



Hacia una

Energía

competitiva,
sostenible
y garantizada



CÍRCULO
DE EMPRESARIOS

Hacia una

Energía

competitiva,
sostenible
y garantizada

Índice

Presentación	7
Mónica de Oriol, Presidente del Círculo de Empresarios	
Introducción	8
Josu Jon Imaz, Presidente del Comité de Energía	
Conclusiones y recomendaciones	11
Círculo de Empresarios	
Participantes	21
Parte I: Combustibles fósiles	25
Previsión de oferta y demanda de petróleo, crudos no convencionales y productos petrolíferos Repsol	27
Análisis de la previsión de oferta y demanda global de crudo y productos petrolíferos Cepsa	37
Visión del sector de la logística del petróleo CLH	51
Visión general del escenario futuro de la energía a 2035. Garantía y seguridad de suministro. La energía como factor de la competitividad de la economía. La sostenibilidad medioambiental Enagás	67
Oferta y demanda de gas natural y gases no convencionales. El gas natural y los tres ejes del “trilema” energético: garantía y seguridad del suministro, competitividad y sostenibilidad. El mercado interior de energía: interconexiones Gas Natural	97
Un futuro para la energía eléctrica con carbón Endesa	123

Parte II: Energía no fósil	139
Análisis de la previsión de oferta y demanda de biocombustible Cepsa	141
Biocombustibles en el escenario energético mundial Repsol	147
Una visión general del escenario futuro de la energía a 2035 (oferta y demanda). Garantía y seguridad de suministro de la energía. La energía como factor de competitividad de la economía. La sostenibilidad medioambiental. Conclusiones Acciona	153
Un futuro para la energía nuclear Endesa	181
Una visión general del escenario futuro de la energía a 2035 (oferta y demanda). Garantía y seguridad de suministro de la energía. La energía como factor de competitividad de la economía. La sostenibilidad medioambiental. Conclusiones Elecnor	193

Parte III:	
Política energética, competitividad y sostenibilidad	219
Electrificación del modelo energético Iberdrola	221
Las negociaciones internacionales de cambio climático: hacia París 2015 Iberdrola	227
Las ventajas de la posición atlántica frente al pacífico Repsol	247
Política energética y desarrollo tecnológico para reducir la dependencia y vulnerabilidad europea. Recursos propios y suministradores de energía Mckinsey	253
Impacto de los costes energéticos en la competitividad de la industria en España Roland Berger, Siemens, Solvay Ibérica y Atlantic Copper	267

Presentación

La búsqueda de una energía competitiva, sostenible y cuyo suministro esté garantizado es, sin lugar a dudas, una exigencia básica de cualquier economía moderna y competitiva. El crecimiento económico de un país, el desarrollo de sus empresas y el bienestar de sus ciudadanos se encuentran íntimamente ligados a cómo se consiga resolver este asunto capital.

En el Círculo de Empresarios, cuyas reflexiones y propuestas han estado siempre orientadas por una marcada preocupación por el interés de la sociedad en su conjunto, hemos reflexionado sobre este importante tema en numerosas ocasiones, tanto en documentos específicos como en otros de carácter más general. Muy recientemente, en nuestro Barómetro de los Círculos, apuntábamos la necesidad de “un marco regulatorio de las infraestructuras transparente, predecible y estable que genere precios, especialmente en energía, que no supongan una desventaja competitiva en el entorno internacional”.

Son muchos los factores, desde tecnológicos a geopolíticos o medioambientales, que inciden en este asunto altamente complejo. Y muchas las consecuencias, tanto positivas como negativas, que se pueden derivar de la forma en que éste se aborde. El futuro de la energía es algo que, necesariamente, debe enfocarse de manera conjunta y coordinada en un entorno de globalización. Por lo que respecta a nuestro país, por ejemplo, se hace patente la necesidad de contar, además de con una política propia, con una política energética europea. Se trata de uno de esos temas en los que la iniciativa privada tiene que estar perfectamente ensamblada con la acción de los poderes públicos, tanto en sus ámbitos nacionales como internacionales.

En España, y en el Círculo de Empresarios, tenemos compañías energéticas de primera línea en el contexto internacional. Gracias a ello, un equipo de lujo dirigido por Josu Jon Imaz, en el que han participado representantes de empresas productoras, distribuidoras, grandes consumidoras y consultoras, ha producido a lo largo de varios meses de trabajo un documentado y riguroso estudio del que se derivan importantes conclusiones y recomendaciones. Gracias a todos por su dedicación y por su esfuerzo y, sobre todo, por lo que considero como más importante: una orientación de futuro en un tema esencial para nuestra economía y nuestra sociedad que todos –ciudadanos, empresas y administraciones- deberíamos tener muy en cuenta.

Mónica de Oriol

Presidente del Círculo de Empresarios

Introducción

¿Qué haríamos en un mundo sin energía? Lógicamente, ésta es una pregunta retórica, ya que ha estado presente siempre acompañando la evolución de la humanidad. Cada gran paso de progreso que ha tenido lugar en el mundo ha tenido como elemento motor la energía. Ya hace casi un millón de años el hombre con el dominio del fuego se dio cuenta de que esta “magia” le proporcionaba una independencia que le permitía prosperar. La energía es eso, es progreso, es evolución.

Estamos en un contexto global tremendamente cambiante a todos los niveles y a esto tampoco es ajeno el campo de la energía. Asistimos a escenarios de precios muy variables; a potencias emergentes que hasta ahora habían estado aletargadas y que despiertan con aspiraciones de desarrollo y progreso, concentrando en ellas todo el crecimiento esperado de consumo energético en las próximas décadas; a conflictos geopolíticos en cuyo eje se encuentra la energía bien sea como motivo del mismo o como instrumento de negociación; a una desproporción en el reparto de la energía que debe hacernos reaccionar y pensar rápido.

Es éste un momento retador en el que las empresas de energía, acompañando y acompañadas de los decisores políticos, debemos estar a la altura, debemos saber responder a lo que la sociedad demanda de nosotros. Debemos proporcionar la energía que el mundo necesita y debemos hacerlo de la manera más sostenible.

En este nuevo escenario de incremento de demanda de energía concentrada en países no OCDE y con unos patrones muy distintos de crecimiento, todas las fuentes de energía deben estar presentes, optimizando su aportación en los sectores que así lo demanden. La respuesta a un mundo más desarrollado y equilibrado no está en una sola fuente de energía. No hay una única respuesta, no hay balas de plata. La solución está en el conjunto de todas ellas, aportando cada una su potencial allá donde sea necesario.

Por ello, porque es una responsabilidad compartida, hemos contado para esta publicación con la colaboración de un buen número de empresas energéticas de distintos ámbitos, así como con empresas consumidoras de energía. Hemos sido capaces de compartir una visión sobre la energía y su futuro, así como de reflexionar juntos sobre aquellos objetivos que las políticas energéticas deben asegurar: la seguridad de suministro, la competitividad de la industria y de la sociedad, así como la sostenibilidad. Desde aquí quiero agradecer a todas las empresas participantes su responsabilidad por haber sido capaces de acercarse a la reflexión desde el interés general, y no desde su posición sectorial como empresa. Además, esta contribución es relevante en el contexto de una realidad como la española, que comienza el camino de la recuperación económica, y para cuya competitividad la energía es factor importante. El papel de España y nuestros retos energéticos en el contexto europeo, también han sido abordados en nuestra reflexión.

Debemos sumar, debemos construir entre las distintas fuentes el gran puzle energético, en el que todas las piezas son claves. Nunca se ha visto un puzle en el que todas las partes sean iguales, cada una es distinta, pero complementaria y ahí está el camino, en encajar cada una de ellas en la posición ideal, para así crear el mejor resultado final.

Josu Jon Imaz

*Presidente del Comité de Energía
y Consejero Delegado de Repsol*

Conclusiones y recomendaciones

Introducción

Según sus últimas estimaciones, la Agencia Internacional de la Energía prevé un incremento de la demanda mundial de energía del 33% hasta el 2035. Este aumento global se caracteriza por un desplazamiento del centro de gravedad de la demanda de energía hacia economías emergentes, en especial China, India, Sudeste Asiático y Oriente Medio. A este aumento de la demanda se le suman dos condicionantes: primero, la mayor dificultad en la obtención de fuentes de energía tradicionales, tanto por el cada vez más difícil acceso a algunos recursos (p.ej., en condiciones de desarrollo y exploración cada vez más extremas) como por la incertidumbre asociada (p.ej., por razones geopolíticas). Y, segundo, la creciente preocupación por la sostenibilidad ambiental del modelo energético global. Estos condicionantes plantean un reto enorme a los agentes responsables de la política energética y de la oferta (p.ej., gobiernos, agencias, empresas públicas y privadas) para que puedan satisfacer la demanda prevista en condiciones adecuadas.

En este contexto, el Comité de Energía del Círculo de Empresarios se ha marcado como objetivo plantear propuestas que ayuden a afrontar el reto al que se enfrentan los sistemas energéticos español y europeo. Estas propuestas pretenden avanzar simultáneamente y de manera equilibrada y racional en los tres ejes que constituyen las políticas energéticas europeas: (i) mejora de la competitividad económica; (ii) incremento de la seguridad del suministro, y; (iii) aumento de la sostenibilidad.

La competitividad en el coste de la energía se presenta como un eje clave en el desarrollo de cualquier política energética tanto por su impacto directo en la evolución del PIB como por su impacto en balanza comercial de nuestra economía.

En España las industrias intensivas en energía (p.ej., metalúrgica, química, papelera) representan el 2,3% del total del PIB. Este número es bajo en comparación con otros países europeos (p.ej., Alemania 3,8%, Países Bajos 3,2%) y similar al de otros (p.ej., Reino Unido y Francia). Sin embargo, tiene un impacto muy relevante en la economía española ya que el sector industrial tiene un importante efecto directo de arrastre y multiplicador en el PIB por el tejido de proveedores que se desarrolla en su entorno, así como, un efecto indirecto por la mayor renta y bienestar socio-económico que aporta. Adicionalmente, el refuerzo del sector industrial será una de las apuestas que España tendrá que hacer para lograr el crecimiento y una mayor diversificación y estabilidad de su economía en el medio y largo plazo. En este sentido, el sector energético y la gran industria comparten importantes retos en el ámbito de la sostenibilidad económica y competitividad. Ambos sectores, no sólo son claves para el desarrollo económico en España sino que también tienen desafíos complementarios. Un sector energético competitivo, sostenible económicamente y adecuadamente interconectado e integrado en el mercado interior energético permitirá unos precios de electricidad y gas competitivos para los consumidores españoles. Esto permitirá a la industria española alcanzar los necesarios niveles de actividad y consumo sin los cuales la sostenibilidad del sector energético se encontraría en riesgo.

En el caso del gas, éste representa un porcentaje importante de los costes totales de producción en subsectores como el cerámico, el vidrio, el acero o en parte del sector químico. La caída de la demanda de gas y la inclusión de nuevos costes exógenos, podrían implicar un ajuste de los costes para el usuario final. Por lo tanto, España debería apostar por el desarrollo de las vías necesarias para favorecer la explotación del gas autóctono a precios competitivos de mercado.

Otra parte relevante del coste energético es la electricidad, ya que es uno de los factores más importantes a la hora de definir su competitividad a nivel global. En España, en los últimos años, el precio de electricidad se ha visto incrementado a través de conceptos no relacionados directamente con el suministro, sino con políticas medioambientales, industriales y sociales o, directamente, como consecuencia de una mayor presión fiscal sobre el consumo y la producción eléctrica. A pesar de que el mercado mayorista eléctrico es líquido y sus precios son competitivos con respecto a los principales mercados europeos, y de que los costes de red están muy por debajo de los habituales en Europa, existe una fuerte componente regulatoria y de fiscalidad que incrementa el precio final de electricidad para el consumidor final. La componente regulada del precio eléctrico ha sido recordada (p.ej., renovables, retribución al transporte y la distribución, pagos por capacidad, cogeneración, interrumpibilidad) tras las sucesivas reformas del sector. Sin embargo, la fiscalidad aplicada en la energía ha sufrido fuertes incrementos relacionados con la nece-

sidad de atajar los déficits públicos (nacional y de tarifa eléctrica). Esa creciente presión fiscal representa una amenaza a la competitividad de la industria (y del sector energético).

La seguridad de suministro energético está en las primeras posiciones de la agenda geopolítica actual y algunos eventos recientes como la inestabilidad en Ucrania han elevado aún más su notoriedad en la sociedad y su impacto en los mercados. España es dependiente casi al 100% de las importaciones en sus dos principales fuentes de energía primaria, el petróleo y el gas, y aun en el conjunto de la Unión Europea la dependencia energética del exterior es muy alta (i.e., 86% en petróleo y 66% en gas en 2012). Aunque la diversificación de fuentes de suministro haya aumentado en la Unión Europea en petróleo y gas en los últimos años, el gran peso de Rusia en términos de gas o de los Estados miembros de la OPEP ilustra la delicada situación europea en este eje de la política energética. Sin embargo, en lo que respecta a gas natural, España dispone de una diversificación de suministros singular gracias a las seis plantas de regasificación de las que actualmente dispone el sistema gasista español; en 2013 se recibió gas natural procedente de once orígenes.

La sostenibilidad ambiental es un tema clave e indiscutible en la agenda energética de la Unión Europea. Prueba de ello, es el lanzamiento del Paquete Energía y Clima cuyos objetivos principales son la reducción de los gases de efecto invernadero, el impulso de la penetración de las fuentes renovables y el incremento de la eficiencia energética global de la Unión.

Como fruto de las discusiones llevadas a cabo por los miembros del Comité de Energía del Círculo de Empresarios, surgen una serie de propuestas para que la política energética española y europea avance en los tres ejes descritos anteriormente. Las propuestas realizadas, y descritas en este documento, se pueden estructurar en seis líneas de actuación:

- Eficiencia energética
- Energías renovables
- Gas natural
- Combustibles tradicionales
- Combustibles fósiles no convencionales
- Interconexiones

Impulso de la eficiencia energética

Dentro de las líneas de actuación consideradas, las medidas de promoción de la eficiencia energética logran simultáneamente una reducción importante de: (i) la factura energética europea (promoviendo la competitividad energética); (ii) la dependencia energética del viejo continente, y; (iii) las emisiones de gases de efecto invernadero. Adicionalmente, también hay que recordar que el Consejo Europeo de octubre de 2014 mantiene un objetivo indicativo orientado a que la eficiencia energética mejore al menos en un 27% de aquí a 2030.

La mayoría de las medidas consideradas bajo el epígrafe de la eficiencia energética consiguen ahorros sustanciales de costes, esto es, tienen un balance económico positivo o “se pagan por sí mismas”. Simultáneamente, las medidas de eficiencia energética son altamente accionables por tres motivos: (i) al ser escalables la mayoría requieren una inversión relativamente reducida (al contrario que muchas medidas de política energética más “*upstream*”); (ii) el atractivo para la inversión en este tipo de medidas es elevado ya que el re-pago en el corto/medio plazo puede ser posible en una parte significativa de las medidas, y; (iii) el impacto es fácil de medir y comprobar empíricamente por usuarios, inversores y otros agentes.

En este sentido, todas las características y los motivos enumerados anteriormente sustentan la tesis de que la selección de medidas de eficiencia energética debe realizarse basándose en un análisis del coste/inversión/beneficio de cada una de ellas para el total del sistema. Las principales medidas de eficiencia pasarán, por ejemplo, por incrementar la eficiencia energética en edificios públicos, particulares y comerciales (p.ej., iluminación, climatización, aislamiento), en procesos industriales intensivos energéticamente (p.ej., renovación de motores, calderas y cogeneración) y en la movilidad y el transporte (p.ej., renovación del parque móvil incorporando nuevas tecnologías de motores, impulso de transporte colectivo de pasajeros y de mercancías por ferrocarril). En resumen, las medidas de eficiencia energética, no solo mejorarán la competitividad del coste de la energía (i.e., muchas de ellas tienen un balance económico positivo o “se pagan por sí mismas”) sino que además permitirán reducir la dependencia energética (i.e., reduciendo al menos un 10% de la energía importada por el conjunto de la Unión Europea) y el nivel de emisiones.

Finalmente, mencionar que el impulso público de medidas de eficiencia energética a través de reglamentaciones adecuadas (p.ej., reglamentación energética en edificación) e incentivos (p.ej., fiscales o modelos de financiación favorables) ha sido una herramienta clave utilizada en otros países y que se ha demostrado eficaz y sostenible en casos como Irlanda y Dinamarca (en sectores residencial e industrial) o en Noruega y España (en movilidad y transporte – p.ej., Planes PIVE en España).

Estrategia de Renovables revisada

La Unión Europea viene apostando por las tecnologías renovables desde hace ya muchos años, siendo incuestionable que se ha convertido en la región que a nivel mundial más ha hecho por impulsar este tipo de energías, en línea con sus ambiciosos objetivos de atenuar la dependencia energética y de reducir las emisiones de gases con efecto invernadero. Ahora mismo, las energías renovables en Europa representan ya un poco más del 10% de toda la energía primaria o del 20% de toda la energía eléctrica. Esta apuesta se refuerza con el recientemente aprobado Marco de Política Energética a 2030 y con el impulso dado por la nueva Comisión Europea al sector renovable.

En el caso español el peso de las nuevas tecnologías de generación es muy destacable e, igualmente, su impacto industrial. Esto es especialmente cierto en el caso de la tecnología eólica, que, en 2013, fue la primera fuente de generación eléctrica en España, cubriendo un 20,9% de la demanda. A nivel industrial, España es el tercer exportador mundial de aerogeneradores (tras Alemania y Dinamarca) y el quinto país del mundo en patentes eólicas. Por otro lado, el alto nivel de dependencia energética española hace si cabe más necesaria esta apuesta por recursos autóctonos inagotables, como el viento, el sol o el agua.

Esta triple apuesta a favor de una menor dependencia energética, una menor emisión de CO₂ y el apoyo a un nuevo sector industrial se ve favorecida por los avances logrados en la curva de aprendizaje de estas tecnologías. En los últimos años, muchas de las tecnologías de generación de energía renovable han disminuido sus costes. En los próximos años, se espera que estas tecnologías sigan incrementando su competitividad económica por diversos factores (p.ej., evolución tecnológica, cadenas de suministro más eficientes, mejora continua de la operación y mantenimiento, internalización de los costes de otras tecnologías) haciendo la apuesta por este tipo de energías no solo *estratégica* sino también crecientemente *eficiente*.

De cara al futuro, los responsables de la política energética en Europa y España tienen que garantizar que esta evolución, junto con un precio creciente del CO₂, se traduzca en un mayor desarrollo de las tecnologías renovables más maduras y eficientes. Ambos hechos permitirán equilibrar el mercado y fomentar modelos de entrada de agentes/tecnologías y de asignación de capacidad más competitivos (p.ej., subastas competitivas *ex-ante* encuadradas por modelos de remuneración estables) en función de la madurez y del potencial de reducción de los costes de las distintas tecnologías. A la vez, se debe apostar por la investigación y el desarrollo en tecnologías renovables con mayor potencial a futuro pero menor madurez tecnológica o económica, encuadrado todo ello en el marco de la política de I+D.

Visión de conjunto de gas natural

En línea con la tendencia de los últimos años, se prevé que la demanda de gas natural continúe aumentando en el futuro a nivel mundial, aunque el 80% del crecimiento será debido al aumento del consumo en países que no pertenecen a la OCDE. El gas natural por su desempeño en cuanto a emisiones de CO₂ se vuelve un combustible idóneo en el camino hacia una economía baja en carbono. En este sentido, el gas natural, además de su uso en el sector residencial e industrial, seguirá teniendo un papel clave en la generación eléctrica por medio de los ciclos combinados que son necesarios para garantizar la firmeza y el respaldo indispensable bajo un nuevo modelo con fuerte implantación de energías renovables (representan el 25% de la potencia de generación instalada en España).

En el contexto actual, en el que la Unión Europea importa dos tercios de su consumo de gas natural, se hace necesario el planteamiento de medidas que permitan reducir la vulnerabilidad del suministro exterior. En este sentido, el GNL puede ser un elemento muy importante para mitigar los problemas de seguridad de suministro. Sus orígenes están diversificados y existe un número cada vez mayor de suministradores, siendo asimismo un suministro flexible, que en caso de necesidad o por arbitrajes de precio puede ser desviado a otros mercados.

La privilegiada posición geográfica de España como punto de entrada del gas procedente de Argelia en Europa, así como el relevante papel que juega el GNL en su mercado de gas y su red de gasoductos, permiten que España pueda ser considerada una importante entrada de suministro de gas a Europa. Sin embargo, para que esto pueda ser una realidad, será necesario que se incremente la capacidad de interconexión entre la Península Ibérica y Francia, y, adicionalmente, se deberá aumentar la capacidad de transporte y almacenamiento en los otros Estados miembros permitiéndoles de esta manera disfrutar de un acceso diversificado y eficiente a las distintas fuentes de suministro de gas.

En paralelo al aumento de la capacidad de interconexión, en España, es necesario la creación de un mercado organizado de gas ("*hub*") equivalente al de otros países donde se visualicen y publiquen de forma transparente precios de referencia para mercado diario y a plazo de gas. Éstas señales de precio serán significativas y ayudaran a reforzar la competitividad de las empresas españolas frente a sus homólogos en Europa.

Optimización de los combustibles “tradicionales”

En un contexto en el que muchas de las soluciones planteadas solo serán viables en el medio/largo plazo, es necesaria la reflexión sobre las fuentes de energía que juegan un papel

a día de hoy y que seguirán dominando el sistema energético europeo. Según las últimas estimaciones de la Agencia Internacional de la Energía, los combustibles “tradicionales” representarán en la UE casi el 61% del suministro total de energía primaria en 2030. Así, se vuelve necesario un análisis detallado de la energía generada con base en el petróleo (32% del suministro total de energía primaria en 2030), el carbón (14%) o el combustible nuclear (15%) de manera que se pueda maximizar el valor a extraer de estas fuentes en el corto/medio plazo.

En este contexto, es de gran importancia poder recurrir a los *recursos autóctonos convencionales* con los que podemos contar en Europa y en España para contribuir a la mejora de la balanza comercial del país. Para ello, se necesita incrementar los esfuerzos conjuntos de la administración y la empresa privada en la localización y valoración de estos recursos así como un estricto cumplimiento de los requisitos medioambientales que hagan sostenible el acceso y la extracción de estos recursos.

Por su parte, la generación de energía con base al *carbón* enfrentará una situación económicamente delicada los próximos años. En la situación actual de precios en el mercado, que se espera continúe en los próximos años, los márgenes económicos de las tecnologías que aportan la potencia firme para la integración de las renovables son muy reducidos o negativos. Para sostener estas tecnologías y llevar a cabo cualquier inversión en ellas, incluidas las inversiones ambientales en las centrales de carbón requeridas por la Directiva de Emisiones Industriales (DEI), debería ser evaluado ofrecer algún tipo de incentivo (p.ej., medioambiental, incremento del pago por capacidad), mecanismo que debe estar coordinado con la Comisión Europea naturalmente. En caso de que no se realicen las inversiones necesarias para la adaptación de las centrales de carbón a los límites de emisión previstos (DEI), a partir de 2018, y siempre antes de 2023, cerrará la totalidad del parque de carbón con una pérdida de potencia firme no contemplada actualmente en las proyecciones de referencia sobre cobertura de la demanda en España. En este escenario, se anticipará la necesidad de inversiones en nueva potencia en el sistema y el mix de generación pasaría a ser menos robusto y diversificado (confiando la potencia firme casi únicamente en el gas y la nuclear).

En el caso de la energía *nuclear* se considera necesario reflexionar sobre la extensión de la vida útil de las centrales existentes. Las centrales nucleares españolas se construyeron pensando en una vida útil de 40 años. Lo cierto es que han resultado ser instalaciones muy fiables sobre las que se han realizado continuas inversiones de actualización y mejora por lo que su posible alargamiento de vida es muy eficiente económicamente para el sistema (dado que su mayor coste es el de inversión inicial). Por ello, en España se plantea seguir el ejemplo de otros países en la extensión de vida útil de las centrales nu-

cleares hasta los 60 años. Naturalmente, esta extensión de vida útil debe estar sujeta en todo momento a la aprobación y condicionantes que impongan los órganos que vigilan la seguridad de esta tecnología.

Desarrollo de combustibles fósiles no convencionales

Los combustibles fósiles locales no convencionales permitirían reemplazar los combustibles importados y reducir así la dependencia energética. A primera vista se plantea como una opción atractiva aunque su factibilidad estará condicionada a sortear una serie de barreras en torno a la competitividad en coste y la adecuada comunicación a la sociedad sobre las medidas de protección al medio ambiente que la explotación de los combustibles no convencionales tiene que llevar aparejada.

El *shale gas* representa la opción más madura, que ha revolucionado completamente el panorama energético en Norte América. Por su parte, en Europa parece que el *shale gas* tiene potencial, principalmente en Polonia y Francia y también posiblemente en España. Aún existe una elevada variabilidad respecto a dicho potencial en función de las fuentes consultadas (i.e., del 5 al 13% de la demanda total de gas de Europa a 2030). En cualquier caso, con estos datos, y aun reconociendo que existen incertidumbres sobre su sostenibilidad en el medio/largo plazo, el impacto que el *shale gas* podría tener en los costes sería significativo y, por tanto, es una fuente de energía que Europa y España tienen que intentar desarrollar.

Como sería de esperar, el desarrollo de los combustibles fósiles no convencionales locales requiere un fuerte apoyo por parte de las políticas energéticas para su desarrollo a precios de mercado y en libre competencia. En el caso del *shale gas*, sería necesario la creación de una regulación específica (pudiéndose basar en el caso de éxito de EE.UU.) para explorar el desarrollo en esta fuente de energía a la vez que se asegure una adecuada protección medioambiental y la sostenibilidad de los proyectos.

Desarrollo de interconexiones en Europa

España es considerada una “isla energética” (p.ej., nuestra interconexión eléctrica se sitúa en el 3% de la potencia instalada) y esto incrementa nuestros costes de cara a lograr un aprovisionamiento energético seguro y sostenible. Al mismo tiempo, impide a Europa beneficiarse de la situación privilegiada de España (p.ej., frente al gas importado de Ar-

gela y al GNL o la capacidad instalada de renovables) y a España, utilizar con mayor eficiencia esa capacidad ya instalada.

En el caso del sector eléctrico, la capacidad de interconexión (1,4%) no ha aumentado en los últimos 30 años (se prevé para 2015 la puesta en marcha de la nueva interconexión con Francia) y se sitúa muy lejos de los objetivos marcados recientemente por la Unión Europea (i.e., 10% para 2020 y 15% para 2030). Esta situación incrementa los costes y la volatilidad en precios del mercado español al no poder acceder a energía de base nuclear de Francia. Al mismo tiempo, impide que podamos exportar excedentes de energía de origen renovable en determinados momentos, lo cual es económicamente ineficiente para el conjunto de la Unión Europea ya que esa energía tiene un coste marginal cercano a cero. En este sentido, será importante volver a impulsar los proyectos de interconexión eléctrica con Europa y acudir al amparo de la Unión Europea para vencer las oposiciones a su desarrollo.

En el caso del sector gasista, el desarrollo de interconexiones parece tener un panorama más positivo con planes efectivos para el desarrollo de la capacidad de interconexión con Francia desde los 5,4 bcm actuales hasta los 7,1 bcm en 2015 por la ampliación prevista por Irún y hasta los 14,3 bcm si se materializa el proyecto Midcat (incluido como *Project of Common Interest* por la Unión Europea). Esta interconexión, junto con el desarrollo del “hub”, podría convertir a la Península Ibérica en un importante punto de entrada de aprovisionamiento de gas a Europa y conseguir un mercado de gas eficiente, transparente y líquido en la zona Sur de Europa. El desarrollo de estos mercados organizados, junto con el incremento de las interconexiones, además de potenciar la seguridad del suministro, contribuyen a la mejora de los intercambios y a la integración de los mercados, consiguiendo una mayor convergencia de precios y desarrollando en definitiva un mercado interior del gas eficiente y competitivo.

* * *

Las líneas de actuación anteriores deberían de estar encuadradas en un marco regulatorio que favorezca:

- 1. La estabilidad.** De esta manera, todos los consumidores y las empresas del sector energético se beneficiarán para la toma de sus decisiones de una estabilidad en el marco legal y regulatorio, y de un procedimiento transparente y predecible para cambios futuros. Se evitarán así cambios abruptos que quiebran la certidumbre regulatoria y consecuentemente el atractivo inversor del sector. Para conseguir esta

estabilidad, se debería llevar a cabo un pacto entre los partidos políticos respecto a la política energética y de cambio climático, evitando que una política estructural que exige inversiones de muy largo plazo quede sujeta a modificaciones recurrentes vinculadas al ciclo político.

- 2. La visión pro-mercado y pro-competencia.** En este sentido, hay que identificar todo tipo de subsidios e incentivos existentes en el sector y para cualquier tecnología, con el objetivo último de limitar su impacto al mínimo posible, en especial aquellos subsidios que distorsionen los mercados. Si el gobierno o los reguladores deciden conceder subsidios por distintos motivos (sean estos sociales, industriales, empresariales o medioambientales), deberían hacerlo de forma transparente y con la idea de minimizar su tamaño, su duración y su impacto sobre los mercados. A su vez, la regla general para la determinación de esos apoyos debería ser su asignación en todos los supuestos previo procedimiento competitivo, de modo que se garantice su mínimo impacto en los costes energéticos.
- 3. La transparencia en España y en los países de la Unión Europea** (p.ej., respecto a los costes de suministro de la energía, los impuestos y cargas o las exenciones a su pago). Esta será la mejor forma de promover la competencia leal, la innovación y la competitividad sostenible en mercados globales.
- 4. La rebaja de los impuestos y cargas regulatorias para todos los consumidores.** Para ello, se debería pensar en que algunos de estas cargas pasen a los presupuestos generales, o en la reducción o la eliminación de cargas e impuestos para todos los consumidores y agentes.

En el documento adjunto se incorporan las contribuciones de los distintos miembros del Comité de Energía del Círculo de Empresarios tal y como han sido elaboradas por cada uno de ellos. Esperamos que estas contribuciones resulten de utilidad para los reguladores, administraciones y opinión pública en general a la hora de impulsar o apoyar determinadas medidas de política energética en el marco de la opinión de la comunidad empresarial.

Participantes en la elaboración del Libro de Energía

ACCIONA, S.A.

Juan Ignacio Entrecanales Franco, Vicepresidente

Joaquín Mollinedo, Director General de Relaciones Institucionales.

José López- Tafall, Director de Regulación

ATLANTIC COPPER, S.L.U.

Javier Targhetta, Consejero Delegado

Miguel Palacios, Senior Vice President Metallurgy

CEPSA

Federico Bonet, Director de Relaciones Institucionales.

Juan Antonio Vera, Chief Operations Manager.

CLH

José Luis López de Silanes, Presidente Ejecutivo.

Pedro Martínez, Director de Comunicación y Relaciones Institucionales.

ELECNOR, S.A.

Guillermo Planas, Director General.

Valeria Basterra, Jefe Dpto. Soporte Técnico.

ENAGAS, S.A.

Francisco de la Flor, Director de Regulación.

Tania Meixús, Técnico Regulación.

María Ángeles de Vicente, Técnico Regulación.

ENDESA

José D. Bogas, Consejero Delegado.

José Casas, Director General Relaciones Institucionales y Regulación.

GAS NATURAL- FENOSA

Manuel Ángel González, Adjunto al Director de Regulación

Javier Latorre, Director de Regulación Electricidad

IBERDROLA, S.A.

Conrado Navarro, Director de Relaciones Institucionales.

MCKINSEY & COMPANY, S.L.

David González, Partner.

Nuno Santos, Partner

Carlos Trascasa, Socio Director

REDEXIS GAS, S.A.

Borja Polo, Director de Estrategia y Desarrollo

REPSOL

Josu Jon Imaz, Consejero Delegado

ROLAND BERGER STRATEGY CONSULTANTS, S.A.

Jorge Delclaux, Senior Advisor

João Saint-Aubyn, Principal/Director, Responsable área energía España

SIEMENS, S.A.

Juan Luis Domínguez, Director Ejecución Proyectos Power&Gas y Winpower.

SOLVAY, S.L.

Luis Serrano, Director General España y Portugal.

SOCIOS A TÍTULO PERSONAL

Antonio González- Adalid,

Vicepresidente y Consejero Delegado CARTERA INDUSTRIAL REA,S.A.

Mónica Oriol e Icaza, Presidente Grupo SEGURIBER-UMANO

David Robinson, Presidente DAVID ROBINSON & ASSOCIATES, S.L.

Javier Vega de Seoane, Presidente GRUPO DKV

STAFF CÍRCULO DE EMPRESARIOS

Jesús Sainz, Secretario General

Juan Cacicedo, Vicesecretario General

Alicia Coronil, Directora de Economía

María Grandal, Analista económica

Marina Machín, Departamento de Economía



Parte I:

Combustibles fósiles



Previsión de oferta y demanda de petróleo, crudos no convencionales y productos petrolíferos

Repsol

1. Oferta

La evaluación de la oferta actual de crudo y su proyección futura se realiza en función de la valoración de reservas. Estas estimaciones de reservas recuperables continúan incrementándose según se van desarrollando nuevas tecnologías, como es el caso de la fractura hidráulica multietapa, ya que abren la puerta a la explotación de nuevos tipos de recursos. Ejemplo de ello es el *tight oil* ligero, cuya extracción sólo hace unos años no se contemplaba como una opción viable y sin embargo las estimaciones actuales las sitúan ya como el 6% del total.

Según la Agencia Internacional de la Energía (AIE), las reservas recuperables de petróleo actuales se estructuran de la siguiente manera:

- **2.670 billones de barriles de crudo convencional** (incluyendo los líquidos de gas natural - NGLs).
- **345 billones de barriles de *tight oil*.**
- **1.880 billones de barriles de crudo extrapesado y bitumen.**
- **1.070 billones de barriles de *shale oil*.**

A modo de recordatorio, los crudos no convencionales se pueden clasificar en:

- **CRUDOS PESADOS** – Crudo líquido (con densidad menor que 22 °API) que tiene la habilidad de fluir en el pozo a las condiciones del reservorio. En el caso de los más pesados necesita estimulación adicional del yacimiento para facilitar su extracción con métodos generalmente térmicos (inyección de vapor, etc).

- **OIL SANDS** – Arenas bituminosas con crudo/bitumen de densidad menor de 10 °API y viscosidad >10.000 cp que no tienen capacidad de fluir en condiciones del reservorio por lo que se explotan por minería (someros) o por sondeos con estimulación térmica.
- **TIGHT OIL** – Crudos producidos de clásticos/carbonatos con baja porosidad y permeabilidad.
- **SHALE OIL** – Crudo producido en lutitas/pizarras con un alto porcentaje de materia orgánica (kerógeno) que ha alcanzado la ventana de generación de petróleo.

La distribución de estas reservas recuperables probadas de crudo a nivel global se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 1: *Recursos recuperables restantes y reservas probadas (2012) Miles de millones de barriles*

	Recursos convencionales		Recursos no convencionales			Total	
	Crudo	GNL	Crudo extrapesado y bitumen	Kerógeno	Tight Oil	Recursos	Reservas probadas
OCDE	315	102	811	1.016	115	2.359	240
America	250	59	808	1.000	81	2.197	221
Europa	59	33	3	4	17	116	14
Asia y Oceanía	6	11	0	12	18	47	4
No OCDE	1.888	363	1.069	57	230	3.606	1.462
Este Europa/Eurasia	347	82	552	20	78	1.078	150
Asia	96	27	3	4	56	187	46
Oriente Medio	971	168	14	30	0	1.184	813
Africa	254	54	2	0	38	348	130
Latinoamérica	219	32	498	3	57	809	323
Mundo	2.203	465	1.879	1.073	345	5.965	1.702

Nota: Las reservas probadas (convencionales y no convencionales) son normalmente definidas como aquellos recursos descubiertos que tiene una probabilidad del 90% de ser extraídos de forma rentable. El GNL de fuentes no convencionales de EEUU se incluye en el GNL convencional por razones de simplicidad.

Fuentes: AIE, OGJ (2012), BP (2013), BGR (2012), US EIA (2013 a)

PREVISIÓN DE OFERTA Y DEMANDA DE PETRÓLEO, CRUDOS...

Según el escenario New Policies de la AIE, se prevé que la oferta de crudo en 2035 alcance **101mb/d**, lo que supone un aumento de 12mb/d respecto a 2012. Alguna de las claves de este ascenso en la oferta son el incremento de la producción de crudo no convencional (que podrá llegar a aportar hasta 10mb/d) y la de líquidos de gas natural que acompañan al crecimiento de producción de gas. Estos factores serán los encargados de cubrir la diferencia entre el aumento de la demanda global y la producción de crudo convencional, ya que la contribución de éste último en la producción total cae de un 80% en 2012 a dos tercios en 2035, a pesar del aumento de producción en aguas ultra profundas (que crece de un 7% del total de producción en 2012 a un 14% en 2035).

