

Crecimiento Inteligente

El modelo eléctrico español en 2030

Escenarios y alternativas



Índice

Prólogo	5
Resumen Ejecutivo	7
Parte 1. El reto para la planificación energética en un contexto de incertidumbre y volatilidad a nivel global	11
Parte 2. Metodología para el análisis del mix de generación eléctrica a 2030	27
Parte 3. Escenarios de mix eléctrico a 2030 y resultados	41
Parte 4. Resumen de conclusiones	49
Parte 5. Referencias	53

The first part of the paper discusses the importance of maintaining accurate records in a business. It highlights how proper record-keeping can help in decision-making, legal compliance, and financial management. The author emphasizes that records should be organized, up-to-date, and easily accessible.

In the second section, the author explores various methods for record-keeping, including manual filing systems and digital solutions. The benefits of digital records are discussed, such as ease of search, backup, and sharing. However, the author also notes the importance of security and data protection when using digital systems.

The third part of the paper focuses on the legal aspects of record-keeping. It discusses the requirements for record retention in different industries and the consequences of non-compliance. The author provides practical advice on how to determine the appropriate retention period for different types of records.

Finally, the paper concludes by summarizing the key points and offering some final thoughts on the value of records in a business. The author encourages business owners to take a proactive approach to record-keeping to ensure the long-term success and stability of their organizations.

El modelo eléctrico español en 2030

Escenarios y alternativas

En las cuatro últimas décadas, numerosos académicos, científicos y políticos se han ocupado de estudiar los límites al crecimiento económico mundial y han venido desarrollando todo un cuerpo de pensamiento alrededor del concepto de Desarrollo Sostenible, como aquel “que satisface las necesidades de la generación presente sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras para alcanzar sus propias necesidades”. A partir de este concepto, de la constatación de los fallos del mercado para responder con eficacia al reto planteado y de la acumulación de evidencias en torno al problema del cambio climático, se han sucedido respuestas individuales y dispersas para abordar el desafío. Poco a poco, estas respuestas han ido convergiendo alrededor de importantes impulsos políticos, económicos y diplomáticos que aspiran a generar acuerdos globales para dar respuesta a problemas globales.

En el fondo, se trata de cambiar nuestro modelo de crecimiento para desplazarnos a uno basado en la calidad, el valor añadido y el respeto al medio ambiente, con implicaciones profundas en la innovación, la eficiencia energética y la tecnología, pero que también afecta a los hábitos de consumo y a las costumbres individuales y sociales.

PricewaterhouseCoopers, como primera empresa de servicios profesionales del mundo, quiere aportar su grano de arena lanzando en España una iniciativa a la que llamamos “Economía Sostenible y Crecimiento Inteligente”, para que, de la mano de nuestros clientes y con la participación de expertos, empecemos a

movilizar a las empresas y a la sociedad española a favor de iniciativas prácticas, pero ambiciosas, de ese cambio imprescindible e imparable. Se ha tomado para el conjunto de las iniciativas de “Economía Sostenible y Crecimiento Inteligente” el horizonte del año 2030. La idea es abstraerse de debates de corto plazo de indudable trascendencia económica y empresarial, pero que pueden distorsionar la perspectiva y la distancia que es exigible para responder a retos que pueden transformar sectores completos y el conjunto de la economía.

El presente documento se encuadra dentro de ese esfuerzo global de prospectiva de la economía española para un horizonte de medio plazo. El suministro de energía fiable, eficiente y sostenible ha sido una preocupación central de la sociedad en toda su historia, desde el gran hito transformacional de la humanidad que supuso el manejo del fuego. En el último siglo, al compás del proceso de globalización, esta preocupación ha alcanzado el carácter de elemento geoestratégico y político de primer orden; y en las últimas décadas, la conciencia medioambiental no ha hecho sino acentuar este carácter.

Además de este carácter estratégico, es preciso tener en cuenta que el sector de la energía siempre ha sido un elemento impulsor de la innovación, de los grandes proyectos de inversión o del empleo, tres variables clave en un contexto tan complejo como el que atravesamos, en el que es necesario potenciar aquellas actividades que contribuyan de manera decisiva a cambiar el modelo de crecimiento. La energía es un catalizador de otros muchos elementos

que conforman el progreso de los países, condición que conviene tener en cuenta a la hora de planificar los cambios.

En el futuro previsible, el crecimiento económico, ahora protagonizado por los países en vías de desarrollo, va a seguir imponiendo exigencias severas al suministro energético mundial. Los gobiernos y las empresas deberán hacer frente a la demanda social de un suministro de energía cada vez más fiable, más económico y con menor impacto ambiental.

En el caso español, este no desdeñable desafío se ve condicionado por su situación particular de abastecimiento energético. El modelo de crecimiento económico de los últimos años ha intensificado nuestro consumo energético. A esto se añade el alto grado de dependencia exterior de nuestro suministro y la ausencia de interconexiones de la península Ibérica con el resto de Europa que pudieran aportar un cierto respaldo por parte de nuestros socios de la Unión Europea. Nos encontramos solos ante los mercados energéticos mundiales, pero sometidos a las crecientes exigencias de la Unión en materia energética y ambiental.

En particular, el sector eléctrico se encuentra en una encrucijada, atrapado entre el éxito indudable de un parque de generación diversificado y eficiente, y las dificultades derivadas de un exceso de capacidad, de una explotación compleja y del incremento de los precios a los clientes.

Para un sector intensivo en capital y con infraestructura de largo plazo de maduración y operación, es preciso abordar la solución a esta encrucijada con una perspectiva a largo plazo. PwC ha querido tomar como horizonte el año 2030, en consonancia con el conjunto de iniciativas de “Economía Sostenible y Crecimiento Inteligente”, para plantear alternativas al problema de la planificación del sector eléctrico. Deliberadamente, no se ha querido entrar en el debate tarifario y regulatorio que ocupa al sector en este momento, no porque lo consideremos poco relevante, sino porque esta discusión puede desenfocar la perspectiva estratégica necesaria.

En cualquier caso, el horizonte a largo plazo no debe engañarnos, pues el sector eléctrico actual es el producto de decisiones de planificación que se han tomado en los últimos 40 o 50 años, como la construcción de grandes instalaciones hidroeléctricas, el plan de centrales nucleares, el plan acelerado del carbón, la moratoria nuclear, la introducción de los ciclos combinados y los planes de fomento de las energías renovables, entre otras.

El camino hacia el futuro ya ha empezado. Para diseñar el sector eléctrico del año 2030 tenemos que ponernos en marcha desde ahora mismo, con urgencia, pero con diligencia y responsabilidad. El presente documento pretende ser solamente una contribución al mapa que nos guíe por este camino complejo pero apasionante.



Gonzalo Sánchez
Socio responsable del Sector Energía de PricewaterhouseCoopers

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Gonzalo Sánchez', enclosed within a large, loopy circular flourish.

Resumen ejecutivo

En PricewaterhouseCoopers queremos contribuir al debate sobre el mix de generación aportando datos, analizando alternativas y proponiendo escenarios viables. Estamos convencidos de que aquellos que tienen que hablar acerca de la configuración del modelo necesitan información solvente, objetiva y basada en un análisis riguroso. De esta convicción nace la elaboración del informe “El modelo eléctrico español en 2030. Escenarios y alternativas”, un trabajo que servirá para que las decisiones se apoyen en pilares sólidos y sean acertadas.

El trabajo se ha elaborado teniendo en cuenta que el sector se enfrenta al reto de abastecer una demanda creciente manteniendo un equilibrio entre tres ejes básicos: garantía de suministro, sostenibilidad medioambiental y eficiencia energética. La planificación energética debe configurarse a largo plazo y con altura de miras, es decir, entendiéndola como un proyecto de Estado de largo alcance y al margen de disputas políticas que impidan un desarrollo sostenible en todos los sentidos.

El informe analiza el mix energético español, con atención especial al sector eléctrico, y pone de manifiesto que se deberán instalar entre 3.500 y 5.000 MW anuales en los próximos años, lo que supone una inversión de entre 4.000 y 8.000 millones de euros anuales. El análisis se ha realizado según proyecciones y técnicas econométricas a partir de las cuales se plantean múltiples escenarios posibles.

Se ha huido de un afán determinista o dirigista. No se pretende definir un parque de generación “óptimo” o de establecer unas directrices rígidas para la elaboración de una política energética. Corresponde a los poderes públicos, y a la sociedad en general, inclinarse por unas u otras soluciones en función

del valor que se otorgue a cada una de las variables (eficiencia económica, sostenibilidad medioambiental y seguridad de suministro) por cada uno de los agentes involucrados. Pero esta labor de valoración y de establecimiento de compromisos entre variables no siempre convergentes exige la adecuada cuantificación y análisis de los distintos parámetros, y ese ha sido el objetivo fundamental del documento. Para orientar estas decisiones, se han seleccionado cuatro escenarios que recogen distintos modelos de planificación y que permiten valorar los compromisos o dilemas entre diferentes opciones.

El primer escenario parte de una cobertura de demanda con un 50% de energías renovables y el cierre progresivo de la capacidad de generación nuclear existente. El segundo contempla el mismo porcentaje de renovables pero con un alargamiento de vida de las centrales nucleares hasta los 60 años. El tercero, se configuraría con una cobertura de demanda del 30% con renovables y un alargamiento de las nucleares hasta los 60 años. La última opción mantendría el mismo peso de las renovables que el anterior (30%) e incluiría, además del alargamiento de la vida de las nucleares, la construcción de hasta tres centrales nuevas de 1.500 MW cada una.

Una vez analizadas las alternativas, el trabajo incluye una serie de conclusiones que se deriva del análisis de la situación actual y de los retos que tenemos ante nosotros.

“La cobertura de la demanda con la adecuada garantía de suministro exige la participación equilibrada de todas las tecnologías disponibles.”

El parque generador debe contener un equilibrio entre las diferentes tecnologías, cada una de las

cuales aporta en distinta medida a cada uno de los tres objetivos básicos de la política energética.

“El incremento previsto de demanda va a exigir al sector eléctrico un gran esfuerzo económico e industrial.”

Independientemente de los supuestos que se utilicen para la proyección de la demanda y a pesar de la situación actual de contracción de la misma y de exceso de capacidad, desde hoy, y hasta el año 2030, se va a producir un incremento de demanda muy significativo, tanto en potencia punta como en consumo de energía. En la proyección realizada, este esfuerzo inversor se ha cuantificado en un rango de 100.000-170.000 M€, que implica una exigencia industrial de abordar la instalación de 3.000 a 5.000 MW de nueva capacidad de generación todos los años.

“Las energías renovables jugarán un papel fundamental en la aportación de nueva generación eléctrica y contribuirán decisivamente a satisfacer los objetivos ambientales.”

Es incuestionable que las energías renovables juegan ya hoy un papel protagonista en la configuración del parque de generación. Ya no pueden considerarse tecnologías novedosas y experimentales, sino parte esencial de un parque de generación equilibrado y eficiente. En cualquier escenario de planificación, es fundamental la participación de las energías renovables en el esfuerzo industrial e inversor. La industria renovable española afronta un período de consolidación como parte del mix energético y de crecimiento para satisfacer las necesidades de la demanda. En cualquier escenario de futuro, entre un 40 y un 70% de la nueva capacidad instalada será renovable y supondrá entre un 50 y un 80% de la nueva inversión en generación.

“No se puede descartar la tecnología nuclear como una alternativa de futuro.”

La energía nuclear como alternativa de generación de energía eléctrica ha sido objeto de controversia desde sus primeros desarrollos. Es incuestionable que su presencia en el mix genera opiniones y percepciones muy divergentes, que deben resolver

los poderes públicos y la sociedad civil. Está muy lejos del objetivo del presente documento el responder a todos los matices de este debate, pero los análisis realizados ponen de manifiesto algunos factores que podrían contribuir a aclarar ciertos elementos cuantificables del problema.

“La eficiencia energética debe tenerse en cuenta como un elemento eficaz en la planificación energética.”

La eficiencia energética forma parte de cualquier programa de planificación energética. No hay duda de que la posibilidad de obtener los mismos grados de desarrollo y confort con menor consumo de energía debería figurar como un objetivo básico para garantizar la sostenibilidad de nuestra economía en el largo plazo.

“La complejidad del sector da lugar a que cualquier alternativa de generación en el largo plazo tenga implicaciones diversas en otras actividades.”

Las distintas alternativas de parque de generación eléctrico dan lugar a diferentes requerimientos en cuanto a redes de transporte y distribución de gas y electricidad, con impactos muy significativos de coste e inversión para el sistema.

Adicionalmente, las condiciones de explotación en cada escenario podrían dar lugar a costes elevados y a situaciones de riesgo para la garantía de suministro, si se producen transiciones bruscas en la producción aportada por determinadas fuentes no gestionables. Por último, la capacidad de interconexiones de la península Ibérica con el resto de Europa y con el Norte de África es un factor clave de diseño de nuestra política energética y debe ir íntimamente ligado a los compromisos que se adopten en las políticas energéticas.

“¡Hay que actuar ya!”

Puestas las alternativas sobre la mesa y sea cual sea el escenario que elijamos, estamos en un momento crucial en el que es preciso tomar decisiones. El mix energético español de hoy es diversificado y responde a nuestras necesidades, pero nuestras expectativas y nuestros compromisos en 2030 serán

diferentes y es preciso saber hacia qué escenario queremos caminar y empezar a actuar ya, con el fin de que los agentes puedan programar sus decisiones de inversión para los próximos cinco a diez años. Sólo una planificación energética a largo

plazo, independiente de las alternancias de signo político y que se considere parte estratégica de las políticas de Estado, constituye una base sólida y atractiva para que los actores privados decidan acometer estas inversiones con confianza.



Antonio Rodríguez de Lucio,
Socio responsable de consultoría Sector Energía de PricewaterhouseCoopers.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Antonio Rodríguez de Lucio'. The signature is stylized and written over a faint, light blue circular watermark or background.

El reto para la planificación energética en un contexto de incertidumbre y volatilidad a nivel global

Históricamente, la energía, en sus distintas formas, ha sido un factor clave para el desarrollo de la humanidad y un elemento estratégico en las relaciones económicas, políticas y diplomáticas. Desde el descubrimiento de grandes avances tecnológicos (el fuego, la navegación a vela, el motor de explosión), pasando por conflictos internacionales (como las guerras árabes-israelíes o las guerras del Golfo y de Irak), hasta los grandes acuerdos internacionales (el origen de la Unión Europea se sitúa en un acuerdo estratégico sobre el carbón y el acero), la energía ha condicionado y ha formado parte de la evolución de la sociedad.

En el último siglo, la utilización intensiva de la energía como factor de desarrollo y como instrumento de poder geoestratégico se ha intensificado. Los equilibrios entre consumidores y productores de materias primas energéticas, ya sean países, sectores o empresas, han marcado la agenda internacional. En las últimas décadas, la irrupción de la conciencia medioambiental y sus implicaciones sobre el consumo de energía ha complicado aún más este panorama.

Las decisiones que se están tomando hoy en materia energética tendrán un profundo impacto en el medioambiente, en el crecimiento de la economía, en el desarrollo sostenible y en la seguridad global para las próximas décadas. Por ello, la energía es un elemento primordial en la agenda de las principales potencias económicas, como se pone de manifiesto en el Plan 2020 [1]-[3] y Roadmap a 2050 de la Unión Europea [4]; el Plan de B. Obama “New Energy for America” [5] en Estados Unidos; los movimientos de China en el mundo del petróleo, del carbón y del

gas; las presiones de Rusia a sus vecinos o la posible formación de la OPEG (cartel del gas).

El sector energético se enfrenta al reto de abastecer una demanda siempre creciente manteniendo un equilibrio entre tres objetivos básicos:

- **Seguridad de suministro**, entendida de forma muy amplia. Los países y las compañías deben asegurar la existencia de infraestructuras, relaciones contractuales e incluso equilibrios diplomáticos que reduzcan la vulnerabilidad del suministro energético al mínimo aceptable y que contengan las necesarias redundancias y respaldos.
- **Sostenibilidad medioambiental**, que a su vez contiene diversos elementos: el mínimo impacto de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y de las actividades industriales, pero también la sostenibilidad social, que exige el acceso universal a fuentes de energía.
- **Eficiencia económica**. Dado el impacto de la energía sobre la competitividad del conjunto de la economía, debe asegurarse su provisión al mínimo coste posible.

La planificación energética tiene que responder a estos retos con visión a largo plazo, desligándose de las alternancias de signo político, y debe ser central a las políticas de Estado. Las políticas energéticas deben encontrar un equilibrio entre la eficiencia económica, el desarrollo social, que redundará en una disminución de la pobreza a nivel global, y la sostenibilidad medioambiental.

1.1 Reto a nivel global: incremento de la demanda y de las emisiones de gases de efecto invernadero

Contrariamente a lo que puede percibirse desde los países más desarrollados, donde la demanda de energía parece estar moderando su crecimiento, gracias a los incrementos de eficiencia energética y al cambio en el paradigma de industrialización y consumo, el desarrollo de la demanda de energía en el mundo va a imponer exigencias muy importantes al suministro.

La Agencia Internacional de la Energía está apuntando a un incremento de la demanda de energía primaria de un 50% en el período 2005-2030 [6], lo que sugiere que no se puede extrapolar la situación actual de estancamiento de la demanda. Este incremento del consumo irá ligado a un crecimiento de las emisiones de gases de efecto invernadero estimado en un 55% para el mismo período.

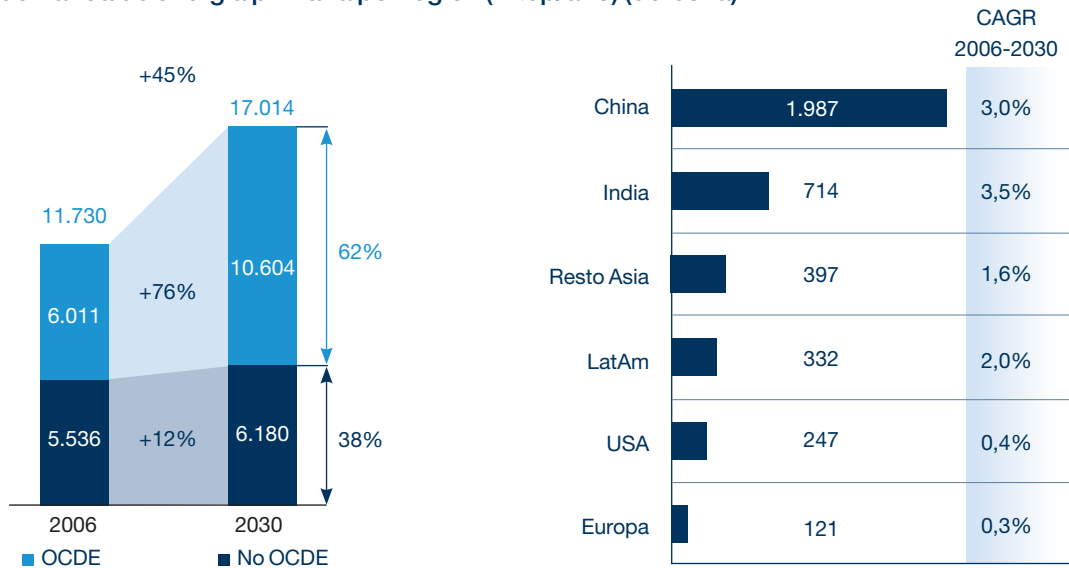
En la actualidad, existen evidentes desigualdades en consumo energético entre las distintas regiones

del globo: el consumo por persona de los países en vías de desarrollo es inferior a 0,78 tep/persona, mientras en los países de la OCDE se sitúa en 4,6 tep/persona. Naturalmente, a medida que se vayan desarrollando sus economías, las economías emergentes incrementarán sus consumos hasta acortar las diferencias con los países desarrollados. Como consecuencia, los países en vías de desarrollo serán los verdaderos protagonistas del crecimiento de la demanda energética mundial, al representar un 74% del incremento de la demanda global de energía primaria en este período 2010-2030. El peso relativo de los países de la OCDE en el consumo energético caerá de un 48% actual a un 38% en 2030 [6], como se observa en la Figura 1.

