenamiento y captura y confinamiento de CO<sub>2</sub>, por ejemplo). Como se señala en el apartado 2, las estimaciones de costes de generación de centrales con puesta en marcha prevista para 2020 que ha realizado IEA/NEA (2015) relativas al Reino Unido muestran que la generación nuclear no es competitiva en coste con la generación con ciclos combinados de gas, excepto si estos operan con *capacity factors* muy bajos. Es cierto que las centrales de gas emiten CO<sub>2</sub>, pero esta externalidad negativa está internalizada en las estimaciones de IEA/NEA (que considera un precio para los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> de 30 dólares/Tm.); al mismo tiempo, la hipótesis, considerada en el estudio, de un precio para el gas de 11,1 dólares/millón de Btu parece también plausible.

En estas condiciones, con un marco regulatorio como el británico en que la retribución de una central de gas dependería de los precios del mercado mayorista de energía eléctrica (y del mercado de servicios complementarios) por un lado y de la retribución de la capacidad “disponible” en el mercado de capacidad por otro, la lógica económica conduciría a la entrada de los ciclos combinados de gas como potencia de base (con *capacity factors* análogos a las características de las centrales nucleares). Por supuesto, esta ventaja competitiva de las centrales de gas con ciclo combinado puede invertirse elevando el suelo del precio del CO<sub>2</sub>, imponiendo estándares más rigurosos de emisión de CO<sub>2</sub> o desplazando sus oportunidades de oferta en el mercado de capacidad en función de la entrada de centrales nucleares cuya entrada en el sistema tiene lugar en el marco de “contratos por diferencias”. El desplazamiento de las centrales de gas con ciclo combinado como potencia de base por las centrales nucleares tendría poco que ver, por consiguiente, con la lógica de mercado y su justificación exigiría la atribución de un “coste social” a las emisiones de CO<sub>2</sub> notablemente superior a los 30 dólares/Tm que se consideran en el estudio de IEA/NEA.

En el apartado 2 se indica también que en las estimaciones, tanto del gobierno británico como de la IEA/NEA, el coste medio de generación (LCOE) con energía nuclear en el Reino Unido puede considerarse competitivo en relación al coste medio de las energías renovables (eólica y fotovoltaica). En estas condiciones, la presencia de la energía nuclear conjuntamente con las energías renovables en el *mix* de generación descarbonizada a largo plazo (75% de la generación total en 2035) en la proyección del gobierno británico) puede justificarse como un factor de diversificación, tanto más cuanto que la generación nuclear, de alto grado de “firmeza”, no necesita de la “potencia de respaldo” que exigen las tecnologías (eólica y fotovoltaica) de generación intermitente y

de limitada previsibilidad. Esta situación de cierta equivalencia podría modificarse a medio y largo plazo en favor de las energías renovables. En primer lugar, si las “curvas de aprendizaje” de las tecnologías de generación renovable y de las tecnologías de generación nuclear mantienen unos perfiles semejantes a los registrados en el pasado, el diferencial de costes podría agrandarse significativamente en favor de las energías renovables. En segundo lugar, la innovación y los avances en la “curva de aprendizaje” con las tecnologías de almacenamiento podrían permitir obviar a coste competitivo el problema de la intermitencia de las energías renovables (con la ayuda, además, de una más intensiva utilización de la gestión de la demanda facilitada por la creciente introducción de redes y equipos de consumo inteligentes). De consolidarse este escenario, el desarrollo a largo plazo del programa nuclear británico se vería probablemente frenado.

De igual forma, si se llegase a desarrollar a escala comercial la generación con combustibles fósiles y tecnología de captura y confinamiento de CO<sub>2</sub>, esta opción podría convertirse en una alternativa en competencia, como potencia de base baja en carbono, con la generación nuclear. Esto no significa el desplazamiento de la energía nuclear; el imperativo de diversificación por tecnologías y combustibles podría aconsejar la inclusión de ambas alternativas en el *mix* de generación eléctrica. De hecho, esta orientación es la que parece informar la estrategia energética británica a largo plazo, ya que las proyecciones gubernamentales mencionadas al comienzo de este apartado consideran que para 2035 la generación con combustibles fósiles y tecnología de captura y confinamiento de CO<sub>2</sub> representará un 11% de la generación eléctrica total, sin que ello suponga ningún desplazamiento de la opción nuclear.