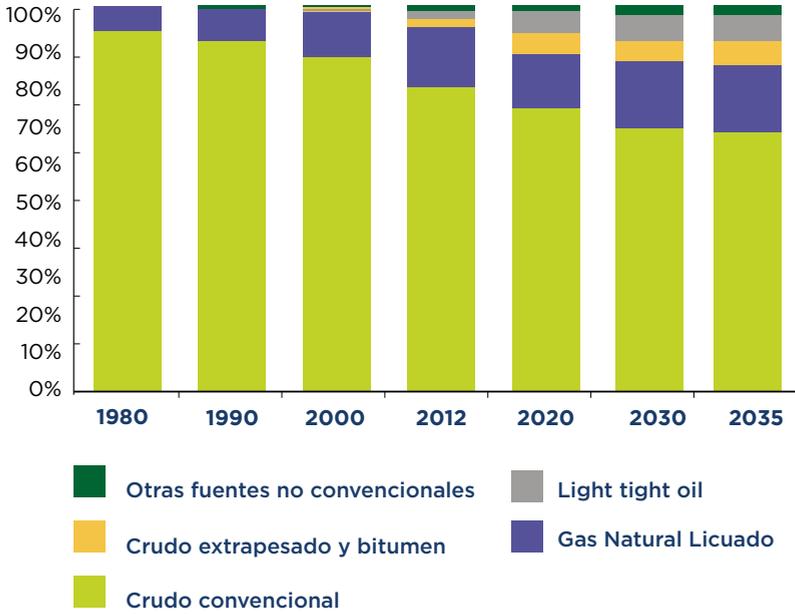
En las siguientes tablas se muestran los valores de proyecciones de producción de crudo clasificándose según su naturaleza:

Tabla 2: *Producción y oferta de petróleo, por fuentes y escenarios (mb/d)*

			New Policies		Current Policies		450 Scenario	
	1990	2012	2020	2035	2020	2035	2020	2035
OPEP	23,9	37,6	37,8	45,2	38,3	49,3	36,1	34,4
Crudo	21,9	30,9	29,4	33,0	29,7	36,2	28,4	25,4
GNL	2,0	6,1	6,8	9,3	7,0	9,9	6,2	6,9
No convencionales	0,0	0,6	1,6	2,8	1,6	3,2	1,5	2,1
NO OPEP	41,6	49,4	55,0	52,9	56,1	58,1	52,5	41,3
Crudo	37,6	38,4	38,3	32,3	38,9	35,2	36,7	25,4
GNL	3,6	6,6	8,0	8,3	8,2	9,0	7,5	6,6
No convencionales	0,4	4,4	8,8	12,3	9,0	13,9	8,4	9,2
Mundo	65,6	87,1	92,8	98,1	94,4	107,4	88,6	75,7
Crudo	59,6	69,4	67,7	65,4	68,6	71,4	65,1	50,8
GNL	5,6	12,7	14,8	17,7	15,2	18,9	13,7	13,6
No convencionales	0,4	5,0	10,4	15,0	10,6	17,1	9,8	11,3
<i>Processing gains</i>	<i>1,3</i>	<i>2,1</i>	<i>2,6</i>	<i>3,3</i>	<i>2,6</i>	<i>3,6</i>	<i>2,5</i>	<i>2,5</i>
Oferta mundial petróleo	66,9	89,2	95,4	101,4	97,1	111,0	91,1	78,2
Oferta mundial biocombust.	0,1	1,3	2,1	4,1	1,9	3,3	2,6	7,7
Oferta TOTAL mundial	67,0	90,5	97,5	105,5	98,9	114,3	93,8	85,9

Fuente: AIE

Figura 1: Producción de petróleo por fuentes, New Policies Scenario



Fuente: AIE

La proyección en la producción de crudo en países no OPEC se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 3: Producción de petróleo no- OPEP. Escenario New Policies Scenario (mb/d)

	1990	2012	2020	2025	2030	2035	2012-2035	
							Incremento	TCCMA*
OCDE	19,0	19,9	23,2	23,1	22,8	22,4	2,5	0,5%
América	13,9	15,9	19,3	19,8	19,9	19,6	3,8	0,9%
Canadá	2,0	3,8	5,0	5,3	5,7	6,1	2,3	2,1%
México	3,0	2,9	2,7	2,6	2,6	2,6	-0,3	-0,4%
EEUU	8,9	9,2	11,6	11,8	11,5	10,9	1,7	0,7%
Europa	4,3	3,5	3,1	2,6	2,2	2,0	-1,5	-2,3%
Asia y Oceanía	0,7	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,2	1,1%
No OCDE	22,7	29,6	31,9	32,0	31,4	30,6	1,0	0,2%
Este Europa/Eurasia	11,7	13,8	13,7	13,7	13,9	14,2	0,4	0,1%
Kazajistán	0,5	1,6	1,9	2,5	3,2	3,7	2,1	3,6%
Rusia	10,4	10,7	10,4	9,9	9,6	9,4	-1,3	-0,6%
Asia	6,0	7,8	7,7	7,4	6,8	6,0	-1,8	-1,1%
China	2,8	4,2	4,4	4,3	4,1	3,4	-0,8	-0,9%
India	0,7	0,9	0,8	0,7	0,7	0,6	-0,3	-1,7%
Oriente Medio	1,3	1,5	1,3	1,1	1,0	0,9	-0,6	-2,2%
África	1,7	2,3	2,9	2,6	2,3	2,1	-0,2	-0,4%
Latinoamérica	2,0	4,2	6,2	7,2	7,4	7,4	3,2	2,5%
Brasil	0,7	2,2	4,1	5,4	5,8	6,0	3,8	4,5%
Total NO OPEP	41,7	49,4	55,0	55,1	54,2	52,9	3,5	0,3%
Cuota de mercado NO OPEP	64%	57%	59%	58%	56%	54%	n.d.	n.d.
Convencionales	41,3	45,0	46,2	44,6	42,6	40,7	-4,3	-0,4%
Crudo	37,6	38,4	38,3	36,4	34,3	32,3	-6,1	-0,7%
GNL	3,6	6,6	8,0	8,1	8,3	8,3	1,7	1,0%
No convencionales	0,4	4,4	8,8	10,5	11,7	12,3	7,9	4,6%
de las cuales:								
Arenas bituminosas de Canadá	0,2	1,8	3,0	3,3	3,8	4,3	2,5	3,9%
Tight oil	0,0	2,0	4,7	5,7	5,8	5,5	3,5	4,6%
Coal to liquids	0,1	0,2	0,4	0,7	0,9	1,2	1,0	8,3%
Gas to liquids	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,4	0,4	9,9%

*Tasa compuesta de crecimiento medio anual

Fuente: AIE

Si nos fijamos en el caso específico de Europa (diferenciando la producción de países OCDE y Europa del Este/Eurasia, en la que se incluye Rusia), se observa como el declino de la producción europea aumenta a un ritmo considerable, a pesar de las prospecciones impulsadas en el Reino Unido y de los desarrollos en Noruega. Del mismo modo, Rusia deberá combatir el declino de sus enormes yacimientos del oeste de Siberia si desea mantener un ritmo constante de producción. Para ello dispondrá de cuatro herramientas:

- Aumentando las tasas de recuperación de los campos actuales.
- Apoyando el desarrollo de fuentes no convencionales.
- Continuando su expansión hacia nuevas áreas de producción *onshore*.
- Impulsando las prospecciones del ártico *offshore*.

A la hora de analizar la evolución de la oferta de crudo es importante conocer la tasa de declino de los campos productores actuales. Este declino debe ser compensado a partir del desarrollo de nuevas reservas en campos conocidos, del descubrimiento de nuevos campos o partir de nuevos recursos no convencionales.

De hecho, entre 2011 y 2035, según datos de la AIE, mientras que la demanda de petróleo crece aproximadamente a una tasa de un 0,5% anual, el **declino** de los campos existentes se sitúa en el entorno del 6% al año. En conjunto, ello significará la necesidad de descubrir y desarrollar una **producción adicional de 52 millones de barriles diarios en 2035**.

2. Demanda

La demanda de crudo según la AIE se incrementa **de 87.4 mb/d en 2012 a 101.4 mb/d en 2035**, aunque la velocidad de evolución no es la misma durante todo este período: entre 2012 y 2020 este aumento se sitúa en 1mb/d por año mientras que se reduce a 400 kb/d entre 2020 y 2035. Esta desaceleración se debe principalmente a la implantación de medidas de eficiencia energética y al cambio tendencial hacia la descarbonización producido en los países OCDE, donde la caída de demanda de petróleo se incrementa. En 2035 la participación de los países OCDE en la demanda global cae a un tercio, mientras que en la actualidad representa un 50%:

Tabla 4: *Demanda de petróleo por regiones. New Policies Scenario (mb/d)*

	1990	2012	2020	2025	2030	2035	2012-2035	
							Incremento	TCCMA*
OCDE	44,6	40,8	39,4	37,3	34,9	32,8	-8,0	-0,9%
América	22,7	21,3	21,9	20,8	19,6	18,4	-2,9	-0,6%
EEUU	18,7	17,1	17,5	16,4	15,1	14,0	-3,1	-0,9%
Europa	13,7	11,7	10,9	10,2	9,4	8,9	-2,9	-1,2%
Asia y Oceanía	8,2	7,8	6,7	6,3	5,9	5,5	-2,2	-1,5%
Japón	5,3	4,7	3,6	3,3	3,0	2,8	-1,8	-2,2%
No OCDE	26,5	39,6	48,3	52,3	55,8	59,2	19,6	1,8%
Este Europa/Eurasia	4,2	4,7	5,1	5,2	5,3	5,4	0,7	0,6%
Rusia	2,6	2,9	3,1	3,1	3,2	3,2	0,3	0,4%
Asia	11,5	19,3	24,8	27,6	30,1	32,5	13,2	2,3%
China	4,7	9,6	12,9	14,1	15,0	15,6	6,0	2,1%
India	2,3	3,6	4,7	5,7	6,9	8,1	4,5	3,6%
Oriente Medio	4,3	6,9	8,2	8,7	9,3	9,9	2,9	1,6%
África	2,2	3,4	4,0	4,2	4,4	4,6	1,2	1,3%
Latinoamérica	4,2	5,3	6,2	6,5	6,7	6,9	1,5	1,1%
Brasil	1,8	2,4	2,9	3,1	3,3	3,4	1,0	1,6%
Bunkers**	5,2	7,0	7,8	8,3	8,8	9,3	2,4	1,3%
Demanda mundial petróleo	76,3	87,4	95,4	97,8	99,5	101,4	14,0	0,6%
Unión Europea	n.d.	10,9	9,9	9,1	8,3	7,7	-3,2	-1,5%
Dem. mundial biocombust.***	0,2	1,3	2,1	2,7	3,4	4,1	2,8	5,0%
Demanda TOTAL mundial	76,5	88,7	97,6	100,5	102,9	105,5	16,8	0,8%

*Tasa compuesta de crecimiento medio anual **Incluye combustibles marítimos y de aviación

***Expresada en volúmenes de petróleo equivalentes a gasolina y diesel

Fuente: AIE

En el periodo de 2012 a 2035 el mayor incremento de demanda se produce en China con un valor de **6mb/d**, alcanzando un nivel de demanda de **16 mb/d** en 2035, lo que supone convertirse en el mayor consumidor de petróleo del mundo superando a EE.UU. Sin embargo, referido al incremento porcentual del consumo, el actor clave es India, que crece de 2020 a 2035 **un 72%**.

Oriente Medio se convertirá en el tercer mayor consumidor del mundo (**10 mb/d en 2035**). A este incremento contribuyen tanto el rápido crecimiento de su población como los subsidios al consumo de petróleo, que en 2012 fueron de 520\$/persona.

En el caso de la Unión Europea, la demanda de petróleo disminuye en el período analizado, de forma más aguda que la tendencia generalizada de los países OCDE, con **una tasa negativa de casi un 30%**.

El aumento global de la demanda se concentra principalmente en dos sectores:

- **Transporte**, donde el aumento detectado se acerca a los **12 mb/d** alcanzando los **60 mb/d** en 2035.
- **Petroquímica**, que incrementa su consumo en **3 mb/d**, alcanzando los **15.5 mb/d** en 2035.

La gran contribución del transporte, determina la proyección de demanda de los distintos tipos de productos petrolíferos, liderada por los destilados medios. **El diésel** es el que presenta el mayor crecimiento en términos de volumen (5mb/d en el período analizado), alcanzando **31 mb/d en 2035**, comparado con el aumento de consumo de **2 mb/d** de la gasolina. Estos dos productos alcanzan el **54% del total** de consumo de productos petrolíferos.

Tabla 5: *Demanda primaria mundial de petróleo por productos. New Policies Scenario (mb/d)*

	2000	2012	2020	2035	2012-2035	
					Incremento	TCCMA*
Etano	1,7	2,4	3,2	3,3	0,9	1,3%
GLP	5,9	7,6	8,6	9,2	1,6	0,8%
Nafta	4,3	5,7	6,3	7,5	1,8	1,2%
Gasolina	18,7	20,8	22,1	22,7	1,9	0,4%
Keroseno	6,5	6,3	7,0	8,2	1,9	1,1%
Diesel/gasoil	20,2	26,0	29,2	31,4	5,4	0,8%
Fuel Oil pesado	8,7	8,3	7,8	7,4	-0,9	-0,5%
Otros	10,2	10,2	11,3	11,6	1,4	0,5%
Total	76,3	87,4	95,4	101,4	14,0	0,6%

*Tasa compuesta de crecimiento medio anual.

Fuente: *AIE*

En Europa en el año 2000 comenzó el fenómeno de la dieselización del parque automovilístico, siendo especialmente acusado en el caso de España, lo que generó un gran desequilibrio entre la producción y el consumo de destilados medios, hecho éste que obligó a importar en la década pasada enormes cantidades de este producto (con un máximo en el año 2007 de más de 12 millones de toneladas de gasóleo importado).

El sistema de refino español reaccionó en sentido positivo definiendo un plan inversor para adaptarse a esta situación. Así, en el periodo 2008-2011, coincidiendo además con la severa crisis económica, las empresas del sector han realizado una inversión de 6.000 millones de euros con buscando un triple objetivo:

- Maximizar la producción de destilados medios, con objeto de adaptarse a la demanda del mercado y disminuir el nivel de importación de los mismos. De hecho, en la actualidad, España se ha convertido en exportador neto de productos petrolíferos.
- Adaptar las refinerías aumentando su nivel de conversión y permitir el procesamiento de una dieta de crudos más pesada para dotarlas de una ventaja competitiva frente a otras instalaciones europeas con menor nivel de conversión.
- Optimizar las instalaciones implementando medidas de eficiencia energética que conlleven un ahorro en el consumo energético y por tanto, una disminución asociada de emisiones de CO₂.

Este esfuerzo, en el que destaca el proyecto de la refinería de Cartagena como la mayor inversión industrial en la historia de España ha permitido a las refinerías españolas producir 8 millones de toneladas/año adicionales de destilados medios, equivalente al 21% de la demanda total de 2010.

Respecto al consumo global de los productos petrolíferos se destaca:

- **DIÉSEL:** Su posición como líder de la demanda de productos petrolíferos proviene de su empleo en el sector transporte (carretera y navegación cercana a costa): su participación en este sector en **2012** fue del **64%**, alcanzando un **75% en 2035**. Es importante destacar que todo el incremento neto de demanda de diésel proviene del sector transporte en países no-OCDE.
- **GASOLINA:** El incremento de su consumo viene impulsado por China y otras economías emergentes, que compensa la menor demanda en los países OCDE, que disminuye especialmente en Norte América y Europa.
- **GLP:** El mayor incremento en su demanda proviene del sector petroquímico y de su uso en viviendas, sobre todo en países en vías de desarrollo.
- **ETANO:** El aumento del 35% en su consumo proviene básicamente de Oriente medio (60%) y EE.UU. (12%), debido principalmente al boom de producción de gas natural en ambas zonas.
- **NAFTA:** El aumento de su consumo proviene principalmente de China y Medio Oriente debido a su uso como materia prima del negocio petroquímico. Destaca la disminución de consumo en Europa, donde la competencia de la petroquímica con EE.UU y Oriente Medio complica la supervivencia de este sector.
- **KEROSENO:** El aumento del 45% de consumo entre 2012 y 2035 viene motivado por el incremento en la demanda de aviación doméstica, principalmente en EE.UU., China, Brasil y Rusia.

- **FUEL OIL PESADO:** El uso de este producto se prevé que será sustituido por otro tipo de combustible en la mayoría de sectores, continuando con un consumo con tendencia a la baja.



Análisis de la previsión de la oferta y la demanda global de crudo y productos petrolíferos

Cepsa

1. Alcance

El objetivo de este informe es analizar las previsiones y tendencias de la oferta y la demanda tanto de crudo como de productos petrolíferos, así como los factores que pudieran afectarles.

El escenario que se ha considerado para el análisis de previsiones se basa en la continuación de las políticas y medidas existentes, así como en la implantación, cautelara y prudente, de políticas que, habiendo sido anunciadas por gobiernos, aún no se han establecido.

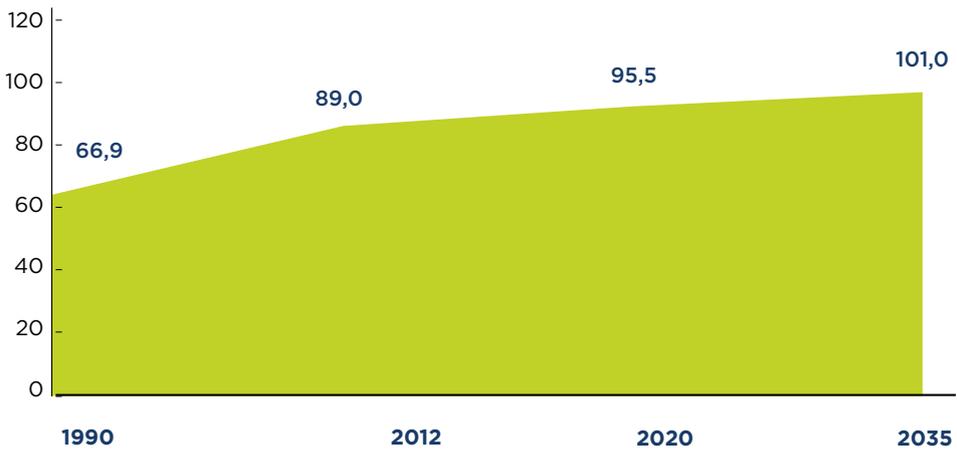
2. Escenario futuro de la energía a 2035: oferta global de crudo

Las fuentes no convencionales y los condensados de gas natural deberán cubrir el creciente diferencial entre el aumento de la demanda y la caída de producción de las fuentes de crudo convencional

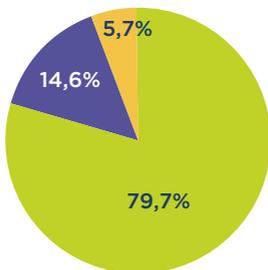
A los tradicionales elementos clave en la elaboración de previsiones de oferta global de crudo, tasa de decline y compromiso de inversión, se añaden las fuentes no convencionales. Esta oferta se estima, para 2035, en 101 Mbd, un aumento de 12 Mbd respecto a la oferta de 2012 y tiene como principales motores de crecimiento las fuentes no convencionales de crudo, en especial las arenas bituminosas y el crudo ligero en rocas de baja permeabilidad (con sus siglas en inglés LTO – *light tight oil*), y los condensados de gas natural, los cuales se encuentran directamente asociados al aumento general de la producción de gas.

Como se puede ver en los gráficos inferiores, las fuentes convencionales de crudo reducirán su porcentaje en la producción global de crudo de un 80% a un 67%, dejando a las fuentes no convencionales y a los condensados de gas natural para cubrir, con su crecimiento, el diferencial entre el aumento de la demanda y la caída de la producción convencional.

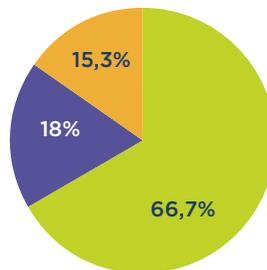
Previsión de la producción mundial de crudo (Mbd)



Fuentes de producción 2012



Fuentes de producción 2035



- Convencionales
- Condensados GN
- No convencionales

Las fuentes no convencionales de crudo, principalmente las arenas bituminosas canadienses, el LTO y el crudo extra-pesado de Venezuela, aumentarán su producción desde los 5 Mbd producidos en 2012 hasta 15 Mbd que se estiman para 2035.

Por otro lado, a pesar de considerarse muchas veces como un sub-producto de la producción de gas, los condensados de gas natural se están convirtiendo en un factor clave en las evaluaciones económicas a medida que aumenta el interés en desarrollos de gas con alto contenido en condensados. La producción de condensados de gas natural está prevista que alcance 18 Mbd en 2035.

El gran reto respecto a las fuentes no convencionales de crudo será obtener todo su potencial

Las principales fuentes no convencionales de crudo en la actualidad son el LTO, las arenas bituminosas en Canadá, el crudo extra-pesado en el cinturón del Orinoco venezolano y, en menor medida, el querógeno, los hidrocarburos líquidos a partir de carbón (con sus siglas en inglés CTL – *coal to liquid*) y los hidrocarburos líquidos a partir de gas (con sus siglas en inglés GTL - *gas to liquid*).

LTO es crudo generado en formaciones de pizarra que, o bien han permanecido en su roca origen, o bien han migrado a una roca de baja permeabilidad. Debido a esta baja permeabilidad de la roca almacén donde se encuentra, sólo puede ser producido de forma rentable utilizando tecnologías intensivas en capital.

Actualmente se pueden encontrar explotaciones económicamente viables de LTO a escala representativa en Bakken y en Eagle Ford, en Estados Unidos.

Las estimaciones de US EIA en 2013 para los recursos recuperables mundiales de LTO, en billones de barriles (Bbb), así como su localización, se resumen en la siguiente tabla y mapa:

País	Recursos de LTO técnicamente recuperables (Bbb)
Rusia	76
Estados Unidos	58
China	32
Argentina	27
Libia	26
Australia	18
Venezuela	13
México	13
Pakistán	9
Canadá	9
TOTAL	281



El crudo extra-pesado y las arenas bituminosas se localizan principalmente en Alberta, Canadá, para el caso de las arenas, y en el cinturón del Orinoco en Venezuela, para el caso del crudo extra-pesado.



Los recursos recuperables de las arenas bituminosas canadienses se han estimado en 800 Bbbl (IEA, 2010) mientras que en el cinturón del Orinoco se han estimado unos recursos recuperables de 500 Bbbl (USGS, 2009).

Aparte de estas localizaciones, se estima la existencia de recursos representativos de arenas bituminosas y crudo

extra-pesado en Rusia, Kazakhsan, Angola, Azerbaijan, China, Madagascar, Oriente Medio, Estados Unidos y Reino Unido.

El querógeno es la materia orgánica contenida, en estado sólido, en las formaciones que constituyen la fuente de crudo y gas. Esta materia, llevada a las condiciones adecuadas de presión y temperatura, puede ser transformada en hidrocarburos líquidos. El querógeno es producido en la actualidad en pequeñas cantidades en China, Estonia y Brasil

Las mayores pizarras conocidas de querógeno se encuentran en la zona de Utah-Colorado-Wyoming, en Estados Unidos donde se estiman que 1,000 Bbbls podrían ser extraídos de forma rentable (USGS, 2012). No obstante, existen importantes barreras medio-ambientales asociados a su explotación que deben ser resueltos.

CTL hace referencia a la obtención de hidrocarburos líquidos a partir de carbón. Se estima que el 10% de las reservas mundiales de carbón producirían, utilizando tecnología ya existente, 275 Bbbl de hidrocarburo líquido.

A pesar de que las principales barreras al desarrollo de los recursos CTL son la rentabilidad y la viabilidad medio-ambiental, países con grandes reservas de carbón de fácil extracción e importantes necesidades de importación de crudo, como China e India, serán los motores de la inversión tecnológica para el desarrollo de los recursos CTL.

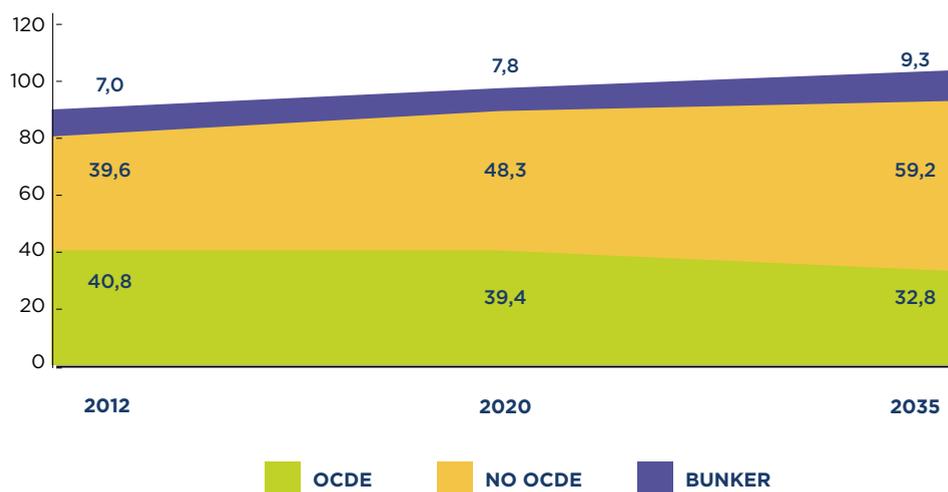
GTL hace referencia a los hidrocarburos líquidos producidos a partir de gas natural. Los recursos disponibles están directamente relacionados con los recursos recuperables de gas natural, los cuales están estimados en 810 Tcf. El 10% de los recursos de gas natural podrían ser transformados en 280 Bbbl de hidrocarburo líquido.

3. Escenario futuro de la energía a 2035: demanda global de crudo

El centro de gravedad del crecimiento de la demanda de crudo continua su movimiento hacia Asia en desarrollo que acumulará casi 2/3 de la demanda

La relación entre crecimiento de actividad económica y crecimiento de demanda de crudo continúa debilitándose a medida que la utilización del crudo se realiza de forma más eficiente y sustitutos del crudo se establecen en el mercado global de la energía. Por otro lado, a pesar de que los factores económicos y demográficos tienden a elevar la demanda global de crudo, los altos precios del crudo tienden a crear incentivos a los consumidores para moderar su demanda o para cambiar a otras alternativas al crudo.

Previsión de demanda de crudo en el mundo (Mbd)



La demanda global de crudo está previsto que crezca hasta los 101.4 Mbd, un aumento de 14 Mbd respecto al valor correspondiente a 2012.

En los países de la OECD, la demanda de crudo desciende a medida que los avances en eficiencia de uso y los cambios hacia otras alternativas son capaces de compensar el impacto del crecimiento demográfico y económico.

En los países no pertenecientes a la OECD la situación es la contraria, siendo los aumentos en demanda de movilidad y transporte los que superan las estimaciones de mejora de eficiencia.

De esta manera, mientras que el peso de la OECD en la demanda global de crudo se espera que caiga desde el actual 50% hasta un 33% en 2035 debido a las nuevas políticas de eficiencia y el cambio hacia alternativas al crudo, el mayor incremento tendrá lugar en Asia, con China adelantando a Estados Unidos como el mayor consumidor de crudo en 2030 e India convirtiéndose en el país con mayor aumento de demanda de crudo del mundo.

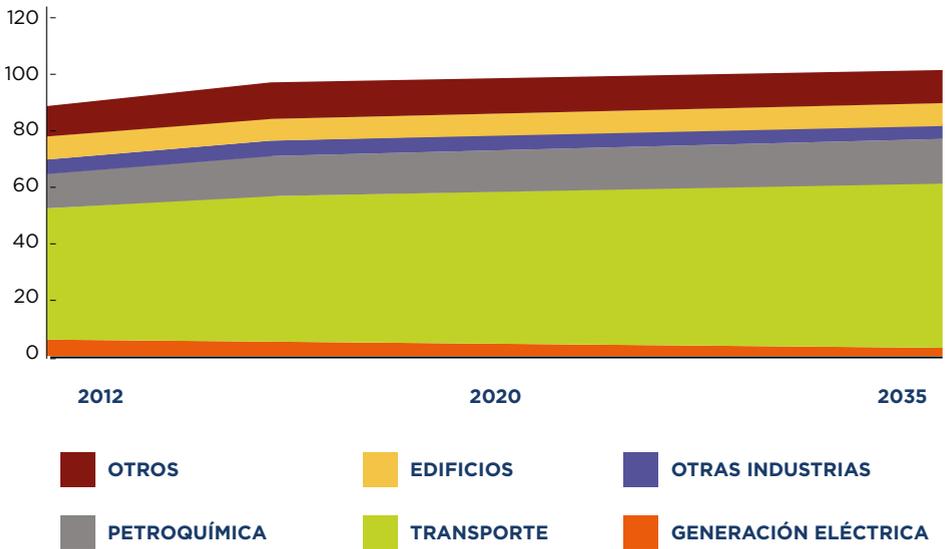
Oriente Medio se convertirá en el tercer centro de demanda mundial de crudo gracias al rápido crecimiento poblacional y a los subsidios gubernamentales al consumo de crudo. Los principales motores de este crecimiento serán el transporte y el sector petroquímico.

El cambio de combustibles y las mejoras en eficiencia resultantes tanto de la acción política como de los avances tecnológicos reducirán el crecimiento del consumo

Por sectores, la demanda de crudo funciona en base a tres variables principales:

- El nivel de actividad económica en el sector.
- Los niveles de eficiencia del proceso de transformación del consumidor final.
- La viabilidad técnica y económica de las alternativas disponibles al crudo.

Previsión por sectores de demanda de crudo mundial (Mbd)



El crecimiento del consumo de crudo estará concentrado en el sector petro-químico, donde aumentará en torno a 3 Mbd hasta alcanzar los 14 Mbd en 2035, la mayor parte como materia prima, coincidiendo con el aumento de producción en Medio Oriente, China y Norte América, y en el sector del transporte, donde el consumo de crudo se espera que aumente en torno a 12 Mbd hasta alcanzar casi los 60 Mbd en 2035, a pesar de las mejoras de eficiencia energética y las alternativas al crudo (particularmente en transporte por carretera y embarcaciones).

El transporte seguirá dominado por la gasolina y el diésel. El principal motor de la demanda de crudo para transporte lo constituyen los vehículos ligeros. No obstante, dentro del aumento considerado para 2035, el mayor porcentaje de crecimiento de demanda corresponde al transporte por carretera con un 45%, superando el 25% correspondiente a los vehículos ligeros. Asia en desarrollo contribuirá al 66% del crecimiento de la demanda global.

La tasa de penetración de los combustibles alternativos es un factor clave que afecta a la utilización del crudo en todos los medios de transporte. Sin embargo, estas alternativas, por el momento, no han sido capaces de superar las barreras que faciliten la aprobación del usuario final.

La industria consume el 19% de la demanda de crudo total, siendo, por tanto, el segundo mayor consumidor de crudo por sectores después del transporte. La mayor parte de su consumo (11 Mbd de 17 Mbd) corresponde a la utilización como materia prima para la industria petro-química, mientras que el resto es utilizado para la generación de vapor, calor de proceso o vehículos industriales. Se estima que ambos usos crecerán, pero con diferentes patrones:

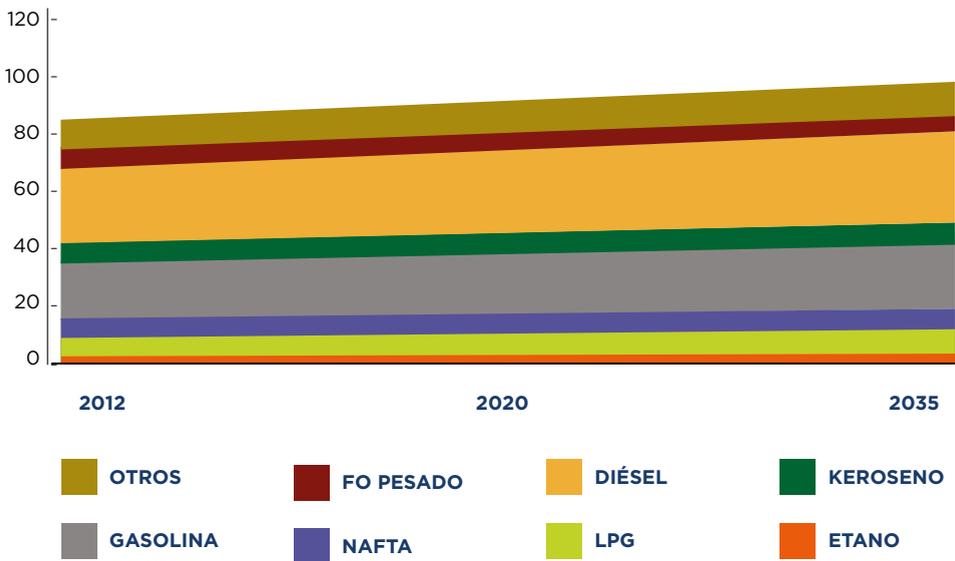
- La demanda de crudo como combustible para el sector industrial crecerá a un ritmo del 0.2% anual debido a la creciente competencia frente a una amplia oferta de combustibles alternativos, lastrado, además, por los altos precios del crudo. Todo este aumento procederá de países no pertenecientes a la OECD.
- La demanda de crudo como materia prima para la industria petro-química crecerá un 1.2% anual, impulsado por las perspectivas de aumento de producción (el mayor entre las industrias intensivas en consumo energético).

La generación eléctrica ha venido experimentando una reducción del peso del crudo en el mix de combustible en beneficio de la energía nuclear y las renovables (como tecnologías) y de otros combustibles fósiles. Cuando es utilizada, normalmente se destina a servicios de reserva en casos de caída del sistema o para cubrir puntas de carga. La utilización de crudo para generar electricidad en turbinas de gas y de vapor está previsto que se reduzca hasta los 2.7 Mbd en 2035.

El diésel, presente en todos los grandes sectores, es el producto petrolífero líder

Por productos, el crecimiento de la demanda se concentra en los destilados medios, siendo el diésel el producto con mayor aumento, creciendo más de 5 Mbd hasta alcanzar los 31 Mbd en 2035.

Previsión por producto de demanda de crudo mundial (Mbd)



Todo el crecimiento neto en la demanda de diésel procede del sector de transporte en países no pertenecientes a la OECD.

Junto con la gasolina, ambos productos alcanzan el 54% del consumo total de productos petrolíferos.

En los destilados ligeros también se puede apreciar un crecimiento sustancial de la demanda, destacando el etano por su utilización como materia prima para la industria petroquímica.

El fuelóleo pesado es el único producto cuya demanda cae, ya que se espera que sea reemplazado por otros combustibles en la mayoría de los sectores.

El etano es la segunda materia prima por utilización en crackers de vapor después de la nafta. Puede ser sustituido por diésel, LPG o metano, pero con rendimientos diferentes

de productos. Oriente Medio y Estados Unidos consumen, en la actualidad, el 75% de la producción mundial de etano.

Las previsiones de demanda de etano asignan el 60% del aumento de esta demanda a Oriente Medio y el 12% a Estados Unidos.

El LPG corresponde a un tipo de fuel altamente versátil utilizado para proporcionar un amplio rango de servicios en varios sectores diferentes. El 40% del consumo actual se destina al sector residencial (cocina y calefacción) mientras que el 33% se utiliza como materia prima para la industria petro-química. El resto se utiliza en otras industrias y como combustible alternativo en el transporte por carretera.

La utilización del LPG crecerá en todos los sectores en los que se encuentra presente con el mayor concentrado en el sector petro-químico

La nafta es la principal materia prima de los crackers de vapor. La demanda para el uso de nafta como materia prima para la industria petro-química se estima que crecerá 7 Mbd en 2035 debido al fuerte crecimiento de este sector en China, zona ASEAN y Oriente Medio.

La gasolina continuará siendo utilizada casi exclusivamente por el sector del transporte. La previsión global establece que la fuerte demanda en China y otras economías emergentes compensará la débil demanda en los países de la OECD.

El keroseno es utilizado tanto como combustible de aviación como combustible residencial (cocina y calefacción) en países en desarrollo. El fuerte crecimiento de la demanda de keroseno como combustible de aviación compensará las mejoras en la eficiencia de los motores y elevará el crecimiento de la demanda hasta un 45% entre 2012 y 2035. Por otro lado, el crecimiento para uso residencial está previsto que descienda un 40% a medida que se produzca el cambio hacia combustibles menos contaminantes y más seguros.

El diésel es el producto petrolífero líder, con presencia en todos los sectores importantes y aumentando su utilización como combustible para el transporte (de un 64% en 2012 a un 75% en 2035). El consumo de diésel se espera que aumente desde los 26 Mbd en 2012 a más de 31 Mbd en 2035. El aumento neto de demanda procederá del sector transporte en países no asociados a la OECD, mientras que en la mayoría de los sectores (incluyendo transporte por carretera) descenderá en los países de la OECD.

El fuelóleo pesado se espera que sea remplazado por otros combustibles o fuentes (gas natural, nuclear y renovables en el caso del sector energético y gas y electricidad en el caso de la industria) en la mayor parte de los sectores. La demanda global caerá entorno a un 10% entre 2012 y 2035 hasta situarse en 7.4 Mbd. Marine bunker y navegación doméstica son los únicos sectores que verán un aumento de la utilización del fuelóleo desde un uso combinado de 3.6 Mbd hasta un 4.2 Mbd en 2035.

4. Garantía y seguridad del suministro de la energía

La tasa de decline es un factor crítico que afecta de manera diferente a las fuentes convencionales y a las no convencionales

La tasa a la que los campos de crudo en producción están declinando es el factor principal para el establecimiento de estimaciones de producción futura. Esta tasa debe ser compensada con el desarrollo de nuevas reservas en campos existentes, con el desarrollo de nuevos campos y con el desarrollo de recursos no convencionales. Todo esto requiere un compromiso continuo de grandes inversiones de capital en exploración y producción a llevar a cabo por la industria del petróleo.

A pesar de que la tasa de decline varía sustancialmente dependiendo del tipo y tamaño de las explotaciones, una media ponderada de tasa de decline de un 6% anual para campos convencionales que han pasado su pico de producción, implicaría una reducción en la producción de crudo de los campos actualmente en producción de 40 Mbd en 2035.

Por su parte, las fuentes no convencionales presentan diferentes patrones de decline:

- LTO y arenas bituminosas muestran características similares entre sí en la medida en que son necesarios, por un lado, un elevado número de pozos para conseguir una producción representativa y, por otro lado, una actividad continua de perforación para mantener dicha producción. De esta manera, la tasa de decline depende directamente del programa de perforaciones.
- En el caso del crudo extra-pesado de Venezuela, la tasa de decline dependerá de la tecnología empleada. De esta manera, utilizando pozos horizontales la tasa de decline seguirá un patrón similar al de los desarrollos convencionales, mientras que calentando el crudo con vapor inyectado seguirá el patrón de las arenas bituminosas.

No obstante, el factor más importante que define la tasa de decline no es el tipo de explotación o la tecnología empleada, sino el conjunto de estrategias de desarrollo establecidas por las políticas nacionales.

El compromiso de inversión es la clave para garantizar la producción futura de crudo

El descenso de producción de los desarrollos existentes, así como los nuevos desarrollos son los principales factores de inversión en *upstream*, cuyo valor total para el sector del crudo y gas se mantendrá, durante el corto-medio plazo, entorno a los 700 billones de

dólares anuales. Esta cantidad se estima que será la necesaria para obtener la capacidad de producción que cubriría la creciente demanda y el decline de los campos existentes.

5. La energía como factor de competitividad económica

El acceso o la disponibilidad de recursos establecen diferenciales en precios de la energía que afectan directamente la competitividad económica de regiones y sectores

Las diferencias entre países y/o regiones en el precio de la energía, principalmente en gas natural y en electricidad, se han incrementado de forma remarcable, derivando en fuertes implicaciones en la competitividad económica.

El ejemplo más paradigmático sería la evolución del precio del gas natural en Estados Unidos tras el boom del *shale gas*, situándose en la actualidad en 1/3 de los precios de importación para Europa y 1/5 de los precios de importación para Japón. Este efecto diferencial se traslada al precio de la energía para los consumidores industriales de Europa y Japón, afectando de manera sustancial a su competitividad frente a Estados Unidos.

Los sectores intensivos en energía (química, aluminio, cemento, hierro, acero, papel, vidrio, refino), los cuales suponen en torno al 20% del valor industrial añadido, el 25% del empleo industrial y el 70% de la energía industrial utilizada, son los afectados de forma más crítica por la relación entre coste de la energía y competitividad internacional al constituir el coste de la energía una parte muy significativa de los costes totales de producción

Las mejoras en eficiencia energética constituyen el punto de partida y la pieza clave para mitigar los efectos de los diferenciales en los costes energéticos sobre la competitividad de las economías. El alcance y los resultados de estas mejoras se encuentran estrechamente ligados con el grado de compromiso de los gobiernos en su implementación y desarrollo.

Los beneficios de estas mejoras no sólo incluyen las reducciones en el consumo de energía y en la factura energética sino que además favorecerán una reducción de las importaciones de energía, de la contaminación del aire y de las emisiones de CO₂.