Por tanto, a la hora de plantear una estrategia energética, no se debe asumir una relajación de las tensiones oferta-demanda a nivel mundial que pudiera configurar un escenario de caída de precios en las materias primas energéticas. El entorno de precios altos de la energía parece haber adoptado un carácter estructural y no puramente coyuntural, ligado al creciente protagonismo de los países en vías de desarrollo.

Figura 1

Crecimiento de la demanda mundial de energía primaria (Mtep/año) (izquierda) y crecimiento de la demanda de energía primaria por región (Mtep/año) (derecha).



Fuente: Agencia Internacional de la Energía.

Participación de los combustibles fósiles y la lucha contra el cambio climático

El reto que se plantea es garantizar el suministro de un modo sostenible, esto es, de un modo eficiente económicamente y coherente con las políticas de lucha contra el cambio climático.

Actualmente, dos tercios de las emisiones de gases de efecto invernadero son atribuibles a la energía, lo que sugiere que este sector debe ser central en las actuaciones que persiguen la estabilización de la concentración de emisiones en 450 partes por millón de CO₂ equivalente [7] y va a soportar una gran parte de la responsabilidad en la reducción de emisiones.

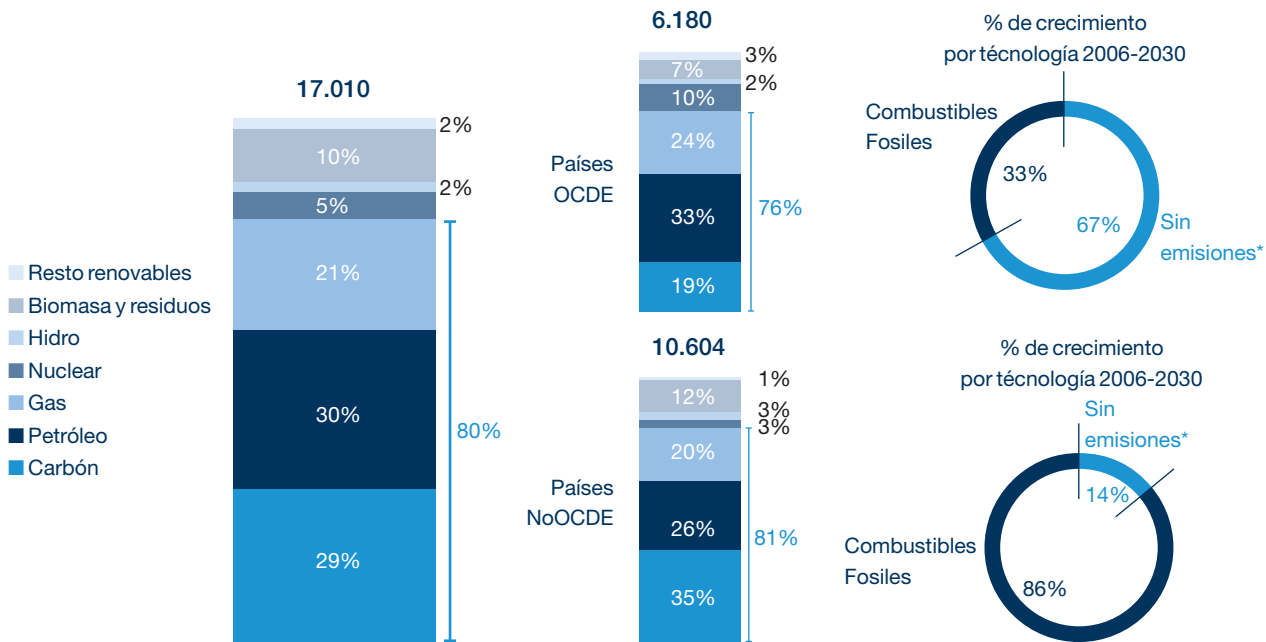
Los compromisos medioambientales deben encajar en un contexto energético marcado por un mix de energía primaria global que depende de combustibles fósiles en más de un 80% y sin una expectativa de cambio significativo en el futuro previsible. Las previsiones actuales apuntan a que los combustibles

fósiles van a seguir representando un alto porcentaje del suministro de energía primaria en el mundo –con mayor peso para el carbón frente al petróleo respecto a la situación actual–, con la consecuente presión sobre el compromiso de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

Los países más desarrollados están realizando grandes esfuerzos por establecer un suministro de energía bajo en emisiones, de modo que la Agencia Internacional de la Energía prevé que dos terceras partes del incremento de demanda de energía en la OCDE se suministrará con fuentes no emisoras. Este importante esfuerzo se ve contrarrestado por la concentración de combustibles fósiles en el suministro energético de los países en vías de desarrollo, donde se prima el factor económico sobre la conciencia ambiental. Lo relevante de estas tendencias reside en que el mix energético previsible a nivel global parece mantenerse sistemáticamente en un 80% de contribución de los combustibles fósiles.

Figura 2

Demanda de energía primaria por tecnologías y regiones a 2030 (Mtep).



Es esencial tener en cuenta este panorama global para la toma de decisiones de política energética en cualquier ámbito, puesto que se plantean dilemas que no pueden resolverse sin considerar el contexto:

- ¿Merece la pena un enorme esfuerzo, con riesgo de pérdida de competitividad, si este esfuerzo no se refleja en impactos ambientales significativos por el comportamiento de terceros países?
- ¿Pueden tomarse iniciativas estratégicas en materia energética y ambiental que no cuenten con el apoyo de Estados Unidos y China?
- ¿Cuál es el futuro de las iniciativas contra el cambio climático después de la Cumbre de Copenhague?

La Unión Europea ha adoptado un punto de vista estratégico de gran significación y valentía, al asumir el reto ambiental y la lucha contra el cambio climático como los elementos centrales de su política energética. Los riesgos asociados al cambio climático son de tal envergadura, que la Unión Europea ha decidido abordarlos de inmediato y con sentido

de anticipación, frente al aparente relativismo del resto de potencias mundiales. Es fundamental entender que el compromiso unánime de todos los países europeos y de los partidos de todo signo político apunta a la intensificación de las iniciativas conducentes a la lucha contra el cambio climático. Los objetivos que se están estableciendo son cada vez más ambiciosos:

- Reducción de emisiones en un 20%, respecto a los niveles de 1990, para el año 2020.
- Reducción de emisiones de un 80% para el año 2050.
- Horizonte de una economía libre de carbono.

Visto desde España, los compromisos de la Unión Europea tienen que ser un referente a la hora de diseñar una política energética, pero tampoco pueden olvidarse las particulares características de nuestro suministro energético y la situación concreta en la que dicho suministro se encuentra en estos momentos.



1.2 Retos a nivel español. Situación del sector energético y eléctrico en 2010

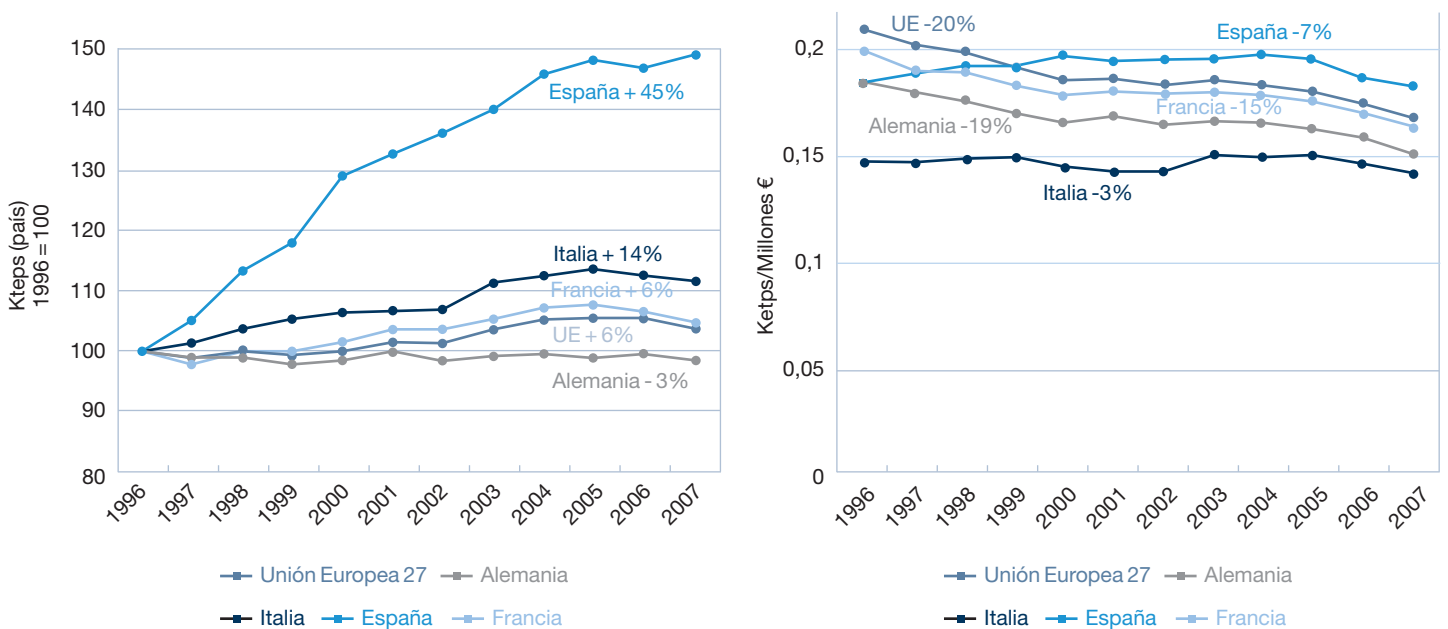
En el caso de España, estos retos se ven condicionados por las circunstancias concretas de nuestro suministro energético en la actualidad. En particular, el sector de generación eléctrica en España se encuentra en una encrucijada, con factores diversos que demandan su revisión. Podríamos definir la encrucijada como la confluencia de seis factores: crecimiento de la demanda de energía primaria y elevada intensidad energética, alta dependencia energética, situación de sobrecapacidad del parque de generación eléctrica, complejidad en la explotación del parque, pérdida de competitividad en los precios de la electricidad y necesidad de preservar los compromisos medioambientales.

Crecimiento de la demanda y elevada intensidad energética

Entre 1995 y 2009, el consumo de energía primaria en España creció a un ritmo medio anual del 2,7%, atenuándose por una reducción de la intensidad energética –consumo de energía primaria por unidad de PIB– del 7% en el período (Figura 3). El crecimiento de la demanda de energía ha sido muy superior a la media europea y, como consecuencia, la intensidad energética en el conjunto de la UE se ha reducido a mayor velocidad que en España (reducción de la intensidad energética en Europa del 20%). Esta evolución divergente de España puede tener múltiples explicaciones, que no se han entrado a analizar en detalle en el presente documento: modelo de transporte y movilidad, importancia del sector servicios y de la construcción, incremento de equipamiento en los hogares o factores climáticos, entre otros.

Figura 3

Evolución del consumo de energía primaria en España y en Europa en el período 1995-2007 (izquierda) y evolución de la intensidad energética (energía primaria/PIB) en España y en Europa en el mismo período (derecha).



Fuente: Eurostat.

Simultáneamente a la reducción de la intensidad en el consumo de energía primaria, en toda Europa se está observando un proceso de electrificación, es decir, un incremento del peso de la electricidad en el consumo final de energía.

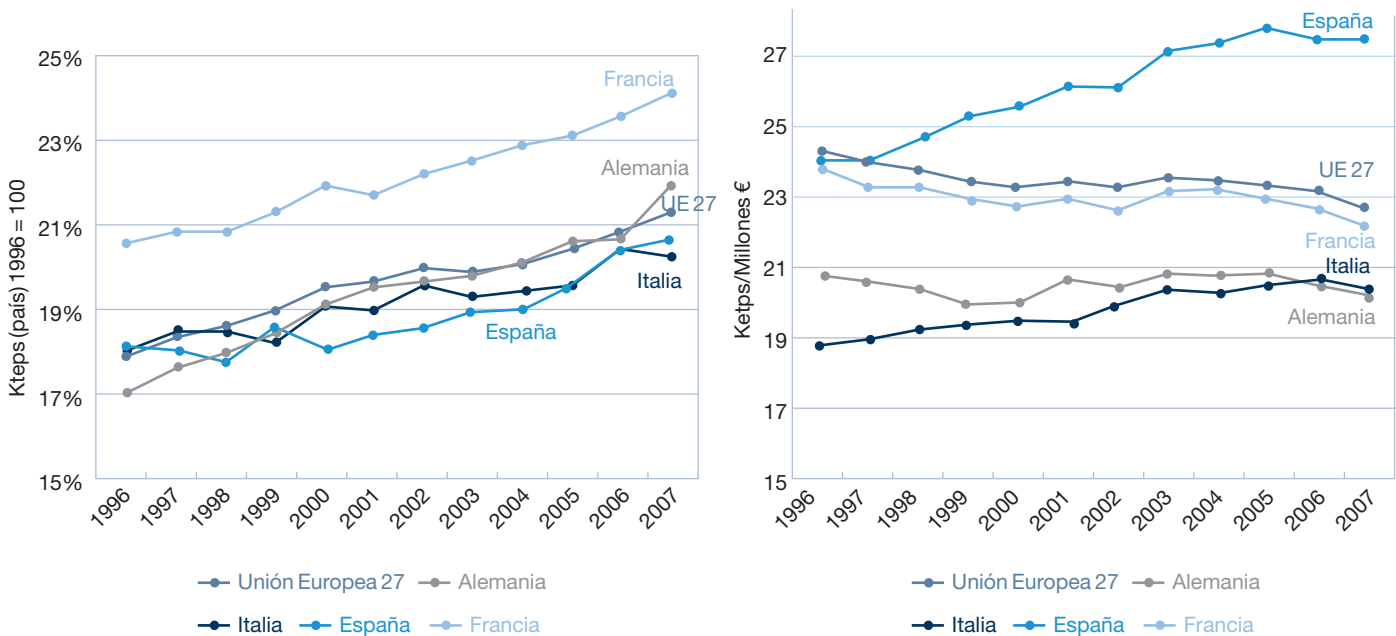
En el conjunto de Europa, esta mayor electrificación no ha impedido reducir la intensidad de consumo eléctrico (consumo de energía eléctrica por unidad de PIB), gracias a la contribución de un cierto crecimiento económico y de una reducción significativa de la intensidad energética conjunta, como se ha mencionado más arriba. En España,

el proceso de electrificación ha significado un incremento de demanda del 77% en el período 1995-2008, concentrado en el sector doméstico y servicios. Por tanto, el incremento de demanda eléctrica ha sido superior al incremento de PIB, dando lugar a un aumento de la intensidad eléctrica.

Además, es de destacar que estas tendencias divergentes en España y la Unión Europea han permitido que la intensidad de consumo de electricidad en España se sitúe en la actualidad muy por encima de la media de la UE (Figura 4).

Figura 4

Evolución del porcentaje de consumo de electricidad sobre el total de energía final en el período 1996-2008 (izquierda) y evolución de la intensidad eléctrica en Europa en el período 1996-2008 (derecha).



Fuente: Eurostat, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (MITyC) y elaboración propia.

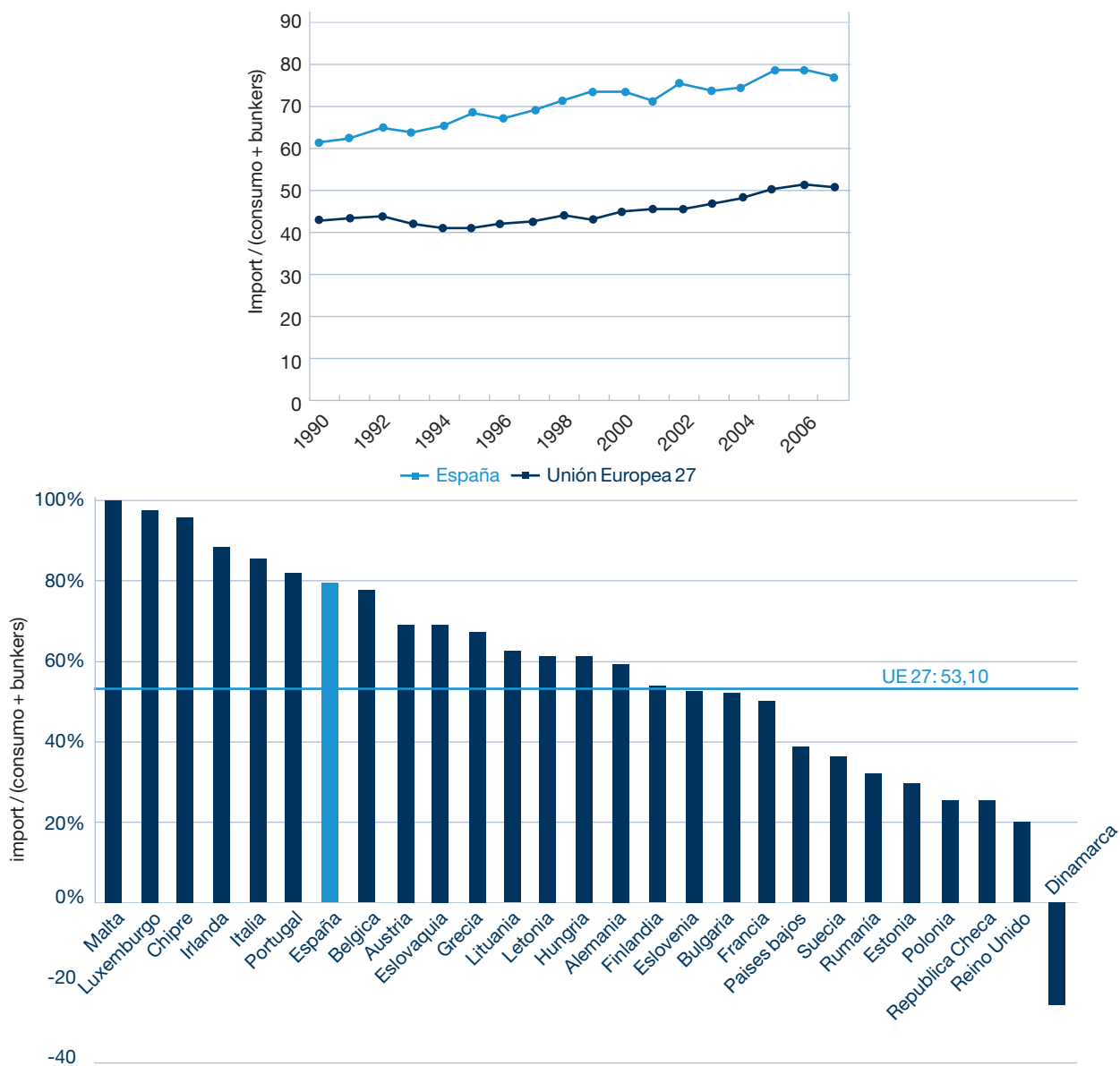
Alta dependencia energética

España carece de materias primas energéticas, salvo carbón (en recesión), uranio y renovables. El elevado consumo de fuentes de energía fósil y la carencia de recursos propios de esta naturaleza sitúan a

España como uno de los países más dependientes energéticamente de la Unión Europea, teniendo que importar un 80% de la energía primaria. Además, la evolución de la dependencia energética en los últimos 15 años no sugiere una mejora, tal y como se observa en la Figura 5.

Figura 5

Evolución de la dependencia energética de España y de Europa 27 en el período 1995-2007 (arriba) y comparativa respecto a otros países europeos (abajo) en 2007



Fuente: Eurostat.