Lógicamente, el escenario más favorable para la continuidad del programa nuclear británico sería un avance intenso en “la curva de aprendizaje” de los reactores de tercera generación que vayan construyéndose en el Reino Unido. Es claro que con los costes medios de generación (LCOE) estimados por la IEA/NEA (2015) para las centrales nucleares de tercera generación (en la hipótesis de tasa de descuento de un 10%) en Corea del sur (52 dólares/Mwh), o China (64/49 dólares/Mwh) la competitividad coste la generación nuclear quedaría claramente preservada. La incógnita reside en la posibilidad de convergencia del coste medio de generación estimado por la IEA/NEA para el Reino Unido (136 dólares/Mwh) o, del “reconocido” para Hinkley Point C. (92,5 £/Mwh) con los costes estimados para Corea y China. La posibilidad e intensidad de dicho proceso de convergencia dependerá de la compleja interacción entre los tecnólogos y los factores idiosincrásicos explicativos de las notables diferencias en el coste de generación nuclear estimado entre los diferentes países.

Las condiciones de financiación son, por otro lado, un factor limitativo fundamental para el desarrollo de un programa inversor como el proyectado. La inversión unitaria por cada proyecto nuclear es muy elevada en comparación con la de las demás alternativas tecnológicas. Además, el ejemplo de Olkiluoto 3 (Finlandia) ha puesto de manifiesto el riesgo de desviación en relación a las previsiones, tanto del coste de inversión *overnight* como del plazo de construcción, en los reactores *first of a kind* de tercera generación. El riesgo de mercado de la generación nuclear (en el modelo liberalizado canónico de sector eléctrico), además, es superior al de las instalaciones de generación con combustibles fósiles (que ofrecen una cobertura “natural” de ese riesgo, ya que la

evolución de sus costes de generación variables tiene una elevada correlación con los precios en el mercado mayorista de energía). También es más alto el riesgo regulatorio; en un período tan largo de construcción y operación es muy probable un cambio en las exigencias regulatorias en materia de seguridad que acabe traduciéndose en nuevas y cuantiosas inversiones. Todo ello se reflejará (si no se atiende a la ortodoxia de los modelos CAMP) en “costes de capital” (tipos de descuento) más elevados para las inversiones en instalaciones de generación nuclear. En el Reino Unido, el “riesgo de mercado” se ha cubierto utilizando el mecanismo de los “contratos por diferencias”, pero a costa de incrementar el “riesgo regulatorio”. Por supuesto, las dificultades para captar financiación en condiciones aceptables (para los primeros reactores de la nueva generación) pueden obviarse mediante el aval público (como prevén las medidas de incentivación en EEUU). En el Reino Unido, sin embargo, en el acuerdo final relativo al proyecto Hinkley Point C, no incluye esta medida de apoyo que, en cualquier caso, debería considerarse una ayuda estatal desde la perspectiva de la política de la competencia.

Por último, el factor incertidumbre más determinante a largo plazo reside en el “riesgo nuclear” y su percepción por parte de la opinión pública británica. Ya se ha señalado que el accidente de Fukushima tuvo un impacto en Reino Unido muy diferente que el registrado en Alemania, pero un nuevo accidente grave en el mundo podría tener un efecto opiniático y político de muy distinto signo. Como señala Lévêque (2015) la gravedad del accidente de Fukushima estuvo en gran parte determinado por deficiencias en la regulación y supervisión (captura del regulador) que son poco imaginables en el marco institucional del Reino Unido. Por otro lado, como se ha señalado, los reactores de tercera generación incorporan avances en la seguridad que representan una notable reducción de la probabilidad estimada de accidente. Sin embargo, si nuevos fallos graves en la seguridad nuclear se produjesen en un horizonte corto, aumentando la diferencia entre el riesgo nuclear estimado por la frecuencia de accidentes y el estimado por métodos como el PRA (aunque esta discrepancia resultase explicable estadísticamente), parece claro que la controversia, ya existente en el Reino Unido, sobre la oportunidad de desarrollar un programa nuclear tan ambicioso experimentaría un salto cualitativo.