6. Sostenibilidad medioambiental

Las políticas medioambientales son la principal palanca para garantizar un desarrollo energético sostenible

Como origen de más de 2/3 de las emisiones de efecto invernadero, el sector energético resulta clave para afrontar el cambio climático.

Durante las décadas pasadas las tendencias de las emisiones de CO₂ han seguido en

paralelo las tendencias de crecimiento económico. Sin embargo, en la actualidad comienzan a aparecer signos de divergencia entre ambas a medida que el apoyo a las renovables y a la eficiencia energética se consolida

Entre los más recientes avances en política medioambiental de los países se podría destacar:

Estados Unidos

- Apoyo al desarrollo de energías renovables
- Eficiencia energética
- Combustibles alternativos para vehículos a motor
- Nuevos *standards* para plantas de generación eléctrica

Canada

- Nuevas especificaciones de combustibles para vehículos ligeros
- Regulaciones para mejorar el rendimiento de combustibles en vehículos pesados

Japón

- Relanzamiento del plan energético nuclear
- Nuevos standards para la fabricación de materiales de construcción

Italia

- Nuevo plan energético centrado en el apoyo a las renovables

China

- Plan para la reducción de la cuota del carbón en la generación de energía primaria
- Revisión de los standards de emisión de los nuevos vehículos

India

- Aumento de la cuota de las renovables en la generación eléctrica
- Establecimiento del 5% de etanol en el *blend* de gasolina

7. Marco europeo

La demanda europea de crudo no muestra grandes expectativas de crecimiento

Europa se encuentra inmerso en un periodo de cambios y retos entre los que destacan, por críticos y principales, la dependencia energética y la garantía de suministro.

Los mercados de crudo europeo parecen estar despertando y ya, en 2014, se espera que algunos países europeos comiencen a experimentar aumentos en la demanda de crudo

impulsados por un crecimiento más dinámico de la economía. Los signos de recuperación de demanda de crudo durante 2013 procedieron de Alemania y Reino Unido, mientras que países como España e Italia seguían mostrando importantes caídas de demanda de combustible.

De acuerdo con la UK Petroleum Industry Association (UKPIA), la previsión para la demanda europea de crudo es de un crecimiento débil (0.1% anual) hasta 2015 seguido de un crecimiento ligeramente superior, a partir de 2015, que respondería a las expectativas de crecimiento económico de los países del sur de Europa.

El reto clave de Europa será mantener eficiencia incrementando competitividad

Europa es uno de los bloques más eficientes energéticamente y uno de los menores emisores de CO₂. Un claro ejemplo es la comparativa de la cantidad de energía necesaria, en número de barriles de crudo equivalente, para generar 1,000 \$ de PIB, representado en la siguiente tabla:

China	2.5 boe
Media mundial	1.3 boe
Estados Unidos	1.0 boe
Europa	0.75 boe

No obstante, Europa resulta uno de los bloques menos competitivos, concentrando la mayor necesidad de mayores mejoras en costes energéticos. Un ejemplo muy significativo sería el de Alemania donde el coste de la energía se ha incrementado un 68% desde 1998 mientras que los costes de generación y transporte se incrementaron un 11%. El resto de la subida procede de la combinación de diferentes tasas y leyes (Eco-tasa, ley de energía renovable, ley de ciclos combinados, tasa de valor añadido e impuestos de concesión).

La solución para balancear competitividad y eficiencia implica, en el caso europeo, centrarse en eficiencia energética, gas natural, nuevas tecnologías, abrir nuevas vías de suministro de energéticos promoviendo su competencia, aumentar la diversificación en la generación eléctrica y establecer un único mercado energético

8. Marco español

España es un país importador neto de crudo y, a pesar de su capacidad de refino instalada, también de productos petrolíferos

España es la quinta economía europea por consumo energético y no tiene producción propia significativa ni de combustibles líquidos ni de gas natural. El gobierno ha establecido un límite máximo de importación total de crudo y gas procedente de un mismo país

con el objetivo de garantizar la diversidad de suministro, la cual se encuentra distribuida entre Africa, Oriente Medio, países de la antigua Unión Soviética y países de la OECD

Los combustibles líquidos son la mayor fuente de consumo energético en España fundamentalmente en el sector del transporte y, a pesar de disponer de 9 refinerías con una capacidad de destilación total de 1.3 millones de barriles / día, sigue siendo importador neto de productos petrolíferos.

Hasta la crisis financiera de 2008, España era uno de los mercados de más rápido crecimiento de gas natural y, a pesar de que el crecimiento se ha ralentizado, España mantiene una cuota de casi 2/3 de las importaciones de gas natural licuado a los países europeos de la OECD (dato 2013) y un suministro significativo de gas natural procedente de Argelia a través del gasoducto submarino de Medgaz.

La siguiente tabla resume los datos de 2013 de producción, consumo e importación de crudo:

<i>Datos España 2013</i>	<i>Crudo (Miles de barriles/día)</i>
Producción	34
Consumo	1,205
Importación	1,171

Visión del sector de la logística del petróleo

CLH

1. Visión general del escenario de futuro de la energía a 2035 (oferta y demanda)

El panorama energético está cambiando de forma acelerada durante los últimos años, debido al auge del petróleo y del gas no convencionales y de las energías renovables, y al incremento de la demanda de energía de las economías emergentes.

Como consecuencia de todo ello, el sector del petróleo está asistiendo a una importante transformación de las actividades de producción y refino que está afectando a los flujos tradicionales del crudo y de los productos petrolíferos, lo que tendrá importantes implicaciones para la competitividad y la seguridad de suministro de los países de la Unión Europea, donde la capacidad de producción y refino continuará reduciéndose en el futuro.

Todo ello hace que cobre una especial relevancia el modelo de seguridad de suministro europeo y el mantenimiento de reservas de productos petrolíferos con el objetivo de garantizar su abastecimiento ante cualquier eventualidad que se produzca.

El consumo de energía se correlaciona con el crecimiento de la población. Actualmente en el mundo viven alrededor de 7.250 millones de personas y en un futuro próximo en el año 2050, se estima que seremos más de 9.550 millones.

Por otra parte ahora tenemos alrededor de 2.000 millones de personas de clase media que se convertirán en más de 4.000 millones en esa fecha y que son el verdadero motor

del consumo energético.

No cabe duda que la población es la gran responsable del consumo de energía.

La Agencia Internacional de la Energía (AIE) prevé que para el año 2035 el *mix* energético de energía primaria no será muy diferente al actual, donde las energías fósiles, el petróleo, el gas y el carbón pasarán del 82% al 76% (el petróleo y el gas serán el 50%).

Por lo tanto, la primera conclusión es que nos vamos a mover en el mismo entorno actual y en este caso habrá que responder a los siguientes interrogantes:

a) *¿Hay suficientes recursos para atender la demanda?*

b) *¿Estarán estos recursos donde se necesitan?*

c) *¿Serán sostenibles?*

Según las últimas previsiones de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), durante los próximos años se espera una ralentización del crecimiento de la demanda de productos petrolíferos.

En concreto, y de acuerdo con las estimaciones de la AIE recogidas en la última edición del World Energy Outlook 2013, se prevé que la demanda de productos petrolíferos registre un incremento anual hasta 2035 que se situará entre el 0,7% y el 1,1%, pasando de un consumo actual de 89 Mbl/día a más de 100 Mbl/día en 2035, lo que supondrá una ralentización del crecimiento de la demanda, comparándola con el crecimiento del 1% registrado durante el período 2000-2012.

Además, todo el incremento de la demanda procederá de los países no pertenecientes a la OCDE, ya que en los países de la OCDE la demanda se mantendrá estable, e incluso decrecerá ligeramente en algunos de ellos debido a las ganancias en la eficiencia en los vehículos, en particular de los utilitarios, y a la paulatina incorporación de fuentes alternativas de energía para el transporte.

La demanda de los combustibles para automoción, es decir gasolina y gasóleo, crecerá durante los próximos años, al igual que la de queroseno, si bien será la demanda de gasóleo la que experimente un mayor crecimiento.

Sin embargo, el crecimiento de la demanda de combustibles refinados del petróleo no se dará por igual en todas las regiones, ya que en el caso de Europa se prevé que experimente una ligera contracción, debido fundamentalmente a la continua introducción de nuevas medidas de eficiencia energética.

En cambio, el fuerte incremento esperado en la flota de vehículos en China, dará lugar a que la demanda de gasolina crezca más del 100% en este país en el horizonte de 2035.

En Oriente Medio la demanda de gasolinas y gasóleos también aumentará, debido al

crecimiento en el número de autobuses y camiones, la elevada actividad de la construcción, el cambio en la composición de los combustibles para buques (*bunkers* marinos), que incorporarán una mayor proporción de gasóleo, y el incremento de la flota de vehículos ligeros, que demandará un mayor volumen de gasolinas.

Por su parte, Estados Unidos y Canadá experimentarán una ligera contracción de la demanda de gasolinas debido a las mejoras de eficiencia en vehículos, que puede reducir la demanda en 0,8 millones de barriles/día.

El sector del transporte será el principal vector de crecimiento de la demanda de petróleo durante los próximos años. Se prevé que experimente un crecimiento de 12 millones de barriles/día hasta 2035, lo que aumentará hasta el 58% la proporción del consumo de petróleo para el transporte respecto al consumo total (60 millones de barriles/día sobre un total de más de 100 millones de barriles/día).

Este crecimiento sería aún mayor si no fuera por las mejoras en la eficiencia energética que se prevé lograr en el uso de los combustibles para vehículos ligeros. De no tener en cuenta estas medidas de eficiencia en el sector del transporte, la demanda de este sector sería un 8% superior.

Asimismo se multiplicará por dos la utilización de otras fuentes de energía para el transporte.

Más allá de los biocombustibles, las principales alternativas para el petróleo como combustible para el transporte en el medio-largo plazo son el gas natural (ya sea en forma comprimida o líquida) y la electricidad (ya sea en coches híbridos o enteramente eléctricos).

Ambas opciones requieren un cambio fundamental en la tecnología del vehículo y/o en la infraestructura de repostaje.

Otra opción es el uso de hidrógeno como combustible de la pila de hidrógeno, pero dadas las barreras tecnológicas y económicas que presenta, no se prevé que tenga apenas peso en el período de tiempo considerado.

Con ello, la gasolina y el gasóleo continuarán suponiendo entre el 87% y el 90% de la energía utilizada para el transporte en 2035, dependiendo del escenario de la AIE considerado.

Una de las razones para que las nuevas fuentes de energía no consigan alcanzar un mayor peso en el sector del transporte, a pesar de los esfuerzos que se están realizando en muchos países, es la gran versatilidad de los combustibles tradicionales, que concentran una gran cantidad de energía por unidad de volumen.

La gran cantidad de energía contenida en un litro de gasolina es muy difícil de almacenar, transportar y reponer con otra clase de energía y especialmente en forma de energía eléctrica.

Otra de las ventajas de los combustibles tradicionales es que cuentan con extensas redes de distribución que facilitan un rápido repostaje de los vehículos.

Por el contrario, el desarrollo de las nuevas fuentes de energía para el transporte se enfrenta a distintas barreras que dificultan una mayor penetración. Una de las más importantes es la ausencia de redes de distribución similares a las que existen para los productos petrolíferos, pero también otras de tipo tecnológico, como la limitada duración de las baterías en el caso de los vehículos eléctricos, o el mayor coste de los vehículos de gas natural, frente a los vehículos convencionales.

Por esta razón, los biocombustibles son por ahora la fuente alternativa con mayor penetración y crecimiento en el sector del transporte, especialmente en algunos países como Estados Unidos y Brasil, y se prevé que la demanda de este tipo de combustibles alcance los 4 millones de barriles en 2035, lo que supone en torno al 6% de la demanda total de energía prevista para el sector del transporte en esa fecha, que será cerca de 60 Mbd.

Estas proyecciones se basan en la continuación del apoyo regulatorio que han venido teniendo hasta ahora los biocombustibles, fundamentalmente en forma de subsidios, o de objetivos obligatorios sobre el porcentaje de mezcla en gasolinas y gasóleos.

Sin embargo, las previsiones de demanda de los biocombustibles se han reducido respecto a la estimación realizada en años anteriores, debido a las reticencias que han empezado a surgir en numerosos países en relación con el uso de biocombustibles por diferentes motivos.

Los más importantes son los posibles impactos directos e indirectos de los biocombustibles en otros usos agrícolas de la tierra; los limitados ahorros de emisiones de CO₂ respecto a los combustibles convencionales; así como la limitada aceptación de los mismos por parte de los consumidores y los retrasos que se están produciendo en lograr la viabilidad económica de los biocombustibles avanzados.

En el caso de España, aunque no existen previsiones de datos a tan largo plazo, al igual que en el resto de países de la OCDE se prevé que la demanda de productos petrolíferos durante los próximos años se mantenga prácticamente estable o presente un ligero crecimiento.

En concreto, según las previsiones de CLH, la demanda de productos claros (gasolinas, gasóleos y querosenos) podría crecer en torno al 1% anual hasta 2016 y situarse en 48,3 millones de metros cúbicos.

En cuanto a la capacidad de producción de petróleo que será necesaria para atender la demanda mundial futura, debemos tener en cuenta que además de atender el incremento de demanda previsto también deberá cubrir el remplazo de aquellos pozos que se están agotando.

Se considera que cada año se agotan pozos equivalentes al 5% de la producción. Ello va

a suponer que de los más de 100 millones de barriles/día que serán necesarios en 2035, 75 millones de barriles/día de los actuales no existirán en esa fecha, por lo que habrá que buscar alternativas de producción para ellos.

La nueva capacidad de producción necesaria procederá fundamentalmente de:

- a) Explotación de pozos petrolíferos convencionales, especialmente de Oriente Medio, estando alguno de ellos situados en aguas profundas, con láminas de agua de 1,5 a 3 kilómetros y de 4 a 6 kilómetros de profundidad.
- b) Líquidos condensados de gas natural.
- c) Explotación del petróleo no convencional, como son los crudos extra pesados, los de arenas bituminosas, así como los denominados *Light Tight Oil (LTO)*, principalmente.

En cuanto a los recursos de petróleo y gas no convencional se han estimado para el *Light Tight Oil* en 300.000 millones de barriles, y para el *shale gas* en alrededor de 250.000 Bcm. Podemos decir que el mundo ha multiplicado por tres sus reservas de crudo y gas.

En este sentido se puede decir que se está produciendo una auténtica revolución en la producción de crudo y gas natural, especialmente en Estados Unidos, donde la explotación del *shale gas* y el *Light Tight Oil* ha hecho crecer la producción de este país a niveles de hace más de 20 años, situándolo en un nivel cercano a la autosuficiencia energética.

De hecho, el aumento de la producción esperado en Estados Unidos, Canadá y Brasil hasta 2035 equivale a la producción actual de Arabia Saudí y supondrá un cambio significativo en los flujos tradicionales del petróleo y con ello, probablemente también en la geoestrategia mundial.

De acuerdo con estos datos, podemos hacer también una reflexión sobre la estimación de precios a futuro del petróleo.

La primera consideración es que debido a la explotación del petróleo no convencional se espera que los precios vayan a ser más estables. La OPEC podría empezar a ver reducido su peso en el medio plazo por la presencia del petróleo y gas no convencional.

El coste de producción del petróleo no convencional se situará en precios entre 50 y 60 dólares el barril, el petróleo extrapesado de la franja del Orinoco en Venezuela alrededor de 80 dólares el barril y el procedente de arenas bituminosas entre 90 y 100 dólares.

Hay que tener en cuenta, a la hora de estimar el precio del petróleo, el hecho de que los países árabes están haciendo sus presupuestos con un petróleo a 90 dólares el barril y su coste de producción no llega a 10 dólares el barril en algunos países.

El gas aproximará sus precios entre Estados Unidos y Europa una vez que ésta pueda dejar de indexarlo al precio del petróleo. En Estados Unidos crecerá por encima de los 4

dólares por millón de Btu para ir a 6 ó 7 dólares por millón de Btu

Por lo que respecta a la capacidad de refino mundial, actualmente se concentra en las regiones con mayor consumo de productos petrolíferos, principalmente Asia-Pacífico, con 30 millones de barriles/día, Norteamérica, con más de 21 millones de barriles/día y Europa con cerca de 16 millones de barriles/día.

Por su parte, los países de la antigua Unión Soviética mantienen una capacidad de refino de 8 millones de barriles/día, una cifra similar a la de Oriente Medio.

En Latinoamérica la capacidad de refino instalada se sitúa en torno a los 6 millones de barriles/día y en África de 3,4 millones de barriles/día.

Sin embargo, durante los próximos años se prevé que continúe la tendencia iniciada en 2012 y 2013 y se produzca un mayor incremento de la capacidad de refino en la zona de Asia-Pacífico, especialmente China e India y también en Oriente Medio.

En cambio, en Europa no solo no se prevé apenas crecimiento, sino que se esperan nuevos cierres de refinerías como los que ya se han producido en algunos países, en parte condicionados por la exigente normativa medioambiental y de seguridad existente en la Unión Europea.

En concreto, entre 2008 y 2013, los cierres de refinerías que se han producido en Europa han tenido lugar principalmente en Francia, Italia, Reino Unido, Alemania y Rumanía, y equivalen al 9% de la capacidad instalada en nuestro continente.

Durante los próximos años se prevé que el cierre de refinerías en Europa continúe, lo que supondría la pérdida de un 6% del total de la capacidad de refino existente.

Como consecuencia de los cambios que se están produciendo tanto en la capacidad de producción de crudo, como en la capacidad de refino se producirán importantes transformaciones en el sector.

El resurgimiento de la producción de petróleo en Estados Unidos, debido a la explotación de recursos no convencionales, tendrá un impacto significativo en el mercado internacional de crudo.

El comercio internacional de crudo disminuirá en 0,9 millones de barriles/día, alcanzando los 32,4 millones de barriles/día en 2018, frente a los 33,3 millones de barriles/día que alcanzó en 2012, lo que equivale a una disminución anual del 0,5%.

Sin embargo, el comercio de productos petrolíferos aumentará, debido al incremento de la capacidad de refino de los países productores.

El principal cambio en el panorama del comercio de crudo en los próximos cinco años tendrá como protagonistas a Estados Unidos y Canadá.

El incremento de la producción de Estados Unidos en 2,7 millones de barriles/día, debido a los recursos no convencionales, unido al incremento de la producción de Canadá en 1,3 millones de barriles/día dará lugar a que las importaciones de crudo de Estados Unidos se reduzcan drásticamente, en particular las provenientes de África y Oriente Medio.

Oriente Medio se consolidará en su papel de principal exportador de crudo, aumentando su peso en las exportaciones mundiales de crudo del 49% al 50%. Irak, los Emiratos Árabes Unidos y Arabia Saudí incrementarán el suministro en 1,6; 0,7 y 0,4 millones de barriles/día respectivamente.

África seguirá siendo la segunda región exportadora de crudo, representando el 21% del mercado de exportación en 2018. Las exportaciones de la antigua Unión Soviética representarán el 19% de las exportaciones en 2018, siguiendo de cerca a África. Por último los volúmenes de África se mantendrán estables durante el período.

Asimismo, los flujos de los productos petrolíferos también experimentarán cambios sustanciales, debido a la menor dependencia de las importaciones de Estados Unidos y al incremento de la capacidad de refino previsto en Asia, Oriente Medio y Rusia, que permitirá incrementar las exportaciones desde estas regiones.

En este sentido, las refinerías de Estados Unidos situadas en áreas con mayor disponibilidad de crudo seguirán operando con unas tasas de utilización altas, que en 2012 y 2013 alcanzaron en torno al 90%, mientras que en Europa la producción de refino decrecerá, como consecuencia de los cierres de refinerías que se están produciendo.

Por su parte, en los países de la antigua Unión Soviética la producción crecerá como consecuencia de los incrementos de capacidad registrados en el sistema de refino ruso.

El elevado nivel de utilización de las refinerías de Estados Unidos, motivado por la disponibilidad de petróleo autóctono, está permitiendo a este país reducir sus importaciones de gasolina en más de un 55% desde 2006, al mismo tiempo que ha incrementado la exportación de gasóleo y otros destilados como el combustible para aviones.

En cambio, el declive de la producción de crudo en Europa y la reducción de la capacidad de refino instalada en los países de la Unión Europea, se traducirá en un mayor déficit de gasóleos y un menor excedente de gasolinas, e incrementará su dependencia energética y su vulnerabilidad ante posibles crisis de suministro y también sus costes energéticos.

Un ejemplo de ello es la dependencia de la Unión Europea de las importaciones de destilados medios, como el gasóleo de automoción, el gasóleo de calefacción y el queroseno.

En la actualidad, la mayoría del diésel de automoción y del gasóleo de calefacción proviene de Rusia, mientras que el queroseno se obtiene en gran parte de Oriente Medio.

Al mismo tiempo, los excedentes de producción de gasolina de la Unión Europea eran absorbidos hasta ahora por Estados Unidos.

En España, gracias al esfuerzo inversor realizado durante los últimos años por las refinerías que existen en nuestro país, se ha logrado reducir la dependencia exterior de destilados medios, de modo que en 2013 pasó a tener un balance exportador positivo de más de 2,6 millones de toneladas de productos petrolíferos, alcanzando el 6% del valor total de las exportaciones en España.

2. Garantía y seguridad del suministro de la energía

La gran transformación que se está produciendo en el sector petrolero podría tener también importantes implicaciones para la seguridad del suministro de la Unión Europea, ya que su dependencia energética en relación con el petróleo se sitúa en torno al 83% y será aún mayor en el futuro.

De hecho, las previsiones de la propia Comisión Europea estiman que las importaciones de petróleo representarán el 92% del consumo en 2035, lo que sitúa a Europa entre las regiones más dependientes energéticamente del mundo.

Asimismo, la dependencia también es elevada en relación con el gas natural, ya que más del 64% procede de las importaciones y este porcentaje crecerá hasta el 75% en 2035.

Además, la concentración de las importaciones de petróleo es también muy elevada. Más de las dos terceras partes de las importaciones de crudo proceden de solo cinco países: Rusia, Arabia Saudí, Libia, Nigeria y Kazajistán y algunos de ellos presentan también un gran riesgo de inestabilidad política.

Lo mismo ocurre en el caso del gas natural, en el que la concentración es aún mayor. Casi el 90% de las importaciones proceden de sólo tres países: Rusia, Argelia y Qatar.

Por otra parte, la mitad del crudo mundial tiene que atravesar en algún momento de su viaje hasta los mercados mundiales por alguno de los seis estrechos por los que pasan las principales rutas marítimas del petróleo, lo que incrementa su vulnerabilidad ante posibles conflictos geopolíticos.

Por el Estrecho de Ormuz, entre Irán y Omán, que da entrada al Golfo Pérsico, pasa cerca del 20% del petróleo que se consume en el mundo y un 40% del que se comercializa en buque tanque (14 buques tanque llenos pasan todos los días y otros tantos vacíos). Por el Estrecho de Malaca, entre Singapur, Indonesia y Malasia el 17% del petróleo mundial; por el Canal de Suez el 4% y por el Estrecho de Bab el Mandeb, entre Yemen, Yibuti y Eritrea el 3,8%.

Debido al cambio que se está produciendo en Estados Unidos, al pasar de importador a exportador de gas natural y petróleo, no cabe duda que cambiará su interés por el con-

trol y la salvaguarda de las rutas del petróleo. China e India, que van a tener crecimientos importantes deberán tomar el control de las rutas del Este y la Unión Europea tendrá que involucrarse de un modo más activo, para garantizar la seguridad de suministro ante los cambios en la geo-estrategia mundial de la energía que se están produciendo y su impacto en el sector del petróleo.

De hecho, los conflictos políticos han demostrado que pueden tener un impacto elevado en el precio de las materias primas y en particular del petróleo, como se puso de manifiesto con el incremento de los precios del crudo (entre un 30% y un 40%) con motivo de las revueltas de la primavera árabe. Si bien en los últimos meses estamos asistiendo a un descenso de los precios del crudo, auspiciado en parte por la debilidad de la demanda a causa de la crisis económica y el contrapeso del incremento de la producción de energías no convencionales en Estados Unidos.

Conscientes de la posible vulnerabilidad de los suministros de petróleo, ya en 1973, con motivo de la crisis mundial que se produjo como resultado de la guerra árabe-israelí, cuando los países miembros de la organización de países exportadores de petróleo árabes interrumpieron sus exportaciones, los países consumidores crearon la Agencia Internacional de la Energía.

Una de las primeras medidas de la AIE fue el establecimiento de reservas de emergencia y de diferentes mecanismos que permitieran coordinar una respuesta colectiva ante futuras interrupciones importantes en el suministro de petróleo.

En los últimos años estas reservas se han movilizad o al menos en tres ocasiones:

1. Con motivo de la guerra del Golfo en 1991.
2. Como consecuencia de los efectos provocados por los huracanes que dañaron diferentes infraestructuras petrolíferas en 2005.
3. Y más recientemente en 2011, debido a la interrupción prolongada del suministro de petróleo de Libia.

También la Comisión Europea ha identificado la seguridad de suministro como un área de máxima relevancia, no sólo en relación con la disponibilidad ininterrumpida de las fuentes de energía, sino también para asegurar que esta disponibilidad sea a un precio asequible y con respeto por las preocupaciones medioambientales.

Para ello, la Comisión Europea ha definido cinco objetivos principales en relación con la coordinación de las reservas de emergencia de crudo y productos derivados del petróleo:

1. Aumentar la seguridad de los abastecimientos de crudo y productos petrolíferos

mediante el establecimiento y mantenimiento de stocks mínimos estratégicos.

2. Promover la solidaridad entre los Estados miembros en caso de crisis energética mediante el establecimiento de medidas predefinidas y mecanismos que garanticen una acción coordinada.
3. Administrar la seguridad de los suministros, instaurando unos mecanismos adecuados para hacer frente a una ruptura física de los suministros de energía.
4. Promover la estabilidad del mercado entre los países miembros, mediante la planificación de posibles respuestas a situaciones en que los mercados prevean una ruptura física del suministro.
5. Aumentar la transparencia en el mercado del petróleo.

En esta línea, la Comisión Europea cuenta con su propia política de stocks de seguridad, que establece que los países miembros deben contar con 90 días de importaciones netas diarias medias, o 61 días de consumo interno diario medio, tanto en forma de crudo como de producto.

Además, los Estados deben garantizar la disponibilidad y accesibilidad física de las reservas y contar con una entidad central de almacenamiento, que se encargue de coordinar el mantenimiento de las reservas, y que en el caso de España es la Corporación de Reservas Estratégicas, CORES.

Aunque la aplicación de esta política no es homogénea en todos los países miembros, en todos ellos se cumple al menos la existencia de stocks de seguridad equivalentes a 90 días de importaciones netas y en la mayoría de ellos, como en el caso de España, se supera, sin que se haya producido históricamente ningún problema de abastecimiento.

Si analizamos el caso de España, que tiene que importar prácticamente la totalidad del petróleo que necesita, la seguridad de suministro se ve garantizada actualmente por la existencia de reservas de seguridad por encima de las que aconsejan la AIE y la Comisión Europea, y también por un sistema de aprovisionamiento muy diversificado que le permite suministrarse de petróleo de distintas partes del mundo.

En concreto, España importa petróleo de diferentes países como Nigeria, Arabia Saudí, Irak o Libia, que están integrados en la OPEP, y también de otros países como México o Colombia, así como de algunos países europeos.

Esta amplitud de fuentes proporciona a nuestro país una gran seguridad de suministro y ha permitido que España nunca haya sufrido desabastecimiento cuando se han producido situaciones de crisis en los países suministradores, lo que habría tenido un gran impacto en un país como el nuestro que todavía tiene una elevada dependencia del petróleo.

El peso del petróleo en el *mix* energético español se mantiene en niveles cercanos al 45% del consumo de energía primaria, a pesar del crecimiento de otras energías como el gas natural, que en 1980 apenas suponía un 2% del consumo de energía primaria y actualmente supera el 21%, o de las energías renovables, que han experimentado una importante evolución en los últimos años y suponen ya más del 14%.

La relevancia de los productos petrolíferos es aún mayor, si nos fijamos en su participación en el consumo de energía final, donde suponen algo más de la mitad del consumo total, debido a su peso en el transporte.

Los datos de consumo de productos petrolíferos han sufrido un importante retroceso desde 2007, debido principalmente a la crisis económica, el desarrollo de nuevos motores más eficientes y también a la utilización del gas natural en algunos usos tradicionales de los productos petrolíferos. Esto ha supuesto un descenso de más del 23% en el consumo de los productos petrolíferos que maneja CLH (Gasóleos, Gasolinas, Querosenos, Fuel+IFO's).

Por otra parte, y a diferencia de lo que ha ocurrido en otros países de la Unión Europea, donde la capacidad de refino ha disminuido, en España se han llevado a cabo importantes inversiones para ampliar o mejorar la capacidad de producción de las refinerías existentes.

De este modo, la elaboración de productos refinados en España se ha incrementado desde el año 2000, principalmente para atender la creciente demanda de gasóleo de automoción en España y en el resto de Europa.

Uno de los efectos de este incremento de la capacidad, junto con la reducción de la demanda de productos petrolíferos que se ha experimentado en nuestro país durante los últimos años, ha sido la consolidación de nuestra capacidad exportadora para este tipo de productos y la eliminación de las importaciones de gasóleo que se venían realizando hasta ahora.

En esta línea, España ha pasado de tener un saldo importador neto hasta 2011, a tener un balance exportador positivo de más de 2,6 millones de toneladas de productos petrolíferos en 2013.

Sin embargo, y aunque todos estos aspectos que se han analizado han contribuido a mejorar la seguridad de suministro de nuestro país de una energía imprescindible como son los productos petrolíferos, también es importante que sigamos disponiendo de un sistema logístico que permita almacenarlos y transportarlos del modo más eficiente para poder llegar a todos los consumidores de manera adecuada.

En el caso de España, la existencia de una red logística como la de CLH, que cuenta con más de 4.000 kilómetros de oleoductos y 39 instalaciones distribuidas por todo el país, con una capacidad de almacenamiento de cerca de 8 millones de metros cúbicos,

permite movilizar los productos petrolíferos almacenados de una manera muy eficiente y garantizar el suministro de los mismos en todo momento.

De hecho, gracias a las inversiones realizadas durante los últimos años, CLH se sitúa actualmente en la séptima posición entre las principales compañías a nivel mundial por capacidad de almacenamiento, y la segunda a nivel europeo, donde sólo es superada por Vopak.

Asimismo, la red de oleoductos de CLH es una de las redes de oleoductos de productos refinados más extensa de Europa.

Todas estas infraestructuras, junto con el modelo de funcionamiento de las mismas, dotan al sistema logístico de CLH, y por tanto a España, de una gran flexibilidad y capacidad de respuesta ante cualquier emergencia o situación de crisis.

Estas características han sido reconocidas por la Agencia Internacional de la Energía (AIE) en diversos informes.

Por otra parte, y de acuerdo con la posibilidad que tienen los países de la Unión Europea de almacenar parte de sus stocks de seguridad fuera del país, desde hace varios años CLH almacena parte de las reservas de otros países como Irlanda, y está ofreciendo esta posibilidad también a otros países.

Además, recientemente CLH ha sido elegida por Omán para iniciar el desarrollo de una red logística en este país, similar a la que existe en España, con la construcción de un oleoducto de 290 kilómetros de longitud y una instalación de almacenamiento en las inmediaciones de la capital del país, Muscat, lo que refleja la confianza que suscita el sistema logístico español más allá de nuestras fronteras.

Por otra parte, dentro del Plan Estratégico 2012-2016, CLH tiene previsto realizar todas las inversiones necesarias para que nuestro sistema logístico continúe siendo una referencia a nivel mundial y nos permita seguir colaborando con CORES y con el resto del sector petrolero de nuestro país para garantizar la seguridad de suministro ante cualquier eventualidad que pudiera producirse.

En definitiva, desde CLH se considera que aunque España cuenta actualmente con una posición muy adecuada en relación con la seguridad de suministro del petróleo y de los productos petrolíferos, sería conveniente que los países de la Unión Europea establecieran una política articulada que permita adaptar los requerimientos de la industria ante los profundos cambios que se están produciendo en el sector del petróleo.

Esto es especialmente importante si tenemos en cuenta que los productos petrolíferos constituyen un elemento esencial no sólo para el mantenimiento de la industria petroquímica europea sino también para el sector del transporte, que depende mayoritariamente de este tipo de productos para poder funcionar y todavía seguirá siendo así durante muchos años.

3. La energía como factor de competitividad de la economía

Diferentes estudios han puesto de manifiesto la relevancia de los costes de la energía como uno de los factores que pueden afectar a la competitividad de la economía.

En este sentido, hay que resaltar que uno de los efectos importantes del resurgimiento de la producción de gas natural y de petróleo en Estados Unidos está siendo la reducción de sus costes energéticos, tanto del gas natural como de la electricidad, lo que está proporcionando una importante ventaja competitiva a la industria manufacturera de este país respecto a los países de la Unión Europea y otros países industrializados.

Actualmente, el gas natural en Estados Unidos tiene un precio en torno a los 3 ó 5 dólares por Mbtu, mientras que en Europa este precio se sitúa entre 9 y 12 dólares por Mbtu y en Asia entre 14 y 17 dólares.

Como consecuencia de ello, el precio de la electricidad en Estados Unidos es aproximadamente la mitad que en Europa, y todo ello, gracias en gran parte a las facilidades que ha encontrado la industria petrolera de este país para desarrollar sus recursos fósiles no convencionales, mientras que en Europa se discute incluso si debemos realizar prospecciones para confirmar si disponemos o no de reservas de este tipo de energía.

Todo ello está haciendo que Estados Unidos se convierta en uno de los países del mundo desarrollado con los costes de manufactura más bajos.

Por el contrario, en Europa se está registrando un aumento de los costes relativos de la energía, lo que constituye uno de los factores clave que puede afectar en el futuro a su competitividad industrial.

De hecho, según Boston Consulting Group, desde 2004 Estados Unidos ha cerrado el *gap* de competitividad industrial con respecto a China en 10 puntos porcentuales, mientras que los principales países europeos han visto como la industria ha ido perdiendo competitividad respecto a Estados Unidos, fundamentalmente por la diferencia de costes energéticos. Por ejemplo, Italia y Francia han perdido 10 puntos porcentuales de competitividad respecto a Estados Unidos, y Alemania y España 4 puntos porcentuales.

Por esta razón, es imprescindible que la Unión Europea desarrolle una política energética común que contribuya a restaurar la capacidad competitiva de la industria europea.

Una correcta política económica debería basarse en lo que se ha denominado el triángulo de la sostenibilidad energética, donde los tres vértices del triángulo serían: **la economía, la seguridad y el medio ambiente.**

Es decir, se debe aspirar a que el *mix* energético sea lo más limpio, económico y seguro posible. Para ello, lo más aconsejable será buscar el centro de este triángulo, ya que si nos acercamos demasiado al eje de la seguridad y medio ambiente nos habremos alejado del

vértice economía/precio, lo que tendrá efectos importantes en la competitividad .

Por ello, algunos de los puntos a considerar en dicha política energética deberían ser:

1. Incrementar la eficiencia energética fomentando un menor consumo energético en diferentes usos: edificios, industria, etc.
2. Apostar por las fuentes renovables eficientes en costes.
3. Desde un punto de vista interno hay que incrementar la extracción de reservas propias tanto de petróleo y gas convencional como de petróleo y gas no convencionales. Esto debe ser una decisión conjunta y estratégica de la Unión Europea no de un país concreto sino de toda la Unión Europea.
4. Invertir para saber si tenemos reservas de gas o petróleo en el territorio de la Unión Europea.
5. Hay que incrementar la interconexión de gas y electricidad. En España tenemos una gran capacidad de regasificación que no la podemos utilizar en su totalidad debido a no disponer de interconexiones que permitan llevar este gas re-gasificado en España hasta el centro de Europa a través de Francia.
6. Incrementar el poder de compra de los compradores. Los suministradores de gas y petróleo son generalmente Estados y por lo tanto mucho más fuertes que los compradores que son normalmente compañías privadas, y por lo tanto con una capacidad pequeña para hacer frente a las demandas y condiciones de los suministradores.

Al mismo tiempo es necesario que todos los agentes del sector energético desarrollen medidas que permitan mejorar al máximo su nivel de eficiencia y reducir en la medida de lo posible los precios de todos los componentes de la energía.

En esta línea el alto nivel de eficiencia alcanzado por CLH permite que el coste de sus servicios logísticos sea inferior al 1% del precio final de venta de los productos petrolíferos, lo que redundará en el beneficio de los clientes y de los propios usuarios finales de los combustibles.

4. La sostenibilidad medioambiental

En el escenario previsto por la Agencia Internacional de la Energía, los combustibles fósiles, y en particular el petróleo, continuarán siendo durante los próximos años la principal fuente de energía mundial, manteniendo la posición de supremacía que han ocupado en los últimos años.

Ante esta situación, y teniendo en cuenta la evolución experimentada por el sector en los

últimos años, uno de los principales retos de la energía a nivel mundial será garantizar la disponibilidad de unas fuentes sujetas a riesgos de suministro y a una elevada volatilidad de los precios, que puede tener un impacto directo en la competitividad de nuestra industria.

Al mismo tiempo, la respuesta a estos dos importantes retos debe lograrse de manera sostenible para el medio ambiente y minimizando su posible incidencia sobre el cambio climático, debido en parte a la evolución de la sociedad y de los gobiernos, cada vez más concienciados con el respeto por la naturaleza y las políticas de reducción de los gases de efecto invernadero.

Ante esta perspectiva y mientras se va consolidando el uso de las energías renovables y otras fuentes de energía que permitan sustituir paulatinamente a los combustibles fósiles, es imprescindible que el sector del petróleo continúe desarrollando nuevas medidas que permitan minimizar su impacto medioambiental, como se ha venido realizando durante los últimos años en España, tanto en el sector de refino como en el sector logístico, en el que opera CLH.

En relación con el sector logístico, en el caso de España, el petróleo llega por buque tanque a las refinerías, que se encuentran mayoritariamente en la costa, lo que hace necesario contar con un sistema logístico de productos petrolíferos adecuado y en constante adaptación a las nuevas circunstancias.

En este sentido, el sistema logístico español de hidrocarburos es un referente internacional, que se ha consolidado en los diez últimos años y que ha ido evolucionado en paralelo a las demandas de la sociedad.

Este sistema permite acercar los productos petrolíferos a las zonas donde se necesita con un alto grado de eficiencia desde el punto de vista económico y también medioambiental. La clave para lograrlo es que la compañía gestiona de forma conjunta las actividades de almacenamiento y transporte, lo que aporta importantes ventajas operativas.

El funcionamiento de este modelo es similar al de un banco comercial, de modo que los operadores pueden depositar sus combustibles en una planta y recogerlo inmediatamente después en una instalación de otra zona, según sus necesidades específicas. De este modo, se evita cualquier movimiento que no sea necesario y, cuando es realmente imprescindible transportar los productos, se utilizan preferentemente los oleoductos.