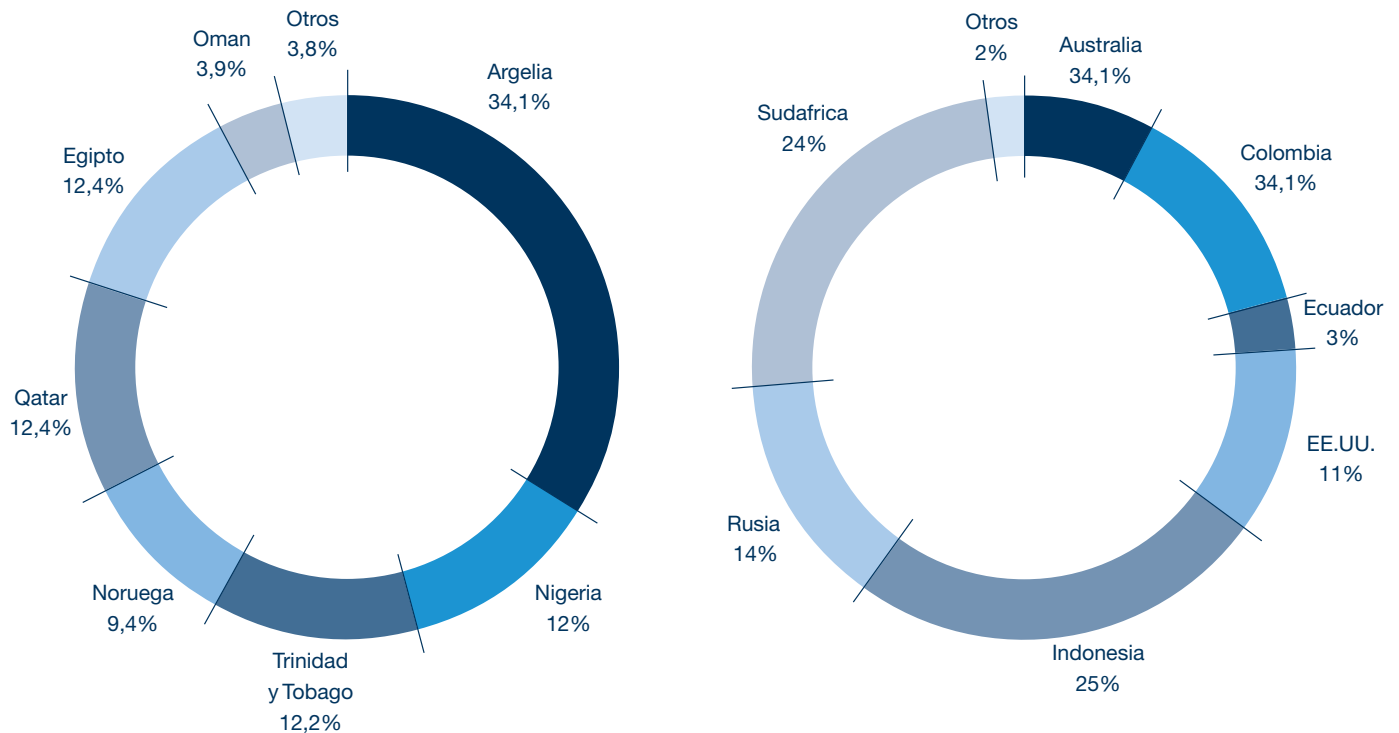
Por tanto, la vulnerabilidad de España en materia energética proviene de estar ligada a los avatares de la dinámica oferta-demanda del suministro energético a nivel global. Nuestros precios energéticos y la seguridad del suministro no son ajenos a los vaivenes y tensiones que se producen en el contexto energético internacional.

Sin embargo, en España el suministro de las materias primas energéticas se encuentra diversificado en cuanto a sus orígenes y presenta multiplicidad

de infraestructuras de acceso, reduciendo su vulnerabilidad, por lo menos en lo que se refiere a la seguridad de suministro (no tanto en cuanto a precio). A modo de ejemplo, el gas natural provino en 2009 de 10 mercados diferentes a través de seis plantas de regasificación y varios gasoductos, mientras en la UE muchos países dependen de un único proveedor (Figura 6). En cualquier caso, esta situación demanda mantener una política internacional que proteja nuestras necesidades de abastecimiento energético.

Figura 6

Abastecimiento de gas natural por países en España en 2009. 100% = 410 TWh (izquierda) y abastecimiento de carbón por países en España [enero-septiembre 2009]. 100% = 11,1 Mton (derecha).



Fuente: Comisión Nacional de Energía.

En lo que se refiere a la seguridad de suministro en la generación eléctrica en España, el panorama es más alentador que para el conjunto del suministro energético:

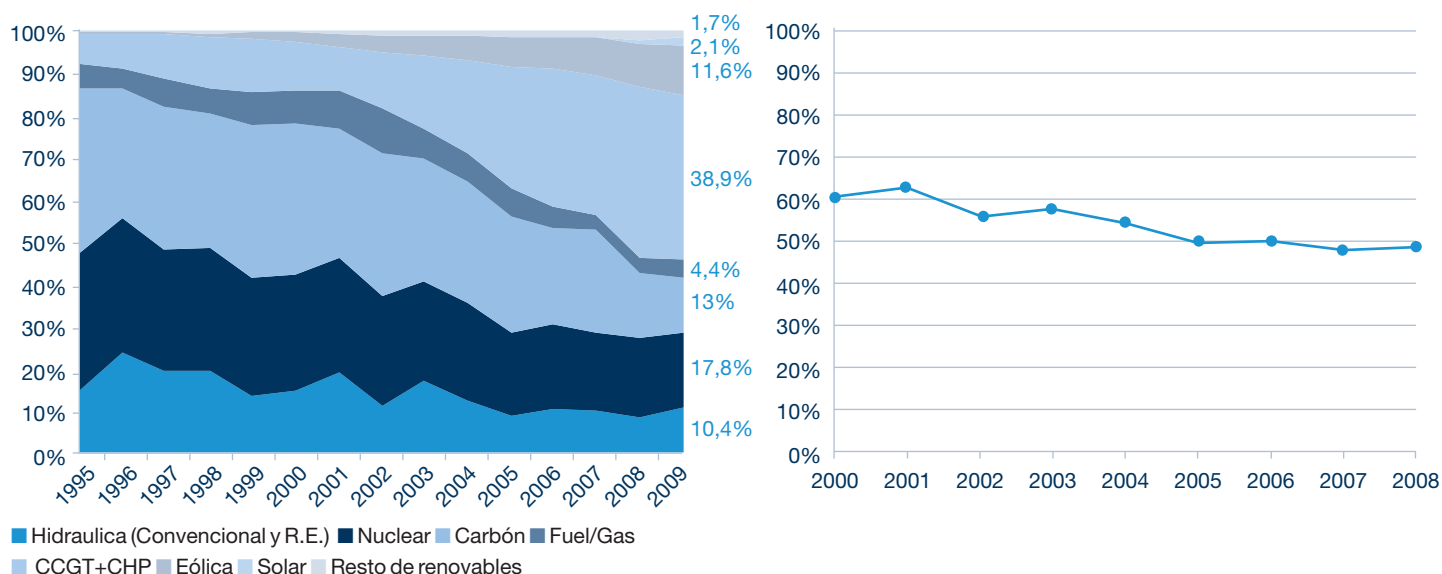
- En 2008, el grado de autoabastecimiento del parque de generación eléctrica fue del 48%. La producción de energías renovables ha contribuido a la mejora de este indicador y ha redundado en ahorros significativos en la importación de energía. En este sentido, también se está planteando de nuevo un debate sobre la energía nuclear.
- España cuenta con un parque de generación muy diversificado en cuanto a tecnologías y fuentes de energía primaria. En comparación con la mayoría de países europeos, la generación eléctrica en España presenta un mayor equilibrio entre fuentes autóctonas no emisoras (hidráulica, renovables, nuclear) y fuentes fósiles (gas, carbón, productos del petróleo), y entre tecnologías de base (nuclear, carbón), modulables (ciclos combinados, hidráulica de embalse, cogeneración, bombeo) y no gestionables (renovables, hidráulica fluyente).
- En la actualidad, se dispone de un exceso de capacidad en el sistema que, aunque plantea otros problemas, reduce la vulnerabilidad del suministro.

Esta situación de diversificación del parque de generación debería ser una referencia para el futuro y no tendría que despreciarse en ningún planteamiento de política energética. Sin embargo, la seguridad de suministro en la generación eléctrica se enfrenta a otra serie de retos:

- La práctica ausencia de interconexiones de la península Ibérica con el resto de Europa es un factor clave de diseño de nuestra política energética. O bien se obtienen compromisos firmes reales para la intensificación de la interconexión, o bien se tiene en cuenta esta restricción a la hora de adoptar compromisos de política energética.
- La participación creciente de fuentes de energía no gestionables, unida a la escasez de interconexiones, dificulta la explotación del parque generador y podría comprometer la seguridad del suministro en situaciones extremas, como se verá más adelante.
- La introducción de los ciclos combinados de gas natural está teniendo implicaciones en toda la infraestructura de transporte y distribución de gas natural.

Figura 7

Evolución del porcentaje de energía eléctrica generada por tecnología en el período 1995-2008 (izquierda) y evolución del grado de autoabastecimiento en generación eléctrica en el período 2000-2008 (derecha).



Sobrecapacidad del parque de generación

El mix de generación eléctrico español ha sufrido transformaciones profundas en los últimos 15 años, caracterizadas por un incremento importante de la participación de energías renovables y del gas natural, como se observa en la Figura 8. Esta transformación, junto con diversas vicisitudes en la planificación energética en los años setenta, ochenta y noventa han consolidado un parque de generación eléctrica bien diversificado.

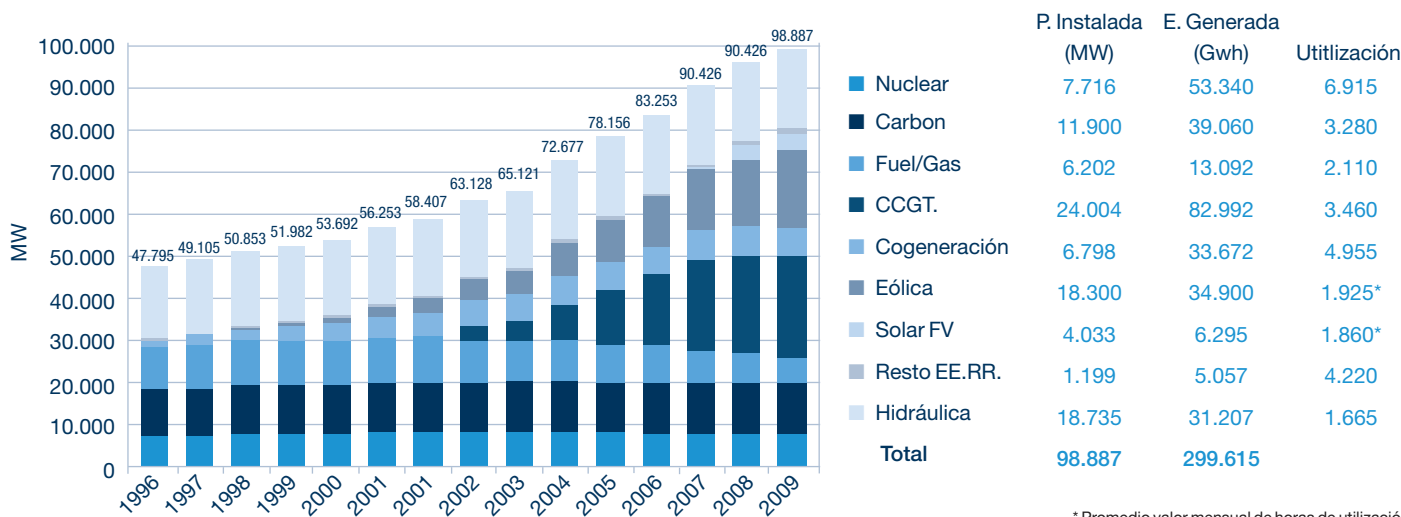
Contamos con un parque de casi 100 GW de capacidad instalada, de la cual cerca de un 33% es de régimen especial no gestionable (en torno a 18

GW eólicos, 4 de GW solar fotovoltaica y 7 GW de cogeneración). Si se compara la potencia instalada que aporta firmeza respecto a la demanda máxima, que se encuentra en torno a los 45 GW, se estima un índice de cobertura de 1,27 frente al valor de referencia de 1,1 que habitualmente se utiliza para definir un parque correctamente dimensionado.

Este exceso de capacidad es el resultado esencialmente de la incorporación de unos 23.000 MW de ciclos combinados y de unos 24.000 MW de energías renovables en el período 2000-2010. Esta situación ha resultado en infrutilización de las centrales térmicas, que se está acentuando por una contracción de la demanda y repercutiendo en un exceso de la oferta de gas.

Figura 8

Evolución de la potencia instalada por tecnología entre 1995 y 2009 en España (izquierda) y balance energético en 2009 (derecha).



Complejidad en la explotación del parque

En los últimos años se ha producido un importante impulso a las energías renovables. La solar fotovoltaica contaba con 50 MW en 2005 y en 2010 con más de 3.500 MW, la solar termoeléctrica espera instalar 2.100 MW en los próximos tres años y la eólica ha crecido a un ritmo medio de 1.650 MW anuales desde el año 2000.

Esta capacidad renovable está vertiendo al sistema un alto porcentaje de energía no gestionable y volátil, lo que redundará en una explotación compleja del parque que requiere capacidad en instalaciones de respaldo flexibles, como las centrales de carbón y gas.

A modo de ejemplo, en 2009 se produjeron gradientes de la demanda neta de más de 6.300 MW en una hora (Figura 9) a las que han tenido que responder estas centrales térmicas de respaldo, con muy diversas implicaciones:

- Exigencia de mayores volúmenes de reserva rodante y de reserva fría.

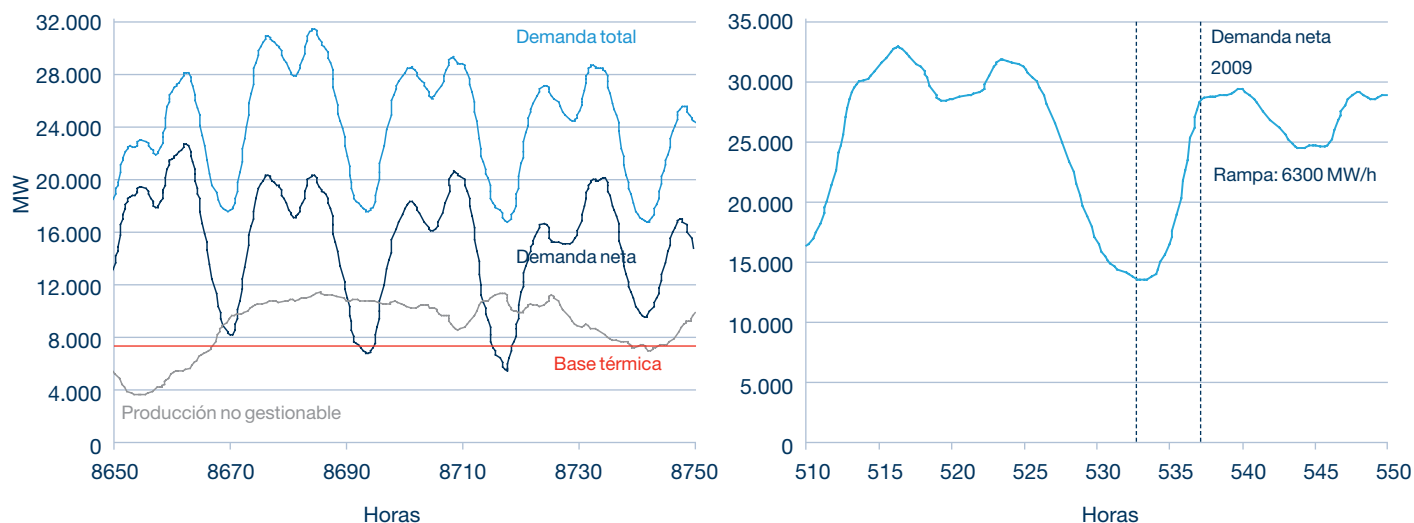
- Operación de centrales térmicas en situación de “mínimo técnico”.
- Programas de generación exigentes, con numerosas subidas y bajadas de carga.
- Intensificación de la programación de centrales por restricciones.

Todo ello ha supuesto una operación no óptima de las centrales térmicas, dando lugar al incremento de costes de combustible (menor eficiencia) y de costes operativos (mayor exigencia), así como a una degradación de los equipos que provoca menor fiabilidad y un incremento en las inversiones de mantenimiento. En situaciones extremas, las dificultades para dar respuesta a las exigencias de explotación podrían poner en riesgo la propia seguridad del suministro, si no se dota al operador del sistema de todos los instrumentos y recursos necesarios.

De nuevo, este es un factor que debe contemplarse en cualquier proceso de planificación, puesto que la gravedad de los posibles efectos sobre la explotación se acentuará con una mayor participación de fuentes no gestionables y con la desaparición progresiva del exceso de capacidad actual.

Figura 9

Ejemplos de vertidos (izquierda) y rampas (derecha) que se producen en una explotación del parque con una alta penetración de fuentes renovables no gestionables y volátiles.



Fuente: Red Eléctrica de España y elaboración propia.

La explotación del parque se hace especialmente exigente en la península Ibérica, ya que la baja capacidad de las interconexiones eléctricas con Francia y con el Norte de África la convierten en una isla eléctrica. Esto deriva en la ausencia de una fuente de respaldo adicional que puede aportar energía en episodios con baja contribución de las fuentes autóctonas y que puede absorber excesos de producción renovable, como resultado de una producción no acoplada a la demanda, que no pueden evacuarse fuera del territorio (Figura 9). Las

interconexiones con Francia tienen una capacidad de un 3% de la demanda máxima, sin haber experimentado ningún cambio sustancial desde hace 25 años. Esta situación puede empezar a atenuarse levemente en un futuro próximo con la construcción de una línea subterránea en tensión continua para el año 2014. Pero la reversión de la situación de aislamiento de facto requiere una multiplicación de la capacidad actual hasta alcanzar niveles del 15-20% que pudieran permitir la explotación segura de un parque generador tan volátil como el que se prevé en el medio plazo.



Precio de la electricidad

Los precios de electricidad para los sectores industriales y doméstico han sufrido incrementos importantes en los años 2008 y 2009, situándose por encima de la media europea, tal y como se observa en la Figura 10. Hasta 2007, los consumidores de gas y energía eléctrica españoles, tanto domésticos como industriales, disfrutaban de unos precios por debajo de la media europea. Sólo desde 2008 se ha revertido esta tendencia, con precios al alza para los consumidores españoles que no reflejaban la evolución de los precios mayoristas de la energía eléctrica.