## Conclusiones

El programa nuclear británico, si finalmente se desarrolla tal y como proyecta el gobierno, supondrá un enorme esfuerzo inversor en reactores nucleares de tercera generación en los próximos tres lustros y marcará la estructura del mix generación eléctrica en el Reino Unido para todo el siglo XXI. Desde el año 2008 todos los gobiernos británicos, independientemente de su signo político, han apoyado la misma estrategia de promoción de la energía nuclear como vector esencial (conjuntamente con las energías renovables) de la política de descarbonización del sector eléctrico. La continuidad a largo plazo de esta estrategia y, por tanto, el alcance final del programa nuclear británico, están ligados a la estabilidad de las actuales preferencias políticas y al mantenimiento de la aceptación de la energía nuclear por parte de la opinión pública en un grado similar al que en estos momentos revelan las encuestas. En favor de la permanencia del actual *statu quo* político, pueden jugar tanto la continuidad de una

política de defensa que incluye la disuasión nuclear como el reforzamiento del nacionalismo asociado al *Brexit*.

En sentido contrario podrían actuar, sobre todo, factores tecnológicos y económicos tendentes a agrandar el diferencial de coste entre la generación eléctrica nuclear y las demás alternativas de generación eléctrica descarbonizada. En este sentido, serán fundamentales los perfiles futuros de las “curvas de aprendizaje”, tanto de los nuevos proyectos de reactores nucleares de tercera generación como de las instalaciones de generación con energías renovables, centrales de generación con combustibles fósiles y captura y confinamiento de CO<sub>2</sub>, y almacenamiento de electricidad, además de los avances en el desarrollo de redes y equipos de consumo inteligentes. Por último, la repetición de un nuevo accidente grave en una instalación nuclear podría suponer un cambio cualitativo en la percepción del riesgo nuclear por parte de la opinión pública británica y conducir a una revisión de la estrategia actual.

## Referencias

- Aranzadi, C. (2006), “El futuro de la energía nuclear. Visión económica”, en *La crisis energética y la energía nuclear. Debate de expertos*, Fundación Alternativas.
- Aranzadi, C. (2014), “La política energética en el sector eléctrico”, *Economía Industrial*, p. 394.
- BEER (2008), “Meeting the energy dialogue. A White Paper on nuclear power”.
- Cramton, P., y S. Stoft (2006), “The convergence of market designs for adequate generation capacity”, MIT Center for Energy and Environmental Policy Research.
- DBEIS (2016a), “Carbon budgets”.
- DBEIS (2016b), “Energy and Climate change public attitudes tracker”.
- DBEIS (2016c), “Hinkley Point Documents”.
- DBEIS (2016d), “Digest of United Kingdom energy statistics”.
- DBEIS (2016e), “Contract for Differences policy paper”.
- DECC (2011), “The carbon plan: delivering our low carbon future”.
- DECC (2013a), “Electricity generation costs”.
- DECC (2013b), “Electricity Market Reform Delivery Plan”.
- Deutsch, J.M., y R.K. Lester (2004), *Making Technology Work. Applications in Energy and the Environment*, Cambridge University Press.
- Eurobarometer (European Commission) (2010), “Europeans and nuclear safety”.
- European Commission (1995), “Externalities of Energy”, vol. 5 Nuclear.

European Commission (2014), "Energy prices and costs report".

International Energy Agency/Nuclear Energy Agency (2015), "Projected costs of generating electricity".

HM Government (2012), "The nuclear supply chain action plan".

HM Government (2013), "Nuclear industrial vision statement".

Joskow P. (2007), "Competitive electricity markets and investment in new generating capacity", en D. Helm (ed.), *The New Energy Paradigm*, Oxford University Press.

Joskow, P. (2011), "Comparing the cost of intermittent and dispatchable electricity generation technologies", CEEPR White Paper/Revised, MIT Economics.

Kahneman, D. (2011), "Thinking fast and slow", Allen Lane.

Kahneman, D., y A. Tversky (eds.) (2000), "Choices, Values and Frames". Cambridge University Press.

Lévêque, F. (2015), "The economics and uncertainties of nuclear power". Cambridge University Press.

MIT (2003), "The future of nuclear power", MIT.

NEA/OCDE (2010), "Comparing nuclear accident risks with those from other energy sources".

NAO/DECC (2016), "Nuclear Power in the UK".

Slovic, P., B. Fischhoff y S. Liechtenstein (1980), "Facts and fears. Understanding perceived risks", en R.C. Schwing and W.A. Albers (eds.), "Societal risk Assessment, How Safe is safe enough", Plenum, New York.

University of Chicago (2004), "The economic future of nuclear power".

World Nuclear Association (2016), "Country profiles. United Kingdom".