Por la red de CLH circulan diferentes productos petrolíferos, en los que se incluyen gasolinas, gasóleos, fuelóleos o querosenos. Esta variedad de carburantes eleva la complejidad del sistema y exige una perfecta coordinación.

Por ello, la compañía ha introducido las tecnologías más avanzadas en la programación de los oleoductos y ha perfeccionado la gestión de todas sus operaciones, incorporando

nuevos equipos y programas informáticos, lo que ha dado como resultado un modelo logístico más eficiente, con un alto grado de automatización. Además, la compañía realiza exhaustivos controles de todos los productos que entran y salen de las instalaciones, para comprobar que cumplen los más exigentes estándares de calidad.

Una característica fundamental de este sistema es su sostenibilidad. Los oleoductos son uno de los medios de transporte más respetuosos con el medio ambiente y su utilización evita la emisión a la atmósfera de más de 360.000 toneladas de CO₂ al año, que serían las emisiones equivalentes si se utilizaran otros medios alternativos de transporte. De hecho, la asociación de defensa de la naturaleza GREFA ha realizado un estudio en el que verifica la sostenibilidad de estas conducciones, así como su integración en el entorno.

Diferentes entidades internacionales han elogiado también el sistema logístico español, como la Agencia Internacional de la Energía, que lo ha calificado de “impresionante”, además de destacar su eficiencia y alta capacidad de respuesta ante cualquier eventualidad que pudiera producirse.

Todo ello refleja que también desde el sector del petróleo se puede contribuir a la mejora de la sostenibilidad del sistema energético, especialmente si se tiene en cuenta que por el momento los productos petrolíferos continúan siendo imprescindibles en muchos ámbitos de nuestra vida cotidiana y muy especialmente en el sector del transporte.

Visión general del escenario futuro de la energía a 2035. Garantía y seguridad de suministro. La energía como factor de la competitividad de la economía. La sostenibilidad medioambiental

Enagás

1. Visión general del escenario futuro de la energía a 2035

En esta sección se da una visión sobre la situación del mercado mundial de gas natural y una previsión de la oferta y la demanda hasta 2035.

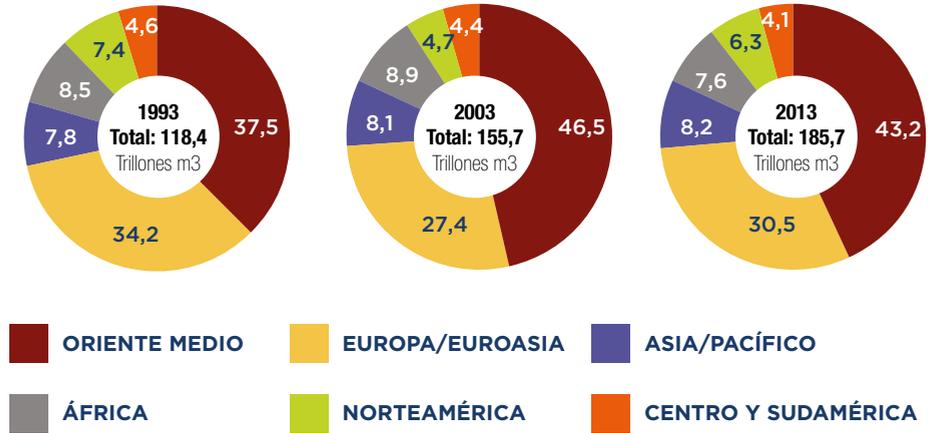
Asimismo, se ha incluido una sección sobre política energética en la Unión Europea con los distintos horizontes propuestos por la Comisión Europea.

1.1 Oferta y demanda

1.1.1 Situación del mercado mundial de gas natural

A nivel mundial hay más de 180 tcm de reservas probadas de gas natural, lo que se traduce en aproximadamente en unos 60 años de consumo. Los avances tecnológicos han permitido que las reservas probadas hayan ido aumentando a lo largo de los años.

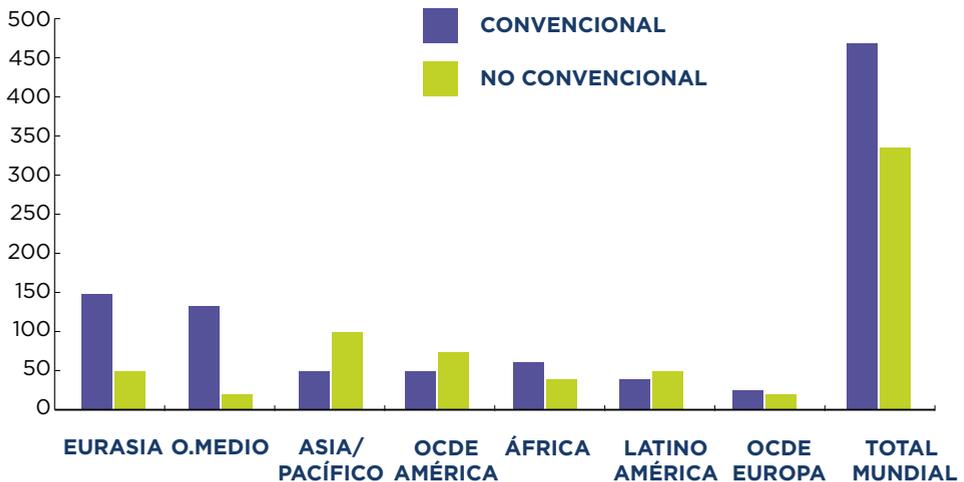
Figura 1: Distribución de reservas probadas en 1993, 2003 y 2013 por región



Fuentes: BP, *Statistical Review of World Energy 2014*

Si además de las reservas probadas, se tienen en cuenta las reservas probables y posibles de gas convencional (alrededor de 450 tcm) y las de no convencional (alrededor de 330 tcm), se cubriría el consumo actual durante los próximos 240 años

Figura 2: Reservas de gas natural probados, probables y posibles (tcm)

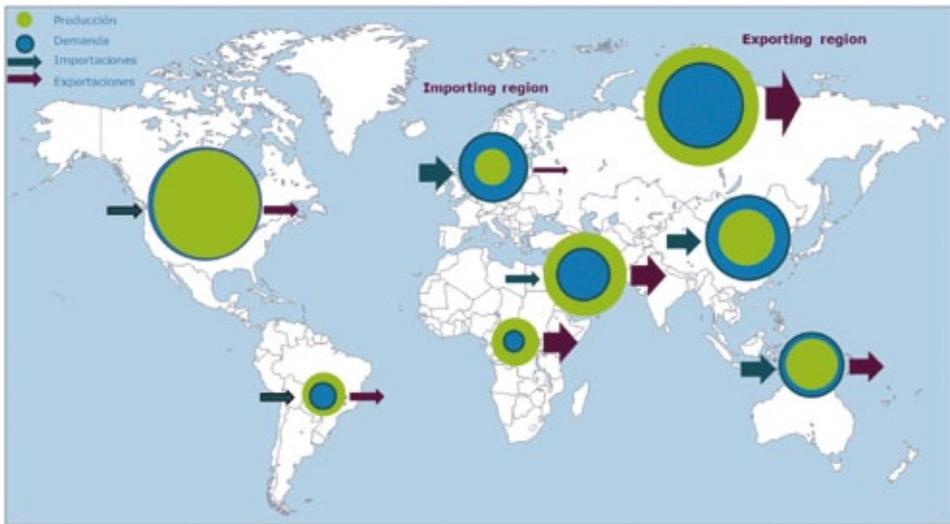


Fuentes: IGU - *Natural Gas Industry to 2030*

El gas no convencional ha supuesto una auténtica revolución a nivel mundial para el sector del gas, y jugará un rol cada vez más importante en los futuros suministros. Este es el caso por ejemplo de Estados Unidos, primer consumidor de gas del mundo, donde se han encontrado grandes reservas de gas no convencional y que lo van a convertir a partir de 2016 en exportador de GNL. En Australia la explotación del CBM (“coal bed methane”) suministrará a tres nuevos proyectos de plantas de licuefacción.

Las reservas de gas natural no tienen una distribución homogénea a nivel mundial. Además, únicamente en el caso de América del Norte hay un equilibrio entre la producción y el consumo. La Unión Europea es uno de los casos en los que existe un mayor desequilibrio entre las reservas y la demanda.

Figura 3: *Demanda de gas frente a suministro*



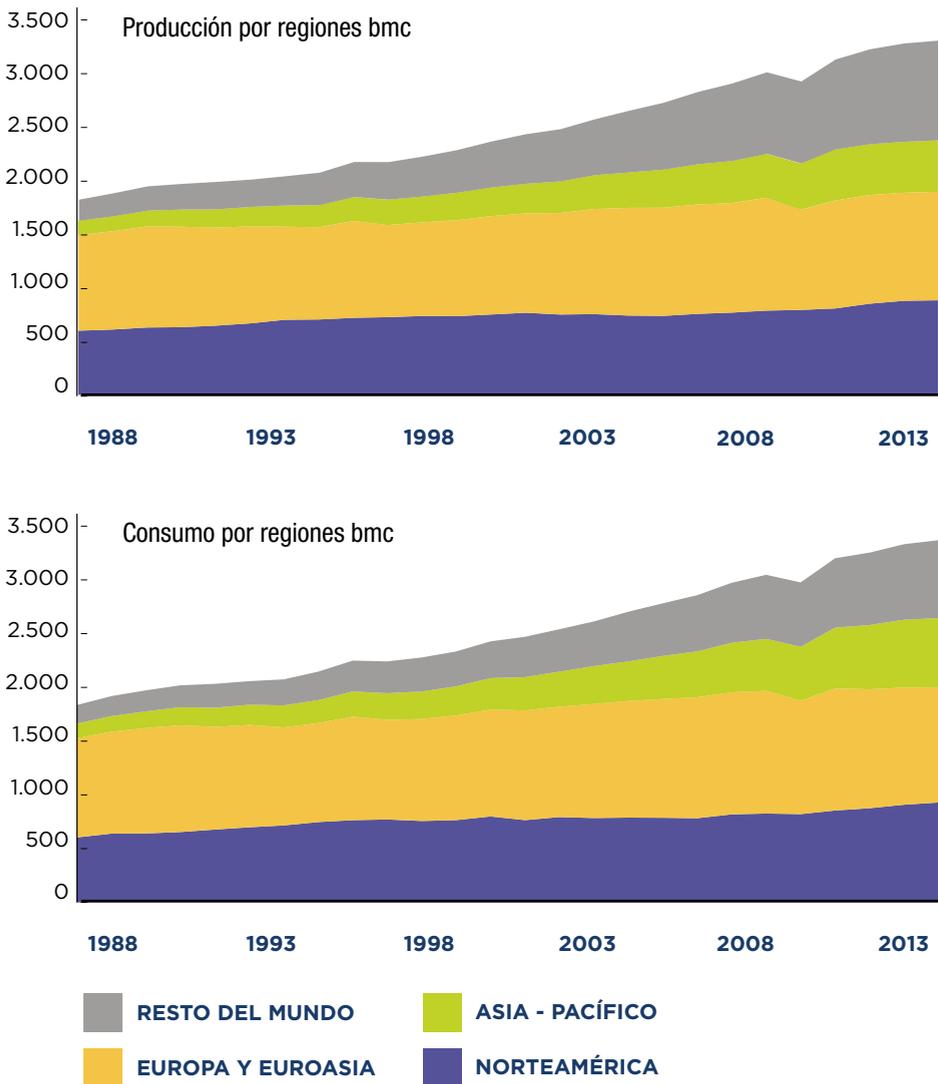
Fuentes: *International Energy Agency, World Energy Outlook 2013*

Según la publicación de British Petroleum “*Statistical Review of World Energy*” de junio de 2014, durante el año 2013 el consumo mundial de gas natural aumentó un 1,4%, la producción un 1,1% y los intercambios un 1,8%. Como para el resto de combustibles fósiles, la desaceleración del crecimiento de la demanda fue más pronunciada en los países más desarrollados.

Estados Unidos produce aproximadamente el 20% de gas natural, Rusia el 19% y Canadá el 5%. Con cuotas de producción más bajas están Irán, Qatar y Noruega.

En lo que corresponde al consumo mundial de gas natural, Estados Unidos representa el 22% y Rusia el 13%. Con cuotas de consumo más bajas están Irán, Canadá, China, Japón, Reino Unido y Alemania.

Figura 4: *Producción y consumo de gas natural por región*

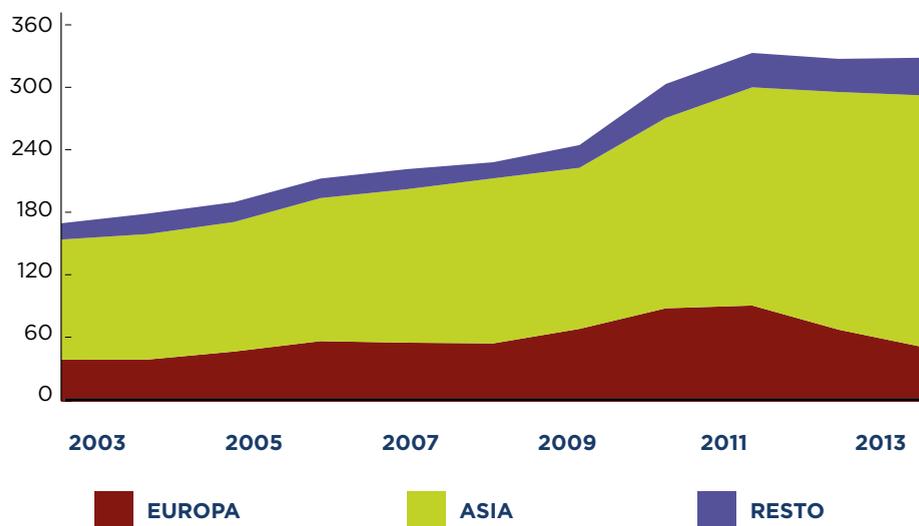


Fuentes: BP, *Statistical Review of World Energy 2014*

En la actualidad, el aumento de la capacidad de los proyectos de licuefacción de GNL se ha visto frenado; en 2013 aumentó únicamente un 0,6%. No obstante, esta tendencia cambiará radicalmente en los próximos años gracias a la producción del gas no convencional (las plantas de regasificación de Estados Unidos están siendo adaptadas para convertirse en plantas de licuefacción y en Australia hay varios proyectos de construcción).

Asia sigue siendo el principal importador de GNL a nivel mundial, atrayendo al 75% de los buques, ya que el 81% de las importaciones de gas natural se cubren con GNL.

Figura 5: *Importaciones de GNL a nivel mundial (bcm)*



Fuentes: BP, *Statistical Review of World Energy 2014*

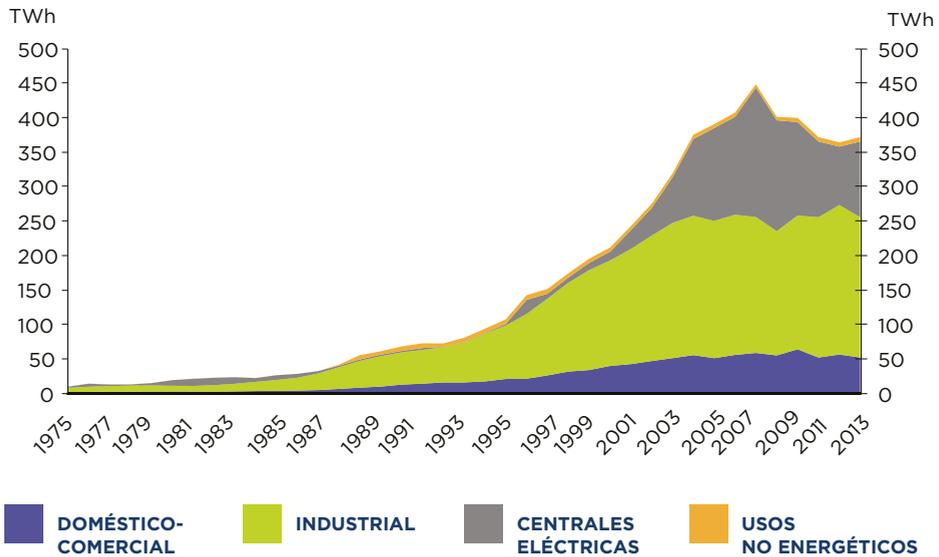
En lo que respecta a la Unión Europea, la producción y el consumo de gas natural han disminuido en los últimos años; la demanda cayó un 1,4% y la producción nacional registró una ligera disminución de un 1% en comparación con 2012 de acuerdo a la información publicada por Eurogas. A pesar de que se produjo un ligero incremento en el consumo residencial gracias a una climatología excepcionalmente fría, la crisis económica siguió afectando a la demanda industrial y sobre todo por la caída en el consumo de gas para generación eléctrica, debido al bajo precio del carbón y a la producción de las energías renovables.

El consumo de gas en España se incrementó de manera espectacular hasta el año 2008, debido fundamentalmente al uso para generación eléctrica. Sin embargo, a partir de ese año se produjo una caída media anual de la demanda del 5,6%, debido a la crisis

económica y a la reducción del consumo para producción eléctrica. Cabe destacar que la demanda de gas del mercado convencional (industrial y doméstico-comercial) prácticamente se ha mantenido constante a pesar del entorno económico.

Durante el año 2013, la demanda de gas fue de 333,4 TWh (28,5 bcm), un 8% menor respecto a las cifras de año anterior, debido fundamentalmente a la disminución del consumo de gas para generación eléctrica (-32,8%), especialmente en los ciclos combinados de gas. La industria continúa siendo el principal consumidor (64% del total), seguida del sector doméstico-comercial y la generación eléctrica (17% en ambos casos).

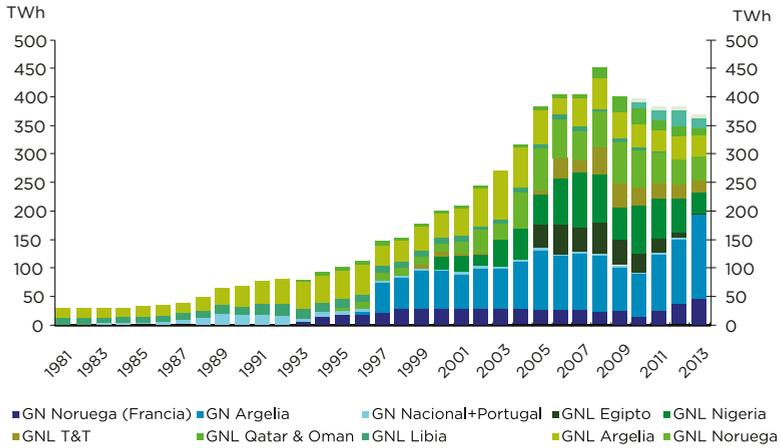
Figura 6: Evolución de la demanda de gas natural en España



Fuente: *Enagás*

En España prácticamente el total del gas consumido tiene que importarse (la producción nacional representa menos del 1%). La demanda se cubrió con una oferta procedente de importaciones de GNL en un 46% mientras que las entradas por gasoducto representaron el 54% restante. El suministro provino de un conjunto de once orígenes distintos, siendo el principal país proveedor Argelia con aproximadamente el 50%.

Figura 7: Evolución de los aprovisionamientos de gas natural en España

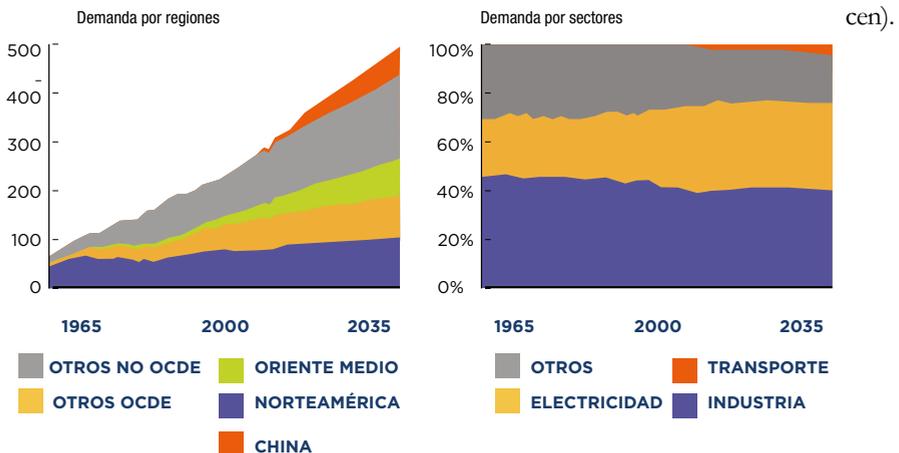


Fuente: Enagás

1.1.2 Previsiones de oferta y demanda

La demanda de gas continuará aumentando a nivel mundial en el futuro, aunque el 80% de este crecimiento será debido al aumento del consumo en países que no pertenecen a la OCDE. BP prevé que la demanda aumentará de media un 1,9% cada año hasta 2035 (la media anual será de 2,7% en los países que no pertenecen a la OCDE y de 1% en los que pertene-

Figura 8: Crecimiento de la demanda de gas natural por región y por sector

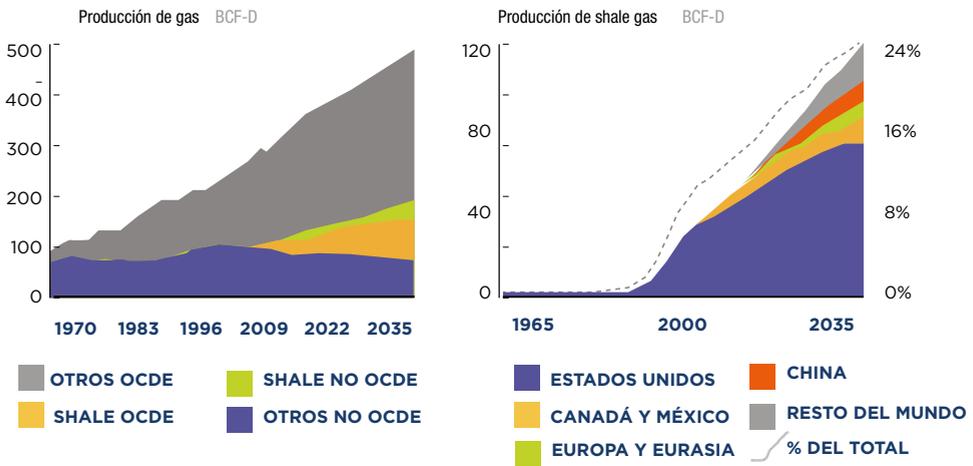


Fuente: BP - Energy Outlook 2035, 2014

El sector que tendrá un mayor crecimiento es el de transporte (aproximadamente 7,3% cada año). Sin embargo, en términos de volumen, el mayor aumento provendrá del sector industrial y del sector eléctrico.

En lo que respecta a la producción de gas natural, se espera que aumente de media un 1,9% cada año hasta 2035. Sin embargo, el mayor aumento vendrá de la mano del *shale-gas* (aproximadamente un 6,5% cada año), suponiendo casi la mitad del crecimiento total.

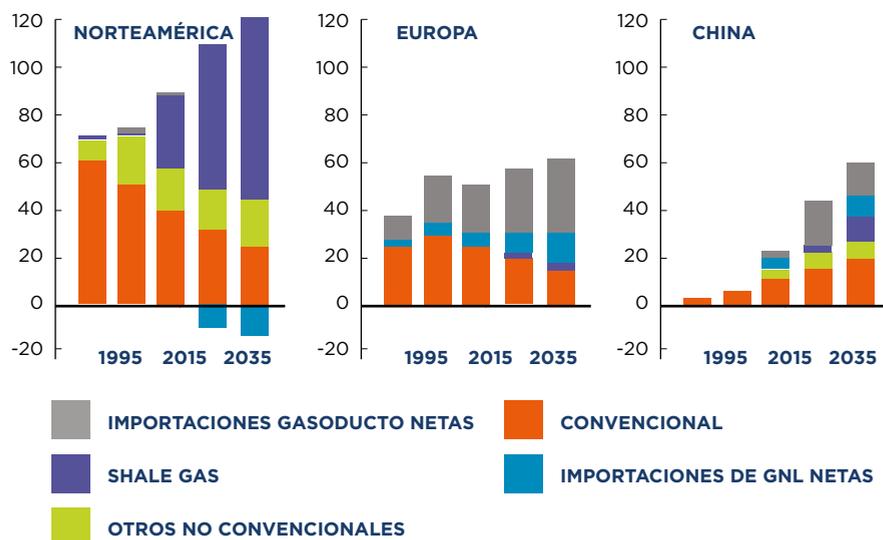
Figura 9: Crecimiento de la producción del gas natural y del shale-gas



Fuente: BP - Energy Outlook 2035, 2014

El crecimiento del suministro de gas se concentra en los países no pertenecientes a la OCDE (aproximadamente un 2,1% al año), los cuales representaran un 73% del crecimiento total. Casi el 80% de este crecimiento provendrá de fuentes de gas no convencional. El crecimiento de la oferta de gas en los países pertenecientes a la OCDE (1,5% al año) provendrá exclusivamente de las fuentes de gas no convencional (5,1% al año), proporcionando casi la mitad de la producción de gas en 2035 en los países pertenecientes a la OCDE.

Figura 10: Cobertura de la demanda por región



Fuente: BP - Energy Outlook 2035, 2014

1.2 Política energética de la Unión Europea

Durante las últimas dos décadas, la política energética de la Unión Europea ha estado dirigida hacia la consecución de tres objetivos principales: obtener un mercado interior de la energía competitivo, sostenible y que garantice la seguridad de suministro para la Unión Europea.

Aunque previamente la Unión podía regular el mercado interior de la energía (MIE) basándose tanto en competencias medioambientales como en otras competencias parciales en materia de energía, no será hasta el Tratado de Lisboa (firmado en diciembre 2007 y con entrada en vigor en diciembre 2009), que estos tres objetivos, junto con un cuarto objetivo adicional para el fomento de las interconexiones energéticas, quedan identificados explícitamente en el Artículo 194 del Tratado Fundamental de la Unión Europea¹. El Tratado, al definir estos cuatro pilares fundamentales de la Política Energética de la

1. Artículo 194 del Tratado Fundamental de la Unión Europea:
<http://www.lisbon-treaty.org/wcm/the-lisbon-treaty/treaty-on-the-functioning-of-the-european-union-and-comments/part-3-union-policies-and-internal-actions/title-xxi-energy/485-article-194.html>

Unión, otorga a las instituciones europeas la base jurídica para actuar en los cuatro campos mencionados, aunque siempre bajo el principio de subsidiariedad.

Figura 11: *Pilares de la política energética europea*



Fuente: *Enagás*

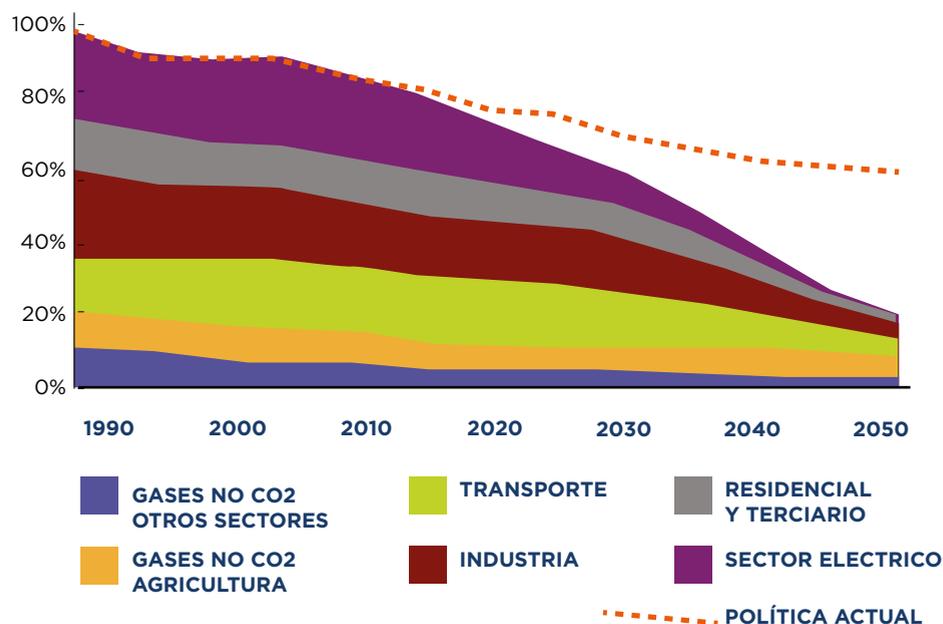
Antes de la entrada en vigor del Tratado de Lisboa, entre los años 2007 a 2009, la Unión Europea desarrolló una estrategia para lograr conciliar los tres pilares de la política energética (sostenibilidad, seguridad de abastecimiento y competitividad), y fijó tres objetivos en el horizonte 2020:

- una reducción de al menos un 20 % en las emisiones de gases de efecto invernadero con respecto a los niveles de 1990;
- un incremento del 20 % de la cuota de las energías renovables en el consumo de energía, y
- una mejora de la eficiencia energética de un 20 %.

En julio de 2009 los países de la Unión Europea anunciaron la intención de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 80% respecto a los niveles de 1990 para el año 2050. Este objetivo fue reafirmado en febrero de 2011 por el Consejo Europeo quien acordó reducir las emisiones de gases de efecto invernadero entre un 80% y un 95% para el año 2050 con relación a los niveles de 1990. Esta decisión se alinea con la necesidad de contener el incremento de temperatura global, como consecuencia del cambio climático, por debajo de los 2°C.

En base a este compromiso, la Comisión Europea publicó en marzo de 2011 la Comunicación “Hoja de Ruta 2050 para una Economía Competitiva y Baja en Emisiones de Carbono” que presenta posibles actuaciones que permitiría a la UE transformar su economía y lograr alcanzar, de manera competitiva, el objetivo de reducción de emisiones del 80% para 2050.

Figura 12: Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en la UE: hacia una reducción interna del 80% (100% = 1990)

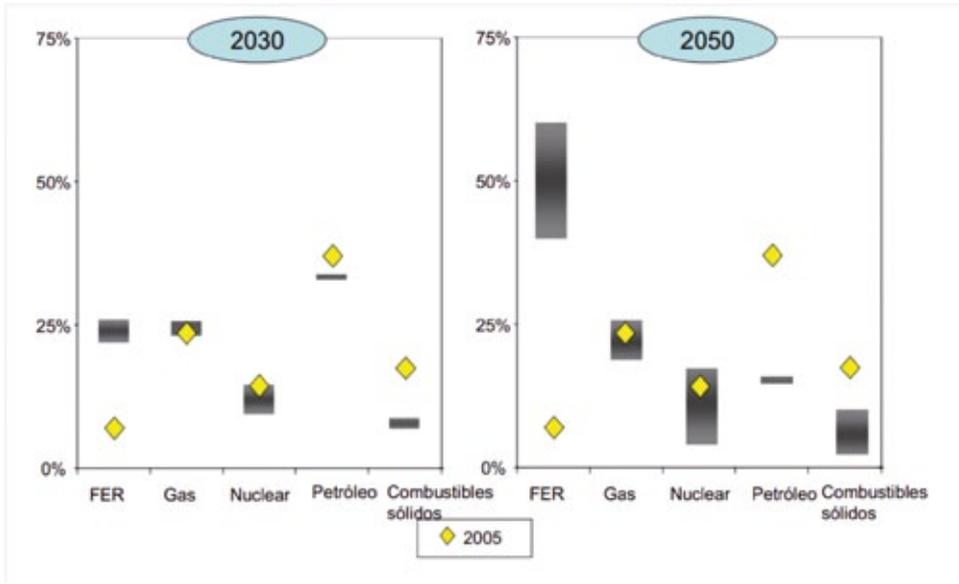


Fuente: Comisión Europea, "Hoja de Ruta 2050 para una Economía Competitiva y Baja en Emisiones de Carbono" (COM (2011), 142)

En diciembre de 2011, y centrándose esta vez en el sector energético, la Comisión publica su comunicación titulada «Hoja de Ruta de la Energía para 2050». En este documento, la Comisión analiza los retos planteados por el cumplimiento del objetivo de descarbonización de la UE, plantea una serie de escenarios para alcanzarlo, y persigue, simultáneamente, garantizar la seguridad de suministro energético y la competitividad. Esta hoja de ruta recibió el apoyo del Consejo Europeo en 2012.

Conforme a la Hoja de Ruta de la Energía para el 2050, los escenarios propuestos plantean un mix energético donde el gas natural no crece de manera relevante:

Figura 13: Hipótesis de trabajo de descarbonización de la UE - Franja de cuotas de combustibles utilizados en energía primaria en 2030 y 2050 en comparación con los resultados de 2005 (en %)

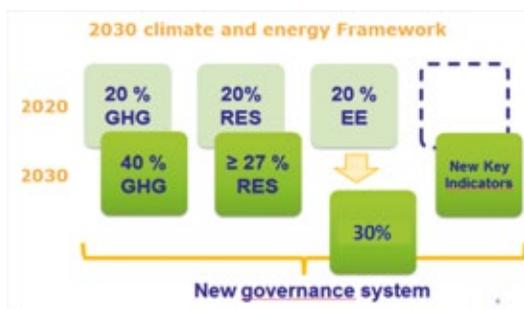


Fuente: Comisión Europea, Hoja de Ruta de la Energía para 2050 (COM (2011)/885)

Tras un extenso proceso de consulta en 2013, la Comisión Europea publica en enero 2014 su propuesta «Un marco para las políticas de clima y energía del año 2020 al 2030», con el que propone una serie de objetivos y políticas vinculantes para el período 2020-2030. El Consejo Europeo tiene previsto adoptar una decisión final sobre este nuevo marco político a finales de octubre 2014.

La propuesta de la Comisión para 2030 se basa en una reducción del 40 % de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) con respecto a los niveles de 1990, un objetivo vinculante a escala de la UE de al menos un 27 % de energías renovables, un objetivo del 30% en materia de eficiencia energética, un mecanismo de comercio de derechos de emisión de CO2 (ETS) reforzado, un nuevo sistema de gobernanza y una serie de nuevos indicadores para garantizar un sistema energético competitivo y seguro.

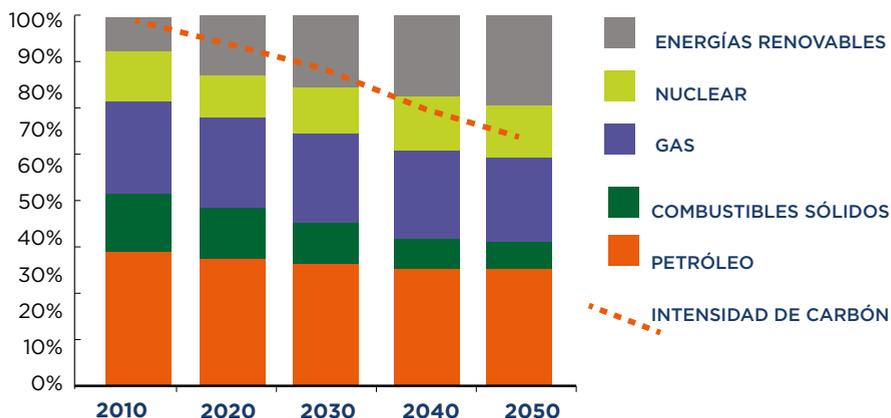
Figura 14: Propuesta de la Comisión para el Marco de Energía y Clima 2030, y comparación con los objetivos de estrategia energética 2020



Fuente: Comisión Europea y Enagás

Dentro de la propuesta de la Comisión Europea para el 2030, la Comisión analiza el impacto que las nuevas políticas podrían tener sobre los combustibles fósiles y otras tecnologías de generación. El gas natural, sería el combustible fósil que menos vería reducida su cuota, manteniéndose en torno al 25% del mix energético, y solo perdiendo un punto porcentual en 2050.

Figura 15: Combustibles consumidos en energía primaria



Fuente: Comisión Europea, Impact Assessment accompanying the document "A policy framework for climate and energy in the period from 2020 up to 2030"

Sin embargo, este análisis no tiene en cuenta el objetivo adicional del 30% de eficiencia energética que fue propuesto por la Comisión Europea en julio 2014 (6 meses después de la Propuesta 2030), y que podría suponer una pérdida de cuota adicional para el gas natural en el futuro mix energético.

En la presentación de su último programa de trabajo, el correspondiente a 2014, la actual Comisión Europea presenta el crecimiento y el empleo como grandes objetivos. Este programa de trabajo parece mostrar un cambio mayor en la política energética europea que bascula hacia la eficiencia económica y competitividad frente al compromiso ambiental de lucha contra el cambio climático. En este marco, se espera que la UE siga apoyando medidas y objetivos para reforzar las interconexiones energéticas en Europa a fin de lograr un mercado energético más competitivo, más eficiente y con mayor seguridad de suministro.

La política energética europea se encuentra también apoyada por programas y fondos europeos diversos. Programas como el Horizonte 2020 (H2020), el Plan Estratégico Europeo de Tecnología Energética (plan EETE), o el NER3000 entre otros, fomentan el desarrollo de energías limpias, seguras y eficientes para el desarrollo sostenible. Tecnologías relacionadas con el sector del gas natural como el biogás/biometano, CCS, Power-to-gas, etc. pueden recibir fondos de estos programas. Otro instrumento relevante para el sector energético europeo, es el programa Conectar Europa (Connecting Europe Facility – CEF) que dedica parte de sus fondos europeos al impulso de las interconexiones energéticas y proyectos de interés común. Dada la importancia de lograr un mercado integrado y bien interconectado, se espera que la Unión Europea sea capaz de dedicar fondos europeos adicionales al impulso de las interconexiones en los próximos años.

2. Garantía y seguridad de suministro

2.1. Introducción

El gas natural es un componente fundamental del suministro energético de la Unión Europea; constituye una cuarta parte del suministro de energía primaria y contribuye fundamentalmente a la generación de electricidad, uso doméstico e industrial y, en los últimos años, combustible para el transporte.

A la vista de la crucial importancia del gas en la Unión Europea, y como respuesta a la crisis del gas entre Rusia y Ucrania durante el invierno de 2008/2009, en 2010 se adoptó el Reglamento 994/2010 sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas². Dicho Reglamento asegura la prevención y respuesta coordinada en caso de pro-

ducirse interrupciones del servicio, así como el abastecimiento correcto y continuo del mercado interior del gas.

El Reglamento establece un marco común donde la seguridad del suministro es una responsabilidad compartida de las empresas de gas natural, los países de la Unión Europea y la Comisión. Entre las medidas adoptadas destacan las evaluaciones de riesgo, la elaboración de planes de acción preventivos y la adopción de planes de emergencia adecuados.

En 2014 se ha vuelto a poner de manifiesto la necesidad de reducir la dependencia europea del gas ruso tras la nueva crisis en Ucrania. En este contexto, el Consejo Europeo de marzo de 2014 pidió a la Comisión que presentara, a más tardar en junio de 2014, un plan exhaustivo para reducir la dependencia energética de la UE. El 28 de mayo de 2014, la Comisión emitió una Comunicación sobre Estrategia Europea de la Seguridad Energética³ en la que, además de realizar un profundo análisis sobre la dependencia de los Estados miembros, se adoptaban los siguientes pilares:

- medidas inmediatas para aumentar la capacidad de la UE de hacer frente a problemas graves durante el invierno de 2014/2015;
- reforzar los mecanismos de emergencia y de solidaridad, incluida la coordinación de las evaluaciones de riesgos y los planes de contingencias, y protección de las infraestructuras estratégicas;
- moderar la demanda de energía;
- desarrollar un mercado interior efectivo y plenamente integrado;
- aumentar la producción de energía en la Unión Europea;
- reforzar el desarrollo de las tecnologías energéticas;
- diversificar las fuentes externas de abastecimiento y las infraestructuras correspondientes;
- mejorar la coordinación de las políticas energéticas nacionales y actuar con una sola voz en la política energética exterior.