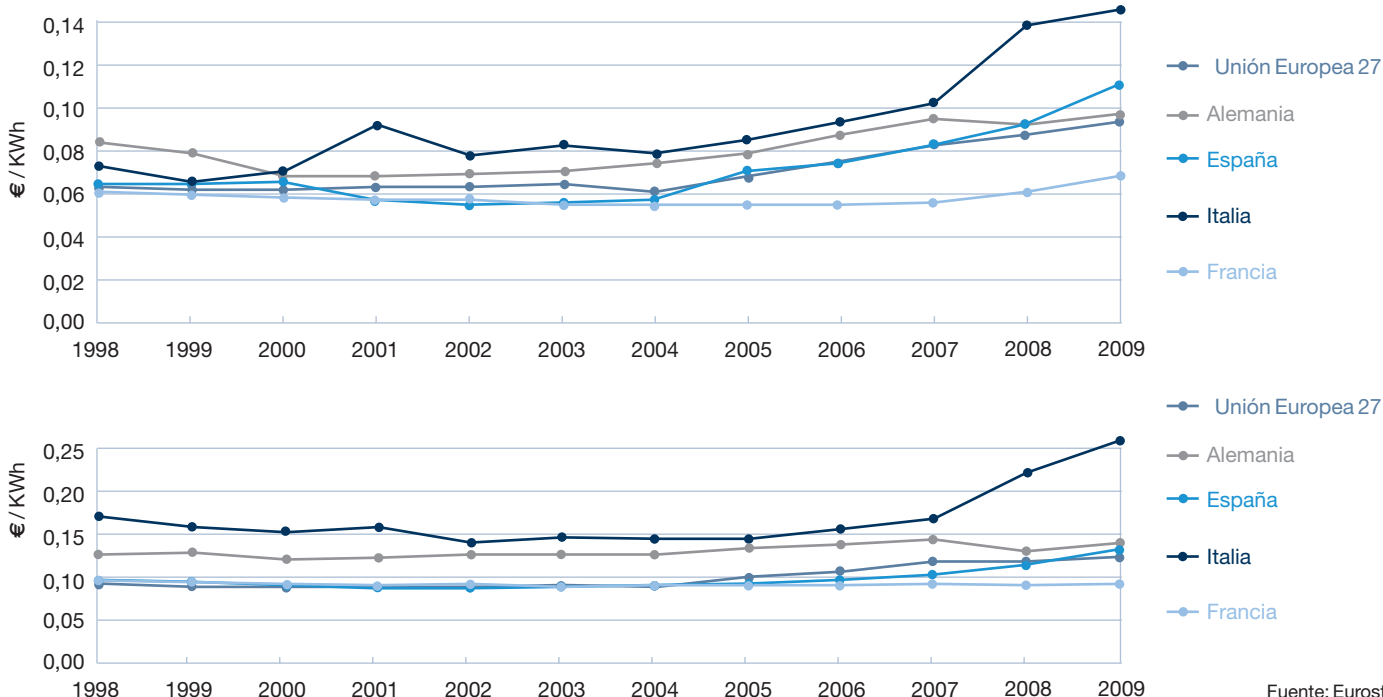
El precio del pool, precio mayorista de la energía eléctrica en España, ha experimentado una tendencia a la baja en los dos últimos años. Esta tendencia se ha visto acentuada en los primeros meses de 2010, como reflejo del exceso de capacidad, la sobreoferta de fuentes de generación con costes de oportunidad nulos (renovables, hidráulica fluyente, nuclear), el

exceso de gas (que, con las cláusulas take or pay, pueden hacer a los ciclos combinados tener coste de oportunidad nulo) y una disminución de la demanda (sobre todo en horas valle) como consecuencia de la crisis económica. Las fluctuaciones del precio mayorista, su tendencia a la baja y su limitada influencia en el precio final está poniendo en cuestión si el sistema está enviando una señal económica adecuada y que incentive comportamientos eficientes entre consumidores y generadores.

Como contrapartida a esta caída de los precios mayoristas, la apuesta por un mix eléctrico basado en una alta penetración de fuentes renovables tensiona la tarifa eléctrica. El volumen de primas a las energías renovables se estima del orden de 6.300 M€ en 2010 [8]. Ello ha generado el dilema en el regulador de cómo se deben enviar señales económicas eficientes para lograr los irrenunciables objetivos de promoción de las fuentes renovables sin tensionar la tarifa, lo que resultaría en una pérdida de competitividad de la industria nacional y de la economía en general.

Figura 10

Precio de la electricidad para el sector industrial (arriba) y doméstico (abajo). Los precios mostrados incluyen impuestos en caso del sector doméstico.



Fuente: Eurostat.

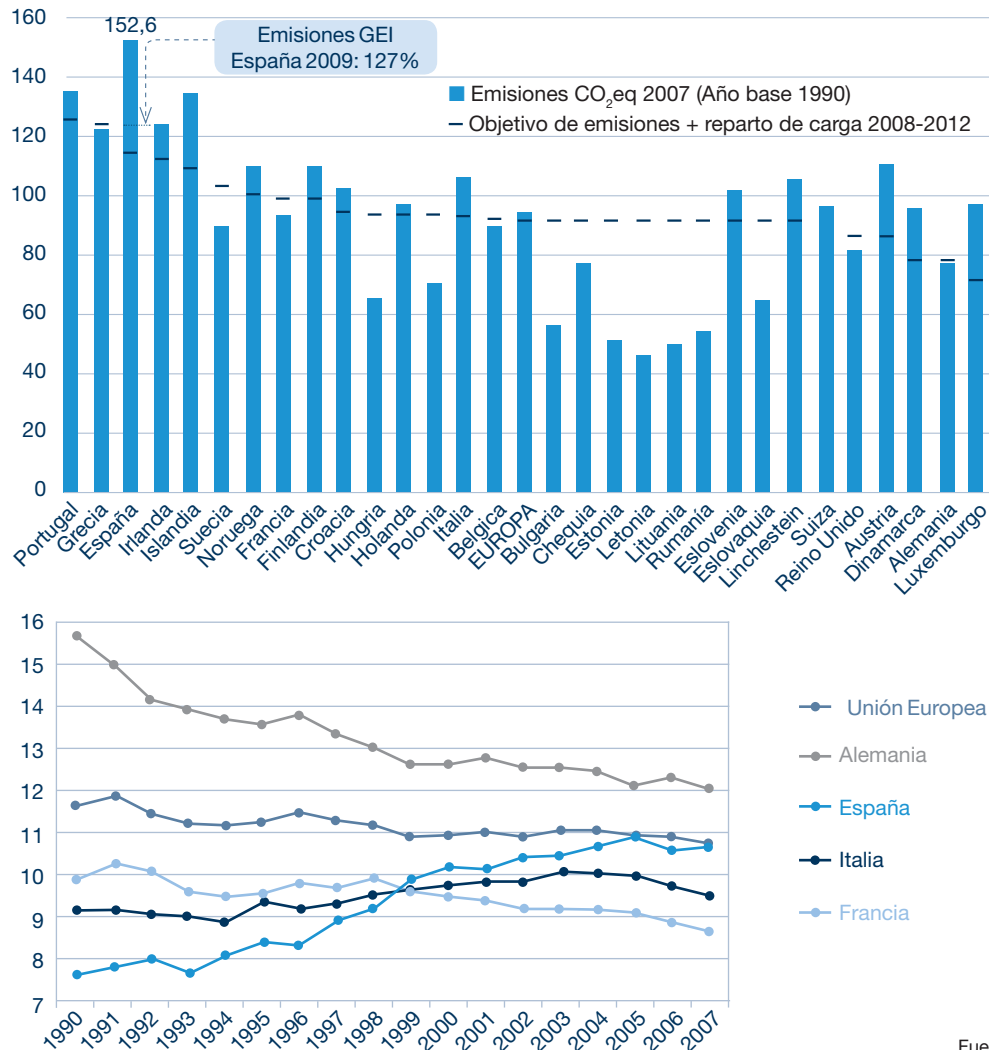
Compromisos en materia de reducción de GEI y penetración de renovables en energía final

Los compromisos adquiridos por España en materia de reducción de gases de efecto invernadero (GEI) se han demostrado muy exigentes. En 2007, España se encontraba lejos del cumplimiento de sus objetivos de Kioto, ya que alcanzó un 152,6% de emisiones de GEI respecto a 1990, frente al objetivo del 115%. Los datos de emisiones provisionales para 2009 apuntan que este indicador se rebajó por debajo de un 130%.

Aun habiendo incumplido los objetivos establecidos en el marco del Protocolo de Kioto, las emisiones por persona de España son inferiores a la media europea a pesar de su crecimiento en el período 1996-2007, como se recoge en la Figura 11. Cabe plantearse la duda de si en futuras negociaciones de objetivos de emisiones (compromisos post-Kioto), nuestro país no se podría encontrar en mejor posición relativa de lo que indica su grado de "incumplimiento" actual, puesto que es probable que nuevos objetivos se planteen en términos de emisiones relativas y no absolutas.

Figura 11

Emisiones de los países europeos en 2007 (arriba) y evolución de las emisiones de CO₂ por persona en Europa, en el período 1996-2007 (abajo).



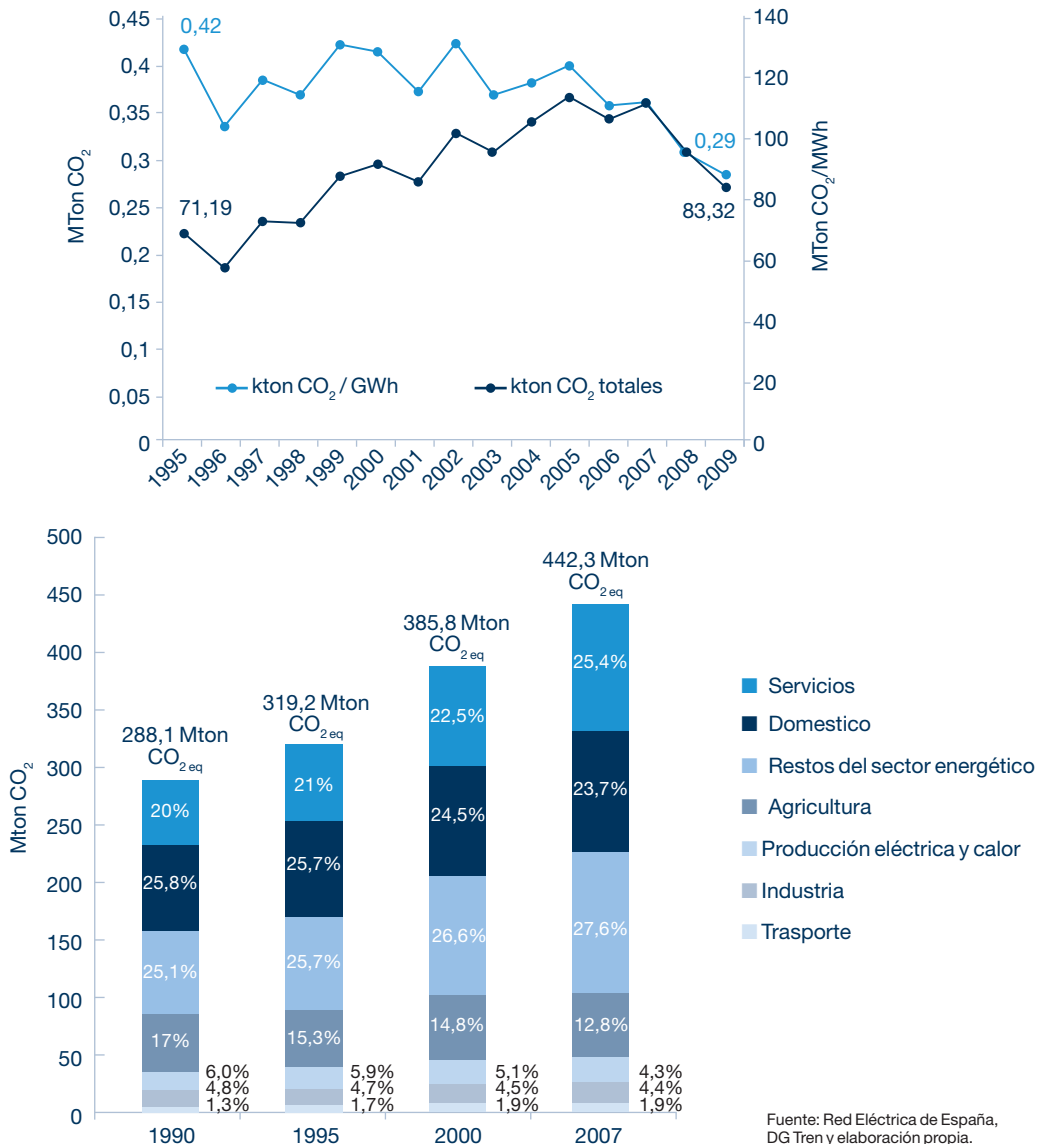
Fuente: Eurostat.

Las emisiones específicas del sector eléctrico han disminuido notablemente en el período 1995-2009, pasando de 0,4 Mt CO₂/MWh en 1995 a 0,27 MtCO₂/MWh en 2009. Respecto al resto de los sectores, el peso relativo del sector producción eléctrica y calor se mantiene prácticamente constante en el período 1990-2007, mientras el sector transporte se

incrementa en 5,5 puntos (Figura 12). Por tanto, a la hora de fijar objetivos medioambientales al sector energético en España, por ejemplo en términos de eficiencia energética o de contribución de las renovables, no puede olvidarse el establecimiento de medidas para otros sectores distintos al eléctrico (fundamentalmente el transporte).

Figura 12

Evolución de las emisiones GEI totales y específicas del sistema eléctrico español [1995-2009] (arriba) y evolución de las emisiones de CO₂ por subsector en España [1990-2007] (abajo).



1.3 Ejes de una estrategia energética

Cualquier planteamiento de estrategia energética se desarrolla alrededor de la satisfacción de tres exigencias simultáneas: seguridad de suministro, sostenibilidad medioambiental y eficiencia económica. Las políticas medioambientales y energéticas, tanto a nivel europeo como a nivel nacional, se han ido polarizando respecto a cada uno de estos ejes, en función de las expectativas de producción energética y de precios, así como del contexto geopolítico.

En el caso español, las políticas energéticas deben enmarcarse dentro del contexto energético europeo, que actualmente está construido sobre una base de política esencialmente medioambiental y que, por tanto, no se focaliza en la misma medida sobre la seguridad de suministro o la eficiencia económica.

La política europea se articula actualmente en torno a tres objetivos ambiciosos que deben ser alcanzados en 2020: ahorros del 20% de consumo de energía primaria (no vinculante), incrementar la cuota de energías renovables en consumo final de energía hasta un 20% y la reducción de los gases de efecto invernadero (GEI) en un 20% respecto a los niveles de 1990. Este último objetivo podría verse incrementado si se lograra un acuerdo post-Kioto bajo el UNFCCC de reducción en un 80% de las emisiones de GEI en 2050, con el fin de limitar el aumento de temperatura de la tierra a 2 °C respecto a niveles preindustriales.

Hoy por hoy, la política energética europea parece estar, por tanto, polarizada hacia los objetivos medioambientales. Esto no significa que se haya olvidado el necesario compromiso entre coste, seguridad y medio ambiente, que aparece siempre mencionado como eje de la política energética europea. Pero los hechos parecen confirmar este cierto sesgo por priorizar los objetivos ambientales:

- Los tres objetivos del compromiso 20/20/20 tienen claro contenido ambiental, sin ser matizados por objetivos de coste o de dependencia energética.
- Los episodios graves de seguridad de abastecimiento en el gas procedente de Rusia no han modificado significativamente la agenda energética.
- A pesar de los escasos resultados de la cumbre de Copenhague, se sigue debatiendo un posible endurecimiento en los objetivos, como incrementar al 30% el objetivo de renovables para el año 2020.
- Como se ha visto en el punto anterior, los costes de la energía eléctrica en Europa se han incrementado en los últimos años, poniendo en riesgo la competitividad de buena parte de la industria europea frente a sus competidores globales.

Dentro de este contexto europeo y global del suministro energético, en el presente estudio nos hemos centrado en el caso español, más concretamente en el subsector de generación eléctrica; pero la política energética no puede ignorar la necesidad de tomar puntos de vista respecto al resto de subsectores energéticos.

Figura 13

La estrategia energética se desarrolla alrededor de tres exigencias simultáneas: seguridad de suministro, sostenibilidad medioambiental y eficiencia económica.



Metodología para el análisis del mix de generación eléctrica a 2030

El objetivo del presente estudio es analizar escenarios de generación eléctrica en España a 2030 y cuantificar su impacto respecto a los tres ejes de seguridad de suministro, eficiencia económica y sostenibilidad medioambiental, con el fin de extraer directrices que pueden ayudar en la elaboración de planes estratégicos a medio plazo.

Los análisis se han llevado a cabo sobre una multiplicidad de escenarios, empleando un modelo

desarrollado por PwC que calcula el balance energético basándose en el parque generador diseñado en cada escenario y deriva indicadores económicos (inversión, coste de explotación), medioambientales (emisiones de CO₂, proporción de energías renovables) y de seguridad de suministro (índice de cobertura, grado de autoabastecimiento, diversificación). El modelo responde a la metodología que se describe en la Figura 14

Figura 14

Metodología empleada para el cálculo del balance energético de cada escenario de mix de generación eléctrica a 2030 y los resultados en términos de eficiencia económica, sostenibilidad medioambiental y seguridad de suministro que se calculan.



La base de cualquier ejercicio de planificación debe ser satisfacer la curva de demanda, tanto en potencia como en energía. Los diferentes escenarios de mix de generación que se construyen aseguran este objetivo básico y en todos los casos se garantiza que la curva de demanda prevista para 2030 es cubierta de forma satisfactoria con el necesario grado de seguridad en el suministro. El procedimiento metodológico sigue los siguientes pasos:

1. El proceso se inicia construyendo la curva de demanda en el año 2030 a partir de proyecciones de la punta de demanda (potencia) y del consumo agregado de energía eléctrica, utilizando como referencia en cuanto a forma la curva monótona de carga de 2008. Esta proyección nos permite definir la energía total que debe ser producida y entender cuál tendría que ser la potencia mínima disponible con la que ha de contar el sistema para garantizar la seguridad de suministro con un índice de cobertura del 1,1.
2. Cada escenario de mix tecnológico se construye a partir de un determinado porcentaje de penetración de energías renovables, que se considera como un input del modelo en los distintos escenarios, simulando en cierto modo lo que podría constituir un objetivo de política energética. Así pues, el modelo construye la cobertura de la curva de demanda a partir de un primer dato, que es el objetivo de penetración de las fuentes renovables. La proporción de suministro renovable (en términos de energía), junto con la disponibilidad de cada recurso renovable, nos determina el parque renovable a incorporar (en términos de potencia instalada).
3. Tomando la curva de demanda y substrayendo la proyección de producción renovable (que debe tener en cuenta la aleatoriedad de este recurso y su falta de correlación con la curva de demanda), se obtiene lo que hemos denominado “demanda neta”. La curva de demanda neta debe ser satisfecha con tecnologías térmicas y nucleares.
4. Se ha considerado la participación de la tecnología nuclear como un segundo input de política energética en el modelo. Cada escenario contempla una contribución distinta de esta tecnología, simulando distintos supuestos de política energética. Por sus particulares características técnicas y económicas, se ha supuesto siempre que la capacidad nuclear existente funciona en base.
5. Las tecnologías térmicas estarán destinadas a satisfacer el llamado “hueco térmico” (demanda total menos producción renovable y nuclear). El balance energético se acaba obteniendo con una optimización por costes, siguiendo la metodología propuesta por la Comisión Nacional de Energía [9].

Finalmente, una vez obtenido el balance energético, en cada escenario se realizan diversos cálculos para evaluar cada uno de ellos frente a los tres ejes de eficiencia económica, sostenibilidad medioambiental y seguridad de suministro, a partir de los cuales se realizan las comparaciones entre las alternativas.



2.1 Demanda eléctrica y punta máxima en 2030

En el período 2009-2030 se generará un incremento de demanda de energía eléctrica en la península Ibérica que exige satisfacer un incremento de la punta de casi 35 GW y un incremento del consumo del orden de los 200 TWh respecto a la situación en 2009, como se ilustra en la Figura 15.

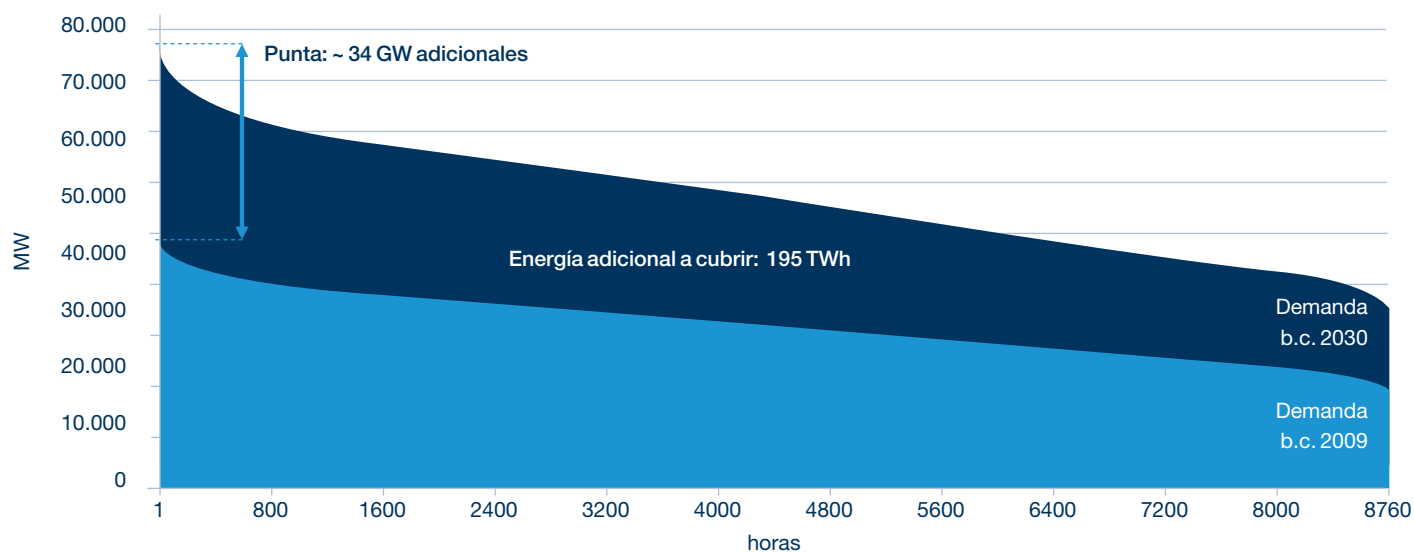
La estimación de la demanda resulta de un análisis de la evolución de la intensidad eléctrica de la economía española, que permite asumir que la demanda de energía eléctrica continuará correlacionada con el crecimiento de la economía. Se apunta a un crecimiento medio de la demanda de energía eléctrica de un 2,7% anual en el período 2009-2030 como escenario base sobre el que se realizan sensibilidades, moderado frente a un crecimiento de un 3,7% en el período 1995-2009.

En el escenario de referencia, la evolución de la punta de la demanda está directamente relacionada con la evolución del consumo, asumiendo que no se producirá un cambio sustancial en la forma de la curva de carga del sistema. Para captar posibles cambios en el perfil de la curva de carga, resultado de políticas de gestión de la demanda, se han realizado sensibilidades.

Es importante señalar que incluso en escenarios de sensibilidad que matizan o reducen los factores anteriores, en cualquier escenario de demanda, es necesaria la instalación de nueva capacidad de generación hasta el año 2030 para cubrir como mínimo una demanda adicional (respecto a 2009) de 100 TWh y una punta adicional de casi 20 GW. Por tanto, los resultados que se muestran para los distintos escenarios contruidos sobre un caso básico de demanda siguen siendo sustancialmente válidos, con un factor de escala, para casos de demanda más conservadores.

Figura 15

Curva monótona de la demanda eléctrica b.c. en 2009 y estimada para 2030, donde se pone de manifiesto que en el período se debe satisfacer un incremento de la punta de más de 30 GW y un consumo de unos 200 TWh.



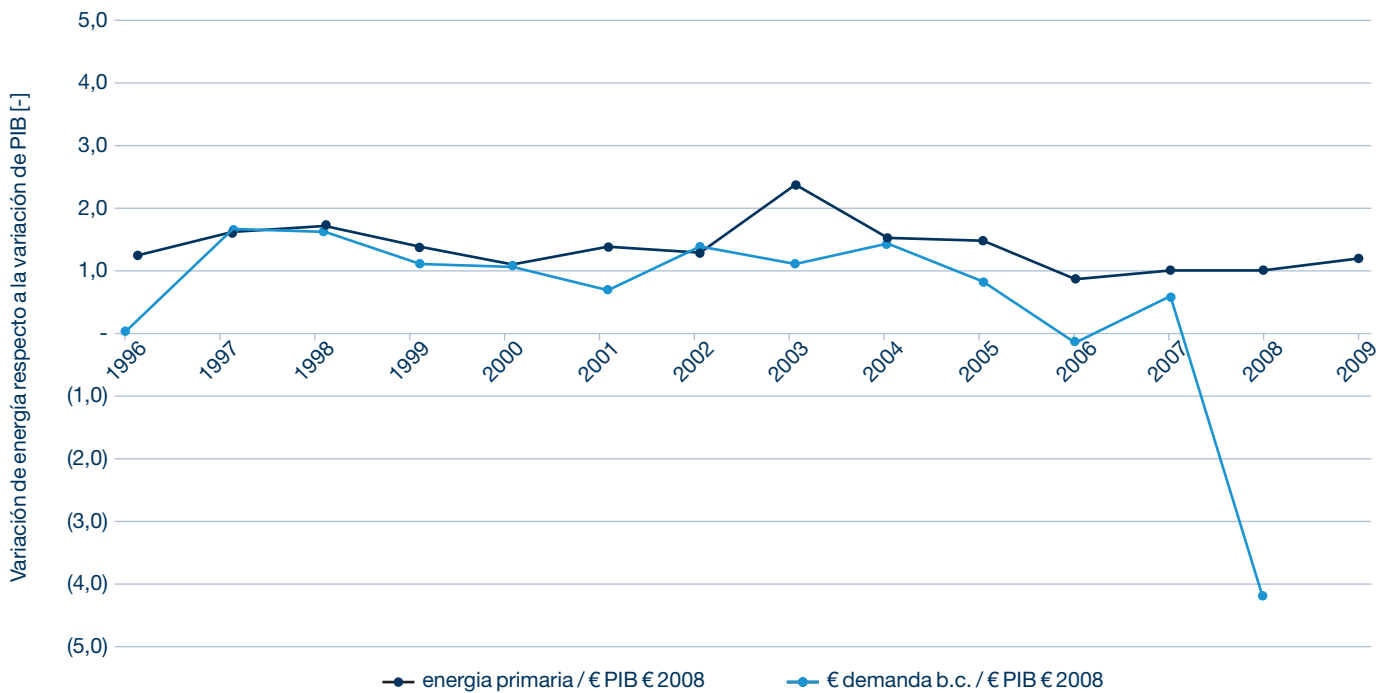
Crecimiento de la demanda eléctrica en el período 2010-2030

La evolución histórica de la demanda de energía primaria y eléctrica en España, así como el cambio en la estructura de consumo de energía final marcado por un proceso de electrificación, sugieren definir un escenario base donde la elasticidad de la intensidad eléctrica sea cercana a la unidad y, por tanto, crezca paralelamente al producto interior bruto (PIB).

Profundizando en el análisis de la intensidad energética y eléctrica iniciado más arriba y clave para definir escenarios de crecimiento de la demanda a futuro, la evolución de la elasticidad de este indicador (incremento de energía primaria o eléctrica respecto al incremento del PIB) pone en evidencia el desacoplamiento de la intensidad energética respecto del PIB, mientras ello no sucede con el consumo eléctrico (Figura 16).

Figura 16

Variación de la energía primaria y de la demanda eléctrica b.c. respecto a la variación de PIB anual. Fuente: MITyC.



Proyecciones del crecimiento de la demanda a 2030 y sensibilidades

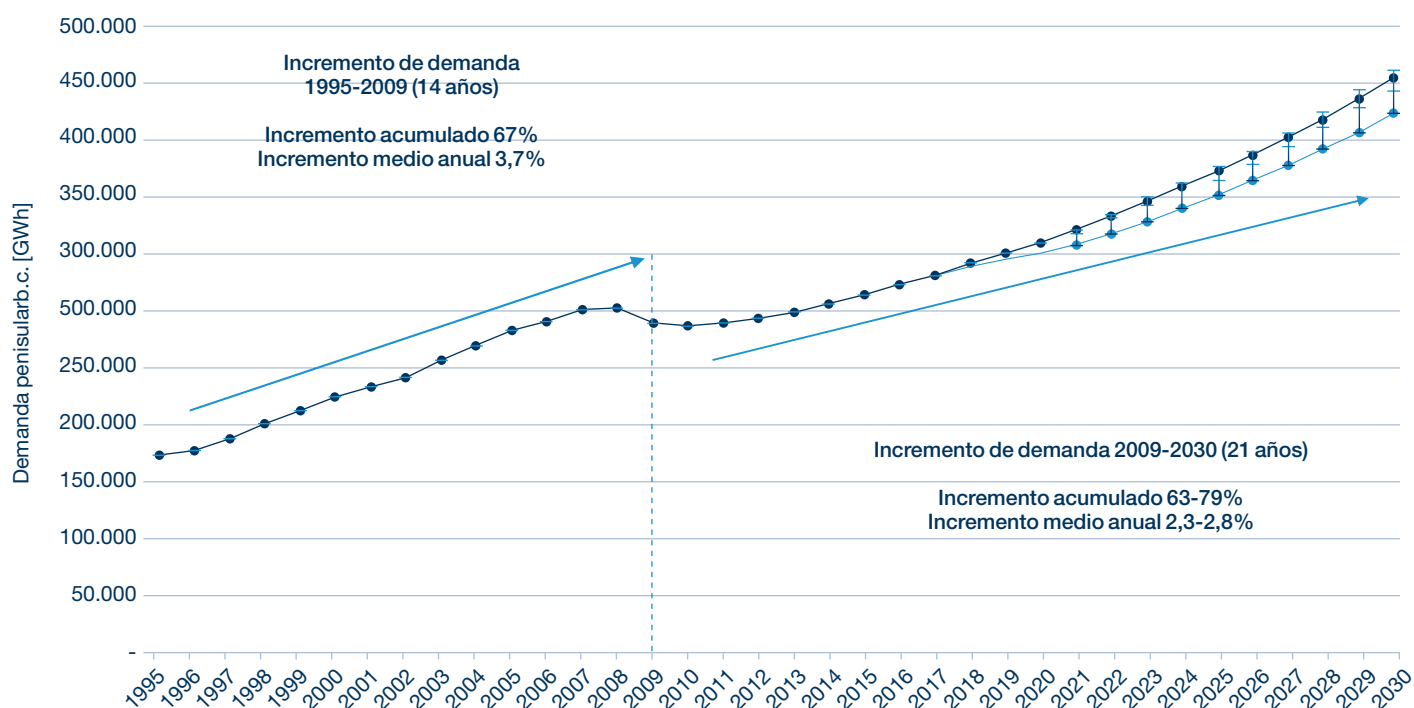
Basándonos en la correlación entre el PIB y la demanda de energía, se ha realizado una proyección de la demanda a 2030 considerando crecimientos de PIB del 1,5% en el período 2010-2014 estimados por el Fondo Monetario Internacional [10], del 2,7% constante en 2014-2020 y del 3% en el período 2020-2030. Esto nos lleva a una demanda peninsular de 460 TWh en 2030, donde se ha considerado una penetración del coche eléctrico en el transporte de 250.000 unidades en 2014 [11] y 10 millones en 2030 [12]. Para evaluar el impacto del vehículo eléctrico en la demanda, se han asumido recargas lentas en 8 horas y 2,5 kW por vehículo, con tiempos

transcurridos entre recargas de cuatro días que representaría en torno a un 5% de la demanda a 2030.

Sobre esta demanda de referencia se han realizado sensibilidades acerca de la evolución de la intensidad eléctrica y la introducción de redes inteligentes a partir de 2020. Una sensibilidad sobre la elasticidad de la intensidad eléctrica de 0,1 puntos resulta en una variación del 4% de la demanda en el año 2030, tal y como muestran las barras de error de la Figura 17. El impacto de la implantación de redes inteligentes se ha estimado en un 3,5%, basado en los análisis internacionales [14]-[17] y en los análisis de PwC Austria. Estas sensibilidades definen una demanda a 2030 entre 430 TWh y 470 TWh.

Figura 17

Estimación del crecimiento de la demanda peninsular b.c. hasta 2030. Las barras de error representan sensibilidades de 0,1 sobre la elasticidad de la intensidad eléctrica que resultan en variaciones de la demanda de un 4% y una reducción de la demanda de un 3,5% a partir de 2020 resultado de la implantación de redes inteligentes.



Fuente: Red Eléctrica de España [13] y elaboración propia.

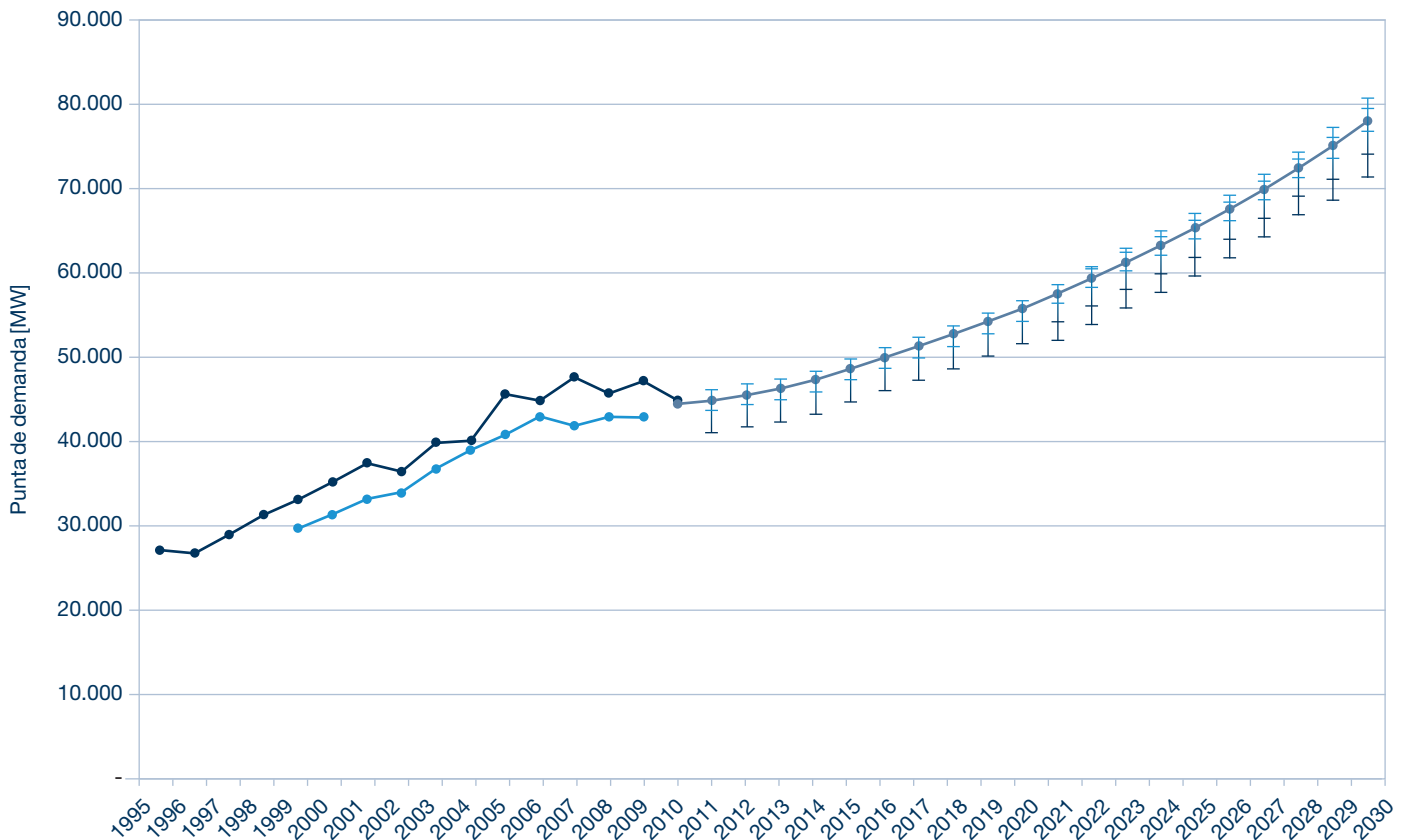
Crecimiento de la punta de demanda en el período 2010-2030

Históricamente, la punta de demanda está fuertemente correlacionada con la misma. Proyectando la punta de invierno basándonos en esta correlación, obtenemos valores en torno a los 78 GW en 2030. Sobre estos valores se han realizado sensibilidades

que recogen medidas de gestión de la demanda, que resultarían en reducciones de la punta de un 4% [18], correcciones por temperatura, así como las derivadas de las sensibilidades efectuadas sobre la demanda descritas anteriormente (mejoras en la intensidad eléctrica e implantación de redes inteligentes). Estas sensibilidades definen una punta de demanda a 2030 entre 69 GW y 81 GW, como se recoge en la Figura 18.

Figura 18

Estimación del crecimiento de la punta de demanda peninsular hasta 2030. Las barras de error corresponden a medidas de gestión de la demanda (decremento de un 4% de la punta), variaciones por temperatura y las sensibilidades efectuadas sobre la demanda (elasticidad de la intensidad eléctrica y redes inteligentes).



Fuente: Red Eléctrica de España y elaboración propia.

Parque de partida

Para el cálculo del mix a 2030 se ha utilizado un parque de generación eléctrica de partida que se basa en el actualmente existente a diciembre de 2009, restringiéndose únicamente al ámbito peninsular y suponiendo el cese de funcionamiento de las centrales térmicas (carbón, fuel/gas y nuclear), que alcanzan los 40 años de funcionamiento antes de 2030. Este parque de partida cuenta con una potencia instalada de unos 74.100 MW, distribuida por tecnologías tal y como se muestra en la Figura 19.

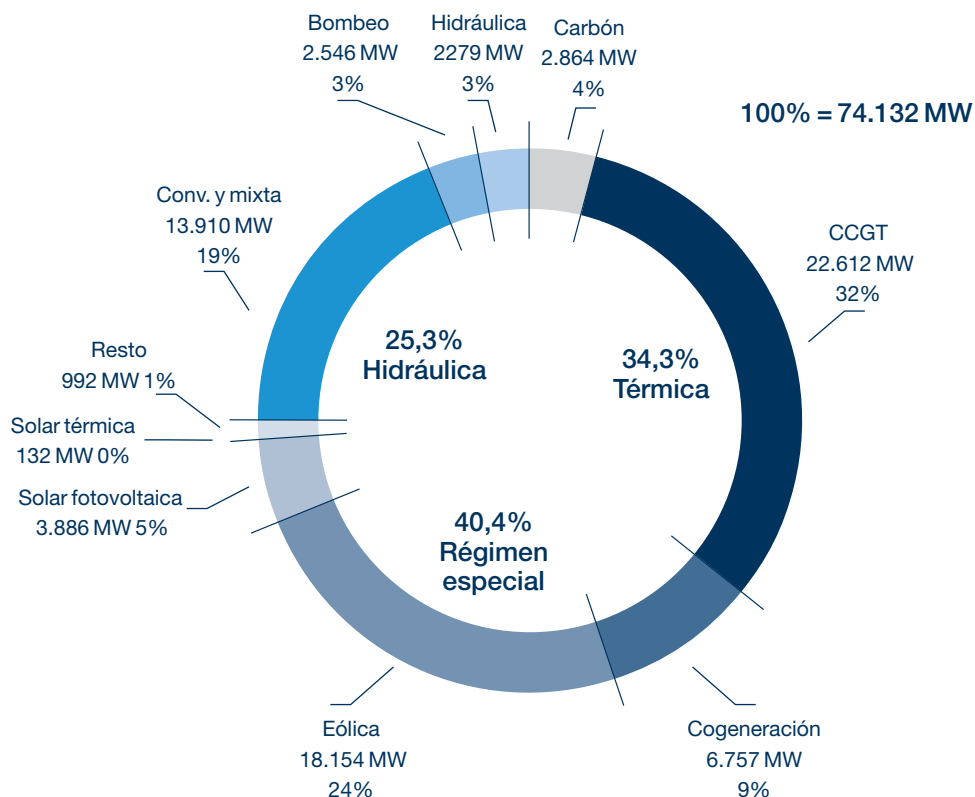
Concretamente, en el caso de la generación convencional con carbón, se considera que permanecerán activas aquellas plantas que aún no

hayan alcanzado los 40 años de funcionamiento en 2030, así como aquellas que han planificado inversiones destinadas a la desulfuración de gases de combustión, según las actuaciones previstas a realizar en las instalaciones para el cumplimiento de los objetivos establecidos en el Plan Nacional de Reducción de Emisiones de las Grandes Instalaciones de Carbón 2008-2015.

En el caso de la generación con fuel/gas, se asume que las centrales que hay hoy en día en el sistema peninsular irán cesando progresivamente su actividad, por lo que no formarán parte del parque de generación en 2030. Este es el caso también para las centrales nucleares existentes, que alcanzarán los 40 años de vida útil antes del año 2030.