En España puede considerarse que en los últimos años se ha alcanzado un nivel de seguridad de suministro adecuado principalmente gracias a la diversificación de suministros y a las inversiones.

2. Reglamento (UE) No 994/2010 del Parlamento Europeo y del Consejo de 20 de octubre de 2010 sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas y por el que se deroga la Directiva 2004/67/CE del Consejo.

Disponible en: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2010:295:0001:0022:ES:PDF>

3. COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO Y AL CONSEJO Estrategia Europea de la Seguridad Energética. Disponible en: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014DC0330&from=EN>

España dispone de una diversificación de suministros singular en el ámbito de la Unión Europea y fuera de ella gracias a las 6 plantas de regasificación de las que actualmente dispone el sistema gasista español, aunque con gran dependencia de Argelia y Nigeria y, en menor medida, de los países del Golfo Pérsico (ver figura 7).

Históricamente el sistema gasista español ha reclamado la necesidad de incrementar la capacidad de interconexión con Francia y una mayor capacidad de almacenamiento subterráneo para aumentar la seguridad de suministro.

Las inversiones en infraestructuras que se están poniendo en marcha incrementarán significativamente tanto la capacidad de interconexión con otros sistemas gasistas como la capacidad de almacenamiento subterráneo.

2.2 Interconexiones gasistas

En los años 70, con la creación de la Empresa Nacional del Gas, S.A., se desarrollaron intensos trabajos para tratar de disponer de una infraestructura que permitiera la conexión directa entre Argelia y España. Los estudios iniciales fueron dirigidos primeramente por la compañía argelina Sonatrach y, posteriormente, por la sociedad SEGAMO donde estuvieron involucradas varias empresas de países europeos (Enagás y Gaz de France), además de la empresa argelina. Sin embargo, en aquel entonces había importantes retos tecnológicos, como la profundidad del tramo submarino, que impidieron llevar a cabo la obra.

En diciembre de 1990, las compañías interesadas en el proyecto de interconexión entre Argelia y España constituyeron un grupo, OMEGAZ ETUDES, para estudiar la posibilidad de construir un gasoducto a través de Marruecos y el estrecho de Gibraltar. En el proyecto OMEGAZ participaron: Sonatrach, productor; la Société Nationale des Produits Pétroliers (SNPP, Marruecos), organización en el país de tránsito; además de Enagás, Gas de Portugal, Gaz de France y Ruhrgas, potenciales consumidores.

El proyecto del Gasoducto Magreb Europa (GME) fue finalmente anunciado en abril de 1991 después de una reunión de los ministros de energía de Argelia, Marrueco y España. Enagás y SNPP fueron designadas como las compañías que implementarían el proyecto.

Hasta el año 1993, España se suministraba únicamente mediante Gas Natural Licuado (GNL), que entraba a través de las tres plantas de regasificación existentes en aquella época, ubicadas en Barcelona, Huelva y Cartagena, todas ellas propiedad de Enagás, S.A.

En ese mismo año, se puso en servicio la primera conexión por gasoducto con otro país, Francia, a través de los Pirineos por el puerto de Larrau en Navarra. Esta interconexión permitía el aprovisionamiento de gas de Noruega, que se realizaba mediante un contrato a

muy largo plazo firmado entre Enagás, Statoil y Gaz de France, con una capacidad de 70 GWh/día (2,2 bcm/año).

En el año 1994, esa entrada suponía el 13% del consumo total en España.

En 1996 se puso en servicio el Gasoducto Magreb-Europa, que permitía abastecer directamente a la Península Ibérica de gas procedente de los campos argelinos. La capacidad inicial era de 270 GWh/día (8,5 bcm/año), de los cuales 6 bcm eran para España y 2,5 para Portugal. En 1998 esta entrada supuso un 38 % de la demanda total de ese año.

Esta infraestructura era fruto de la culminación de unos acuerdos en los que participaban los gobiernos argelino, marroquí, español y portugués. La construcción del gasoducto permitía vehicular el gas contratado durante un periodo de 25 años entre Sonatrach y Enagás (para el mercado español) y entre Sonatrach y Transgás (para el mercado portugués).

En el año 2005, se realizó una pequeña interconexión (4 GWh/día – 0,2 bcm/año) entre Guipúzcoa y el suroeste de Francia a través de Irún, con objeto de abastecer a una parte del territorio francés no interconectado con el resto de la red.

Finalmente, en 2010, el gasoducto Medgaz conectó directamente Argelia con España.

Durante muchos años se ha estado intentando desde España incrementar la capacidad de interconexión de la Península Ibérica con el resto de Europa a través de Francia, si bien, las diversas dificultades encontradas en el proceso han impedido conseguir esas ampliaciones.

Solo cuando se han dado las condiciones apropiadas, se ha podido iniciar con éxito el refuerzo de las capacidades de interconexión entre España y Francia.

Desde el año 2006, con lentos aunque progresivos avances, se ha profundizado en el entendimiento mutuo de la configuración de los sistemas gasistas y francés, así como de los respectivos marcos regulatorios y procesos de planificación de infraestructuras.

Así, mientras en el sistema español las infraestructuras gasistas se ejecutan una vez que están incluidas en la Planificación Obligatoria, en el lado francés, al igual que en la amplia mayoría de países europeos, resulta necesario que los usuarios de las infraestructuras de interconexión adquieran compromisos vinculantes de contratación a largo plazo garantizando el pago.

Para ello, se trabajó muy intensamente en el desarrollo de procesos de *Open Subscription Period*⁴ y *Open Season*⁵.

Éstos han permitido incrementar significativamente la capacidad de interconexión entre España y Francia, partiendo en el año 2010 de una capacidad de interconexión de 2,7 bcm/año y llegando en el año 2015 a incrementar la capacidad en sentido España-Francia a 7,1 bcm/año.

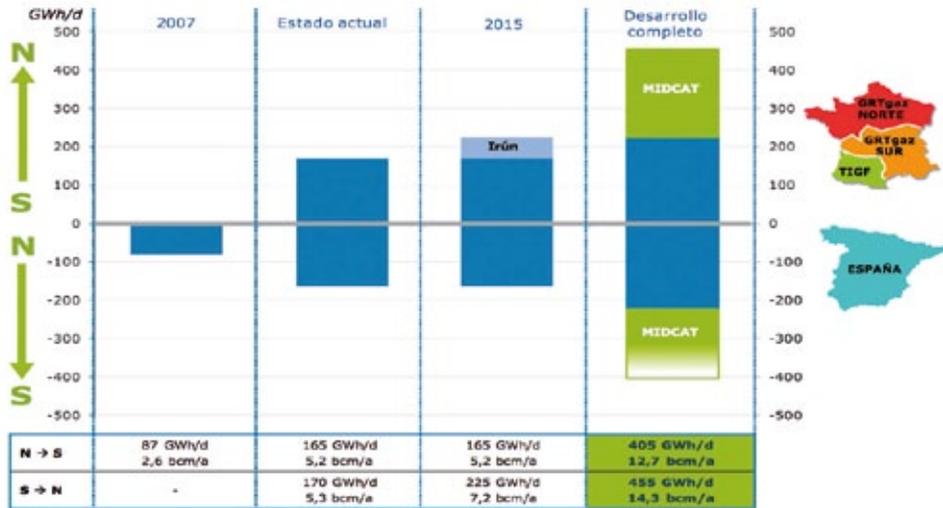
La primera OS se llevó a cabo en el año 2009, en ella se ofreció capacidad de interconexión bidireccionales en Larrau y Biriattou.

Las peticiones en sentido sur norte durante la primera fase superaron el 200% del total de la capacidad ofrecida, mientras que en sentido norte-sur llegaron al 60%; porcentaje, este último que, debido al exigente procedimiento de validación establecido por el regulador francés, no permitió la ampliación de la capacidad en Biriattou pero si en Larrau.

La segunda OS se llevó a cabo en el año 2010, en ella se ofreció capacidad de bidireccionales en la conexión internacional ya existente Biriattou y en la nueva conexión internacional MIDCAT.

Aunque los resultados fueron satisfactorios ya que permitieron incrementar la capacidad en Biriattou en sentido España-Francia, no fue posible alcanzar una integración plena de los mercados español y francés mediante el desarrollo del proyecto MIDCAT.

Figura 16: Evolución de la capacidad de interconexión entre España y Francia



Fuente: Enagás

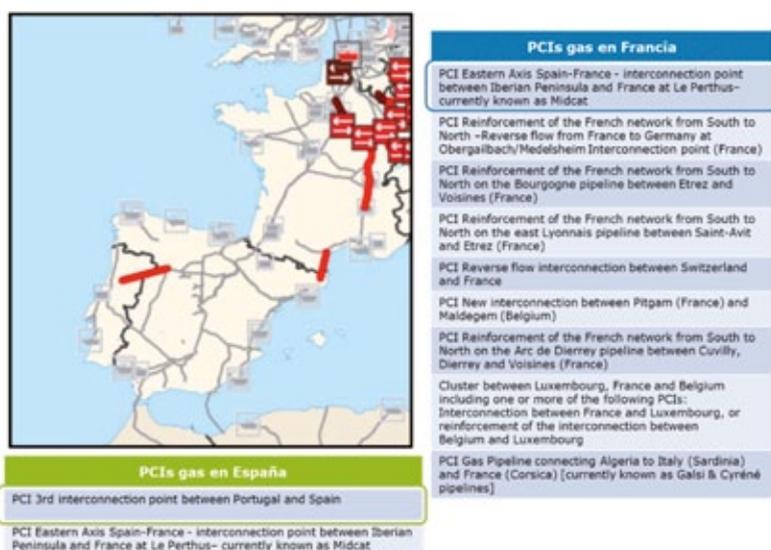
4. Open Subscription Period (OSP) es un proceso coordinado para asignar la capacidad existente y comprometida
 5. Open Season (OS) es un proceso cuyo objetivo es identificar el interés del mercado en nueva capacidad y la asignación coordinada de la misma

A nivel de desarrollo de nuevas infraestructuras es importante el Reglamento 347/2013 de 17 de abril de 2013⁶ que establece orientaciones para el desarrollo de los corredores y áreas prioritarias de infraestructuras energéticas transeuropeas.

En este Reglamento se concluye que para cumplir con las políticas energéticas y climáticas de la Unión Europea, es decir, la creación del mercado energético único la seguridad de suministro, la reducción en la emisión de gases de efecto invernadero, así como el incremento en la eficiencia energética, integración de renovables y competencia es necesario realizar más inversiones en la Unión Europea.

En este contexto, y como resultado de la colaboración entre España y Francia, se ha identificado e incluido el proyecto MIDCAT en la lista final de Proyectos de Interés Común (PCI) seleccionados por la Comisión Europea el 14 de octubre de 2013⁷.

Figura 17: *Listado de Proyectos de Interés común en España y Francia*



Fuente: *Comisión Europea*

6. Reglamento (UE) No 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo de 17 de abril de 2013 relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas y por el que se deroga la Decisión n o 1364/2006/CE y se modifican los Reglamentos (CE) no 713/2009, (CE) no 714/2009 y (CE) no 715/2009. Disponible en:

<http://old.eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2013:115:0039:0075:ES:PDF>

7. Reglamento Delegado (UE) n ° 1391/2013 de la Comisión, de 14 de octubre de 2013 , por el que se modifica el Reglamento (UE) n ° 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas, en cuanto a la lista de la Unión de proyectos de interés común. Disponible en:

<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32013R1391&from=ES>

Este desarrollo permitiría incrementar de forma significativa la capacidad de interconexión entre ambos países (realización del desarrollo completo del proyecto MIDCAT), y además, transportar gas hasta Alemania, ya que el proyecto está enmarcado dentro del corredor norte-sur de Europa Occidental, reduciendo de esta forma la dependencia europea del gas ruso.

2.3 Almacenamientos subterráneos

Para ajustar la oferta a la demanda y hacer frente a las puntas de consumo, teniendo en cuenta la volatilidad de los mercados, es necesario almacenar grandes cantidades de gas para asegurar el suministro. En estos casos, el gas se almacena en el subsuelo aprovechando antiguos yacimientos o se inyecta en acuíferos profundos o en cavidades generadas en formaciones salinas. Los almacenamientos subterráneos aportan flexibilidad a la operación del sistema y constituyen una reserva estratégica ante posibles fallos de suministros.

España cuenta con cuatro almacenamientos subterráneos de gas: Gaviota, Serrablo, Marismas (los tres son antiguos yacimientos de gas natural agotados) y Yela (acuífero salino fósil).

Figura 18: *Almacenamientos subterráneos en España*



Fuentes *Enagás*

Debido a que en España prácticamente no hay producción nacional de gas natural y la capacidad de almacenamiento subterráneo es escasa, se decidió, con el objetivo de optimizar la gestión de los mismos y del sistema y de garantizar la seguridad de suministro, establecer regulatoriamente la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de gas natural (20 días de ventas o consumos firmes en el año natural anterior),

las cuales deben ser mantenidas en su totalidad y en todo momento en almacenamientos subterráneos en España⁸.

La siguiente figura muestra tanto la capacidad actual como la proyectada de los almacenamientos subterráneos en varios países de Europa. En esta figura se aprecia que la capacidad de almacenamiento en España es mucho menor.

Figura 19: Capacidad de almacenamientos subterráneos en Europa (bcm)



Fuentes: GSE, 2014

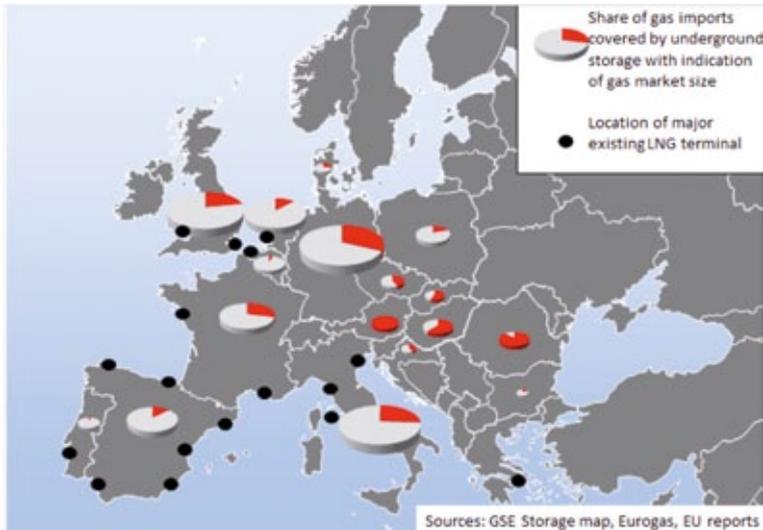
Gracias a la Comunicación³ que publicó la Comisión en mayo de 2014 es probable que se refuerce el rol de los almacenamientos subterráneos para la definición y puesta en marcha de los planes sobre seguridad de suministro a nivel regional y europeo.

Sin embargo, esto no quiere decir que se tenga que ampliar la capacidad de almacenamiento en Europa; bajo las actuales condiciones de mercado, los almacenamientos subterráneos está infrutilizados y la capacidad agregada de los diferentes Estados miembros es más que suficiente para cubrir las necesidades actuales.

8. Orden ITC/3862/2007, de 28 de diciembre, por la que establece el mecanismo de asignación de la capacidad de los almacenamientos subterráneos de gas natural y se crea un mercado de capacidad. Disponible en: <http://www.boe.es/boe/dias/2007/12/29/pdfs/A53809-53814.pdf>

Orden ITC/3128/2011, de 17 de noviembre, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas. Disponible en: <http://www.boe.es/boe/dias/2011/11/18/pdfs/BOE-A-2011-18065.pdf>

Figura 20: Cuota de las importaciones cubierta por almacenamientos subterráneos en Europa



Fuente: GSE, 2014

3. La energía como factor de la competitividad de la economía

El objetivo de las políticas energéticas europeas es conseguir un auténtico mercado interior de la energía.

El mercado interior del gas natural se ha ido implantando gradualmente desde 1998 y tiene como finalidad dar una posibilidad real de elección a todos los consumidores de la Unión Europea, sean ciudadanos o empresas, de crear nuevas oportunidades comerciales y de fomentar el comercio transfronterizo, a fin de conseguir mejoras de la eficiencia, precios competitivos, un aumento de la calidad del servicio y de contribuir a la seguridad del suministro y a la sostenibilidad

En el año 2003, se dio un paso más para crear el mercado interior del gas natural mediante la publicación de dos Directivas (una de gas y otra de electricidad) y dos Reglamentos (uno de gas y otro de electricidad). En relación al mercado interior del gas:

- La Directiva 2003/55/CE organizó la apertura total a la competencia de los mercados nacionales del gas, contribuyendo así a la realización de un verdadero mercado interior del gas en la Unión Europea. La construcción del mercado interior del gas permite aumentar la competitividad y mejorar la calidad del servicio, garantizar a los consumidores precios equitativos, establecer normas sobre las obligaciones de servicio público, mejorar la interconexión y reforzar la seguridad del abastecimiento. En la práctica, los

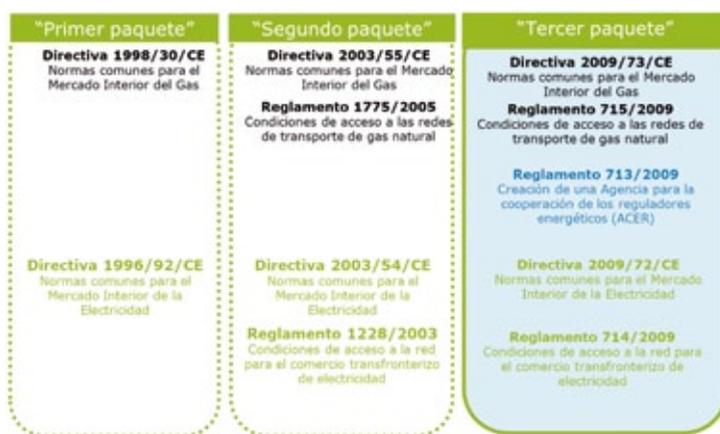
clientes industriales y los clientes domésticos pueden elegir libremente su suministrador de gas a partir del 1 de julio de 2004 y del 1 de julio de 2007, respectivamente.

- El Reglamento 1775/2005 especificó los principios fundamentales para el acceso efectivo y no discriminatorio de terceros a las redes de transporte de gas, siendo una condición esencial para la existencia real del mercado interior de gas.

Sin embargo, a los pocos años se pusieron de manifiesto ciertas deficiencias que la regulación no permitía corregir de manera eficaz. Las Comunicaciones de la Comisión tituladas “Perspectivas del mercado interior del gas y la electricidad” e “Investigación sectorial en los mercados del gas y la electricidad” mostraron que las actuales normas y medidas sobre el mercado interior del gas son insuficientes para lograr el objetivo de un mercado interior que funcione adecuadamente. Por lo tanto, se hacía necesaria la adopción de nuevas normas. Por ello se publica un “Tercer Paquete” que tiene como prioridad los siguientes aspectos:

- separación de las actividades de producción y suministro de la gestión de las redes de transporte;
- aumento de las competencias y la independencia de los reguladores nacionales;
- formalización de la asociación europea de transportistas de gas (ENTSOG) para una mejor coordinación y cooperación y, sobre todo, elaboración de regulación de detalle (códigos de red);
- mejora del funcionamiento del mercado y, en concreto, mayor transparencia, y acceso efectivo a las instalaciones de almacenamiento y a los terminales de GNL.

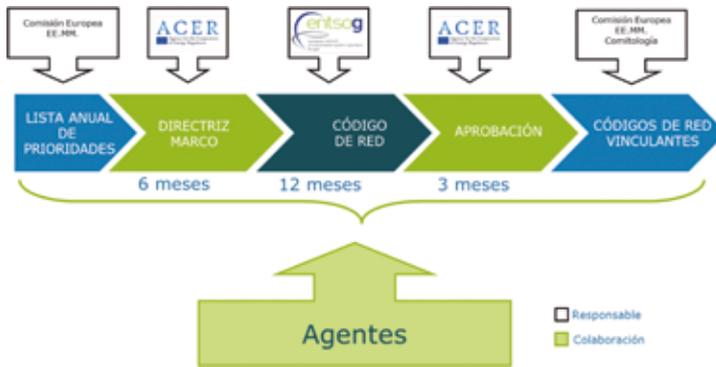
Figura 21: Evolución de la regulación europea relativa a la creación del MIE



La integración de los mercados gasistas de los distintos Estados miembros requiere la cooperación de organismos y empresas de países vecinos con el fin de resolver los problemas concretos relativos a sus interconexiones. Sin embargo, la necesidad de esta cooperación no ha sido reconocida hasta la reciente entrada en vigor del “Tercer Paquete”.

En particular, el Tercer Paquete ha reconocido a ENTSOG el rol de elaborar la regulación de detalle que permite una mayor cooperación y coordinación entre los transportistas para crear códigos de red según los cuales se ofrezca y se dé un acceso efectivo y transparente a las redes de transporte a través de las fronteras.

Figura 22: Proceso de elaboración de un código de red

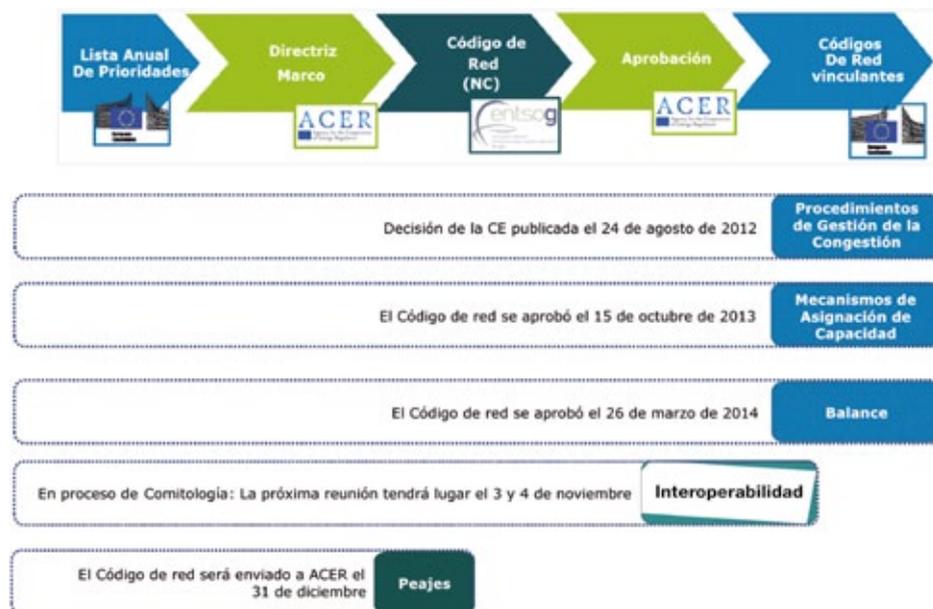


Fuente: Enagás

ENTSOG ya ha desarrollado regulación de detalle que permite esta integración. El estado de los códigos de red es el siguiente:

- Se han aprobado dos códigos de red, y por tanto se han convertido en regulación vinculante:
 - Código de red sobre mecanismos de asignación de capacidad en las redes de transporte de gas
 - Código de red sobre balance del gas en las redes de transporte
- La Comisión Europea está tramitando la aprobación del:
 - Código de red sobre interoperabilidad e intercambio de datos
- ENTSOG está elaborando:
 - Código de red sobre armonización de estructuras tarifarias
 - Enmiendas al código de red sobre mecanismos de asignación de capacidad en las redes de transporte de gas en relación a nueva capacidad o capacidad incremental

Figura 23: Estado de la elaboración de los códigos de red

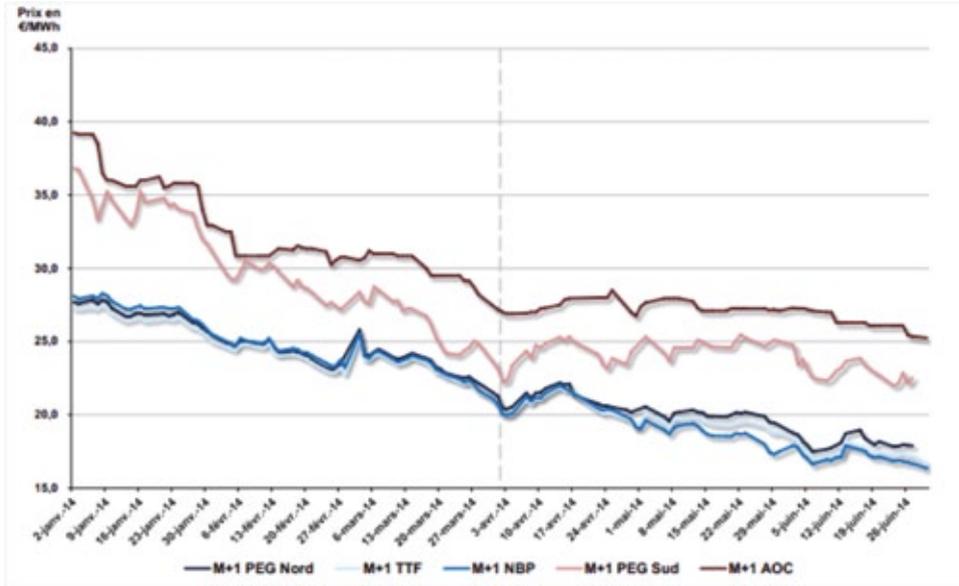


Fuente: *Enagás*

Sin embargo, a pesar de los avances alcanzados en los últimos años, España no está plenamente integrada en el mercado interior del gas natural, debido a su posición geográfica y su bajo nivel de interconexión con el resto de Europa, podría ser considerada en materia energética prácticamente como una “isla”. Esta situación, unida a su gran dependencia de fuentes de suministro exteriores, ha hecho que el desarrollo y la gestión de las infraestructuras de redes gasistas constituyan un elemento de singular relevancia e impacto en el sistema energético.

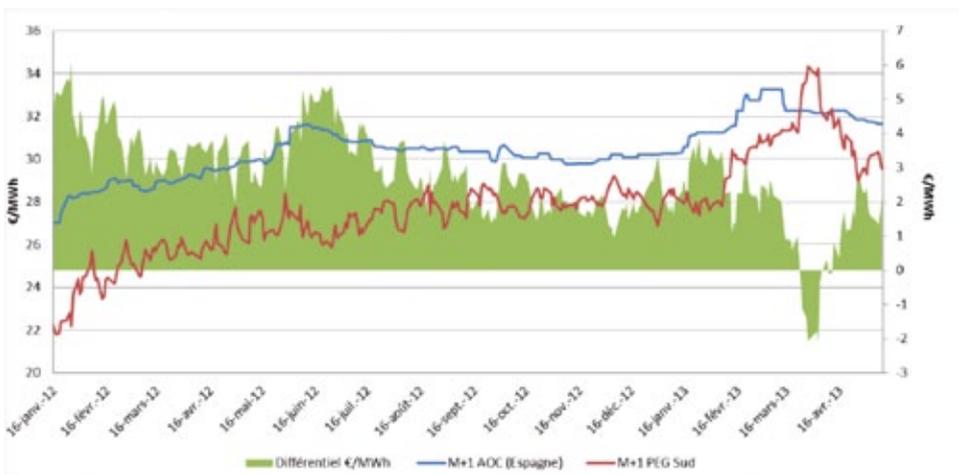
Como consecuencia de esta particular situación existe un diferencial de precios entre España y Francia, que se mantiene de forma sostenida desde los últimos años, ocasionado que los consumidores españoles, sean domésticos o grandes empresas, no puedan gozar de unas condiciones de acceso al gas natural similares a sus homólogos europeos, ocasionando una pérdida de competitividad en la economía española.

Figura 24: Precios de gas en los principales mercados europeos



Fuente: CRE

Figura 25: Diferencial de precios entre Francia y España,



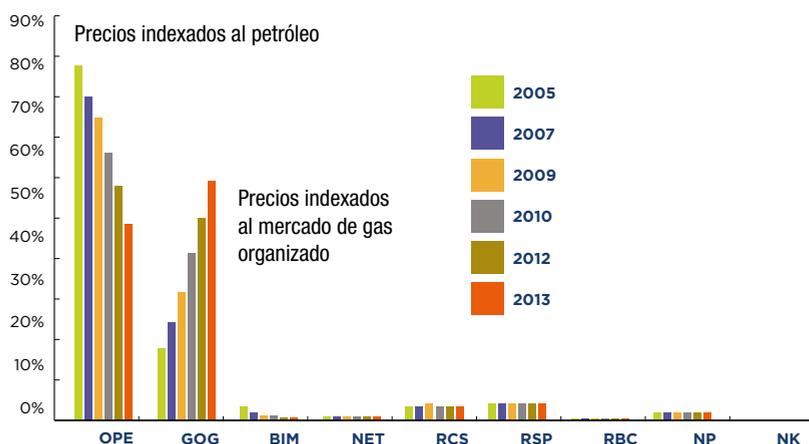
Fuentes: ICIS Heren y análisis de la CRE

La convergencia de precios entre España y el resto de Europa se alcanzaría con un aumento de la capacidad de interconexión entre España y Francia, en particular con el denominado proyecto MIDCAT. Sin embargo, teniendo en cuenta la situación del mercado gasista europeo actual, estancado y con gran incertidumbre en su futuro, los usuarios de las infraestructuras no parecen estar dispuestos a realizar compromisos de contratación de capacidad a largo plazo para llevar a cabo el proyecto. No obstante lo anterior, debido a la pequeña proporción que representan las infraestructuras en la factura final del consumidor y los enormes beneficios que aporta MIDCAT a nivel integración de mercado, convergencia de precios y seguridad de suministro, sería necesario un adecuado impulso político para su desarrollo.

En paralelo al aumento de la capacidad de interconexión, en España, es necesario la creación de un mercado organizado de gas (*hub*) equivalente al de otros países donde se visualicen y publiquen de forma transparente precios de referencia para mercado diario y a plazo de gas. Estas señales de precio serán significativas y ayudarán a reforzar la competitividad de las empresas españolas frente a sus homólogas en Europa.

En los *hubs* europeos, las transacciones entre los agentes generan señales de precios de gas eficientes de forma transparente. Históricamente los precios del gas se encontraban indexados al precio del petróleo. En los últimos años, ha habido un cambio de tendencia en la Unión Europea, donde los precios del gas ligados al petróleo (OPE, “*Oil Price Escalation*”) ya se sitúan por debajo del 50% en 2013 (respecto al 78% registrado en 2005), comenzando el precio de los contratos a indexarse al mercado de gas organizado (GOG, “*Gas-On-Gas Competition*”), como puede observarse en el siguiente gráfico:

Figura 26: Evolución de la desindexación de los precios del gas al petróleo



Fuente: IGU - Wholesale Gas Price Survey, 2014

Este cambio se debe a una serie de factores acontecidos en los últimos años: un descenso en el volumen de gas importado bajo los tradicionales contratos indexados al petróleo, sustituidos por importaciones de gas del mercado spot y por el aumento de los volúmenes negociados en *hubs*; por terminación de contratos; por la renegociación de ciertos términos de los contratos, pasando a indexarse al precio de *hubs* o mercados spot (incluso han pasado a estar indexados a los precios de *hubs* en su totalidad); y a una reducción en los niveles de *take-or-pay*.

Estos cambios en los mecanismos de formación de precios no se han dado de forma homogénea en toda Europa, si no que difiere en las diferentes regiones. En el noroeste de Europa es donde el cambio ha sido más significativo, pasando de estar un 72% de los contratos de gas indexados al petróleo en 2005 a tan solo un 20% en 2013. También Europa central ha experimentado este cambio de tendencia, aunque más recientemente, disminuyendo los contratos indexados al petróleo de un 85% en 2005 a un 35% en 2013, e incrementándose el GOG desde casi cero en 2005 a más del 50% en el pasado año, debido principalmente a un aumento de las importaciones de gas *spot* procedentes de Alemania. En cambio en otras regiones esta tendencia es más suave, como por ejemplo en el área mediterránea, donde los contratos indexados al petróleo aún en 2013 representaban un 85% (alcanzaban el 100% en 2005), situándose los de GOG en un 15%. No obstante quedan áreas en las que aún no hay GOG, como el sudeste de Europa. Cabe indicar que, sin embargo, en el mercado internacional de GNL sigue predominando el mecanismo de formación de precios indexado al petróleo.

Sin embargo, en España las únicas referencias de precio que existen son las que se obtienen de las subastas para la TUR o gas de llenado/colchón o el índice de coste de aprovisionamiento de gas elaborado por la CNMC a partir de los datos de aduanas sobre el gas natural y el gas natural licuado publicados por la Agencia Tributaria. Los datos disponibles en la Agencia Tributaria son el volumen, el precio de las transacciones realizadas en la frontera y el país de procedencia.

Los desarrollos del *hub* en España se han conseguido agilizar gracias al Código de Red sobre el balance del gas en las redes de transporte (Reglamento 312/2014) cuya implementación es obligatoria en todos los Estados miembros de la Unión Europea.

Para el impulso del mercado organizado de gas en España han surgido dos iniciativas: *Iberian Gas Hub* y OMI. Inicialmente comenzaron los desarrollos de forma paralela, pero en marzo de 2014 los consejos de *Iberian Gas Hub* y del grupo OMI alcanzaron un acuerdo de colaboración en el desarrollo de un *hub* gasista en la Península Ibérica.

4. La sostenibilidad medioambiental

La Unión Europea tiene un papel muy relevante a nivel mundial en la defensa de la sostenibilidad y la lucha contra el calentamiento global. Como se explicó en la sección sobre política energética, en Europa se han establecido unos importantes compromisos para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

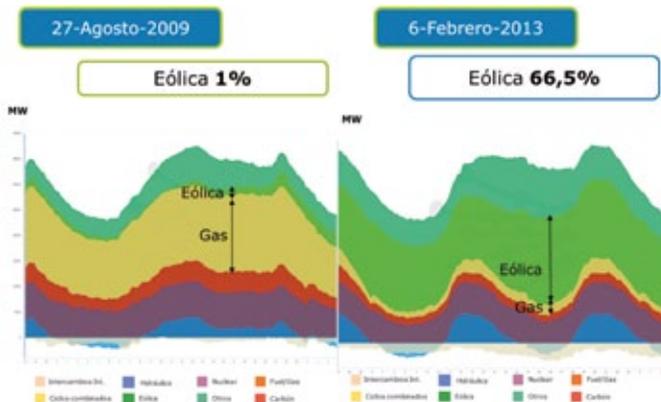
El gas natural será un factor clave en la reducción de estas emisiones ya que:

- En relación con otros combustibles fósiles, el gas natural destaca por ser un combustible limpio y por sus bajas emisiones de CO₂.
- Durante los últimos años ha sido el posibilitador de las energías renovables intermitentes dando cobertura a la fuerte variabilidad de éstas.

El descubrimiento y explotación de enormes reservas de *shale-gas* en Estados Unidos ha supuesto un desplazamiento del carbón para producción eléctrica por este gas de bajo coste. Esto ha provocado una caída en los precios del carbón, lo que ha derivado en la llegada de embarques norteamericanos de carbón, entre otras áreas, a Europa. Estas grandes cantidades de carbón están implicando en Europa una disminución en la utilización del gas natural.

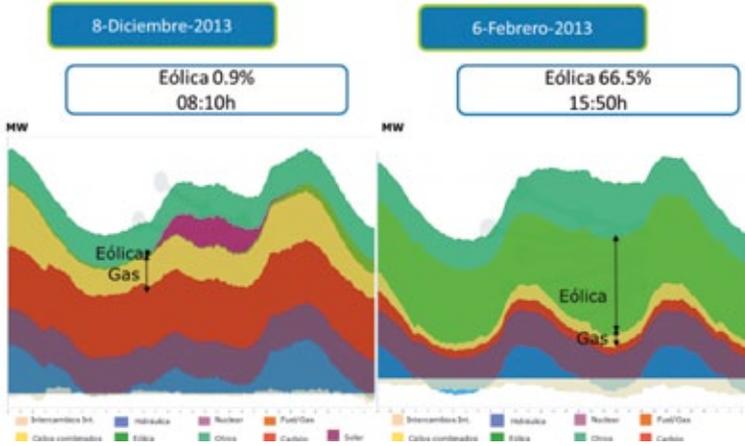
España también se ha visto afectada en los últimos meses por este desplazamiento del carbón al gas natural como se muestra en la siguiente figura:

Figura 27: El gas natural como posibilitador de las energías renovables



Fuente: REE

Figura 28: Los ciclos combinados como posibilitadores de las energías renovables



Fuente: REE

Oferta y demanda de gas natural y gases no convencionales.
 El gas natural y los tres ejes del “trilema” energético: garantía y seguridad del suministro, competitividad y sostenibilidad.
 El mercado interior de energía: infraestructuras

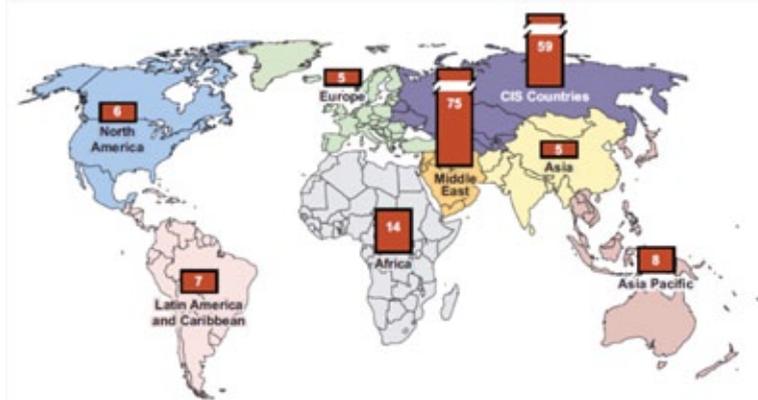
Gas Natural

1. Oferta y demanda de gas y gases no convencionales

Las reservas probadas de gas natural en el mundo son de más de 180 trillones de metros cúbicos (1tcm = 1.000 Bcm = 1012 m³), que cubrirían aproximadamente 60 años del consumo actual.