Figura 19

Potencia instalada por tecnología en el parque de partida considerado para el modelo.



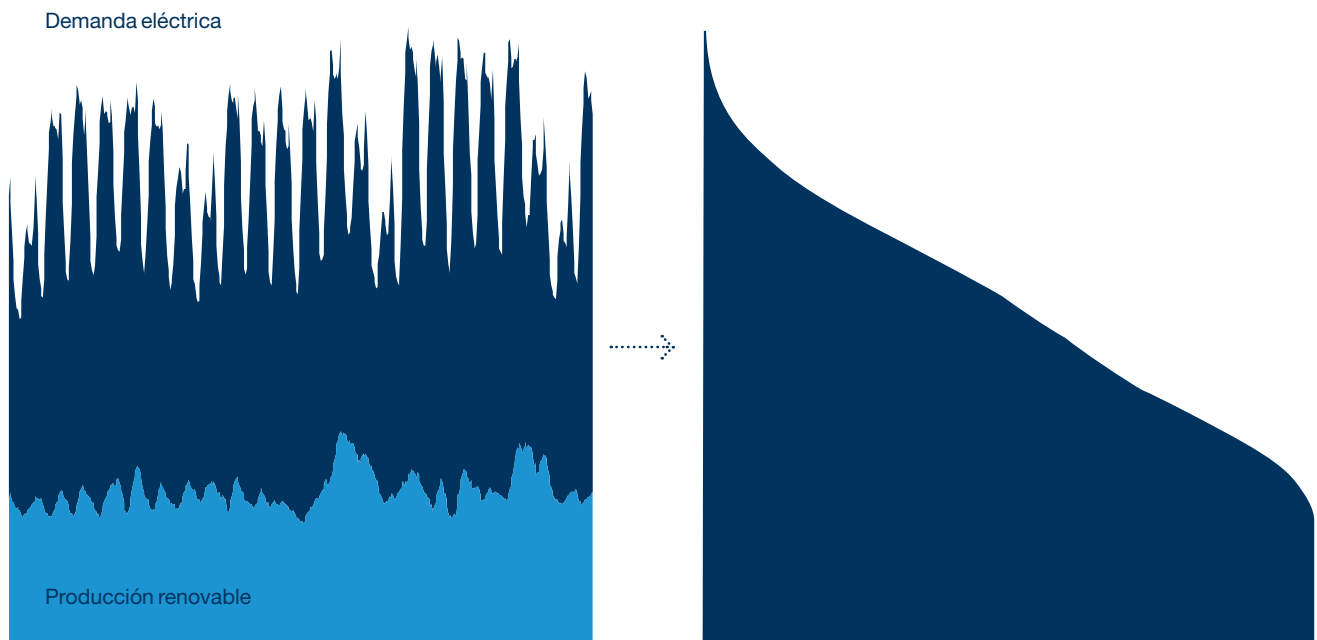
Demanda neta

En todos los escenarios se asume el funcionamiento de las tecnologías de generación renovable de acuerdo con su potencial total, en función de su volatilidad natural, y se trabaja, por tanto, con la

curva de demanda neta, resultante de deducir la producción no gestionable de la curva de demanda, tal y como se ilustra en la Figura 20. Esta demanda neta debe ser cubierta con tecnologías convencionales y adicionalmente alcanzar un índice de cobertura suficiente de 1,1.

Figura 20

Ejemplo de construcción de la curva monótona de demanda neta.



Fuente: Operador del Mercado Eléctrico y elaboración propia.

Índice de cobertura del parque de generación

El índice de cobertura es un indicador que relaciona la potencia disponible y la punta de demanda esperada. El modelo desarrollado incorpora potencia hasta alcanzar un valor de 1,1 para este indicador, valor de referencia que, en principio, asegura el suministro de la demanda.

Para calcular este indicador se debe tener en cuenta la disponibilidad programada de equipos, las existencias de combustibles en parques y almacenamientos, así como el estado de reservas hidroeléctricas, entre otros. Los coeficientes de disponibilidad por tecnología que se han empleado son los mostrados en la Tabla 1.

En el caso de las tecnologías térmicas, estos coeficientes son coherentes con los valores de disponibilidad registrados desde 1999 y que se recogen en la Tabla 2. En el supuesto de fuentes renovables, estos coeficientes se han estimado estadísticamente, como en el caso de la tecnología eólica o hidráulica, así como analizando la aportación a la punta. A modo de ejemplo, la disponibilidad de

Tabla 1

Coficiente de disponibilidad por tecnología empleada para el cálculo del índice de cobertura del parque de generación a 2030.

Tecnología	Disponibilidad (%)
Nuclear	91%
Carbón	91%
Fuel/Gas	78%
Ciclo combinado con turbina de gas	93%
Hidráulica R. O.	38%
Bombeo	90%
Eólica terrestre	7%
Eólica offshore	10%
Solar fotovoltaica	0%
Solar termoeléctrica	20%
Hidráulica R. E.	50%
Resto renovables	50%
Cogeneración	57%

Tabla 2

Disponibilidad, averías y mantenimiento de las centrales nucleares, de carbón, fuel/gas y Ciclo Combinado con Turbina de Gas (CCTG).

[%]	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Promedio
Disponibilidad											
Nuclear	90	93,1	94,8	93,8	92,1	93,6	85,3	90,8	83,9	88,5	90,6
Carbón	93,7	90,2	92,8	89,5	93,1	89,7	93,3	91,1	90,4	84,2	90,8
Fuel/Gas	82,1	85	79,7	74,6	71	78,4	76	75,7	74,3	80,7	77,7
CCGT	-	-	-	90	92,8	96,9	89,4	93,7	92,4	92,4	92,5
Averías											
Nuclear	1,1	0,6	0,7	0,6	0,9	2,4	9,1	4,5	2,4	7,9	3,0
Carbón	3,6	4,4	4,9	6,4	4,6	7,3	5,7	4,4	7	7,2	5,5
Fuel/Gas	-	-	-	22,4	27,1	20,7	20	19,5	22,7	13,9	20,9
CCGT	-	-	7	4,3	2,9	0	5,6	4,5	6,2	5	4,4
Mantenimiento											
Nuclear	8,9	6,3	4,5	5,6	7	4	5,6	4,7	13,7	3,6	6,4
Carbón	2,7	5,4	2,3	4,1	2,3	3	1	4,5	2,6	8,6	3,6
Fuel/Gas	-	-	-	3	1,9	0,9	4	4,8	3	5,4	3,3
CCGT	-	-	-	5,7	4,3	3,1	5	1,8	1,4	2,6	3,4

Fuente: Red Eléctrica de España [13].

la fuente eólica onshore se ha obtenido del análisis horario de la curva de viento en 2009. Como se recoge en la Tabla 3 y se ilustra en la Figura 21, tan sólo un 7,6% de la potencia es firme con un intervalo de confianza del 95%. En el caso de la eólica *offshore* se ha considerado un valor de un 10% dada la mayor uniformidad del recurso eólico en el mar.

Tecnologías para cubrir la demanda: firmeza, utilización y costes

La cobertura óptima de la demanda –desde el punto de vista de eficiencia económica– con un determinado parque de generación, se realiza proyectando las curvas de costes totales de cada una de las tecnologías de generación sobre la curva monótona de producción de electricidad, siguiendo la metodología propuesta por la Comisión Nacional de Energía [9].

Consecuentemente, los elementos básicos para el cálculo de dicha cobertura son, por un lado, los propios costes fijos y variables de cada tecnología de generación y, por otro, el factor de utilización medio de cada una de las tecnologías.

Tabla 3

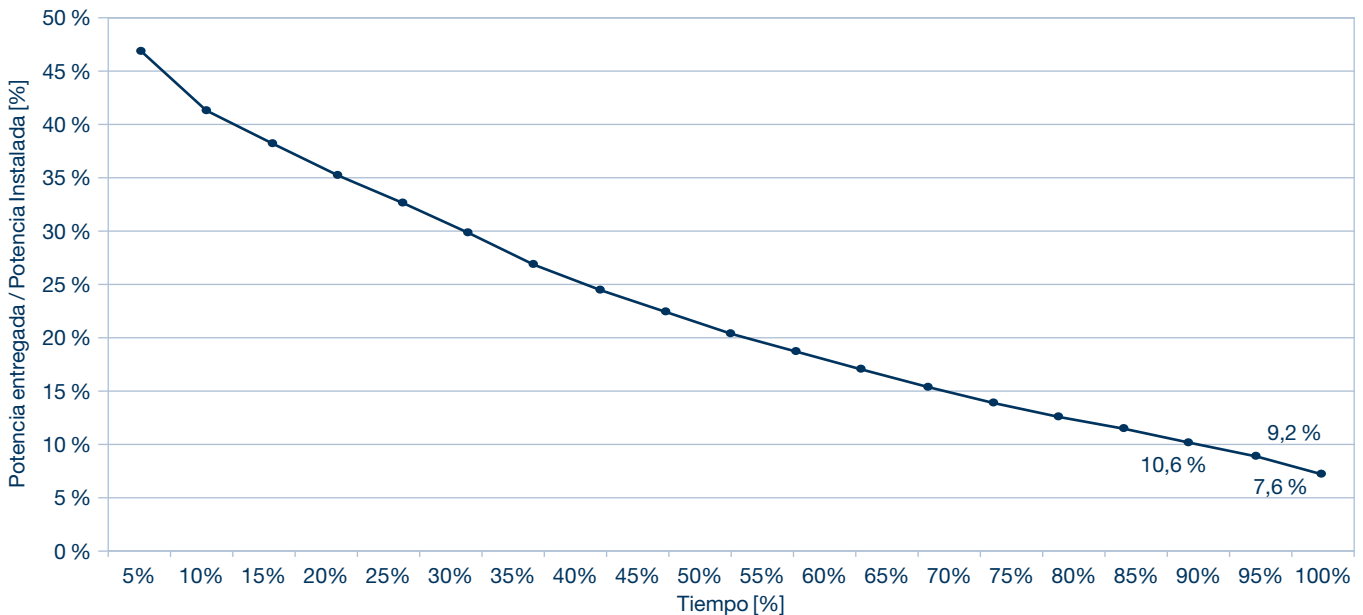
Análisis estadístico de la disponibilidad de la fuente eólica onshore.

Percentil	2009	%
0,95	8.201	47,8%
0,90	7.233	42,2%
0,85	6.661	38,8%
0,80	6.165	35,9%
0,75	5.707	33,3%
0,70	5.221	30,4%
0,65	4.713	27,5%
0,60	4.294	25,0%
0,55	3.947	23,0%
0,50	3.585	20,9%
0,45	3.275	19,1%
0,40	2.990	17,4%
0,35	2.716	15,8%
0,30	2.460	14,3%
0,25	2.241	13,1%
0,20	2.042	11,9%
0,15	1.818	10,6%
0,10	1.578	9,2%
0,05	1.302	7,6%

Fuente: Red Eléctrica de España y elaboración propia.

Figura 21

Análisis de la curva monótona de producción de viento con el fin de determinar su coeficiente de disponibilidad para la cobertura de la punta de demanda.



Fuente: Red Eléctrica de España y elaboración propia.

Respecto a los factores de utilización, se han mantenido los valores medios registrados por cada tecnología en la actualidad, sin considerar el efecto que pudiera tener la saturación de los emplazamientos más favorables (sobre todo en lo que se refiere a la eólica).

Existe abundante literatura sobre costes de generación de electricidad, los cuales presentan una elevada dispersión en función de la fuente considerada [19]-[24]. Esto es así no sólo debido a la enorme variabilidad en las hipótesis consideradas, sino, además, a que determinadas tecnologías aún son incipientes o presentan características que condicionan notablemente los costes de generación asociados.

En el presente estudio se ha acudido en algunos casos a fuentes de referencia a nivel internacional, especialmente en lo que a expectativa de evolución de costes se refiere. También se ha consultado con tecnólogos y se han tomado valores de referencia correspondientes a centrales actualmente en funcionamiento o en construcción.

El coste unitario de generación de las tecnologías renovables está condicionado casi exclusivamente

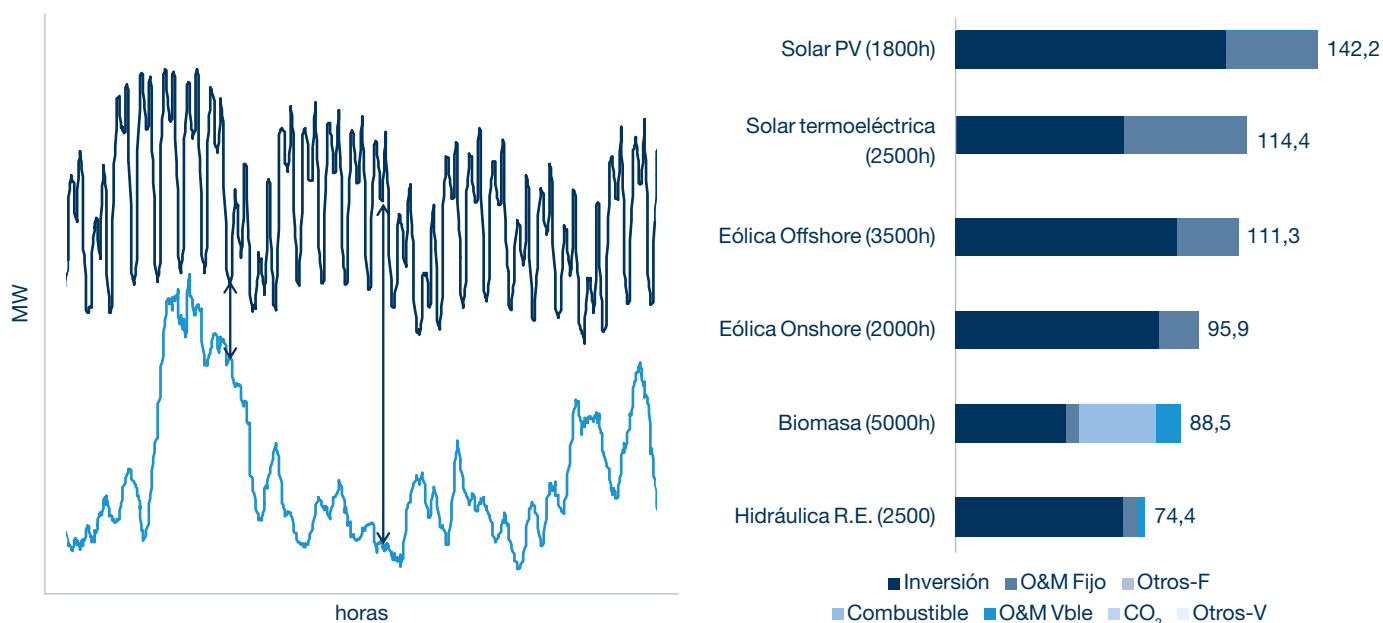
por dos factores: el coste de inversión –que determina el coste anual de cada MW instalado– y el factor de utilización –que define el reparto de este coste fijo por cada MWh–. Así pues, este coste unitario es elevado debido a los altos costes de inversión de estas tecnologías y a su bajo factor de utilización.

En el caso de los costes de inversión de las tecnologías renovables, se ha supuesto para todas ellas un proceso de desarrollo tecnológico que permite –de acuerdo con datos de la Agencia Internacional de la Energía– que sus costes de inversión se dividan entre dos y tres veces para las tecnologías solares fotovoltaica y termoeléctrica, respectivamente, respecto a sus niveles actuales.

Otro elemento importante que se debe tener en cuenta es que las tecnologías de generación renovable, salvo la hidráulica regulable, no son gestionables. Por tanto, su baja disponibilidad, y la volatilidad del recurso renovable exigen la instalación de capacidad de respaldo para garantizar el suministro con el necesario índice de cobertura. El coste adicional que supone esta capacidad de respaldo no ha sido tenido en cuenta en la Figura 22 como parte del coste

Figura 22

Ejemplo de volatilidad de las fuentes renovables (izquierda) y coste de generación (€/MWh) por tecnología en función de las horas de funcionamiento (derecha).



individual de cada tecnología renovable. Sin embargo, el análisis integrado de cada escenario capta este efecto al incorporar la capacidad firme necesaria para garantizar el adecuado índice de cobertura.

En la Figura 23, aparecen las principales características de las tecnologías térmicas. En este caso, los costes reflejados sí tienen en cuenta todo el impacto económico de la generación con estas tecnologías, incluido un coste de las emisiones de CO₂ de 25 €/tonelada [20]. Sin embargo, hay que tener en cuenta que en estas tecnologías el factor fundamental de coste es el coste del combustible. Se ha utilizado como combustible de referencia (por su mayor estabilidad y mayor previsibilidad de precio) el carbón, a un nivel de 104 \$/tonelada (datos de la Agencia Internacional de la Energía). Para el gas, se ha tomado un precio que dé lugar a un coste variable (incluido el coste del CO₂) igual en un ciclo combinado y en una central de carbón, lo cual es coherente con el supuesto de la existencia de un mercado de CO₂ que promovería el cambio de las tecnologías con mayor nivel de emisiones a las de menor nivel.

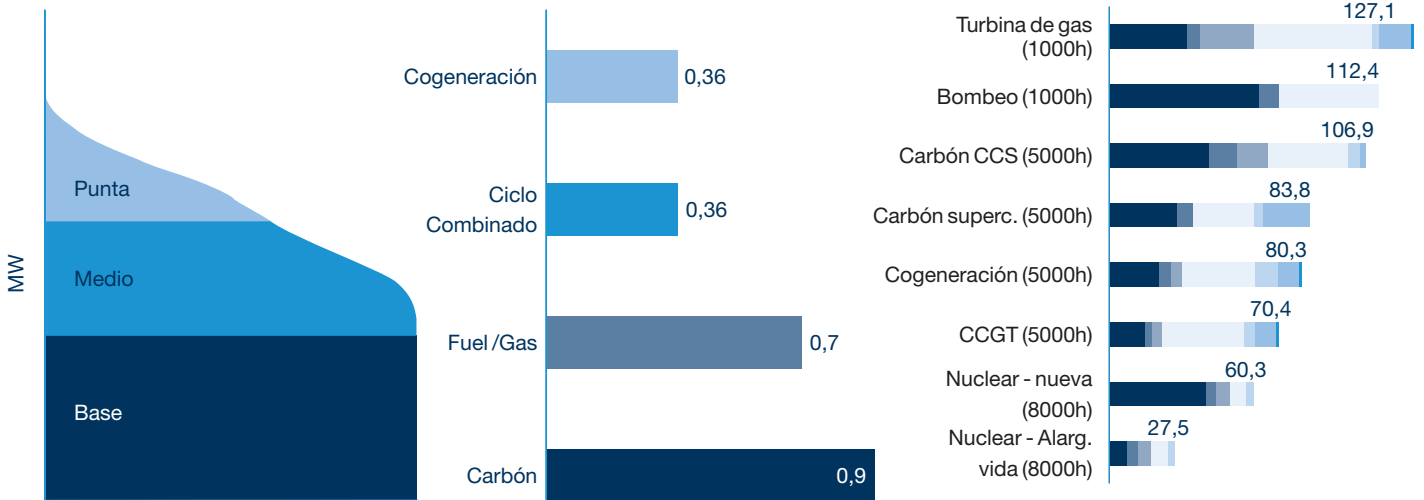
Tabla 4

Factores de utilización medios de las distintas tecnologías.

Tecnología	Factor de utilización máximo
Nuclear	91%
Carbón	91%
Ciclo combinado con turbina de gas	93%
Hidráulica R. O.	19%
Bombeo	11%
Eólica terrestre	22%
Eólica offshore	40%
Solar fotovoltaica	20%
Solar termoeléctrica	26%
Hidráulica R. E.	30%
Resto régimen especial	56%
Resto renovables	50%
Cogeneración	57%

Figura 23

Participación de las tecnologías térmicas en la cobertura de la curva monótona de demanda (izquierda), emisiones específicas (tCO₂/MWh) (centro) y coste de generación (€/MWh) por tecnología en función de las horas de funcionamiento (derecha).



Nota: coste carbón 109,4 \$ 2008/MWh, 1,27\$/€, 25 €/ton CO₂. Coste del gas estimado para igualar costes variables del CCTG a la generación con carbón.

■ Inversión ■ O&M Fijo ■ Otros-F ■ Combustible ■ O&M Vble ■ CO₂ ■ Otros-V

La Figura 24 recoge un resumen de otras características básicas de cada una de las tecnologías. La política energética ha de

tener en cuenta también estos factores y debe realizarse un esfuerzo por cuantificar su impacto.

Figura 24

Características en términos de garantía de suministro, dependencia exterior y otras externalidades de las tecnologías que participan en el mix de generación a 2030.

	Garantía de suministro	Dependencia exterior	Otras externalidades
Tecnologías Térmicas	Máxima aportación de garantía por su alta disponibilidad y su capacidad de gestión y de regulación Su vulnerabilidad depende del suministro de materias primas	Requiere importación de mm.pp. energéticas y de tecnología Volatilidad del precio de combustible, especialmente el gas	Emisiones de GEI Protección de la industria del carbón nacional
Nuclear	Alta aportación a la garantía de suministro por su disponibilidad >90% Poco modulable Combustible abundante y procedente de países desarrollados	Tecnología casi 100% importada Sin embargo, parte importante del coste de inversión (construcción, obra civil, etc) basado en industria nacional	Nulas emisiones de GEI Genera residuos almacenables Puede generar un desarrollo importante de industrias tecnológicas asociadas
Hidráulica	Gran capacidad de regulación en el caso de la hidráulica de embalse Dependiente de la hidraulicidad, factor exógeno y volátil Recurso previsible (en el corto plazo) y gestionable, pero variable	Capacidad de industria nacional Fomenta auto-abastecimiento energético	Nulas emisiones de CO ₂ Depende de pluviometría y condicionantes ambientales Recurso bastante saturado en España
Resto de renovables	Recurso energético con muy baja contribución a la cobertura: No gestionable ni previsible Bajo factor de carga, y desacoplado de la forma de la curva de carga	Capacidad de industria nacional en función de la tecnología(eólica muy alta, solar baja) Fomenta auto-abastecimiento energético	Nulas emisiones de CO ₂ Necesitan energías de respaldo para garantizar suministro Genera una importante industria tecnológica nacional

Escenarios de mix eléctrico a 2030 y resultados

Como ya se ha descrito en la sección correspondiente a la metodología, en el presente documento se ha optado por ilustrar las distintas alternativas de planificación (y sus implicaciones económicas, ambientales y de seguridad de suministro) mediante la comparación de diversos escenarios. Cada escenario puede considerarse una propuesta posible de planificación de la capacidad de generación eléctrica para el año 2030 y los resultados numéricos que se obtienen permiten evaluar dichos escenarios en los tres ejes mencionados.

El análisis no ha pretendido apuntar a ninguno de los escenarios como “óptimo”, ni siquiera apuntar a un escenario como “mejor” que otro. Las distintas variables de valoración adquieren niveles mayores o menores en cada escenario, pero, a priori, no se pueden asignar pesos a cada variable, pues esta asignación de pesos corresponde precisamente a las decisiones de política energética. Por ejemplo, ¿cuánto mayor coste estamos dispuestos a soportar en el servicio eléctrico a cambio de disfrutar de un menor nivel de dependencia energética exterior?

En este capítulo se describen los cuatro escenarios seleccionados y los resultados de las distintas variables analizadas (económicas, ambientales y de seguridad de suministro) en cada uno de ellos.

3.1 Descripción de los escenarios elegidos

De entre los múltiples escenarios que se han analizado, se han escogido cuatro representativos que permiten apuntar a directrices generales que pueden guiar sobre la elección de alternativas para el mix eléctrico a 2030.

Los cuatro escenarios básicos para la cobertura de la demanda se generan moviendo dos variables secuencialmente para poder estimar los impactos de cada una de ellas. Estas variables son la cobertura de la demanda con fuentes renovables, que oscila entre un 50 y un 30%, y la contribución de energía nuclear, que puede ser nula –asumiendo que su vida útil es de 40 años– o positiva –considerando un alargamiento de la vida útil hasta los 60 años o la construcción de tres grupos nucleares de 1.500 MW.

Características básicas

Escenario 1

Cobertura de la demanda con un 50% a partir de tecnologías de generación renovables
Cierre progresivo de la capacidad de generación nuclear existente

Escenario 2

Cobertura de la demanda con un 50% a partir de tecnologías de generación renovables
Alargamiento de la vida de las centrales nucleares existentes hasta los 60 años, excepto Garoña

Escenario 3

Cobertura de la demanda con un 30% a partir de generación renovable
Alargamiento de la vida de las centrales nucleares existentes hasta los 60 años, excepto Garoña

Escenario 4

Cobertura de la demanda con un 30% a partir de generación renovable
Alargamiento de la vida de las centrales nucleares existentes hasta los 60 años, excepto Garoña y construcción de hasta 3 centrales nucleares nuevas de 1.500 MW

En los escenarios 1 y 2 se establece un parque de generación renovable que satisfaga un 50% de la demanda proyectada a 2030, y un 30% de la demanda en los escenarios 3 y 4. Se ha supuesto que el régimen de funcionamiento (factor de carga, aleatoriedad de la producción) sigue, para cada tecnología renovable, un perfil similar al que ha tenido en 2009. No se ha supuesto ninguna degradación de estas variables por factores como la saturación de los mejores emplazamientos, pero tampoco se han modelado posibles mejoras de rendimiento por evolución tecnológica.

La tecnología nuclear también se introduce gradualmente en cada escenario: en el escenario 1 se supone que se ha verificado el cierre de todas las centrales nucleares antes del año 2030; en los escenarios 2 y 3 se asume el alargamiento de vida de las actuales centrales nucleares hasta los 60 años; y en el escenario 4, además de alargar la vida de las centrales actuales, se incorporan tres nuevas centrales nucleares de 1.500 MW cada una.

Se asume que el parque de generación térmico tiene capacidad de modulación para responder al “hueco térmico”. No se ha tenido en cuenta, por la complejidad de modelización que implica, el régimen

de explotación del parque térmico, que da lugar a exigencias de reserva secundaria o terciaria, de funcionamiento en mínimo técnico, de arranques y paradas. Este régimen de funcionamiento tiene implicaciones en costes, en emisiones e incluso en la fiabilidad del suministro que no han sido tomadas en consideración en el presente documento, aunque indudablemente deben ser analizadas en profundidad antes de tomar decisiones de política energética.

En todos los casos, una vez satisfecha la curva de carga en energía y en potencia, se asegura un índice de cobertura de 1,1 mediante la incorporación de centrales de punta, siempre que el parque de generación correspondiente al escenario diseñado no sea suficiente para proporcionar este índice de cobertura.

3.2 Resultados

Balance energético

El balance energético de cada escenario queda recogido en la Tabla 5, donde se evidencia cómo se pueden construir escenarios muy diversos que cumplan el objetivo básico de satisfacer la demanda con un adecuado índice de cobertura.

Tabla 5

Balance energético de los escenarios de mix de generación eléctrica a 2030.

Tipo	Parque de generación de partida	Escenario 1		Escenario 2		Escenario 3		Escenario 4	
	Potencia total instalada (MW)	Potencia total instalada (MW)	Producción eléctrica (GWh)	Potencia total instalada (MW)	Producción eléctrica (GWh)	Potencia total instalada (MW)	Producción eléctrica (GWh)	Potencia total instalada (MW)	Producción eléctrica (GWh)
Térmica	25.476	48.733	165.462	41.574	110.095	53.313	202.179	48.596	164.257
Nuclear	-	-	-	7.255	57.123	7.241	57.720	11.734	93.538
Centrales de punta	-	12.923	-	12.923	-	6.879	-	6.856	-
Hidráulica convencional	16.456	20.878	29.103	20.755	28.147	20.900	27.083	20.847	29.255
Renovables	25.443	96.242	208.384	96.238	207.583	51.511	115.967	51.509	115.899
Cogeneración	6.757	11.966	58.632	11.966	58.632	11.966	58.632	11.966	58.632
Total	74.132	190.741	461.580	190.710	461.580	151.810	461.580	151.508	461.580

La potencia total instalada a 2030 de cada uno de los escenarios pone de relieve el gran esfuerzo industrial que se deberá realizar en el período, al ser necesario instalar entre 3.500 MW y 5.000 MW de nueva capacidad cada año, de los cuales entre 1.300 MW y 3.500 MW serán de energías renovables.

Igualmente se observa que, independientemente del porcentaje de cobertura de la demanda con energía renovable, para asegurar la adecuada cobertura de la demanda será necesaria la incorporación de un mínimo de 35-40 GW de tecnologías térmicas en el período 2009-2030; es decir, la incorporación de volúmenes sustanciales de capacidad renovable (por ejemplo, el escenario 2 presenta casi 45 GW de mayor capacidad renovable que el escenario 3) no implica necesariamente un ahorro en instalación de capacidad térmica (el escenario 2 solamente tiene unos 6 GW menos de capacidad térmica, nuclear y de punta que el escenario 3). Esto es debido a la exigencia de asegurar un adecuado índice de cobertura en cualquier escenario, cobertura a la cual las renovables contribuyen en mucho menor medida que las tecnologías convencionales.

Los tres objetivos básicos de seguridad de suministro, sostenibilidad medioambiental y eficiencia

económica no son necesariamente contradictorios, pero sí presentan dilemas entre ellos. Es necesario valorar cada uno de los escenarios de acuerdo con una serie de parámetros básicos económicos, ambientales y de seguridad de suministro, los cuales se revisan a continuación.

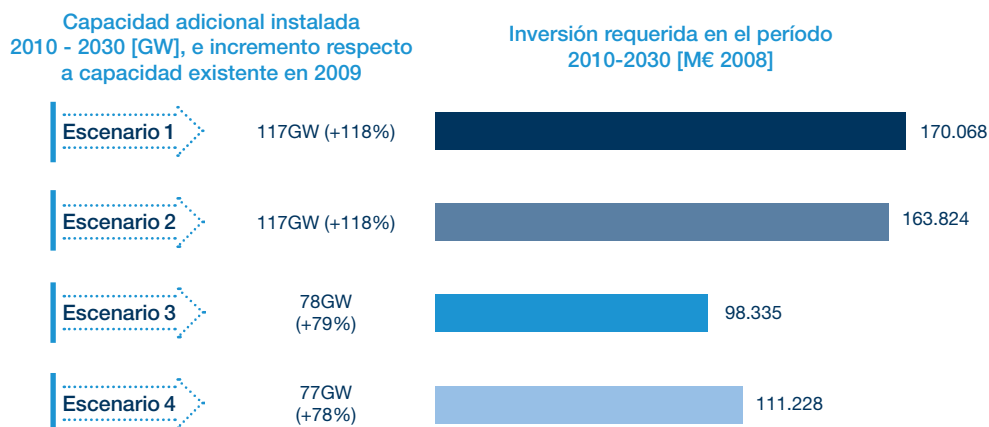
Eficiencia económica: capacidad adicional a incorporar, costes de inversión y de explotación

La eficiencia económica de cada escenario se mide en términos de inversión a realizar en potencia adicional respecto al parque de partida y en coste de generación total del parque.

Como se recoge en la Figura 25, los resultados apuntan a que será necesario instalar entre 3.500 y 5.000 MW de nueva capacidad cada año, con un nivel de inversión de entre 4.000 y 8.000 M€/año. Los escenarios con mayor proporción de renovables exigen la instalación de capacidad térmica de respaldo. En estos escenarios, en dos décadas se duplica el total de la capacidad instalada en la actualidad, añadiéndose 118 GW sobre un parque instalado actual de 99 GW, además de suponer que se han retirado un total de unos 25 GW de tecnologías que cumplen su ciclo de vida útil.

Figura 25

Capacidad adicional total a instalar en el período 2010-2030 e inversión requerida en el período para cada escenario de mix de generación a 2030.



Nota: el alargamiento de la vida de las centrales nucleares cuenta como capacidad adicional, con respecto al parque de partida

En todos los escenarios contemplados, la capacidad instalada en energías renovables, excluyendo la hidráulica convencional, experimenta un crecimiento notable, entendiéndose que se trata de una fuente que ayudará a cumplir con los objetivos 20/20/20 de la Unión Europea y, en concreto, los marcados por la Directiva 2009/29/CE, que apunta a una cuota de un 20% de energía final de energía renovable. Incluso en los escenarios más conservadores en cuanto a participación de las renovables, con una penetración del 30% en 2030 (escenarios 3 y 4), la capacidad instalada de estas tecnologías se duplica respecto a la actual. Para alcanzar una proporción del 50% de energía generada con fuentes renovables (escenarios 1 y 2) es necesario casi cuadruplicar la capacidad instalada renovable, al pasar de unos 25 GW a casi 100 GW de renovables.

En términos de inversión, la diferencia máxima entre los escenarios alcanza los 70.000 M€ entre escenarios con distinto grado de cobertura de renovables, muy condicionada por la necesidad de respaldo y la

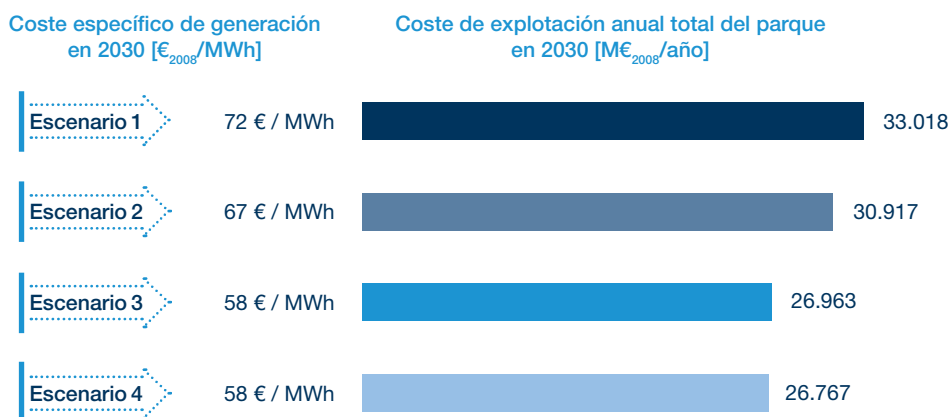
instalación de tecnologías con menor utilización. En efecto, se observa cómo la diferencia de inversión requerida entre los escenarios 2 y 3, que solamente se diferencian por la proporción de renovables, alcanza los 65.000 M€.

Por otro lado, la comparación de los escenarios 1 y 2 permite comprobar que el beneficio económico de alargar la vida de las centrales nucleares reside en la posibilidad de ahorrar del orden de 7.000 M€ de inversión.

Sensibilidades que contemplan una reducción del 10% en el coste del combustible de referencia implican una reducción del 1,2% en el coste de explotación del parque, lo que se traduce en 375 M€ al año. Expresado en otros términos, sería necesario que el coste de todos los combustibles se duplicara (alcanzado el carbón precios de 220 \$2008/ton) para que se igualaran los costes de los escenarios 2 y 3. Esto evidencia el peso decreciente de las tecnologías fósiles en la cobertura de la demanda.

Figura 26

Coste específico de generación y coste de explotación anual total del parque en 2030 para cada escenario.



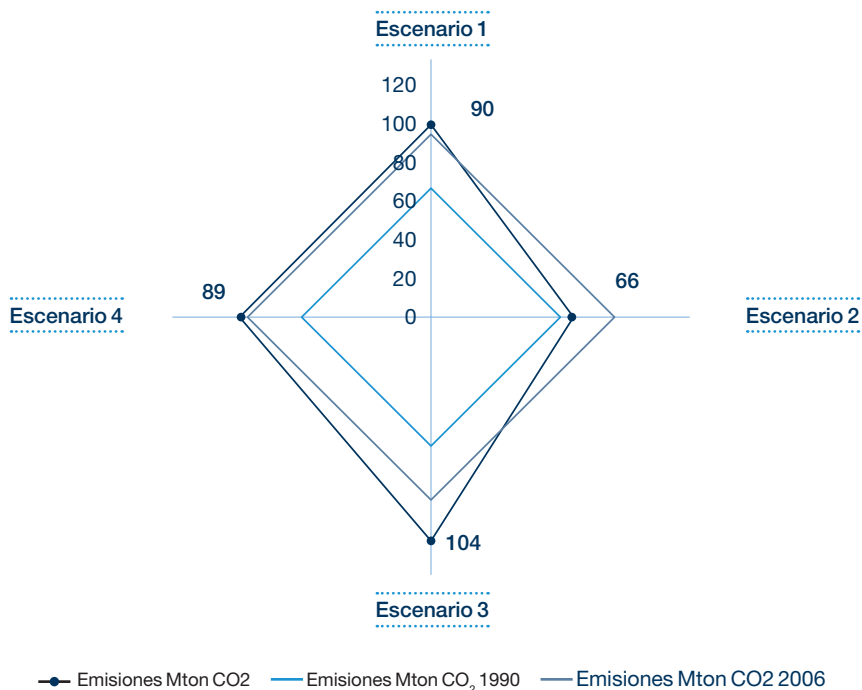
Sostenibilidad medioambiental

En términos de sostenibilidad medioambiental, se han cuantificado las emisiones de GEI que resultarían de cada uno de los escenarios. La reducción de CO₂ está ligada al peso de tecnología

renovable y nuclear. El escenario 2, con alta proporción de renovables (50%) y alargamiento de vida de las centrales nucleares, reduce el volumen de emisiones por debajo de los niveles de 2006, e incluso se acerca a los niveles de 1990, como se ilustra en la Figura 27.

Figura 27

Coste específico de generación y coste de explotación anual total del parque en 2030 para cada escenario.



Grado de autoabastecimiento

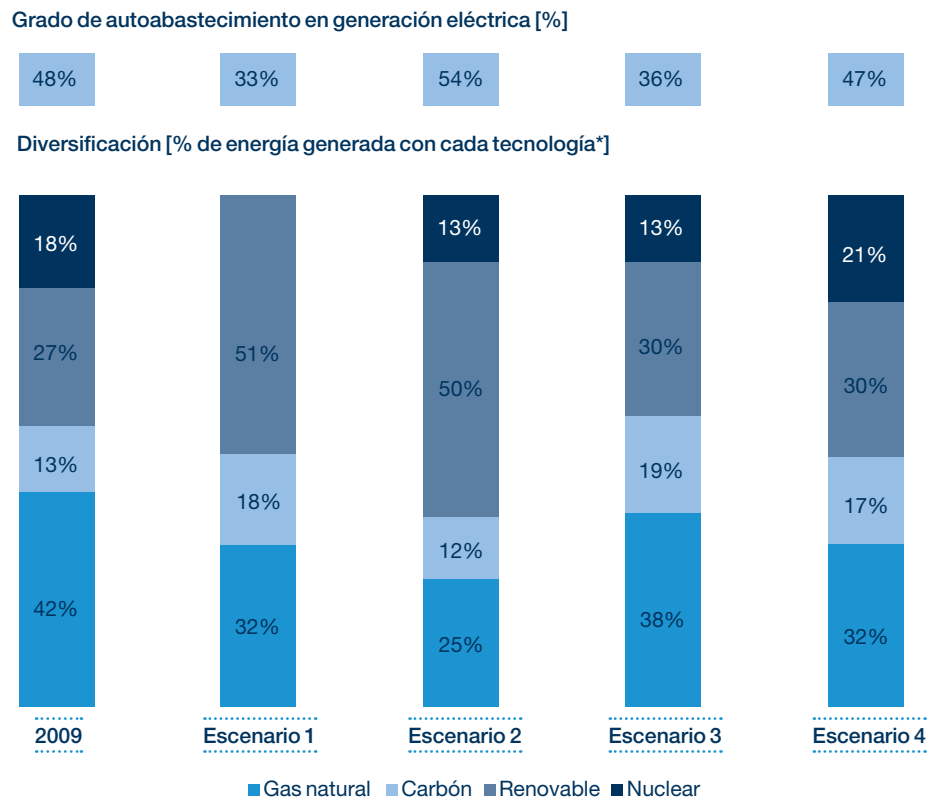
Las fuentes renovables, junto a la energía nuclear, mejoran el grado de autoabastecimiento del parque de generación (Figura 28). De hecho, en los escenarios en los que las renovables alcanzan el 50% y se alarga la vida útil de las nucleares, el grado de

autoabastecimiento de la generación eléctrica llega hasta el 54%, frente a un 48% en 2008.