No obstante, las reservas de gas natural no están repartidas uniformemente en nuestro planeta:

Figura 1: Reservas de gas convencional en el mundo (tcm)

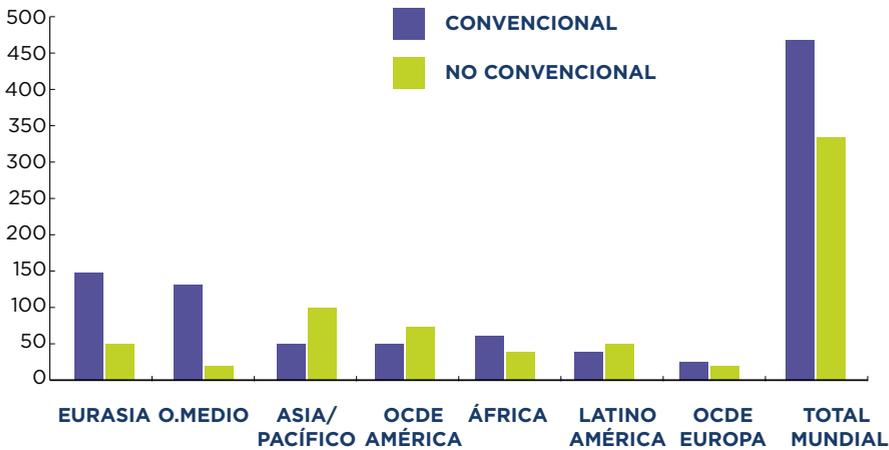


Fuente: *World Energy Outlook, 2012*

Si se tienen en cuenta las reservas probadas, probables y posibles de gas convencional, (alrededor de 450 tcm), y no convencional, aquel que no se puede extraer por métodos convencionales (unos 330 tcm), ambas en conjunto, cubrirían la demanda actual durante los próximos 240 años.

El gas no convencional ha supuesto una revolución a nivel mundial para el sector del gas, y jugará, con sus importantes reservas, un rol clave en el futuro mercado del gas.

Figura 2: Reservas de gas natural probadas, probables y posibles (tcm)



Fuente: IGU - Natural gas Industry to 2030

La producción mundial de gas en el año 2013 creció un 1,1%, estando por debajo del promedio de los últimos diez años que fue superior al 2%.

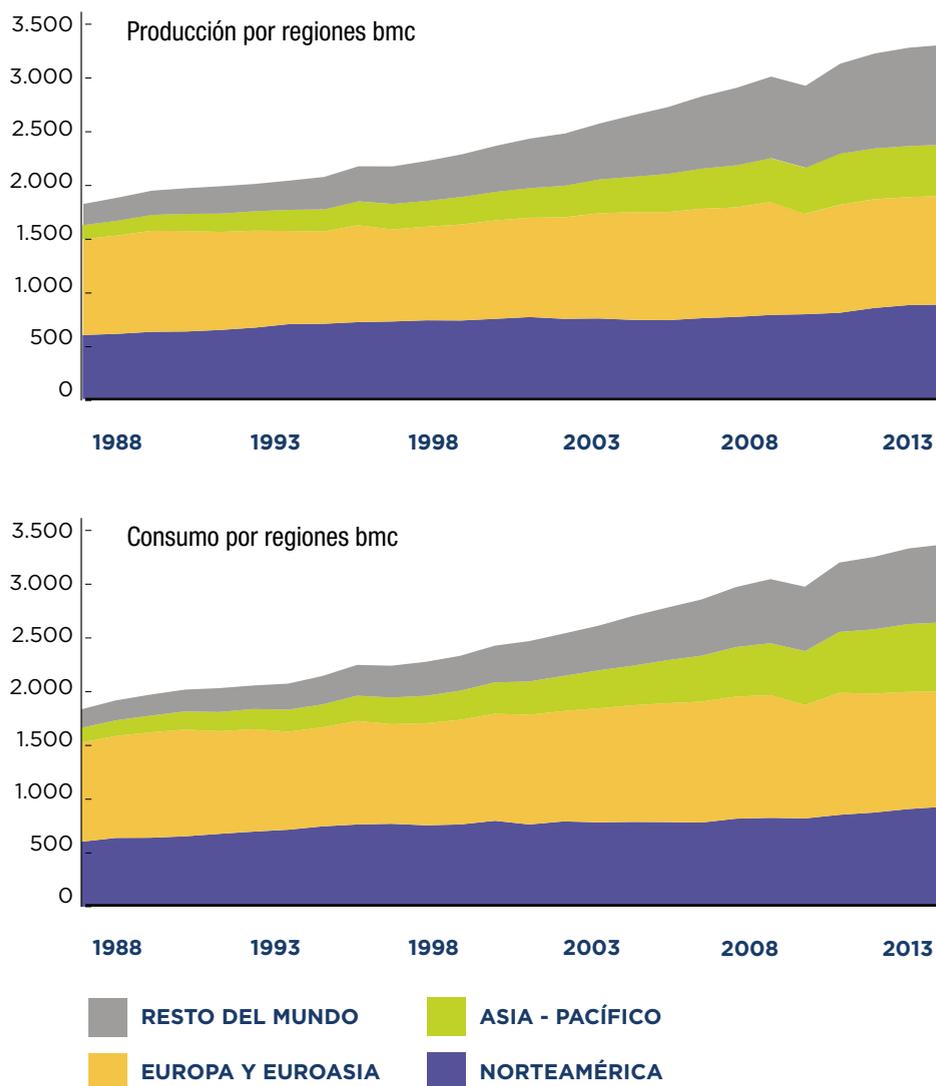
Estados Unidos fue el primer productor mundial, aunque tanto Rusia como China fueron los que registraron un mayor crecimiento. En Europa, con tres grandes productores, Holanda, Noruega y Reino Unido, la producción cayó más de un 2% debido al continuo declino de la producción en el Reino Unido, con un descenso en el 2013 de cerca del 6%.

La demanda tuvo durante el año 2013 un crecimiento ligeramente superior al 1%, también por debajo de la media de los últimos años en todas las regiones, excepto en Estados Unidos y especialmente en China, que sigue siendo el principal motor de la demanda de gas con un crecimiento superior al 10%.

En Europa la demanda sufrió una caída superior al 1%, debido a que, aunque se produjo un ligero incremento en el consumo residencial gracias a una climatología excepcionalmente fría, la crisis económica siguió afectando a la demanda industrial y se redujo

el consumo de gas para generación eléctrica, debido al bajo precio del carbón y a la generación renovable.

Figura 3: Evolución de producción y consumo de gas natural por región (bcm)



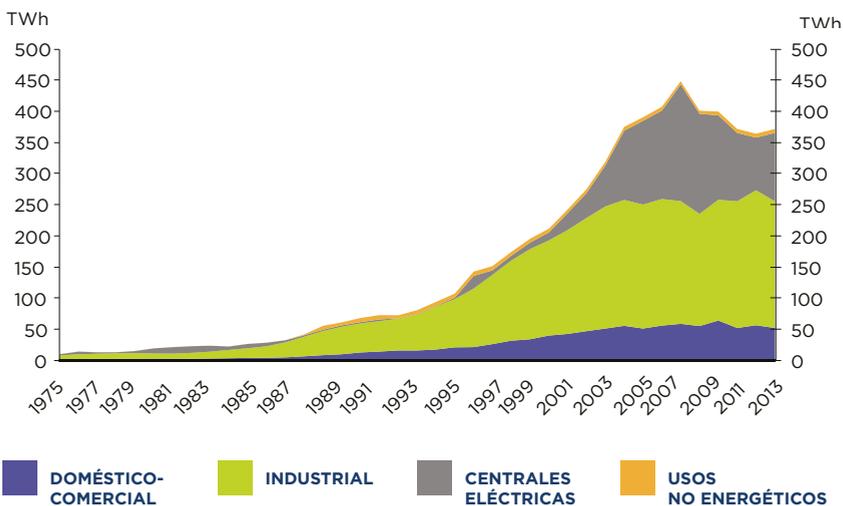
Fuentes: BP, *Statistical Review of World Energy 2014*

En cuanto al comercio internacional de Gas Natural licuado (GNL), éste representa aproximadamente el 30% del total de la demanda total de gas en el mundo, y mientras que los intercambios a través de gasoductos internacionales se incrementaron en el 2013, el comercio del GNL permaneció estable. En Europa la demanda de GNL ha caído drásticamente, y sin embargo, en la zona de Asia-Oceanía (China, Japón, Corea...), con importantes diferenciales positivos de precios “spot” con respecto a USA y Europa, ha incrementado su demanda, concentrando ya dos tercios de las importaciones globales de GNL.

En España, el consumo de gas se incrementó de manera espectacular hasta el año 2008, sin embargo, a partir de ese año se produjo una caída media anual de la demanda superior al 5 %, como consecuencia de la crisis económica y la reducción del consumo de gas para producción eléctrica, debido a la política de promoción de renovables, del carbón nacional para generar electricidad y, especialmente, a la propia reducción de la demanda eléctrica como consecuencia de la reducción de producción industrial. Cabe destacar que la demanda de gas del mercado convencional (industrial y doméstico-comercial) prácticamente se ha mantenido constante a pesar del entorno económico.

Durante el año 2013, la demanda de gas fue de 28,5 Bcm, un 8% menor respecto a las cifras de año anterior, debido, como ya se ha dicho, a la disminución del consumo de gas para generación eléctrica (-32,8%), especialmente en los ciclos combinados de gas.

Figura 4: Evolución de la demanda de gas natural en España



Fuentes: Enagás

En España prácticamente el total del gas consumido tiene que importarse (la producción nacional representa menos del 1%). La demanda se cubrió con una oferta procedente de importaciones de GNL en un 46 %, mientras que las entradas por gasoducto representaron el 54% restante. El suministro provino de un conjunto de once orígenes distintos, siendo el principal país aprovisionador Argelia.

Dentro de los países europeos, España continúa siendo el principal importador de GNL, con un grado de diversificación en sus aprovisionamientos muy elevado y superior a la media europea. La rápida apertura y liberalización del mercado español ha contribuido a esa diversificación y garantiza que ésta continuará en el futuro.

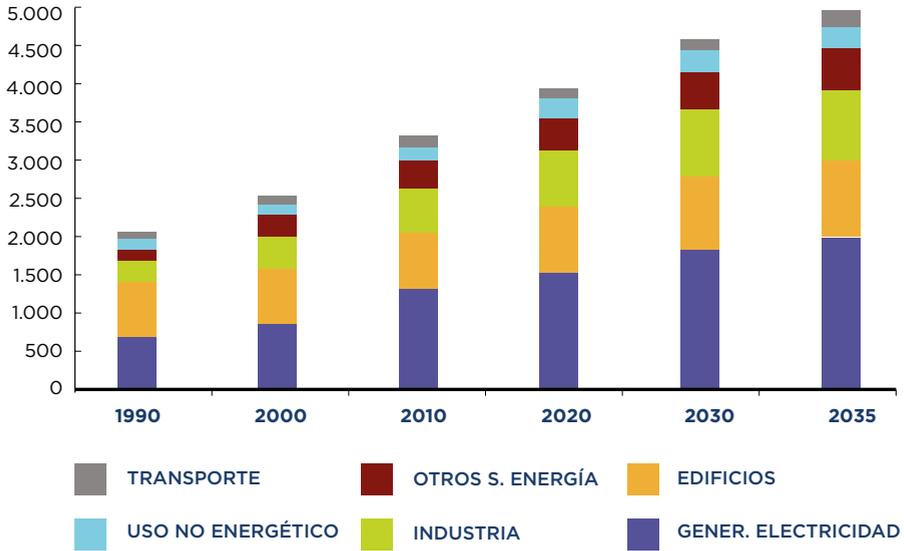
España tiene una privilegiada situación geográfica como punto de entrada de las rutas comerciales en Europa, con unos suministros flexibles y diversificados, lo que, junto con las excelentes infraestructuras disponibles, nos sitúan de manera óptima para convertirnos en una fuente de entrada de gas hacia el centro de Europa, contribuyendo a la mejora en la seguridad de suministro, altamente dependiente de las importaciones, especialmente de Rusia que aportó en el año 2013 el 30% del total de su demanda.

En cuanto a las previsiones de demanda futuras, se estima que el consumo de gas continuará creciendo hasta el año 2035, alcanzando una demanda global de 5.000 Bcm. El 82% de ese incremento tendrá lugar en países que no pertenecen a la OCDE.

La demanda crecerá en Norte América, en China y en Oriente Medio. China prevé que cuadruplicará su consumo actual de gas en el 2035, debido al crecimiento de su demanda interna y a las políticas medioambientales para reducir la polución atmosférica, diversificando su “mix” energético y sustituyendo parte del carbón. Las previsiones en la Unión Europea son que su demanda aumente muy tenuemente, por debajo del 1% de media anual, la evolución dependerá especialmente del uso del gas para generación eléctrica, su precio relativo frente al carbón y sobre todo del incremento de generación renovable.

En relación a la previsión de producción mundial, aumentará un 47% hasta el 2035, alcanzando en el “mix” global de oferta energética el 24% (21% en el 2011). La producción decrecerá en Europa debido al declino en la producción en el Mar del Norte, mientras que crecerá en el resto de áreas. En los Estados Unidos el incremento de la producción de gas no convencional compensará el declino de la producción convencional, incorporando en el 2035 cerca de 200 Bcm adicionales. China, con grandes reservas de gas no convencional, triplicará su producción actual hasta alcanzar los 320 Bcm, al igual que Australia cuya producción se estima llegará hasta los 150 bcm aunque su expansión dependerá de los planes de exportación de GNL. Oriente Medio aumentará su producción de gas convencional una media de un 1,9% anual; y asimismo, se prevé un incremento de

Figura 5: Demanda de gas natural en el mundo por sector (Bcm)



Fuentes: WEO, 2012

la producción en Sudamérica, en Argentina con “shale gas” y sobre todo en Brasil con el gas asociado a la producción de petróleo.

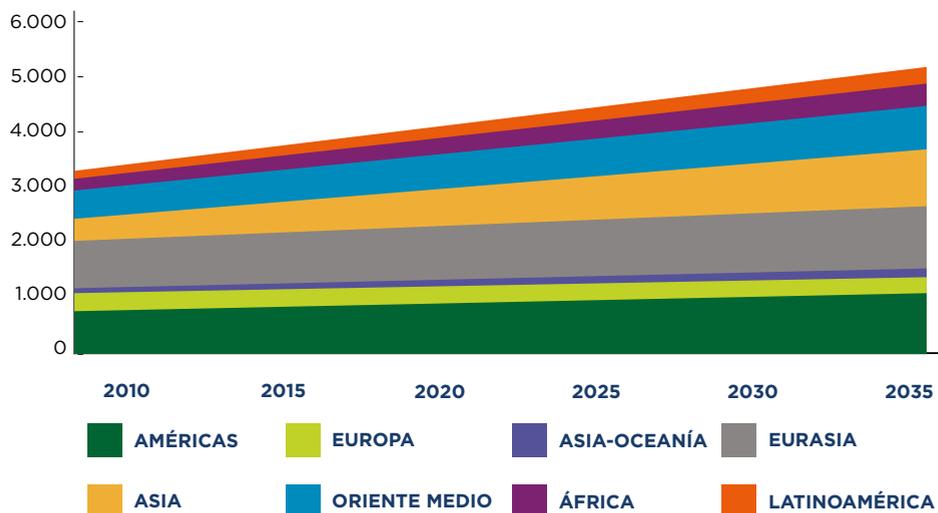
El gas no convencional supondrá la mitad del incremento en la producción total, representando en el 2035 aproximadamente el 30% de la producción mundial de gas.

En conclusión, la demanda de gas a nivel mundial mantendrá una tendencia ascendente, debida principalmente a las economías emergentes, y será cubierta por una oferta cada vez más diversificada y donde el gas no convencional representará una tercera parte del total. La aparición de nuevos suministradores de GNL creará nuevas interrelaciones entre los mercados regionales, especialmente entre Norte América y Asia-Pacífico, pudiendo afectar a los diferenciales de precios actuales.

Gas no convencional.

El gas no convencional, se refiere al gas en el que no se emplean las técnicas convencionales para su extracción. El “National Petroleum Council” de Estados Unidos define el gas no convencional como “aquel gas que no puede ser producido con rentabilidad, a menos que el yacimiento sea estimulado mediante fracturación hidráulica masiva (“fracking”) o recurriendo a la perforación de pozos multilaterales desde un pozo principal”.

Figura 6: Previsiones de producción de gas natural (convencional y no convencional) por región



Fuente: LAE. *Golden Rules for a Golden Age of Gas*, 2012 y Enagás

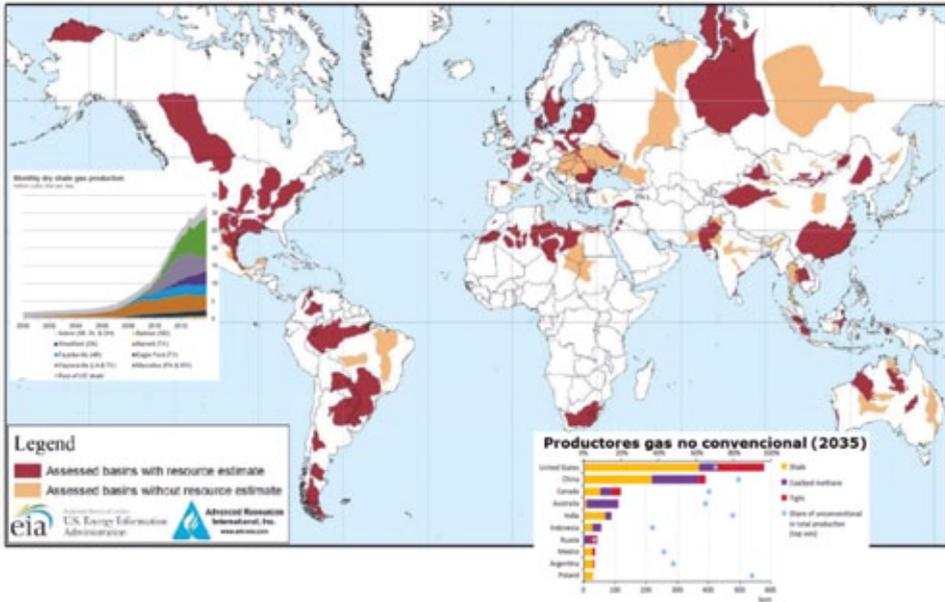
El “*fracking*” genera bastantes aspectos de discusión medioambiental, sin embargo, en base a la experiencia observada en EEUU con casi 60.000 los pozos perforados de gas de pizarra (*shale gas*), se puede decir, que la tecnología actual permite mitigar e incluso evitar los riesgos asociados, mediante la aplicación de las mejores prácticas y el desarrollo normativo específico.

En el aspecto económico, se ha producido una importante reducción de costes, tanto de inversión como operativos, sobre todo en EE.UU por el gran desarrollo que ha tenido esta actividad. Esta reducción de costes se ha conseguido gracias a las mejoras tecnológicas, optimizaciones en los procesos, disponibilidad de recursos materiales y humanos, y a un marco regulatorio favorable.

Recursos: como se ha comentado, se estiman unas reservas totales de gas no convencional de unos 330 tcm. No obstante, es una actividad que se está desarrollando muy rápidamente, y es de esperar que las estimaciones de reservas crezcan significativamente con la aparición de nuevos yacimientos en diferentes zonas geográficas y con el desarrollo tecnológico.

Ubicación de las reservas estimadas de gas no convencional en el mundo:

Figura 7: Recursos de gas no convencional



Fuente: U.S. Energy Information Administration (EIA), International Energy Outlook (2013) e IGU

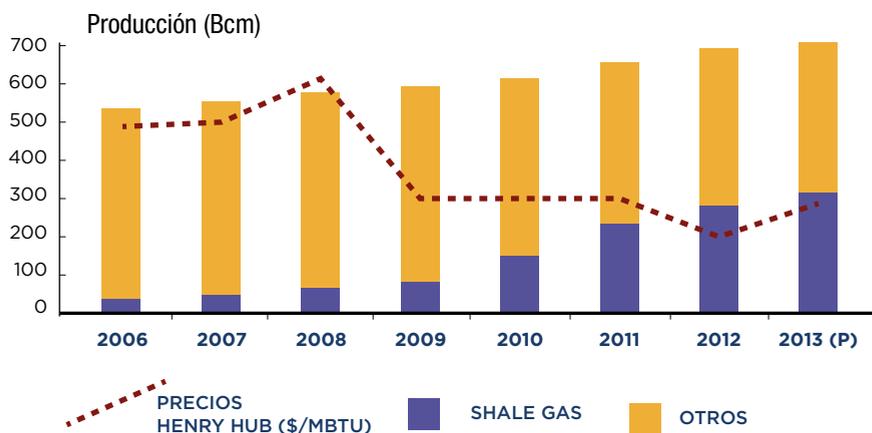
Según la IEA (World Energy Outlook 2014), la producción de gas no convencional podría alcanzar los 1.567 bcm en el año 2035 y su participación en el total de la producción mundial de gas pasará del 17% a cerca del 30%. EE.UU seguirá a la cabeza de la producción, pero aparecerán otros importantes países productores, especialmente China.

El impacto económico de la producción de gas no convencional en EE.UU, queda claramente de manifiesto cuando se observa el desplome del precio del gas (*Henry Hub*) en paralelo a la incorporación de la producción de *shale gas*:

Esto ha supuesto importantes cambios en la matriz energética de EE.UU, incrementando su independencia energética y su seguridad de suministro. Pasará de ser un país importador de GNL como consecuencia del declino de su producción, a convertirse en exportador neto de GNL próximamente.

En Europa, la Comisión Europea está a favor del desarrollo del *shale gas*, siempre que se asegure una adecuada protección medioambiental. Aunque por el momento no ha estimado necesario desarrollar una regulación específica, si que ha aprobado unas recomendaciones mínimas no obligatorias.

Figura 8: Producción de gas no convencional e impacto en el precio



Fuente: IEA, Cedigaz

Por el momento hay pocos pozos perforados (≈ 50 concentrados en Polonia) lo que impide valorar el potencial real. A priori, las mayores reservas están en Polonia, Francia y Gran Bretaña. Si se desarrollaran, podrían tener un impacto importante en el precio del gas y en la reducción de la dependencia energética.

Las mejores perspectivas de desarrollo a corto plazo son Polonia e Inglaterra, que están promoviendo mejoras fiscales e incentivos para los municipios donde se localice la actividad. Sin embargo, hay una fuerte contestación social y prohibición de la actividad en Francia, Bulgaria, Holanda y Chequia.

En España, diversos estudios teóricos estiman unos recursos de aproximadamente 2.000 Bcm aunque no todos explotables económica y medioambientalmente. La zona vasco-cantábrica es la que presenta mayor potencial.

La actividad de E&P en España no ha sido especialmente significativa y en los últimos 20 años se han adjudicado pocos permisos, no obstante, solo se han hecho estudios iniciales y no se ha perforado ningún pozo. Al igual que en otros países de Europa hay una fuerte oposición social y se han constituido plataformas *anti-fracking* con elevada capacidad de movilización e influencia.

Como conclusión podríamos indicar que la explotación de los gases no convencionales representa una oportunidad para diversificar las fuentes de aprovisionamiento de gas, con importantes reservas potenciales y que utiliza unas tecnologías desarrolladas y probadas. El espectacular crecimiento de la producción norteamericana de gas demuestra que la explo-

tación de yacimientos de gas no convencional, particularmente de *shale gas*, es económicamente viable. España que tiene un potencial exploratorio y que importa prácticamente el total de su consumo de gas, no debería renunciar a poder evaluar la magnitud de un recurso energético que le permitiría reducir su notable dependencia energética, para ello sería necesario un cambio en la percepción social, así como agilizar las tramitaciones administrativas.

2. El Gas Natural en los tres ejes del “trilema” energético: Garantía y seguridad de suministro - Competitividad - Sostenibilidad.

El gas natural, representa aproximadamente una cuarta parte de la matriz mundial de energía primaria y se prevé que incremente ese porcentaje en los próximos años, por lo que ha de jugar un papel decisivo en la solución equilibrada del “trilema” energético, que los consumidores e industrias, tengan acceso a la energía en condiciones de seguridad de suministro, de la forma más eficiente económicamente y que sea sostenible.

Dentro de la Unión Europea, la preocupación por la energía, como parte vital para el mantenimiento de su economía y del propio nivel de vida de sus ciudadanos, está en su propio origen fundacional. Entre 1996 y 2009 se adoptaron tres paquetes de medias legislativas a nivel de la UE, con el fin de liberalizar los mercados nacionales de electricidad y gas natural y conseguir un mercado interior.

La preocupación por la seguridad energética, es decir, la posibilidad de un acceso ininterrumpido a la energía y con un precio asequible, se ha articulado en la UE alrededor de tres ejes:

- **La seguridad de abastecimiento energético.** Donde los temas centrales se referirán a diversificación de fuentes de suministro e interconexiones.
- **Incremento de la competencia.** Sustentada en la liberalización y desarrollo de los mercados de gas y electricidad y en la creación de un mercado único de la energía.
- **Protección del medio ambiente y sostenibilidad.** Fomento de la eficiencia y el ahorro energético, y de las tecnologías de bajo contenido en carbono como las renovables.

Estos tres ejes, no deben analizarse de forma aislada, sino que son objetivos claramente interdependientes, no se podrá por ejemplo, aumentar la competencia en el mercado, sin diversificar los suministros o mejorar las interconexiones. Por otra parte, el desarrollo de un mercado interior único, competitivo, transparente y con reglas comunes, fomentará el desarrollo de nuevas infraestructuras que faciliten ese comercio.

Asimismo, en el caso de los objetivos medioambientales, deben contemplarse de forma global, considerando la relación que guardan con la competitividad y con la seguridad de

suministro. Habrá que considerar el impacto en el mercado de la generación subsidiada, la necesaria capacidad de generación de soporte, así como, la interdependencia que tienen con el desarrollo de nuevas infraestructuras, que posibilitarían asumir o exportar excedentes.

El peso que se ha dado hasta fechas recientes a cada uno de estos tres ejes citados en las distintas zonas económicas mundiales, es claramente diferente:

- En EEUU, la prioridad estratégica ha sido la seguridad del suministro y, por tanto, evitar la dependencia externa ha jugado un papel clave. Según los datos de la AIE, los EEUU podrían alcanzar una autosuficiencia total en combustibles fósiles en el año 2035, gracias a la mejora en la eficiencia energética y sobre todo, al incremento de la producción doméstica de petróleo y al desarrollo del gas de pizarra (*shale gas*).

Por encima de cualquier otra consideración, en Asia, con China e India como nuevas potencias emergentes, el énfasis se ha puesto en el crecimiento económico.

- En la UE, se ha trabajado en los tres ejes citados, dándose una prevalencia mayor a las políticas ambientales que en las otras dos zonas, si comparamos el esfuerzo dedicado en términos económicos y el compromiso adquirido con los objetivos de reducción de emisiones. En España, la fuerte inversión en renovables durante el último lustro, en un periodo inicial de maduración tecnológica de las mismas, trajo como consecuencia serias dificultades para incorporar, en términos económicamente aceptables, estas fuentes intermitentes de energía al sistema eléctrico, complicando su gestión operativa y encareciendo su coste.

2.1 Garantía y seguridad de suministro.

Actualmente, las reservas probadas de gas natural en el mundo cubrirían el consumo de los próximos 60 años. Sin embargo, uno de los factores a analizar desde el punto de la seguridad del suministro, es la irregular distribución geográfica de esas reservas de gas, con zonas de gran demanda en muchos casos no coincidentes con las de producción. Mientras que en Estados Unidos la oferta y la demanda están balanceadas, la Unión Europea es una de las regiones donde existe mayor desbalance entre oferta y demanda, con una alta dependencia de las importaciones, especialmente de Rusia.

Otro factor en el análisis de la seguridad de suministro es el grado de dependencia energética. En el caso de la UE este porcentaje alcanza el 53% y en España representa el 73% de la energía consumida.

Para el gas natural, que en la UE supone un 23% del suministro de energía primaria, las importaciones representan aproximadamente dos tercios del total, mientras que España importa prácticamente el 100% del gas natural que consume.

Con el inicio de la crisis entre Ucrania y Rusia, principal suministrador de gas de la UE, la Comisión Europea publicó en Mayo del 2014 una Comunicación sobre Estrategia Europea de Seguridad Energética, que incidía entre otras acciones en:

Diversificar las fuentes de aprovisionamiento. Incremento de infraestructuras e interconexiones. Aumentar la producción de energía en la UE (Renovables y combustibles autóctonos fósiles). Incremento de la eficiencia energética.

Para Europa, que importa dos tercios de su demanda de gas y con algunos países de la zona Este y Norte dependiendo de un único suministrador (Rusia aporta el aproximadamente el 30% del total del consumo de gas de la UE), acceder a fuentes de gas cada vez más diversificadas y confiables se ha convertido en la prioridad esencial.

Del gas importado en la UE, el 85% se hace a través de gasoductos. Se establece como prioridad, por parte de la UE, el desarrollo de nuevas infraestructuras para incorporar gas de nuevos proveedores, realizar interconexiones para facilitar el tránsito de ese gas en el mercado interno, así como ampliar la capacidad de almacenamiento de gas.

En el caso del Gas Natural Licuado, se destaca el papel importante que puede representar en términos de seguridad de suministro. Es un suministro flexible, diversificado y con un número creciente de proveedores.

España tiene dos ventajas singulares en cuanto a la seguridad de suministro. Por un lado, tiene una gran diversificación de suministros, en el año 2013, recibió gas de 11 orígenes diferentes. Por otra parte, el peso del GNL en el aprovisionamiento, si bien disminuyó por la caída de la demanda y por la posibilidad de ser desviado a otros destinos, representó en el 2013 un 46% de las importaciones. España sigue siendo el principal país importador Europeo de GNL con el 34% del total. La rápida apertura y liberalización del mercado español de gas ha contribuido a dicha diversificación y garantiza que ésta continuará en el futuro.

En el apartado de infraestructuras, España está conectada con los yacimientos argelinos por medio de dos gasoductos internacionales y dispone de 6 plantas de regasificación de GNL, que conjuntamente proveen de una capacidad máxima de entrada al Sistema de 80 bcm/año, por lo que existe una importante capacidad excedentaria.

Estas infraestructuras, junto con la gran diversificación de sus aprovisionamientos, proporcionan a nuestro sistema una elevada garantía de suministro.

Como asignaturas pendientes en infraestructuras sería conveniente:

Incrementar la capacidad de los almacenamientos subterráneos, que actúan, entre otras funciones, como reservas estratégicas de seguridad. España tiene una capacidad de almacenamiento algo superior al 10% de su demanda, por debajo de la mayoría de países de la UE.

Incrementar la capacidad de interconexiones, singularmente con Francia, lo que junto con nuestra situación geográfica y la capacidad de regasificación disponible, nos podría posicionar de manera óptima para abordar los retos del desarrollo del Mercado Único y contribuir a la mejora de la seguridad de suministro en Europa.

En cuanto a la producción de gas en la UE, esta aporta aproximadamente un tercio del total del consumo, aunque caerá aproximadamente un 50% hasta el 2035, debido fundamentalmente al declino de la producción en el Mar del Norte. Noruega, que suministra el aproximadamente el 20% del total del consumo de la UE, mantendrá su producción estable en ese período (IEA).

La producción de gas no convencional, con el espectacular crecimiento que ha tenido en EEUU y la incidencia positiva que ha tenido en su economía, representa una oportunidad de diversificar las fuentes de aprovisionamiento en la UE. Hay importantes reservas, pero existe una fuerte contestación social, lo que ha impedido en muchos casos, como es el español, perforar pozos y valorar el potencial real total. Sería razonable, poder explotar este recurso, que reduciría nuestra dependencia energética, siempre con criterios de rentabilidad y con una adecuada protección medioambiental.

2.2 La energía como factor de competitividad de la economía.

El gas natural, representa en la matriz energética mundial y Europea, aproximadamente una cuarta parte del consumo de energía prima. En el año 2035 se prevé que se mantenga ese porcentaje en Europa y que crezca ligeramente su participación en la matriz de energía primaria en el mundo (BP Energy Outlook 2035). El gas natural continuará siendo un componente fundamental en el suministro energético para el sector industrial y la generación de electricidad. En el caso de España, el gas natural en el año 2013 supuso el 19,5% de la energía primaria, siendo la industria el principal consumidor con un 64%, seguida de generación eléctrica y doméstico-comercial con un 17% cada una.

En la Unión Europea, el Mercado Interior de la Energía (MIE), es una de las herramientas fundamentales para conseguir un suministro energético, además de seguro y sostenible, competitivo. Se ha ido avanzando en su consecución, pero aún quedan elementos que dificultan alcanzar un verdadero Mercado Interior integrado y competitivo, entre otros, armonizar los marcos regulatorios y desarrollar las infraestructuras, en particular las interconexiones.

Los precios de la energía influyen directamente en los precios de todos los productos o actividades que requieren de la misma. Afectan tanto a la renta disponible de las familias como a la competitividad de las empresas. En la situación económica actual y con un

proceso de globalización generalizado, el precio de la energía es un elemento básico en el nivel de competitividad de las empresas y por tanto, en el sostenimiento de todo el tejido productivo.

Un claro ejemplo es el impacto en la economía de EEUU de la caída del precio del gas, en paralelo al incremento de su producción de *shale gas*. EEUU, con unos precios de gas en un entorno de 4\$/MMbtu, frente a unos precios en Europa de más del doble, ha reducido drásticamente sus costes energéticos y dispone de una importante ventaja competitiva frente al resto de países industrializados.

Esta incidencia positiva se refleja, no solo en aspectos relacionados con la competitividad de su economía en general: Disminución del precio de la electricidad, renacimiento industrial (siderurgia, fertilizantes, petroquímica), ahorro de costes en el sector industrial. Sino que afecta también de manera positiva a la sostenibilidad medioambiental. La disponibilidad de un gas barato, ha desplazado en parte al carbón para generación eléctrica, exportando parte del mismo entre otras áreas hacia Europa, y permitiéndole reducir sus emisiones de CO₂.

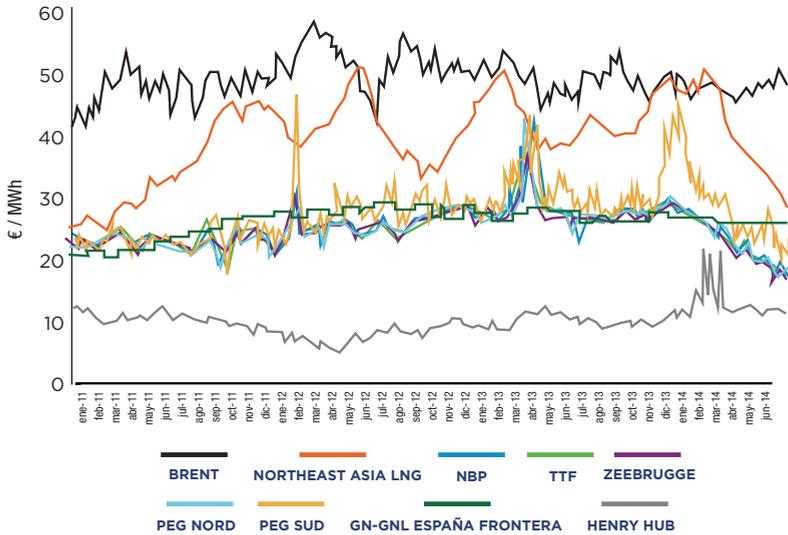
No existe para el gas natural un nivel de precio mundial, sino que hay tres regiones principales: América, Europa y Asia-Pacífico, donde los niveles de precios del gas en cada una, están claramente desacoplados. Es de esperar que con el incremento mundial de comercio de GNL, se produzca una disminución de los diferenciales, especialmente en la cuenca Atlántica.

Si comparamos la evolución de los precios *spot* en los últimos cuatro años en las tres Áreas citadas con respecto a los precios en frontera española.

Vemos que el precio del gas en EEUU (*Henry Hub*), ha permanecido relativamente estable alrededor de 10€/MWh. El precio del gas en el mercado spot asiático ha sufrido importantes oscilaciones como consecuencia, entre otras, del parón nuclear del año 2011 en Japón. En Europa, los índices más líquidos, el NBP (Reino Unido) y el TTF (Holanda) no se han incrementado y han oscilado en estos últimos 4 años en un entorno de 20-30 €/MWh, salvo desviaciones puntuales. Similar evolución ha tenido el precio de gas en frontera español. Sigue existiendo un importante desacople de los precios respecto al mercado americano, aunque desde finales del 2013 se observa una disminución en ese diferencial.

La evolución futura en el nivel de precios dependerá de: crecimiento de la demanda, especialmente en los países emergentes China e India, junto con la generación eléctrica con gas que es el principal inductor de consumo. Evolución de la oferta, con los nuevos descubrimientos, la mejora de tecnologías de producción y el desarrollo del gas no convencional. Evolución de los mercados hacia un sistema más abierto y competitivo, donde el comercio de GNL y, en la UE, el desarrollo del MIE, tendrán un papel preponderante.

Figura 9. Precios en mercados Spot vs precio en frontera España

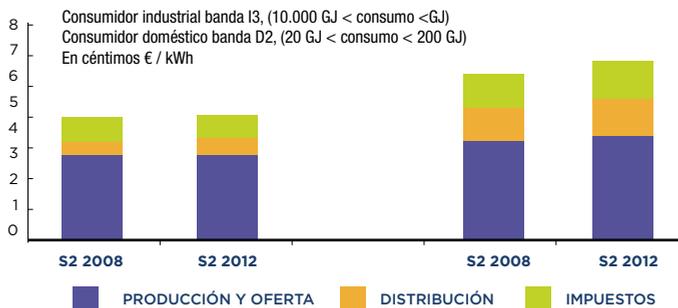


Fuente: CNMC

La previsión de precios de importación en el año 2030, a precios constantes (IEA-WOE-2014-New Policies Scenario) es: en Japón 14,6 \$/MMbtu (40 €/MWh con tipo cambio 0,803 \$/€), en Europa 12,1\$/MMbtu (33 €/MWh) y en EEUU de 6,6\$/MMbtu (18€/MWh). Se reduce el diferencial de precios EEUU frente a Europa, pero sigue habiendo un importante desacople en los precios.

En cuanto a la evolución de los precios al mercado final para usos doméstico e industrial (Eurostat):

Figura 10. Evolución de precios



Fuente: Eurostat

En el periodo 2008-2012, los precios para el consumidor medio industrial han permanecido estables, alrededor de 4,5 ct€/KWh. El coste de la energía es de 3ct€/Kwh, manteniéndose a lo largo del periodo (con un ligero descenso, del 70% al 68%, en el porcentaje total), mientras que los costes de redes se incrementaron en un 11% y los impuestos un 18%.

Para el consumidor residencial, el coste ha subido 0,5 céntimos de euro en estos 5 años, alcanzando casi los 7 ct€/Kwh. El coste de la energía también disminuyó ligeramente su porcentaje hasta el 56% y, los costes de redes e impuestos crecieron un 21% y 23% respectivamente.

2.3 Sostenibilidad.

Conseguir un desarrollo sostenible y la lucha contra el cambio climático, están en el centro del debate social y exigen políticas a nivel global. La Unión Europea ha tenido y tiene un papel preponderante en las negociaciones internacionales de cambio climático. Además de los compromisos internacionales, la UE ha querido liderar la lucha contra el cambio climático, estableciendo objetivos ambiciosos de reducción de emisiones, de uso de energías renovables y de eficiencia energética.

En el año 2007 el Consejo Europeo estableció los objetivos 20/20/20, a alcanzar en el horizonte del año 2020: 1) reducción de al menos un 20% en las emisiones de gases de efecto invernadero respecto a las del año 1990. 2) Alcanzar el 20% de energías renovables en el consumo final de energía. 3) Reducción de un 20% del consumo de energía primaria a través de medidas de eficiencia energética.

En octubre del 2014, la Comisión Europea propuso los objetivos medioambientales para el año 2030: 1) Reducción de los gases de efecto invernadero en un 40% respecto a los niveles en el año 1990 (repartidos entre sectores industrial y energético, sometidos al comercio de derechos de emisión “ETS” y sectores difusos). 2) Que el 27% de la energía final consumida provenga de energías renovables. 3) Mejora del 27% en eficiencia energética (este objetivo a título indicativo).

El gas natural, que supone una cuarta parte del consumo de energía primaria en la UE y se prevé que se mantenga esa participación en el mix energético en el año 2035, ha de ser un elemento relevante en la contribución a la sostenibilidad.

El gas natural es el combustible fósil que tiene menor impacto ambiental en todas las etapas de la cadena de suministro. Es además de todos ellos el que menores emisiones de CO2 produce. Es un combustible limpio, carente de impurezas, en cuya combustión no se emiten partículas sólidas.

Esta caracterización como combustible limpio, le permite, aparte de su uso doméstico comercial, ser utilizado como fuente de energía directa en procesos productivos de alta eficiencia, en sistemas de cogeneración con producción simultánea de electricidad y calor (representan el 56% de las ventas de gas para el sector industrial), en climatización, etc.

Tiene también un importante campo de desarrollo como combustible en el transporte, como sustituto de la gasolina en motores de combustión interna y parcialmente en motores diesel. El GNV (gas natural vehicular) se refiere tanto al gas comprimido (almacenado a 200 bares de presión), como al gas natural líquido, que permite su utilización en aplicaciones de uso intensivo, como transporte de largo recorrido, locomotoras etc. El uso del GNV, con sus menores emisiones, produce importantes mejoras en la calidad del aire en las ciudades.

Otro nuevo campo de desarrollo en el transporte, es su uso como combustible marítimo. La Organización Marítima Internacional (OMI), ha establecido una regulación para disminuir la emisión de contaminantes a la atmosfera (óxidos de nitrógeno, azufre, CO₂). A partir del 2015, se ha limitado el contenido de azufre en los combustibles a un máximo de 0,1%, en las Zonas de Control de Emisiones (actualmente Mar Báltico, Mar del Norte, Canal de la Mancha, Canadá y EEUU. En estudio ampliarlas a: Mediterráneo, Japón, México).

Esta limitación obligará a los buques a realizar inversiones para instalar desulfuradores, e incentivará el uso y la construcción de nuevos barcos que consuman combustibles limpios, como es el caso del Gas Natural Licuado.

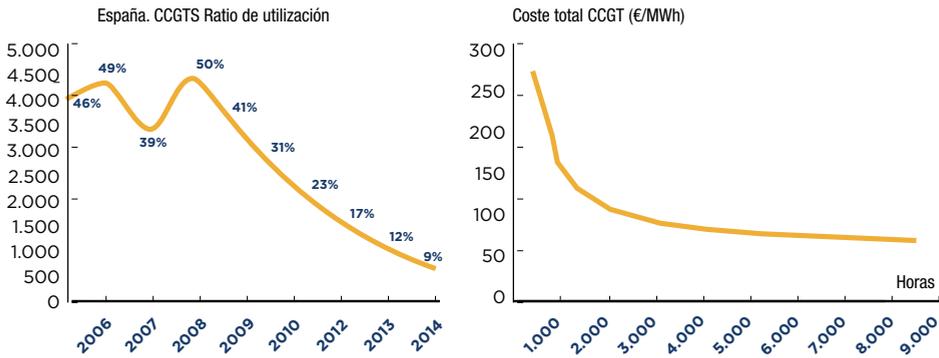
El gas natural tiene también una participación sustancial en la producción de energía eléctrica y en la sostenibilidad del propio sistema. La generación eléctrica con ciclos combinados de gas, es una tecnología con un coste de inversión reducido y emisiones relativamente bajas, tiene una elevada disponibilidad y flexibilidad operativa y, juega un papel indispensable en la consecución de los objetivos medioambientales, en concreto, para alcanzar los objetivos de renovables.

Los ciclos garantizan la continuidad del suministro eléctrico frente a las puntas y las estacionalidades de la demanda ordinaria y, actúan como respaldo necesario de la generación renovable, que por su variabilidad y naturaleza intermitente, es difícilmente gestionable.

Los ciclos combinados de gas, que suponen el 25% de la potencia eléctrica total instalada en España, fueron construidos para funcionar por encima de 5.000 h/año, la reducción del hueco térmico consecuencia de la obligación de consumo de carbón nacional y el crecimiento de la generación renovable, hace que su ratio de utilización haya ido

cayendo de manera continua desde el año 2009 (gráfico utilización CCGTS) Actualmente, la mayoría de las instalaciones no superan las 800 h/año de funcionamiento, con el consiguiente incremento de su coste de producción (gráfico).

Figura 11: Utilización CCGTS



Fuente: REE

Esta disminución del hueco térmico, junto con un precio de mercado a la baja, ha deteriorado fuertemente la rentabilidad de estas inversiones.

Esta nueva forma de funcionamiento, requiere una nueva retribución adecuada, que garantice la disponibilidad económica de estas centrales, necesarias para garantizar la continuidad del suministro y la integración y el respaldo a la energía renovable.

3. Mercado interior de la energía: infraestructuras.

3.1. Mercado Europeo de la Energía- Interconexiones

La Comisión Europea considera que para conseguir un Mercado Interior de la Energía integrado y competitivo, no solo necesita crear un sistema regulatorio común, sino desarrollar sus infraestructuras de transporte de energía y en particular las interconexiones entre los Estados miembros.

En el Reglamento UE 347/2013 relativo a las orientaciones sobre infraestructuras energéticas europeas, indica, que para cumplir con los objetivos de las políticas energéticas de la UE, es necesario realizar importantes inversiones, estableciendo orientaciones para el desarrollo de los corredores y áreas prioritarias de infraestructuras energéticas transeuropeas.

Las autoridades europeas, han identificado los proyectos clave que Europa necesita a lo

largo de 12 corredores y áreas, publicando una primera lista de Proyectos de interés común (PCI) en el año 2013.

Se han identificado 27 proyectos de gas y 6 de electricidad considerados críticos en el corto y medio plazo por la EU. De los cuales aproximadamente la mitad debieran estar finalizados en el año 2017 y el resto en el 2020. La mayoría de esos proyectos críticos están localizados en el este de Europa y en el suroeste en un intento por acabar con el aislamiento energético de España y Portugal.

En el caso de España, se contemplan dos proyectos prioritarios, uno de gas, con una nueva conexión entre España y Francia, denominado “ES-FR MIDCAT interconnector”, y otro de electricidad, que contempla una nueva interconexión con Francia mediante cable submarino entre Aquitania en Francia y el País Vasco.

Es importante indicar que tanto en gas como en electricidad, las interconexiones deben contemplarse como inversiones estratégicas ya que cumplen una relevante función de seguridad y no tienen un coste relevante en relación con el conjunto del sistema de transporte. Por tanto no deben estar condicionadas por consideraciones de tipo comercial, aunque sin duda contribuyen a la mejora de los intercambios y a la integración de los mercados.

Mercado eléctrico-Interconexiones:

Las posibilidades de almacenar electricidad son muy limitadas, lo cual significa que la producción y el consumo deben ser casadas casi de inmediato, haciendo necesario el desarrollo de interconexiones entre los distintos sistemas dentro de cada país y refuerzo de las conexiones internacionales.

El comercio internacional de electricidad permite aprovechar las diferencias entre sistemas, sean por necesidades de seguridad, estacionales o sean de arbitraje de precios. El aumento de la producción renovable y la venta de excedentes en sistemas vecinos, junto con la construcción de nuevas interconexiones, puede propiciar un cambio importante en el mercado.

El refuerzo de las conexiones eléctricas internacionales permite: 1) Conseguir una mayor seguridad de suministro, dado que facilitaría el apoyo entre sistemas eléctricos ante posibles incidentes, lo que se traduce en una mayor solidez y estabilidad en los sistemas conectados y una mejora en el suministro. 2) Incrementar la competitividad en los mercados eléctricos, dado que las interconexiones facilitan el intercambio energético entre países. 3) Facilitar la integración de energías renovables, ya que, a medida que aumenta la capacidad de intercambio de energía, se incrementa el volumen de producción de energía renovable que un sistema eléctrico es capaz de integrar en condiciones de seguridad.

El Mercado Interior de la Electricidad en la UE comenzó a desarrollarse a lo largo de los años 90, creándose mercados organizados en todas las regiones, Nord Pool Spot gestiona el mercado spot en los países nórdicos, EPEXspot en Francia, Alemania y otros países de centroeuropa, GME en Italia y OMIE en la península ibérica.

En el Consejo Europeo de Barcelona en 2002, se acordó asumir como objetivo para todos los Estados miembros, que la capacidad de interconexiones eléctricas debía alcanzar al menos el 10% de la potencia instalada en el 2005 para cada sistema.

En Europa, el grado de interconexiones y el comercio de electricidad, si bien ha ido creciendo de manera destacada entre los Estados miembros, no se han conseguido alcanzar todos los objetivos previstos, singularmente en las interconexiones, dado que la media en la UE alcanza un 8% de la potencia instalada.

La Comisión Europea, ha propuesto como nuevo objetivo de interconexiones eléctricas, alcanzar para el año 2030, una capacidad correspondiente al 15% de la potencia instalada en cada sistema.

En España, las interconexiones energéticas en general y singularmente las eléctricas, están entre las más bajas de la UE, viéndose limitadas por su carácter peninsular. En especial, la reducida capacidad de interconexión eléctrica de España con Francia, constituye una restricción del sistema español y una clara limitación para la eficiencia de nuestro sistema y la integración en un mercado único.

Según datos de Red Eléctrica de España (REE), la capacidad de interconexión actual con Francia es de 1.200 -1.400 MW y la previsión es alcanzar a finales del 2014 los 2.800 MW. La capacidad de intercambio con Portugal es más elevada con 2.700 MW, lo que representa en conjunto apenas el 3% de la potencia instalada.

Por tanto, España elevará su capacidad de intercambio con los países de la Unión Europea durante el 2014 hasta los 5.500 MW. No obstante, lejos del objetivo del 10% de la potencia instala en el sistema, y muy lejos del nuevo objetivo marcado por Bruselas para el año 2030, conseguir una capacidad de interconexión del 15%.

Un país como España, carente de la capacidad mínima necesaria de interconexión, no podrá afrontar con garantías, un desarrollo de producción de energía renovable de acuerdo a los objetivos de la UE. Es por tanto imprescindible que se impulsen prioritariamente estas infraestructuras, con el fin de conseguir un verdadero Mercado único de la energía, como paso previo a la consecución de los nuevos objetivos.

Mercado gasista -Interconexiones

En el mercado del gas, la flexibilidad de las infraestructuras de transporte en términos de número, situación, capacidad disponible, terminales de GNL, almacenamientos, y como estén esas infraestructuras interconectadas, juegan un importante papel en la seguridad del aprovisionamiento y el desarrollo del Mercado interno de la energía.

La capacidad de importación a través de los gasoductos internacionales de la UE es de unos 8.770 GWh/día, algo superior a la de las terminales de GNL que disponen de una capacidad máxima de aproximadamente 6.170 GWh/día.

De acuerdo con la Estrategia de Seguridad Energética Europea, el GNL puede contribuir de manera importante a la seguridad de suministro, e identifica como una acción clave, la colaboración entre los distintos Estados miembros y los operadores del mercado, para que identifiquen posibles fuentes de suministro adicionales de gas en el corto plazo, especialmente GNL.

En cuanto a la importación por gasoducto, son claves, además del suministro proveniente de Rusia, el de Noruega y el Norte de África (ambos con la ventaja de su proximidad geográfica), teniendo la UE como objetivo prioritario, mejorar las interconexiones para que ese gas alcance todos los mercados internos. Asimismo, el desarrollo del “Southern Gas Corridor”, es una iniciativa de la UE para identificar proyectos de interés común, que permitan importar gas desde las regiones del Caspio hacia la UE.

Sistema gasista español-conexiones internacionales gas: En materia de infraestructuras, España dispone de seis conexiones internacionales por gasoducto: Está conectada con los yacimientos de gas en Argelia a través de los gasoductos Medgas y Magreb Europa (a través de Marruecos) y, tiene dos interconexiones con Portugal y otras dos con Francia. En cuanto al Gas Natural Licuado (GNL) dispone de 6 plantas de regasificación en operación.

España cuenta con una capacidad de entradas por gasoducto y a través de sus plantas de GNL de más de 80 Bcm. Su demanda en el año 2013 fue de 28,5 bcm, dispone por tanto de una capacidad excedente de unos 50 bcm, que podrían, en caso de existir las interconexiones necesarias, servir para vehicular gas adicional hacia el norte y centro de Europa en caso de problemas de suministro.

Estas infraestructuras, junto con la gran diversificación de sus aprovisionamientos, proporcionan a nuestro sistema gasista una elevada garantía de suministro.

La capacidad de la interconexión de gas de España con Portugal es de 5 Bcm. La capacidad con Francia es también de aproximadamente 5 Bcm, estando previsto finalizar

la ampliación del gasoducto Irún- Biriadou en el 2015, con lo que la capacidad total de transporte alcanzará los 7 bcm.

El gasoducto MidCat, que es uno de los Proyectos de interés común (PCI) seleccionado por la Comisión Europea en el año 2013, permitiría vehicular 7 bcm adicionales, con lo que se alcanzaría una capacidad total de transporte de gas de España a Francia de 14 bcm/año.

En conclusión, la situación geográfica de España, como punto de paso del gas procedente del Norte de África y el importante papel que juega el GNL en su mercado de gas, con capacidad disponible y acceso regulado a sus plantas de regasificación, hacen del desarrollo de las interconexiones de gas con Francia, y concretamente el proyecto “MidCat”, una prioridad esencial. Su desarrollo permitiría, la integración de los mercados portugués y español con el centro y norte de Europa, diversificar los aprovisionamientos y mejorar la seguridad de suministro de la UE, ayudaría a optimizar la utilización de las infraestructuras españolas de gas y contribuiría a la construcción del Mercado único europeo de la energía.

3.2. Mejora de la capacidad de almacenamiento de gas.

Los almacenamientos subterráneos de gas natural, se han venido utilizando tradicionalmente, para ajustar la oferta a la demanda y hacer frente a las variaciones estacionales. Los almacenamientos actúan asimismo como una reserva estratégica de seguridad en caso de interrupciones en el suministro y aportan además flexibilidad operativa al sistema gasista.

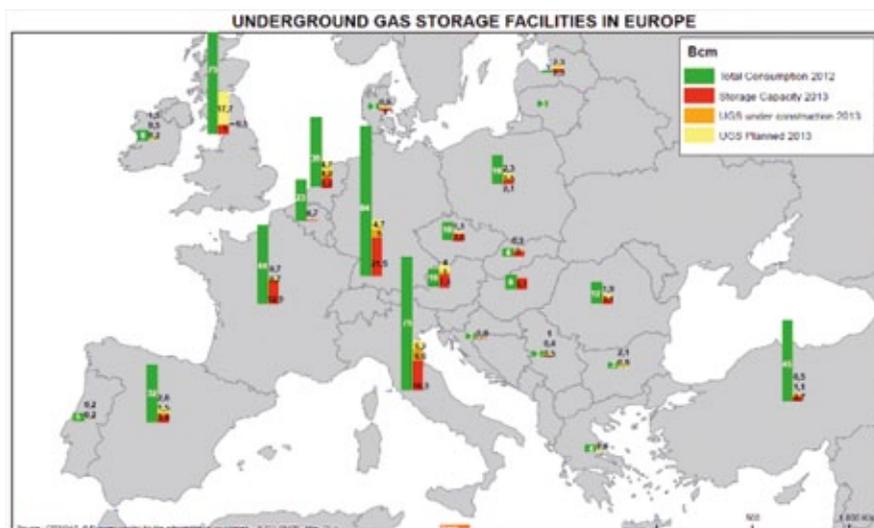
En todo el mundo, hay unos 630 almacenamientos subterráneos de gas, de los que en torno a 400 son yacimientos agotados y el resto se reparten entre acuíferos y cavidades salinas.

La Comisión Europea en su Comunicación de Mayo 2014 relativa a la Estrategia de Seguridad Energética Europea, destacaba la importancia de las interconexiones de gas y de los almacenamientos subterráneos para la seguridad del suministro en la UE, y el importante papel que representan para mitigar los posibles problemas en el aprovisionamiento.

En la UE hay 110 almacenamientos subterráneos en 16 países, con una capacidad total de gas útil de aproximadamente 85 Bcm. Entre Francia, Italia y Alemania, poseen más de la mitad de esa capacidad. El acceso a los almacenamientos es negociado o regulado en función de cada país.

En España hay 4 almacenamientos subterráneos de gas en operación: Serrablo, Gaviota, Marismas (los tres antiguos yacimientos de gas natural agotados) y el reservorio de Yela (acuífero salino).

Figura 12. Almacenamientos subterráneos en Europa



Fuente: CEDIGAZ

Los yacimientos de Serrablo en Huesca y el de Gaviota, que se localiza frente a las costas de Bermeo en Vizcaya, están operativos desde hace más de 20 años. El almacenamiento de Marismas, propiedad de Gas Natural Fenosa, está en funcionamiento desde el año 2012, y está previsto incrementar su capacidad, estando pendiente de obtener las últimas autorizaciones. El yacimiento de Yela en Guadalajara, inició su puesta en marcha a finales del 2012, y se encuentra en la fase de llenado del gas colchón.

El almacenamiento Castor (antiguo yacimiento *offshore* de petróleo localizado en Castellón), tras haber concluido su construcción, suspendió la inyección de gas colchón en septiembre de 2013, encontrándose actualmente sin actividad.

A pesar de que España importa prácticamente la totalidad del gas natural que consume, es deficitaria en este tipo de infraestructuras básicas para asegurar el ajuste de la oferta a la demanda y la seguridad del suministro. Nuestra capacidad de almacenamiento subterráneo es inferior a la media europea, siendo todavía menor su capacidad de emisión respecto a su demanda. La capacidad actual de almacenamiento de gas en España es de aproximadamente 2,5 Bcm, lo que representa 11-12 % de su demanda total de gas, mientras que en países como Alemania o Francia estos porcentajes son superados ampliamente, llegando a cubrir el 25 – 30 % de su consumo interno.

Todo ello nos lleva a destacar la importancia de incrementar la capacidad de almacenamiento subterráneo en el sistema, concluyendo el desarrollo de los almacenamientos en ejecución, agilizando las autorizaciones administrativas pendientes e iniciando el proceso de selección y tramitación de nuevos proyectos de almacenamiento, para que puedan ser puestos en operación a lo largo de la siguiente década (El proceso puede alargarse más de 10 años).

3.3. Desarrollo de España como *hub* de gas.

En el modelo de Mercado Interior del Gas, se establece como objetivo llegar a un modelo basado en zonas de balance, que serían de al menos ámbito nacional, con el tamaño mayor que fuese posible y, con mercados organizados e interconectados a través de sistemas de peaje de entrada y salida. El desarrollo de estos mercados organizados, junto con una inversión eficiente en interconexiones, además de potenciar la seguridad del suministro, conseguirían un Mercado interior competitivo y sostenible.

La Agencia de reguladores de energía europeos (ACER), define un *hub* como: “Una única zona para el transporte y la distribución, con un único punto virtual” (*Hub* virtual).

Un mercado organizado consiste en una plataforma de negociación, gestionada por un operador independiente de mercado, donde se negocian contratos estandarizados de diferentes productos y servicios a un precio determinado y que posee un conjunto de reglas de participación (negociación contratos, liquidación transacciones, garantías...).

En la UE, la liberalización en el sector del gas natural, impulsó la creación de múltiples *hubs* de gas, algunos de los cuales cuentan ya con un elevado grado de liquidez y transparencia. Los *hubs* europeos más líquidos son, el NBP en el Reino Unido y el TTF en los Países Bajos.

La extinta Comisión Nacional de la Energía (CNE) publicó en Abril de 2010 una hoja de ruta para la creación de un mercado organizado de gas en España. El Ministerio de Industria junto con el organismo regulador, la Comisión Nacional de Mercados y Competencia (CNMC), y con la participación de los operadores implicados, están desarrollando las reglas que regirán el funcionamiento de este mercado.

Se está contemplando la posibilidad de la integración en el *Hub* del mercado portugués, lo que permitiría disponer de un mercado potencial mayor, y en consecuencia de una mayor liquidez.

Un elemento clave para agilizar el desarrollo del *Hub* en España, ha sido la reciente publicación del Código de Balance (Reglamento UE 312/2014), cuya implantación es obligatoria en todos los Estados miembros de la Unión Europea.

La creación de un mercado organizado no garantiza por sí mismo la aparición de un precio de referencia representativo, se han de dar las condiciones adecuadas, fundamentalmente de transparencia y liquidez. Esa liquidez, se verá favorecida por varios factores: número de transacciones, volúmenes nominados, anonimato de las transacciones, nivel de estandarización y unas reglas de negociación conocidas y claras.

La privilegiada posición geográfica de España como punto de entrada del gas procedente del Norte de África en Europa, el importante papel que juega el GNL en sus aprovisionamientos, así como el disponer de un mercado de gas completamente liberalizado y con un acceso regulado a sus infraestructuras, permitiría desarrollar un importante centro de conexión de gas (*hub*) de referencia y conseguir un mercado de gas eficiente, transparente y líquido en la zona Sur de Europa.



Un futuro para la energía eléctrica con carbón

Endesa

1. La generación con carbón en el contexto internacional

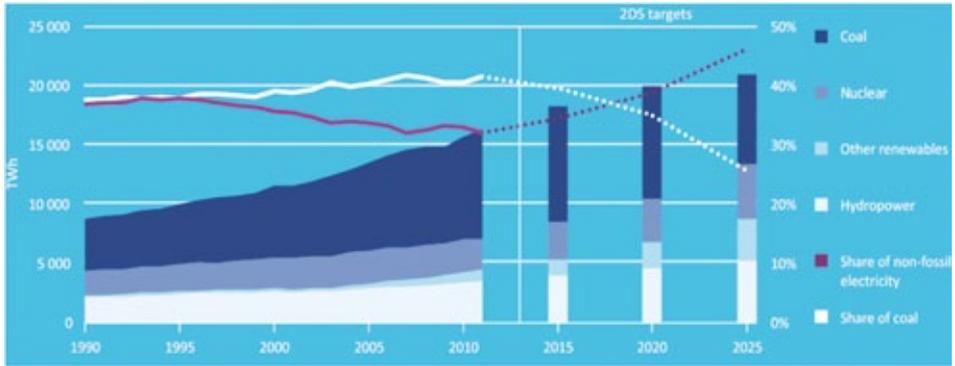
Actualmente, la generación de energía eléctrica con carbón es la tecnología predominante a nivel mundial, con una cuota del 41% de la producción mundial. En 2011 se alcanzaron 9.100 TWh, lo cual supone un incremento del 52% respecto a los niveles de 2000.

La irrupción del *shale gas* en Estados Unidos ha provocado un fuerte desplazamiento del consumo de carbón hacia el gas; en consecuencia, a nivel de la OCDE, la generación con carbón se ha reducido en 2012 (32,1% de cuota) respecto al año anterior (33,4%).

La demanda de carbón en 2012 se ha incrementado de forma notable en China, que representa casi el 50% del consumo mundial, debido a la construcción de 48 GW de nueva capacidad en plantas de carbón. También en Alemania se pusieron en operación 2,7 GW de plantas de lignito.

Según la IEA, la producción mundial de energía eléctrica con carbón se mantendrá en niveles próximos al 25% en 2025.

Figura 1: Evolución de la producción mundial de electricidad con carbón y combustibles no fósiles.



Fuente: “Energy Technology Perspectives 2014”, IEA

A nivel global se está incrementando la eficiencia de la generación con carbón a base de sustituir las centrales más antiguas e ineficientes por nuevas plantas de mayor rendimiento (ultra-supercríticas). Frente a un 33% de rendimiento medio del parque de centrales de carbón a nivel mundial, las nuevas plantas más eficientes alcanzan el 46%.

Esta tendencia a incrementar la eficiencia global de la generación debe venir acompañada de un desarrollo acelerado del CCS (captura y almacenamiento de CO₂) para que resulte compatible con el escenario de limitación de la temperatura media global de 2°C (escenario 2DS). A este respecto se han emprendido diferentes desarrollos políticos para la reducción de emisiones, tales como el reciente “Plan de Acción de Reducción de la Contaminación Atmosférica” en China y la propuesta de limitar las emisiones de CO₂ para las nuevas centrales de carbón en Estados Unidos.

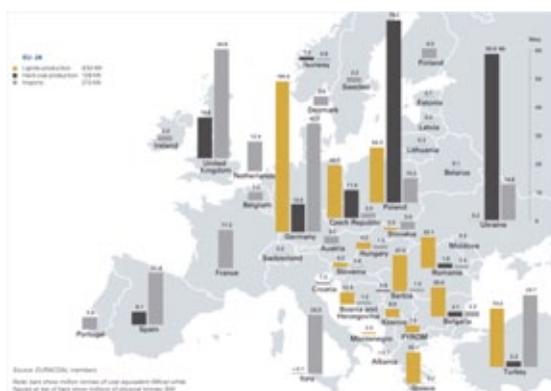
En general el tamaño de las plantas se ha incrementado, los nuevos desarrollos en China se centran en plantas de 1GW ultra-supercríticas, y se han puesto en marcha recientemente nuevas centrales de gasificación integrada debido a la reducción del coste de captura de CO₂ en ellas.

2. Perspectiva europea de la generación eléctrica con carbón.

El carbón sigue desempeñando un papel fundamental en el mix energético en la Unión Europea (UE); en 2012 la generación de energía eléctrica con este combustible alcanzó el 28,5%, a lo que han contribuido un bajo nivel de precios del CO₂ y unos niveles de precio del gas superiores a los del carbón.

En general, puede considerarse como un recurso autóctono que desempeña un papel relevante en cuanto la reducción de la dependencia energética de la UE. Los principales focos de producción radican en Europa central, destacando Alemania, Polonia, Ucrania y la República Checa.

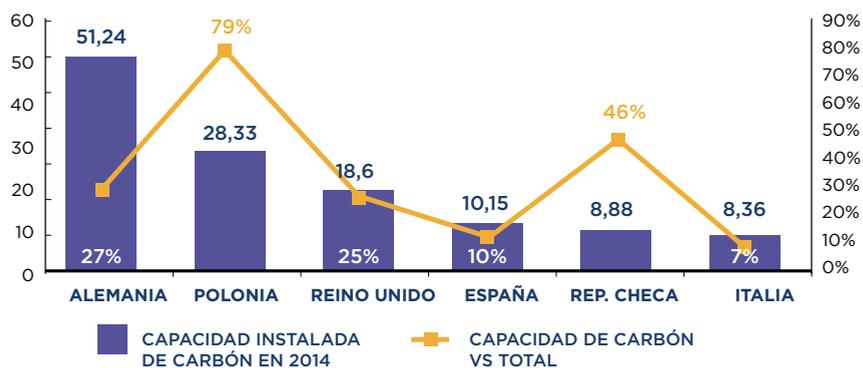
Figura 2: Producción de lignito, hulla e importaciones de carbón en 2012 en Europa (MT).



Fuentes: “Coal industry across Europe, 5th edition 2013”, EURACOAL

La potencia instalada asciende actualmente a 174 GW, que representan el 18% del parque generador en Europa. El 72% de esta capacidad se concentra en 6 países.

Figura 3: Capacidad instalada de carbón y cuotas de potencia del carbón en el parque generador de los países europeos con mayor presencia de carbón en el mix



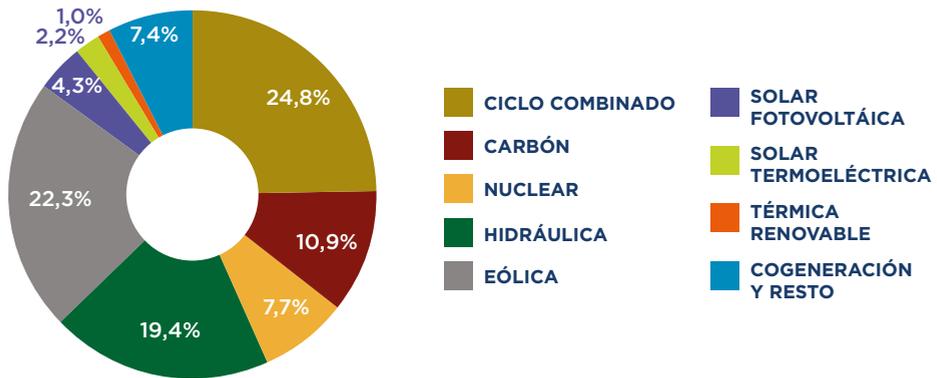
Fuente: Elaboración propia y “Scenario Outlook and adequacy forecast 2014-2020”, ENTSO-E.

Según la previsión realizada por ENTSO-E en su último informe “Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2014-2030”, el carbón continuará jugando un papel esencial en la seguridad de suministro en Europa en 2025, puesto que se prevé para entonces un parque de centrales de carbón de 154 GW sobre un total de 1.035 GW (15% de la potencia instalada).

3. El papel presente de la generación eléctrica con carbón en el Sistema Español.

El parque de centrales de carbón en España representa el 11% de la potencia instalada a finales de 2013. Los 10.276 MW de capacidad instalada de carbón se reparten casi por igual entre centrales que consumen carbón importado (4.915 MW), ubicadas en la costa o en sus proximidades, y las centrales que queman preferentemente carbón nacional (5.361 MW), ubicadas en las cuencas mineras. En su mayoría son centrales construidas a finales de los 70 y en la década de los 80 con una expectativa de vida útil en torno a los 40 años.

Figura 4: Estructura de la potencia instalada en 2013



Fuente: REE

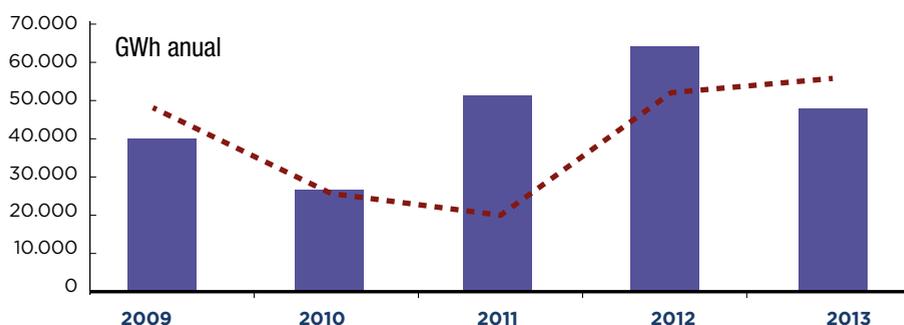
Las características del carbón nacional hacen que sea necesaria su mezcla con carbón importado (generalmente 80% nacional y 20% importado) para que sea técnica, medioambiental y económicamente viable su aprovechamiento como combustible para la producción de energía eléctrica.

El carbón es el único combustible fósil autóctono capaz de garantizar cierto nivel de producción de electricidad y asegurar el abastecimiento energético. La generación eléc-

trica con este combustible ha jugado un papel importante en la cobertura de la demanda eléctrica y también en la prestación de servicios complementarios al sistema. Su elevada disponibilidad hace que esta tecnología aporte potencia firme y flexible, particularmente necesaria en sistemas con una elevada penetración de renovables intermitentes, como es el caso español.

En 2010, año extremadamente húmedo, el carbón cubrió un 10% de la demanda peninsular (260 TWh) y estuvo presente en la hora de máxima demanda aportando un porcentaje similar. En 2012, año extremadamente seco, la producción se situó en 55TWh, el 22% de la demanda anual de electricidad peninsular y, en la hora de máxima demanda, representó el 18% de la potencia.

Figura 5: *Producción anual y cobertura de la punta con centrales de carbón.*



Fuentes: REE y elaboración propia

4. Impactos regulatorios en la generación con carbón

Los compromisos adoptados por España en Europa en materia de política energética en la lucha contra el cambio climático, así como otras medidas regulatorias orientadas a conseguir la sostenibilidad económica del sector eléctrico español, han tenido una incidencia relevante en esta tecnología.

En la pasada década, la Directiva sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión (GIC), exigió un importante esfuerzo inversor en las centrales de carbón en plantas de desulfuración, o de transformación integral de la caldera, inversiones que están pendientes de recuperación en la actualidad. Los titulares de las plantas podían acogerse a la excepción al cumplimiento de estos límites de emisión mediante un periodo transitorio de funcionamiento de 20.000

horas, tras el cual la planta debía cerrarse, nunca más tarde del 31 de diciembre de 2015. El esfuerzo inversor que tuvo que afrontar el sector ascendió a 1.250 millones de euros.

Adicionalmente, la implantación del mecanismo de comercio de derechos de emisión de CO₂ supuso un nuevo coste en la generación con carbón, puesto que las emisiones de CO₂ deben ser respaldadas con derechos de emisión a adquirir en el mercado. Este mecanismo se implementó en 2005 y, a través de los Planes Nacionales de Asignación, se otorgaron unas cantidades anuales de derechos gratuitos hasta 2012. En general, una central de carbón emite una tonelada de CO₂ por cada MWh producido, por lo que el coste de producción se incrementa en un importe equivalente a la cotización del derecho de CO₂.

También las condiciones de mercado en que operan estas centrales han cambiado drásticamente en los últimos años. La causa es el obligado cumplimiento del objetivo de que el consumo de energía final debe proceder en un 20% de fuentes de energía renovable en 2020, tal y como establece la Directiva de renovables de 2009. La consecuencia ha sido un fuerte, y a veces descontrolado, crecimiento de la capacidad instalada en tecnologías renovables, con la consiguiente reducción de horas de funcionamiento para las centrales de carbón y la caída artificial del precio de mercado.

Por su parte, el súbito crecimiento del déficit del sistema eléctrico a partir de 2005 impulsó al gobierno a intervenir. Y lo hizo reduciendo los ingresos de estas centrales en un importe equivalente al incremento de precio experimentado en el mercado como consecuencia de la puesta en marcha del mecanismo de comercio de derechos de emisión. Ello supuso, de facto, la detracción de una parte de los derechos de emisión de CO₂, a pesar de que la Directiva establecía que fuesen asignados de forma gratuita.

Desde 2013, el carbón destinado a la producción de electricidad queda gravado con un impuesto especial de 0,65 €/GJ, que viene a encarecer el coste de producción unos 7 €/MWh, y todos los ingresos obtenidos por la venta de electricidad están sometidos a una tributación del 7% en virtud del impuesto del valor a la producción. De esta forma, la producción con carbón se ha encarecido entre 10 y 14 €/MWh como consecuencia de los nuevos tributos de la Ley 15/2012.

Desde febrero de 2011 hasta finales de 2014 está en vigor un mecanismo, autorizado por la Comisión Europea, por el que se despacha de forma preferente un determinado volumen de energía producido por las centrales de carbón nacional. Se pretende con esta medida, avalada por la Directiva de Electricidad, asegurar la adquisición de un volumen de carbón que mantenga la actividad minera.

5. Situación del carbón en el orden de mérito.

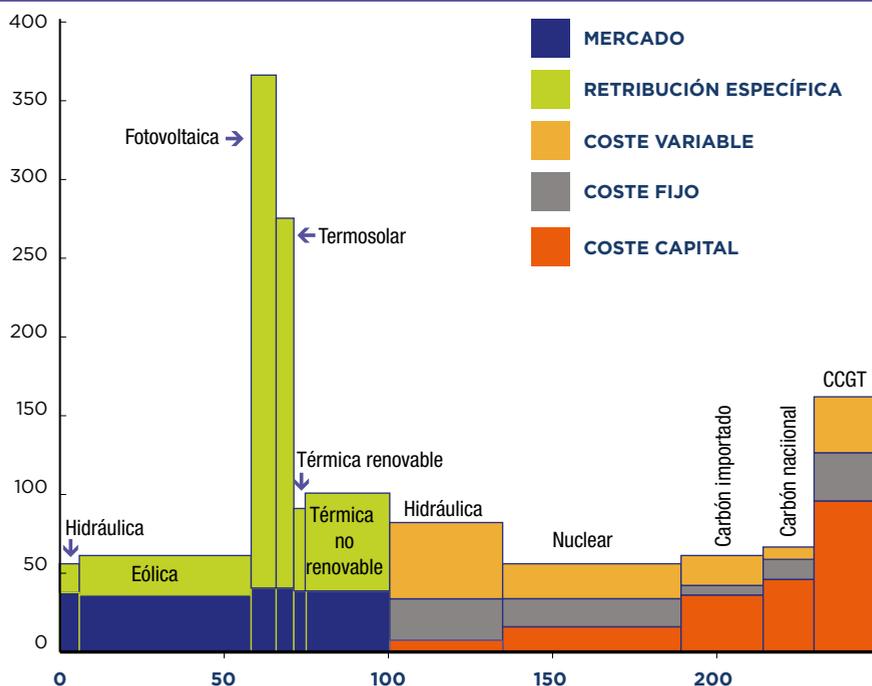
Las centrales de carbón, junto con los ciclos combinados de gas natural, suelen ser las tecnologías marginales, que marcan el precio del mercado en el sistema español (la hidráulica gestionable también puede resultar marginal, al ofertar su producción en función del coste de la térmica a la que sustituye). La competitividad relativa entre ambas tecnologías está en función de la cotización del CO₂ y de las cotizaciones internacionales de los combustibles.

Salvo periodos excepcionales, desde la puesta en funcionamiento del mercado de electricidad en España en 1998, las centrales de carbón importado han resultado más competitivas que la mayor parte de los ciclos combinados, mientras que existe una zona de solapamiento entre las centrales de carbón nacional y los ciclos combinados.

La siguiente figura muestra la estructura estimada de costes de las diferentes tecnologías de generación con cotizaciones de 2014.

Se puede concluir que la producción eléctrica con carbón es competitiva y contribuye a la estabilidad de precios en el mercado.

Figura 6: *Costes del parque generador peninsular español (2014, estimados)*



6. Las ayudas a la industria del carbón y a la producción eléctrica con carbón

El carbón importado resulta más competitivo que el nacional debido a la diferencia de calidades y precios. La ausencia de incentivos al consumo de carbón nacional conduciría inexorablemente a unos niveles de producción de las centrales de carbón nacional muy reducidos, insuficientes para garantizar la viabilidad de la minería del carbón en España, lo que llevaría tanto al cierre de la minería como al de las centrales.

Para garantizar un volumen de producción mínimo han sido necesarias ayudas de tal forma que el uso de uno u otro combustible sea indiferente desde el punto de vista del coste de producción y, en definitiva, para los consumidores de carbón, en este caso los titulares de las centrales eléctricas.

En aplicación de la normativa comunitaria, se han aprobado en nuestro país desde 1990 diferentes Planes de reestructuración y modernización de la minería del carbón, que han tenido como consecuencia una reducción muy significativa del número de empresas, de la producción de carbón y del volumen de ayudas.