Igualmente es necesario valorar que algunos escenarios presentan un mix de generación más diversificado que otros, tal y como se muestra en la siguiente figura.

Figura 28

Grado de autoabastecimiento en generación eléctrica y diversificación de cada escenario de mix de generación a 2030.



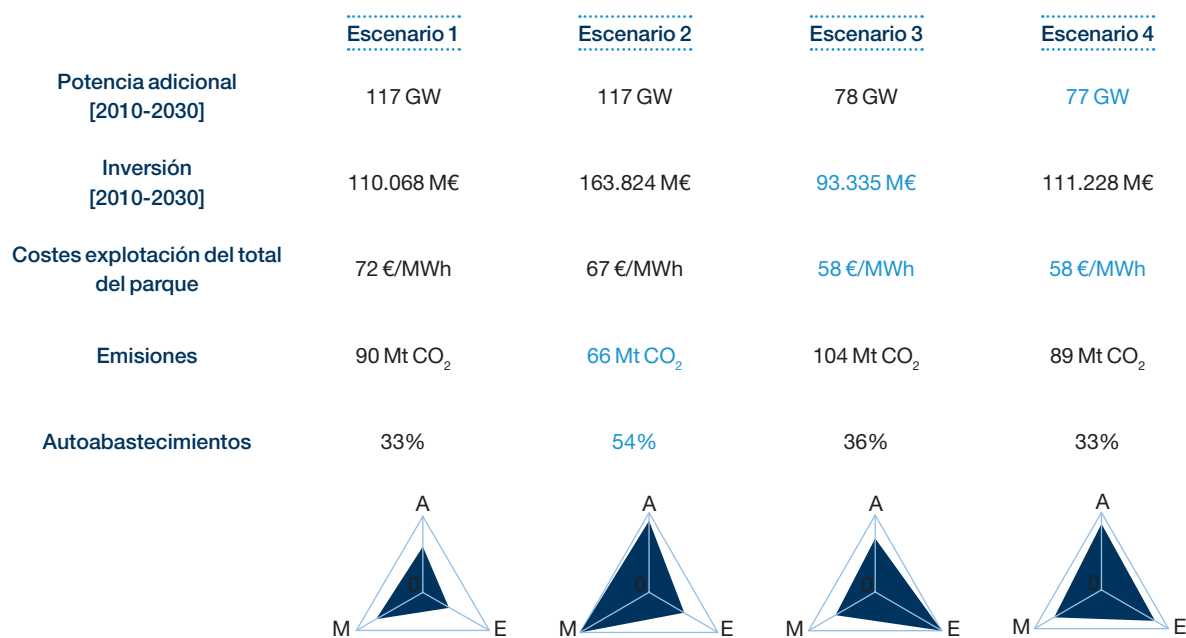
* se excluye del cálculo la generación con bombeo

El conjunto de todos estos resultados (económicos, ambientales y de seguridad de suministro) que se han ido detallando en los puntos anteriores, se recoge en la Figura 29, donde se visualiza cómo

cada escenario responde ante cada uno de los ejes básicos en torno a los cuales debe articularse una planificación energética a medio plazo.

Figura 29

Grado de autoabastecimiento en generación eléctrica y diversificación de cada escenario de mix de generación a 2030.



[M-Sostenibilidad Medioambiental, E-Eficiencia Económica, A-Grado de Autoabastecimiento y Diversificación]

Sensibilidad sobre la demanda

Los resultados obtenidos y los escenarios analizados han sido sometidos a muy diversos análisis de sensibilidad. Entre estos análisis de sensibilidad conviene destacar el que resulta de suponer un crecimiento de demanda menor al utilizado en el caso base.

Se ha supuesto una contracción de la demanda en 2030 del 20% respecto al caso base, utilizando como escenario de comparación el que contiene un 50% de penetración de renovables y el alargamiento de la vida de las centrales nucleares hasta los 60 años (escenario 2). Esta hipótesis de demanda implica un crecimiento anual medio en el período 2009-2030 del entorno del 1,5%, en lugar del 2,5% del caso base.

Los resultados obtenidos en este supuesto ponen de manifiesto los importantes beneficios que se pueden alcanzar con medidas de eficiencia energética y políticas de ahorro:

- Reducción de un 30% (50.000 M€) en términos de inversión.
- Parque que requiere una capacidad instalada de un 19% (37.000 MW) inferior a la de un escenario comparable.
- Ahorro anual en costes de explotación del 27% (8.500 M€/año).

Desde el punto de vista medioambiental, se produce un ahorro en emisiones de más de 16 millones de toneladas anuales, así como un incremento del grado de autoabastecimiento de cuatro puntos respecto a un escenario comparable.

Esta sensibilidad sugiere que la eficiencia energética y el ahorro son dos vectores que deberían ser centrales a las políticas energéticas. Sin embargo, el diseño de iniciativas en este sentido es complejo por su actuación sobre sectores difusos y por la dificultad que entraña la medición de los beneficios conseguidos.



Resumen de conclusiones

El análisis recogido en el presente documento ha huido, por diseño y por convicción, de un afán determinista o dirigista. No se pretende definir un parque de generación “óptimo” o de establecer unas directrices rígidas para la elaboración de una política energética. Corresponde a los poderes públicos y a la sociedad en general, decantarse por unas u otras soluciones en función del valor que se otorgue a cada una de las variables (eficiencia económica, sostenibilidad medioambiental y seguridad de suministro) por cada uno de los agentes involucrados. Pero esta labor de valoración y de establecimiento de compromisos entre variables no siempre convergentes exige la adecuada cuantificación y el análisis de los distintos parámetros, lo que ha sido el objetivo fundamental del documento.

Las valoraciones y los análisis realizados nos permiten, sin embargo, compartir algunas reflexiones que podrían servir para contribuir al debate sobre las distintas alternativas de planificación energética.

“La cobertura de la demanda con la adecuada garantía de suministro exige la participación equilibrada de todas las tecnologías disponibles.”

Los responsables de planificación energética de la Administración, los reguladores, las instituciones académicas y las empresas han debatido siempre sobre la búsqueda del “mix óptimo”. Esto lleva a cierta frustración al no poder identificarse una tecnología ideal: no existe una única tecnología de generación que resulte simultáneamente óptima desde un punto de vista económico, ambiental y de seguridad de suministro. Si existiese, se acabaría el debate sobre el mix.

Por tanto, el parque generador debe contener un equilibrio entre las diferentes tecnologías, cada una

de las cuales aporta en distinta medida a cada uno de los tres objetivos básicos de la política energética. Por ejemplo, las tecnologías que aportan capacidad firme, que aseguran el suministro (básicamente nuclear y térmica), deben estar presentes en una proporción casi fija, independientemente de la participación del resto de tecnologías. En los escenarios analizados, la nueva capacidad térmica instalada en el período 2010-2030 se sitúa en un estrecho rango de 35-40 GW.

“El incremento previsto de demanda va a exigir al sector eléctrico un gran esfuerzo económico e industrial.”

Independientemente de los supuestos que se utilicen para la proyección de la demanda, y a pesar de la situación actual de contracción de la misma y de exceso de capacidad, desde hoy hasta el año 2030 se va a producir un incremento de demanda muy significativo, tanto en potencia punta como en consumo de energía. En función de las hipótesis de incremento, la demanda adicional que debe cubrirse en este período se situará en el rango de 100-200 TWh. Para cubrir este incremento, teniendo en cuenta la probable retirada por obsolescencia tecnológica de buena parte de la capacidad térmica instalada actualmente, será necesario incorporar un nuevo parque de generación de varias decenas de miles de MW.

En definitiva, si se toma cualquier período largo de tiempo (20-25 años) en el pasado, al igual que ocurre en esta proyección, la industria eléctrica está obligada a un esfuerzo inversor muy considerable. Y este esfuerzo inversor va acompañado de una exigencia industrial (ingeniería, montaje, I+D+i) que no puede improvisarse.

En la proyección que nos ocupa, este esfuerzo inversor se ha cuantificado en un rango de 100.000-170.000 M€, que implica una exigencia industrial de abordar la instalación de 3.000-5.000 MW de nueva capacidad de generación todos los años.

“Las energías renovables jugarán un papel fundamental en la aportación de nueva generación eléctrica y contribuirán decisivamente a satisfacer los objetivos ambientales.”

Es incuestionable que las energías renovables juegan ya hoy un papel protagonista en la configuración del parque de generación. Ya no pueden considerarse tecnologías novedosas y experimentales, sino parte esencial de un parque de generación equilibrado y eficiente. En cualquier escenario de planificación, es fundamental la participación de las energías renovables en el esfuerzo industrial e inversor.

Además, los objetivos medioambientales a los que se ha comprometido la Unión Europea exigen la participación de las energías renovables en el mix de generación. Solamente en alternativas con alta proporción de renovables y nuclear podría reducirse el volumen de emisiones de gases de efecto invernadero respecto al nivel de 2006, e incluso acercarse a los niveles de 1990.

En este sentido, la industria renovable española afronta un período de consolidación como parte del mix energético y de crecimiento para satisfacer las necesidades de la demanda. En cualquier escenario de futuro, entre un 40 y un 70% de la nueva capacidad instalada será renovable y supondrá entre un 50 y un 80% de la nueva inversión en generación.

Por otro lado, la presencia creciente de tecnologías renovables refuerza la exigencia de inversión, puesto que al tratarse generalmente de fuentes de energía no gestionables, la instalación de capacidad renovable obliga a la existencia de capacidad térmica de respaldo. Por este motivo, y por el bajo factor de carga de las tecnologías renovables, los escenarios con mayor proporción de renovables multiplican el esfuerzo que debe acometer el sector eléctrico. En los escenarios analizados se pone manifiesto que el incremento en 20 puntos de la participación de las energías renovables en la generación eléctrica da

lugar a necesidades de inversión superiores en casi 70.000 M€, como consecuencia de la instalación de 45 GW adicionales de capacidad.

No puede olvidarse que una alta participación de energías renovables en el mix de generación impone dificultades y restricciones a la explotación del sistema eléctrico. En particular, la naturaleza volátil y no gestionable de estas fuentes puede dar lugar a situaciones de riesgo para la seguridad del suministro eléctrico, si no se dispone de las infraestructuras necesarias. Desde este punto de vista, para alcanzar una proporción de renovables en el parque generador muy superior a la actual, debe considerarse como condición previa la existencia de interconexiones mucho más robustas entre la península Ibérica y el resto de Europa e incrementar la capacidad de almacenamiento.

“No se puede descartar la tecnología nuclear como una alternativa de futuro.”

La energía nuclear como alternativa de generación de energía eléctrica ha sido objeto de controversia desde sus primeros desarrollos. Es incuestionable que su presencia en el mix genera opiniones y percepciones muy divergentes, que deben resolver los poderes públicos y la sociedad civil. Está muy lejos del objetivo del presente documento el responder a todos los matices de este debate, pero los análisis realizados ponen de manifiesto algunos factores que podrían contribuir a aclarar ciertos elementos cuantificables del problema.

Los escenarios que contemplan la participación de la energía nuclear presentan menores costes y también contribuyen a la reducción de emisiones. Esto es particularmente cierto cuando se compara el alargamiento de vida de las centrales nucleares hoy existentes con cualquier alternativa de instalación de nueva capacidad. El alargamiento de vida de las centrales nucleares actualmente existentes en España permitiría ahorrar 7.000 M€ en inversiones y reduciría la factura eléctrica en más de 2.000 M€ anuales.

“La eficiencia energética debe tenerse en cuenta como un elemento eficaz en la planificación energética.”

La eficiencia energética forma parte de cualquier programa de planificación energética. No hay duda de que la posibilidad de obtener los mismos grados de desarrollo y confort con menor consumo de energía debería figurar como un objetivo básico para garantizar la sostenibilidad de nuestra economía en el largo plazo.

El dilema que siempre se ha planteado respecto a esta cuestión es cómo conseguir resultados tangibles, medibles y económicamente eficientes mediante las distintas alternativas de programas que existen. El presente estudio no ha abordado este asunto, que debería ser objeto de un análisis de tipo tecnológico y económico muy diferente al que aquí se plantea; pero sí se ha intentado cuantificar la magnitud de la oportunidad.

Escenarios que contemplan un ahorro del 20% en la demanda respecto al escenario base, ponen de manifiesto los importantes beneficios que se pueden alcanzar con medidas de eficiencia energética y políticas de ahorro: se observa una reducción de un 30% (50.000 M€) en términos de inversión y un ahorro anual de un 27% (8.500 M€) en costes de explotación. Medioambientalmente se produce un ahorro en emisiones de más de 16 M toneladas anuales, así como un incremento del grado de autoabastecimiento de cuatro puntos, respecto al escenario comparable.

“La complejidad del sector da lugar a que cualquier alternativa de generación en el largo plazo tenga implicaciones diversas en otras actividades.”

Las distintas alternativas de parque de generación eléctrico dan lugar a diferentes requerimientos en cuanto a redes de transporte y distribución de gas y electricidad, con impactos muy significativos de coste e inversión para el sistema.

Adicionalmente, las condiciones de explotación en cada escenario podrían dar lugar a costes elevados y a situaciones de riesgo para la garantía de suministro, si se producen transiciones bruscas en la producción aportada por determinadas fuentes no gestionables. Estos ajustes abruptos demandan programas de generación flexibles, con numerosas subidas y bajadas de carga, mayores volúmenes

de reserva rodante y reserva fría, la operación de centrales térmicas en situación de “mínimo técnico” o la intensificación de la programación de centrales por restricciones, así como una operación no óptima de las centrales térmicas. Esto puede dar lugar a un incremento de costes de combustible y de costes operativos, así como a una degradación de los equipos, que provoca menor fiabilidad y un incremento en las inversiones de mantenimiento.

Esto debe ser tomado en consideración cuando se evalúan las distintas alternativas y entendiendo que la importancia de estos efectos sobre la explotación se acentúa con una mayor penetración de fuentes no gestionables, la desaparición del exceso de capacidad del que disfruta el sistema actualmente y una situación de isla eléctrica. La capacidad de interconexiones de la península Ibérica con el resto de Europa y con el Norte de África es un factor clave de diseño de nuestra política energética y debe ir íntimamente ligado a los compromisos que se adopten en las políticas energéticas.

“¡Hay que actuar ya!”

Puestas las alternativas sobre la mesa y sea cual sea el escenario que elijamos, estamos en un momento crucial en el que es preciso tomar decisiones. El mix energético español de hoy es diversificado y responde a nuestras necesidades, pero nuestras expectativas y nuestros compromisos en 2030 serán diferentes y es preciso saber hacia qué escenario queremos caminar y empezar a actuar ya, para que los agentes puedan programar sus decisiones de inversión para los próximos cinco a 10 años. Sólo una planificación energética a largo plazo, independiente de las alternancias de signo político y que se considere parte estratégica de las políticas de Estado constituye una base sólida y atractiva para que los actores privados decidan acometer estas inversiones con confianza.

En cualquiera de los escenarios, todas las energías tendrán un papel importante y significativo en el diseño de un modelo eléctrico español que garantice a las generaciones venideras el suministro, la eficiencia económica y la sostenibilidad medioambiental del sistema.

Referencias

- [1] Energy efficiency: delivering the 20% target – Communication from the Commission, Brussels, 13-11-2008, COM (2008) 772 final.
- [2] Directive 2009/28/EC of the European Parliament of the Council of 23 april 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC, OJ L 140, 5-6-2009.
- [3] Directive 2009/29/EC of the European Parliament of the Council of 23 april 2009 amending Directive 2003/87/EC so as to improve and extend the greenhouse gas emission allowance trading scheme of the Community, OJ L 140, 5-6-2009.
- [4] “Roadmap 2050: a practical guide to a prosperous, low-carbon Europe”, april 2010.
- [5] B. Obama and J. Biden, “New Energy for America”, 2008.
- [6] International Energy Agency, “Key Statistics 2009-Reference Scenario 2030”.
- [7] OCDE/International Energy Agency, “How the Energy Sector can Deliver on a climate agreement in Copenhagen”, october 2009.
- [8] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (MITyC), “Energías renovables: situación y objetivos”, abril 2010.
- [9] CNE, “Informe complementario a la propuesta de revisión de la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2008. Precios y costes de la generación de electricidad”.
- [10] Fondo Monetario Internacional (FMI), “World Economic Outlook Database”, octubre 2009.
- [11] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (MITyC), “Estrategia integral para el vehículo eléctrico”, abril 2010.
- [12] Red Eléctrica de España (REE), “El Vehículo Eléctrico”, “Integración en el sistema eléctrico”, “Visión del operador del sistema”, enero 2010.
- [13] Red Eléctrica de España, “El sistema eléctrico Español. Informes 1995-2008”.
- [14] Senter Novem, Implementing smart metering infrastructure at small-scale customers, 2005.
- [15] Sustainability first, G. Owen and J. Ward, “Smart Meters: Commercial, Policy and Regulatory Drivers”, 2006.
- [16] Sustainability first, G. Owen and J. Ward, “Smart Meters in Great Britain: the next steps?”, 2007.
- [17] Department of Energy and Climate Change (DECC), “Impact assessment of a Great Britain-wide Smart Meter roll out for the domestic sector”, 2009.
- [18] Union for the Co-ordination of Electricity (UCTE), “System adequacy forecast 2009-2020”, january 2009.
- [19] International Energy Agency, “World Energy Outlook 2008”.
- [20] International Energy Agency, “World Energy Outlook 2009”.
- [21] European Commission, “Directorate Gral. Energy & Transport, Trends to 2030”. Update 2007.
- [22] International Energy Agency and Nuclear Energy Agency, “Projected Costs of Generating Electricity”, 2010 edition.
- [23] “Prospectiva de generación eléctrica 2030”, UNESA (2007).
- [24] “Mix de Generación en el sistema eléctrico español en el horizonte 2030”, Foro de la Industria Nuclear Española (2007).

Contactos:

Gonzalo Sánchez

Socio responsable Sector Energía
gonzalo.sanchez@es.pwc.com

Antonio Rodríguez de Lucio

Socio responsable consultoría Sector Energía
antonio.rodriguez.de_lucio@es.pwc.com

Enrique Muñoz

Socio responsable transacciones Sector Energía
enrique.muñoz.net@es.pwc.com

Iñaki Goiriena

Socio responsable auditoría Sector Energía
iñaki.goiriena@es.pwc.com

Joan Daura

Socio responsable servicios legales y fiscales Sector Energía
joan.daura.cros@es.pwc.com

Jordi Sevilla

Senior Advisor de PwC
jordi.sevilla@es.pwc.com

Pedro Larrea

Socio Sector Energía
pedro.larrea.paguaga@es.pwc.com

Blanca Perea

Senior Manager Sector Energía
blanca.perea.solano@es.pwc.com

Agradecimientos:

Este informe ha sido realizado por profesionales de PricewaterhouseCoopers España. La firma agradece a todos ellos su aportación, especialmente a [Antonio Rodríguez de Lucio](#), [Blanca Perea](#), [Pedro Larrea](#), [Jordi Sevilla](#), [Alejandro Falkner](#), [Alicia Olivas](#) y [Borja González](#).

Este informe ha sido impreso en papel fabricado con pasta virgen de fuentes certificadas bajo criterios de gestión forestal sostenible.

PricewaterhouseCoopers (www.pwc.com) ofrece servicios de auditoría, consultoría y asesoramiento legal y fiscal para dar confianza e incrementar el valor de sus clientes y stakeholders. Más de 163.000 personas en 151 países aúnan sus conocimientos, experiencia y soluciones para aportar nuevos puntos de vista y un asesoramiento práctico.

© 2010 PricewaterhouseCoopers. Todos los derechos reservados. "PricewaterhouseCoopers" se refiere a la red de firmas miembros de PricewaterhouseCoopers International Limited; cada una de las cuales es una entidad legal separada e independiente.