El Reglamento de la Comisión Europea sobre las ayudas de estado a la industria del carbón, y previamente el Tratado de la CECA, han constituido el marco legal para estas ayudas, incluidas en sucesivos Planes de la Minería del Carbón: 1998-2005, 2006-2012 y el reciente 2013-2018. En ese contexto, el gobierno venía estableciendo una prima al consumo de carbón autóctono para los titulares de las centrales, en cantidades fijadas anualmente como objetivo por el ministerio, que estuvo vigente hasta 2006.

La eliminación de la prima, junto con las condiciones del mercado de electricidad en 2009 y 2010, provocaron un aumento de los stocks de carbón y el cese de las compras por parte de los titulares de las centrales. Para evitar el colapso de la actividad minera, el Gobierno, amparándose en la Directiva de Electricidad, puso en marcha en 2011 un mecanismo de despacho preferente de las centrales de carbón nacional que no puede prorrogarse más allá de 2014.

A finales de 2010, la Decisión 2010/787/UE del Consejo cambia drásticamente la orientación de la política comunitaria sobre el carbón subvencionado. España debe presentar un Plan de Cierre de las explotaciones mineras no competitivas que contribuya al cese ordenado de su actividad de forma irrevocable antes del 31 de diciembre de 2018. A partir de esa fecha, la participación del carbón nacional en el *mix* de generación eléctrica dependerá exclusivamente de su competitividad.

El nuevo “Marco de actuación para la minería del carbón y las comarcas mineras en el periodo 2013-2018” establece las ayudas a las unidades de producción con actividad

anterior a 2010, orientadas a cubrir las pérdidas de producción hasta finales de 2018. En virtud de este nuevo Plan, a partir de 2015 sólo la minería subterránea contará con ayudas. El volumen de producción ayudado decrecerá desde los 2,7 hasta 1,8 millones de toneladas en 2018. El importe de las ayudas evolucionará de 20 a 5 €/t en el mismo periodo.

La previsible desaparición de la minería subterránea en ausencia de ayudas dejaría sin suministro de carbón a unas centrales que totalizan 1.000 MW de potencia instalada y que actualmente están adscritas al despacho preferente (Real Decreto del carbón nacional, RD 134/2010).

7. La Directiva de Emisiones Industriales (DEI)

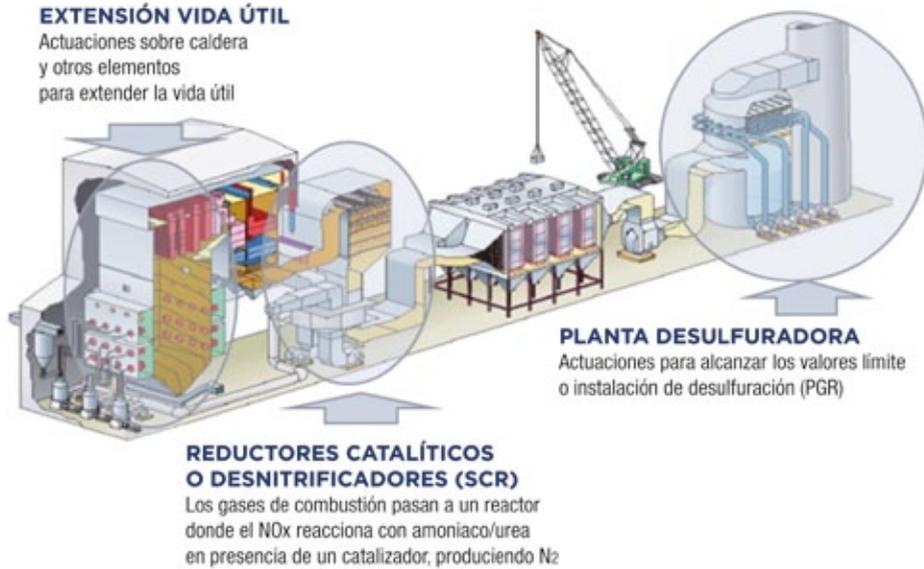
Esta Directiva fue aprobada en 2010, derogando a la antigua Directiva de Grandes Instalaciones de Combustión (GIC), de 2001. En la mayoría de los casos, la DEI establece nuevos límites de emisiones más estrictos que la GIC (para SO₂, NO_x y partículas) a partir de enero de 2016 para las plantas generadoras de carbón, gas natural y fuel.

En España, aquellas plantas generadoras que optaron por cumplir con la GIC tomaron medidas como por ejemplo la incorporación de tecnologías de desulfuración de gases, cambio de combustible, o renovación de caldera. Las plantas que no acometieron las inversiones necesarias deberán cerrar a fines de 2015 o acogerse a un plan denominado “burbuja nacional” en el cual las plantas podrían seguir funcionando bajo ciertos requisitos.

La DEI se aplica a las plantas que seguirán en funcionamiento en el año 2016, ya que optaron por cumplir con la directiva GIC o se han acogido al plan de “burbuja nacional”. Las obligaciones impuestas por esta Directiva suponen nuevas inversiones en el parque de centrales de carbón para la reducción de agentes contaminantes (SO₂ y NO_x).

Concretamente, las actuaciones más relevantes serán la instalación de desnitrificadoras y la ampliación de las existentes plantas de desulfuración. Adicionalmente serán necesarias inversiones relacionadas con la extensión de vida útil de los componentes esenciales de las instalaciones.

Figura 7: Actuaciones necesarias en las centrales de carbón para cumplir con la DEI



A título orientativo, es necesaria una inversión de 250 M€ por cada 1.000 MW, lo que anualizado a 10 años supone 36 k€/MW. Además hay que añadir los costes fijos de operación y mantenimiento de estas centrales, que oscilan entre 39.000 y 53.000 euros por MW de potencia instalada según se trate de centrales de carbón nacional o importado, respectivamente.

En el caso concreto de las centrales de carbón, si no se realizan estas inversiones, el funcionamiento se verá reducido de forma significativa; hasta 1.500 horas/año, cualquiera que sea el nivel efectivo de carga de la central, o bien un total de 17.500 horas de acoplamiento, tras las cuales se deben cerrar las instalaciones y nunca más tarde del 31 de diciembre de 2023.

En definitiva, en la situación actual cabe preguntarse si son viables desde el punto de vista económico las inversiones exigidas por la DEI y, en todo caso, para qué capacidad de centrales de carbón tienen sentido y qué implicaciones en cuanto al índice de cobertura, tendría el cierre de las centrales que opten por no realizar las adaptaciones.

8. Proyecciones sobre la cobertura de la demanda en España

El actual estado de sobrecapacidad en generación de sistema eléctrico español puede llevar a suponer que no es necesario acometer el esfuerzo inversor que trae consigo la adaptación de las centrales de carbón a las exigencias de la DEI. Sin embargo, es preciso considerar las proyecciones de cobertura de la demanda para que las decisiones de inversión a medio plazo sean realmente las más eficientes.

Los análisis oficiales ponen de manifiesto la necesidad de incrementar la potencia instalada a finales de la presente década. Ello se explica porque, desde la perspectiva de la cobertura de la punta de demanda (MW), el exceso de potencia disponible no es tan significativo como el de energía disponible, debido a que las tecnologías renovables no aportan apenas garantía a la cobertura de la punta de demanda.

Por un lado ENTSO-E¹ realiza anualmente un informe² con la previsión de potencia instalada así como la previsión del índice de cobertura de la demanda a largo plazo en Europa. Este informe es de especial relevancia para la autorización de mecanismos de remuneración de la capacidad por parte de la Comisión Europea, tal y como recogen las recientemente aprobadas “Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía 2014-2020”³.

La metodología usada en el citado informe se basa en el establecimiento de un índice de referencia (Adequacy Reference Margin, ARM) y se calcula, para cada país, el exceso/defecto respecto a este índice, RC-ARM. Cuando RC-ARM es igual a 0 significa que el índice de cobertura es igual al índice de referencia que propone ENTSO-E. Un valor negativo del RC-ARM significa que el índice de cobertura está por debajo del índice de referencia y por tanto es insuficiente para garantizar la seguridad de suministro del sistema y se requeriría incrementar la potencia firme del sistema al menos por una potencia igual al valor negativo del RC-ARM.

La figura adjunta muestra la previsión realizada en el referido informe en 2014 (SOAF 2014-2030). Se pone de manifiesto (línea azul) que será necesaria nueva potencia instalada en 2022 si se llevan a cabo las inversiones DEI en 4.200 MW de carbón, que es la hipótesis de ENTSO-E.

Pero si no se realizan estas inversiones (línea roja), el sistema requerirá nueva capacidad instalada en 2019. En este caso, el sistema experimentaría una pérdida de potencia firme a

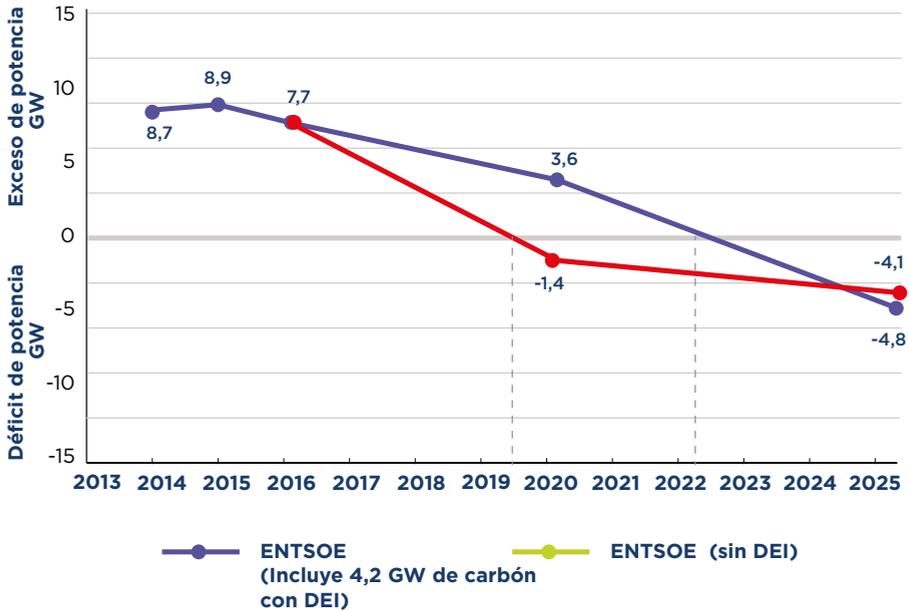
1. ENTSO-E (European Network of Transmission Operators for electricity) es la asociación europea de empresas que gestionan la red de transporte y la operación del sistema eléctrico.

2. Scenario Outlook and Adequacy Forecast (SOAF)

3. “The identification of a generation adequacy problem should be consistent with the generation adequacy analysis carried out regularly by the European Network of Transmission Operators for electricity in accordance with the internal energy market legislation”.

partir de 2018 no contemplada en las proyecciones de ENTSO-E, debido al cierre progresivo de las centrales que agotarían las 17.500 horas de acoplamiento a partir de 2016 y al de las que se quedarían sin suministrador de carbón en 2019 (son las que consumen carbón procedente de la minería subterránea), aspecto éste que tampoco se refleja en las proyecciones de ENTSO-E.

Figura 8: Evolución del exceso de potencia firme en caso de que no se realicen las inversiones DEI



Fuente: *Elaboración propia, datos de ENTSO-E*

Semejante conclusión se desprende de las proyecciones que realiza la CNMC⁴ si las inversiones DEI no se materializan.

Se puede concluir que las proyecciones de referencia sitúan la necesidad de nueva capacidad para finales de esta década, dando por hecho que al menos 4,2 GW de centrales de carbón van a acometer inversiones DEI.

4. Informe Marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura. Horizonte 2013-2017", publicado en marzo de 2014

9. ¿Se van a realizar las inversiones DEI?

La decisión de realizar nuevas inversiones para cubrir la punta de demanda a finales de la presente década es difícil de tomar actualmente, dada la incertidumbre y la falta de señales económicas adecuadas del mercado eléctrico mayorista.

El precio del mercado eléctrico mayorista no proporciona una señal adecuada para la toma de decisiones de las nuevas inversiones necesarias, debido fundamentalmente, aunque no exclusivamente, a la elevada participación en el *mix* de producción de las energías renovables.

Las cotizaciones OMIP para los años 2015-16-17 están en 49 €/MWh. Por su parte, el coste variable total de los ciclos combinados, a las cotizaciones actuales del gas NBP, se sitúa en los 70 €/MWh y el coste variable total del carbón importado, a las cotizaciones actuales del API2, se sitúa en los 45 €/MWh (en ambos casos incluyendo el coste del impuesto especial a los combustibles y el impuesto al valor de la producción).

En lo que se refiere al carbón autóctono, tan solo el coste variable reconocido en el Real Decreto de Restricciones por Garantía de Suministro para 2014 es de 45,3 €/MWh, que no incluye ni el impuesto especial al carbón ni el impuesto al valor de la producción del 7%. Teniendo en cuenta ambos tributos (Ley 15/2012), el coste variable de producción de las centrales de carbón autóctono alcanza aproximadamente los 56 €/MWh.

Por tanto, no se podrían recuperar, con las cotizaciones OMIP actuales, ni tan siquiera los costes variables de las centrales de carbón autóctono. Se prevén bajas horas de utilización de la térmica convencional, que obtendrá un margen muy reducido en el mercado, no recuperándose ni los costes del inmovilizado aún no amortizados, ni tan siquiera los costes fijos de operación y mantenimiento.

Ante la situación actual del mercado, y la prevista en los próximos años, los márgenes de la potencia firme necesaria son negativos o muy reducidos, por lo que para llevar a cabo cualquier inversión, incluidas las inversiones DEI, será preciso disponer de algún tipo de incentivo (pago fijo por capacidad).

El establecimiento de un esquema de incentivos para asegurar la suficiencia de la capacidad de generación (“generation adequacy”) debe notificarse a la Comisión Europea como posible ayuda de estado y existen instrumentos en la reglamentación comunitaria que facilitan su autorización.

Por un lado la Directiva de Electricidad permite que los Estados miembros habiliten mecanismos para el despacho preferente de las centrales que utilicen fuentes autóctonas de combustión de energía hasta el 15 % del total de la energía primaria necesaria para

producir electricidad. Esta vía podría servir para aquellas centrales de carbón autóctono que pudiesen tener asegurado suministro de carbón más allá de 2018, cuando desaparezcan las ayudas al carbón.

Por otra parte, las Directrices de ayudas al medio ambiente y energía (“Directrices de Ayudas de Estado”) establecen una serie de criterios cuyo cumplimiento agiliza el proceso de autorización de los mecanismos notificados. Este mecanismo es más abierto y podría aplicar también a inversiones en nueva capacidad.

En cualquier caso el proceso de notificación y autorización de ayudas por parte de la Comisión Europea puede llevar más de un año y los titulares de las centrales de carbón deben comunicar al Gobierno, antes del 1 de octubre de 2015, su decisión sobre la adaptación de las plantas para cumplir con la Ley o acogerse a la excepción a costa de limitar a 17.500 horas de acoplamiento la vida remanente de la planta.

En consecuencia, la ausencia de un contexto económico favorable en el mercado mayorista de electricidad, tanto a corto como a medio plazo, junto con la indefinición de instrumentos regulatorios que sirvan de estímulo para realizar las inversiones necesarias, ponen en riesgo la viabilidad del parque de centrales de carbón en España.

10. Conclusiones.

El parque generador de carbón, que representa el 11% de la capacidad instalada en España, se caracteriza por una elevada disponibilidad que aporta firmeza y flexibilidad al sistema eléctrico y es el único combustible fósil autóctono presente en el mix de generación. La producción eléctrica con carbón es competitiva y contribuye a la estabilidad de precios en el mercado.

En la situación actual de mercado, y al menos en los próximos años, los márgenes económicos de las tecnologías que aportan la potencia firme necesaria son negativos o muy reducidos, por lo que para llevar a cabo cualquier inversión, incluidas las inversiones DEI, será preciso disponer de algún tipo de incentivo (pago fijo por capacidad). Dicho mecanismo de pagos por capacidad debe ser notificado ante la Comisión Europea.

Si no se realizan las inversiones necesarias para la adaptación de las centrales de carbón a los límites de emisión previstos en la DEI, a partir de 2018, y siempre antes de 2023, cerrará la totalidad del parque de carbón. En este escenario cabe esperar una pérdida de potencia firme que actualmente no contemplan las proyecciones de referencia sobre la cobertura de la demanda en España, anticipándose de esta forma la necesidad de inversiones en nueva potencia. El mix de generación pasaría a ser menos robusto y

más caro, por la escasa diversificación, al basarse la garantía de suministro y la cobertura del hueco térmico únicamente en el gas.

Las necesidades de nueva capacidad podrían retrasarse hasta 2023 si se llevan a cabo las inversiones DEI que pueden tener sentido económico mediante un adecuado esquema de remuneración de la capacidad (7.000 MW).



Parte II:

Energía no fósil



Análisis de la previsión de la oferta y la demanda de biocombustibles

Cepsa

1. Alcance

El objetivo de este informe es analizar las previsiones y tendencias de la oferta y la demanda de biocombustibles, así como los factores que pudieran afectarles.

El escenario que se ha considerado para el análisis de previsiones se basa en la continuación de las políticas y medidas existentes, así como en la implantación, cautelar y prudente, de políticas que, habiendo sido anunciadas por gobiernos, aún no se han establecido.

2. Análisis de la oferta y demanda global

El centro de gravedad del crecimiento de oferta y demanda se desplazará a los países de rápido desarrollo

Existe legislación y objetivos de mezcla en 62 países. Más allá de la UE y de EEUU, los principales actores se localizan en las economías de rápido crecimiento como China (objetivo del 10% de biocombustibles en 2020), India (objetivo del 20% de etanol en 2017), Brasil (objetivo de 20% de etanol en 2022, ya alcanzado), Argentina, Malasia, Brasil (con el objetivo de 12% de biodiésel en 2020) e Indonesia (donde se pretende utilizar biodiésel para la generación eléctrica con un objetivo del 20%).

Se espera que estos países ejerzan una presión significativa sobre la disponibilidad y los precios de los biocombustibles.

Si nos centramos en el transporte, la demanda seguirá dominada por los combustibles fósiles (con un peso estimado del 87% para 2035) ya que las alternativas bio seguirán siendo poco rentables si no aparecen políticas de apoyo. El gas natural (incluido el gas-to-liquids) es la alternativa de mayor crecimiento (6.8% anual), particularmente GNL para vehículos pesados, estimándose que alcanzará a los biocarburantes en 2022 antes de llegar a casi el 7% del transporte en 2035.

En términos energéticos, la cuota de biocombustibles crecerá del 2.5% actual al 4% en 2035.

3. Sostenibilidad medioambiental

El grado de desarrollo y la sensibilidad medioambiental de un país son las principales palancas en la definición de los objetivos medioambientales

En función del grado de desarrollo y de la sensibilidad medioambiental de su sociedad, cada país se encuentra en un punto diferente de la cadena hacia combustibles más limpios. De esta manera, mientras que los países desarrollados se encuentran promoviendo el uso de biocombustibles y alternativas de baja emisión de carbono, la mayoría de los países asiáticos se centran en la eliminación del azufre y los menos adelantados, países africanos en la mayoría de los casos, tan solo han eliminado el plomo de la gasolina.

El establecimiento de medidas concretas depende, sin embargo, de un rango más amplio de factores

A pesar de esta tendencia general en función del grado de desarrollo, existen circunstancias particulares que establecen diferencias notables entre las regiones y/o países en aspectos clave como el desarrollo de las especificaciones de productos y la incorporación de los biocombustibles. Respecto a este último, podrían diferenciarse tres motores principales:

1. Conciencia medioambiental (iniciativas verdes)

Este es el caso de la UE, donde directivas como la Directiva de Energías Renovables (2009/28/EC) hace cumplir el objetivo de la incorporación de energías renovables (10% en el sector transporte para 2020).

2. Protección del mercado nacional de materias primas

Este es el caso de Brasil, Indonesia y Filipinas, donde existen planes destinados a estimular la demanda interna de biocombustibles.

La ley brasileña estableció inicialmente un contenido mínimo de etanol en la gasolina del 25% que, posteriormente, se redujo al 18-20% en 2010, en respuesta a presiones económicas. Existen informes indicando que Brasil tiene la intención de volver a un contenido mínimo de etanol del 25%.

En 2012, el gobierno indonesio obligó a las empresas mineras a introducir el biodiésel en sus operaciones.

Filipinas estableció en 2013 un valor mínimo del 5% de mezcla de biocombustibles con el objetivo de fortalecer la industria del coco en el país.

3. Factores económicos

Algunos países, principalmente africanos, han optado por introducir biocombustibles siguiendo motivos económicos.

En Zimbawe, la gasolina debe contener un mínimo de 15% de etanol desde Noviembre 2013. El país ha estado impulsando sucesivamente la cantidad de etanol en la gasolina con el objetivo de alcanzar el 20% de mezcla en Enero de 2014, lo cual dará lugar a una reducción de \$ 108 M en importaciones de combustible al año.

Otro importante factor es la industria consumidora final y el límite de mezcla. Por ejemplo, dentro del contexto general de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, los biocombustibles están aumentando su participación en la formulación de los combustibles, planteando importantes retos operativos a los motores y provocando una fuerte oposición en el sector de la automoción, donde los fabricantes de automóviles se oponen fuertemente a incrementar el FAME en la formulación de diésel, ya que plantea varios problemas operativos como obstrucción de filtros y formación de depósitos en los inyectores.

4. Análisis del escenario europeo

La legislación europea concreta objetivos ambiciosos de renovables y biocombustibles

La directiva RED (*Renewable Energy Directive*) obliga a los estados miembros a lograr un objetivo general del 20% de energías renovables en toda la energía utilizada en 2020 y un sub-objetivo del 10% de energías renovables en el sector del transporte.

De acuerdo con la RED, los biocombustibles deben cumplir con los criterios de sostenibilidad mínimos, así como un ahorro establecido de GEI (Gas Efecto Invernadero) por unidad de energía.

La directiva RED invita a revisar el impacto de ILUC (*Indirect Land Use Change*) en las emisiones de gases de efecto invernadero y a proponer formas de minimizar los GEI de las inversiones existentes realizadas en la producción de biocombustibles.

La Comisión Europea adoptó una propuesta en Octubre de 2012 para reducir al mínimo las emisiones de ILUC de biocombustibles. Esta propuesta tiene por objeto incentivar la transición a los biocombustibles que no causan emisiones ILUC, principalmente a través de la limitación de la contribución de los biocombustibles producidos a partir de cultivos alimentarios y la mejora de la eficiencia de los procesos de producción de biocombustibles.

Esta propuesta está en discusión. El último texto de aceptación, en Mayo de 2014, establece un tope para los biocombustibles convencionales del 7%.

Garantía de suministro y demanda

Teniendo en cuenta la legislación europea, el JEC (Consortio de investigación entre el Joint Research Centre of the European Commission, EUCAR y CONCAWE) ha llevado a cabo un estudio que ofrece una evaluación científica sólida de los diferentes escenarios de demanda de combustible y sus impactos asociados al objetivo del 10% establecido por la RED referente a las energías renovables y del 6% de reducción de GEI para el transporte de la Directiva FQD (Fuel Quality Directive) sobre la calidad del combustible.

De acuerdo con este estudio, la capacidad de producción europea de etanol y FAME se ha incrementado desde el año 2010 a pesar de que la tasa de utilización de las plantas es inferior al 50% en promedio. La capacidad de producción en construcción ha disminuido lo que sugiere que la inversión en instalaciones de producción de etanol y FAME convencionales puede haber llegado a su fin. Entre otros factores, la infrautilización se debe a los altos precios de las materias primas relativas en Europa en comparación con otras regiones del mundo.

Según el escenario de referencia establecido por el F&F (Fleet and Fuels model), las capacidades de producción actuales de etanol y FAME instaladas en Europa son suficientes para cubrir la demanda prevista 2020, con un 73% de la capacidad instalada de etanol y un 67% de la capacidad instalada de FAME, teniendo en cuenta que la utilización de la capacidad europea de etanol y FAME depende, en gran medida, de las condiciones del mercado de biocombustibles del mundo y los flujos de comercio.

La demanda europea de energía para transporte por carretera, en el escenario de referencia del estudio, se estima que alcanzará su punto máximo en 2015. Dados los supuestos de crecimiento de actividad y aumento de tamaño de la población, la disminución de la demanda de energía es el resultado de las mejoras de eficiencia energética en los vehículos. Para los vehículos de pasajeros, vehículos comerciales ligeros y HDV, el mo-

delo F&F refleja unos objetivos de reducción de emisiones de CO₂ que son capaces de compensar los impactos sobre las emisiones totales y la demanda de energía atribuible a la flota y crecimiento de la actividad.

5. Marco español

La producción de biocombustibles en España aumentará en 2014 por dos motivos:

- Por un contexto internacional más regulado, tras la aprobación por la Unión Europea, en noviembre de 2013, de aranceles antidumping al biodiésel argentino e indonesio, así como al bioetanol estadounidense.
- Por la implantación del sistema de cuotas a partir de mayo de 2014 que supondrá que a efectos del cumplimiento de los objetivos nacionales de incorporación de bio en el gasoil, sólo contabilizará el biodiésel fabricado en una serie de plantas aceptadas por el MINETUR.

Sin embargo, no se prevén cambios significativos en el consumo nacional, que ya acumula importantes descensos en 2013, lastrado, principalmente, por la rebaja de los objetivos obligatorios. En este sentido, cabe destacar que el Gobierno español redujo la utilización mínima de biodiésel en combustibles de automoción del 7 % en energía al 4.1 % en energía del carburante diésel, mientras que en el del bioetanol se rebajó del 4.1 % en energía al 3.9 % en energía.

Existen otras medidas como son la sostenibilidad y la doble contabilidad de determinados productos bio que aún no han entrado en vigor en España. La entrada en vigor de la sostenibilidad acotará las materias primas disponibles para la fabricación de biocarburantes y previsiblemente tendrá un impacto económico en el precio de los mismos (estos biocombustibles deberán cumplir con unos criterios de reducción de GEI que aumentará en 2017). Por otro lado, la entrada en vigor de la doble contabilidad de determinados biocarburantes podría ayudar al cumplimiento del objetivo de incorporación de este tipo de productos, aunque será necesario un buen control del sistema para garantizar trazabilidad y evitar fraudes. Una forma de garantizar esta trazabilidad es asociar la doble contabilidad a el sistema de sostenibilidad.

6. Biocombustibles como factor de competitividad económica

Hacia un modelo con menor dependencia de la voluntad política

El actual modelo de negocio de los biocombustibles se basa, en buena parte, en medidas de apoyo político que se les ha venido otorgando. Estas medidas, que se extienden a lo largo de toda la cadena de valor de la industria, desde el cultivo de las materias primas hasta el consumo final, adoptan distintas formas: concesión de subsidios, reconocimien-

to de bonificaciones y exenciones fiscales, establecimiento de tarifas aduaneras y, sobre todo, imposición de mandatos de contribución al consumo para los biocombustibles, que se han extendido en los últimos años a nivel europeo y algunos otros países tales como Estados Unidos y Brasil

Estas medidas de apoyo buscan en unos casos reducir la dependencia energética externa y en otros, como en la UE, reducir además las emisiones de CO₂ en el transporte y mejorar la renta agraria, a pesar de ser menos competitivos económicamente que los carburantes fósiles. Resulta necesario, por tanto, el tránsito hacia un nuevo modelo menos dependiente de las ayudas públicas, menos vulnerable y más centrado en la competitividad en precio en relación con los carburantes fósiles.

Biocombustibles en el escenario energético mundial

Repsol

1. Previsión de oferta y demanda global

En el caso de los biocombustibles, la AIE en su WEO 2013 proyecta un aumento de su consumo desde 1.3 mboe/d en 2011 a 4.1 mboe/d en 2035. En este año, el 8% de la demanda global de carburantes para transporte de carretera será cubierto por biocombustibles, frente al 3% actual.

El etanol continuará teniendo un papel dominante, suponiendo un 70% del total del consumo de biocombustibles en 2035. Aunque con menor participación en términos absolutos, el empleo del biodiésel en transporte por carretera sufrirá un elevado incremento, triplicándose de 2011 a 2035, alcanzando un valor de 1.1 mboe/d en este año.

Tan sólo EE.UU y Brasil consumen más de la mitad de los biocombustibles de todo el mundo. Añadiendo Europa, China e India englobarían alrededor del 90% de la demanda global de biocombustibles, impulsados principalmente por el apoyo de las políticas regulatorias implementadas por sus respectivos gobiernos.

Tabla 1: Consumo de etanol y biodiésel en el transporte por carretera, por regiones en el Escenario de Nuevas Políticas. *New Policies Scenario (mboe/d)*

	Etanol		Biodiesel		Total biocombustibles		Porcentaje de uso de energía en transporte por carretera	
	2011	2035	2011	2035	2011	2035	2011	2035
OCDE	0,7	1,5	0,2	0,8	0,9	2,3	4%	12%
América	0,6	1,3	0,1	0,3	0,7	1,6	4%	13%
EEUU	0,6	1,2	0,1	0,3	0,7	1,5	5%	15%
Europa	0,0	0,2	0,2	0,5	0,2	0,7	4%	12%
no-OCDE	0,3	1,4	0,1	0,4	0,4	1,8	2%	5%
Este Europa/Eurasia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0%	2%
Asia	0,0	0,7	0,0	0,1	0,1	0,8	1%	4%
China	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,4	1%	4%
India	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,2	0%	4%
Latinoamérica	0,3	0,8	0,1	0,2	0,4	1,0	10%	20%
Brasil	0,2	0,6	0,0	0,2	0,3	0,8	19%	30%
Mundo	1,0	2,9	0,4	1,1	1,3	4,1	3%	8%
Unión Europea	0,0	0,2	0,2	0,5	0,2	0,7	5%	15%

Fuente: AIE

Efectivamente, **Estados Unidos** permanecerá liderando el mercado de biocombustibles, con un aumento desde los 0.7 mboe/d en 2011 a 1.5 mboe/d en 2035, muy principalmente de etanol suponiendo éste un 80% de los bios en USA en 2035. En ese año este tipo de carburantes cubrirán el 15% de la demanda en el transporte por carretera. **Brasil** ocupará el segundo lugar, debido principalmente a su regulación relativa a la formulación de gasolinas y en la fuerte competencia existente entre etanol y gasolina, suponiendo un 30% de los combustibles utilizados en el transporte por carretera.

En el caso de la Unión Europea, su demanda aumenta en algo más del **triple** durante este período, alcanzando los 0.7 mboe/d en 2035, lo que representa un 15% de su consumo de carburantes para transporte por carretera.

Es importante destacar que las proyecciones en el consumo de biocombustibles son tremendamente sensibles a posibles cambios en legislación de subsidios y regulación sobre formulación de carburantes, que continúan siendo el principal estímulo para el empleo de este tipo de combustibles.

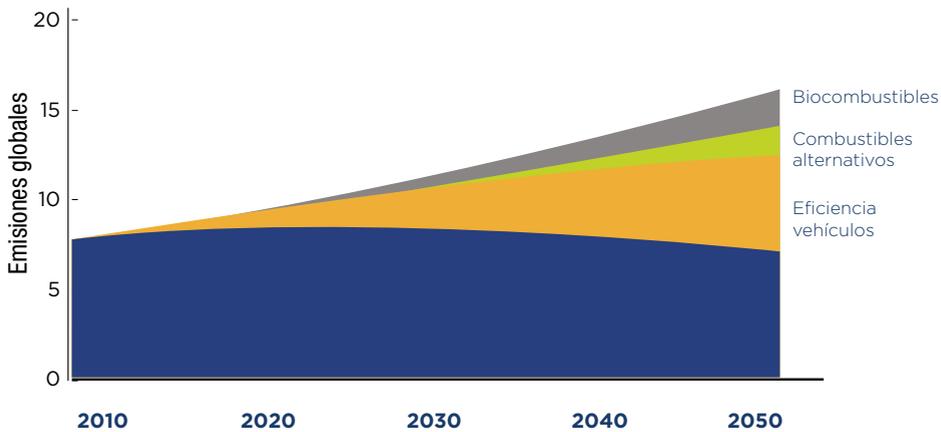
2. Biocombustibles como elemento clave en los tres ejes del trilema energético: sostenibilidad, competitividad y seguridad de suministro

Si se lleva a cabo correctamente, el impulso en la producción de biocombustibles puede jugar un papel decisivo en los tres ejes del trilema energético:

Promoción del desarrollo sostenible al reducir las emisiones de CO₂.

Ampliando el horizonte de demanda de biocombustibles, según la AIE en 2050 éstos podrían suministrar el 27% de la demanda de carburantes en el sector transporte, en particular para sustituir al consumo de diésel, keroseno y jet fuel. Este empleo de biocombustibles (siempre que se produzcan de manera sostenible) podría evitar la emisión de 2.1Gt/año de CO₂ (fig 1). Este escenario implica que una parte considerable del volumen requerido, provendrá de tecnologías de biocombustibles avanzados que no son aun comercialmente rentables.

Figura 1: *Contribución de los biocombustibles a la reducción de emisiones en el sector de transporte*



La producción sostenible de este tipo de productos es uno de los temas clave sobre el que se desarrolla el debate global, debido a la preocupación existente sobre su contribución a la deforestación o la sustitución de cultivos de alimentos por el fomento de biocombustibles. Ha habido un intenso debate público sobre si los biocombustibles convencionales pueden perjudicar a la seguridad alimentaria, debido al pico de precios registrado en productos agrícolas básicos en 2007-2008.

La investigación y desarrollo en nuevos biocombustibles avanzados, basados principal-

mente en deshechos de la producción agrícola, como por ejemplo el etanol celulósico, ofrece la posibilidad de incrementar el suministro de este tipo de combustibles reduciendo o incluso eliminando los efectos negativos en términos de sostenibilidad. Estos biocombustibles de segunda generación presentan además una ventaja competitiva al aprovechar la biomasa residual para aumentar el rendimiento de los procesos, o para producir otros productos de mayor valor añadido.

Mejora de la seguridad de suministro al potenciar la producción propia.

Los biocombustibles serán un activo clave en el ámbito de la seguridad de suministro y diversificación del mix energético para una nación siempre que se estimule la producción de materia prima autóctona. Del mismo modo, resulta recomendable diversificar las materias primas que sirvan como base en los procesos de producción de los biocombustibles.

Incremento de la competitividad al disminuir las importaciones de combustibles y carburantes.

Los biocombustibles pueden favorecer la competitividad de la economía mejorando la balanza de pagos y reduciendo el impacto de la evolución del precio del crudo. Además suponen adicionalmente un elemento de desarrollo de áreas potencialmente más deprimidas, por la generación de nuevas fuentes de ingresos en zonas rurales.

Para que este escenario positivo aproveche su potencial, deben concurrir una serie de condiciones de contorno apoyadas en una política energética sólida, que excluya subsidios a este tipo de fuentes que puedan generar una distorsión del mercado. Estos subsidios supondrían costes adicionales al sistema amortiguando así las posibles mejoras de competitividad asociadas al desarrollo de los biocombustibles.

3. Biocombustibles en España

En el caso español, el consumo actual de biocarburantes viene marcado por el objetivo fijado por el RD_Ley 4/2013 de un 4.1% (frente al 6.5% en 2011) del consumo total de carburantes de automoción (uno de los más bajos de toda la Unión Europea). Por otro lado, el objetivo de consumo de fuentes renovables para el transporte en la Unión Europea se fija en un 10% en 2020 (Directiva 2009/28/CE).

En virtud de la Directiva 2009/28/CE, en referencia al control del cumplimiento de los criterios de sostenibilidad, éste debe centrarse principalmente en las partes de la cadena de valor previas a la entrada de la materia prima en las plantas españolas ya que la

mayor parte de dicha materia prima utilizada para la producción de biocarburantes es importada, sobre todo aceites de soja y palma para la fabricación de biodiésel y cereales y caña de azúcar para producir bioetanol. Ésta última materia prima procede casi al 100% de Brasil, teniendo también Francia una pequeña aportación. Se aprovechan en España además, los excedentes de la industria remolachera para la producción de bioetanol.

La producción de biocarburantes en España comienza en el año 2000, pero es a partir de 2006 cuando se inicia un proceso intensivo de construcción de plantas, que preveía situar a España en un país referente mundial en la producción de carburantes de origen vegetal. Ya en 2007 se produjo una sobrecapacidad del sistema y las posibilidades de exportación disminuyeron. En el caso del bioetanol, desde sus inicios, las grandes plantas destinaban la mayor parte de su producción a la exportación, hasta que en 2007 redujeron sus ventas exteriores debido a la construcción de instalaciones en los países consumidores. Además, el aumento del precio de los cereales ese mismo año dificultó el desarrollo de su actividad y tuvo lugar un descenso importante de la misma. En la actualidad hay 4 plantas de bioetanol y 40 de biodiésel, además de producción de hidrobiodiésel (HVO) en coprocesamiento de refinerías.

Cabe destacar que durante los últimos años el volumen de producción nacional de biocombustibles ha continuado estando por debajo de la capacidad instalada y ha tenido lugar un aumento significativo de las importaciones en el mercado del biodiésel. Todo ello es resultado, además de la crisis internacional económica, de determinadas prácticas comerciales que distorsionan el mercado. Ejemplo de ello es que en 2013 el mercado español “siguió dominado por las importaciones”, que suponían un 70 % del consumo total de biodiésel, sobre todo, de Argentina, aunque también de Indonesia, con unos precios por debajo de las cotizaciones normales del mercado. En 2012 por ejemplo las importaciones de biodiésel procedentes de estos dos países coparon el 76% del mercado español y la producción descendió en un 31% respecto al año anterior. Tanto es así que las plantas españolas, que en 2010 trabajaban al 21% de su capacidad y en 2011 al 15%, vieron un notable descenso en la producción en 2012, año en que trabajaron sólo al 9% de su capacidad.

Esta situación, sin embargo, se produce en el contexto de un marco normativo favorable a la producción de biocarburantes, ya que en 2008 se aprobó la ORDEN ITC/2877/2008, de 9 de octubre, por la que se establece un mecanismo de fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte, que implica la obligación en España de uso de biocarburantes siguiendo el modelo de otros países europeos como Alemania o el Reino Unido.

En el año 2013 el consumo de estos carburantes de origen vegetal se situó en 910 ktep, contribuyendo con ello en un 3,4% al consumo total de gasolinas y gasóleos en el trans-

porte por carretera.

En cuanto nuevos mercados, se ha abierto el de la aviación, dentro de la Iniciativa Española de Producción y Consumo de Bioqueroseno.

En cuanto a los retos a los que se enfrenta el sector, cabe destacar la estabilización económica, con cuotas de producción de biodiésel y procedimientos antidumping, la innovación tecnológica y la implantación del Sistema Nacional de Verificación de la Sostenibilidad y el mecanismo de múltiple contabilidad.

Visión general del escenario futuro de la energía a 2035.

Garantía y seguridad de suministro.

La energía como factor de la competitividad de la economía.

La sostenibilidad medioambiental

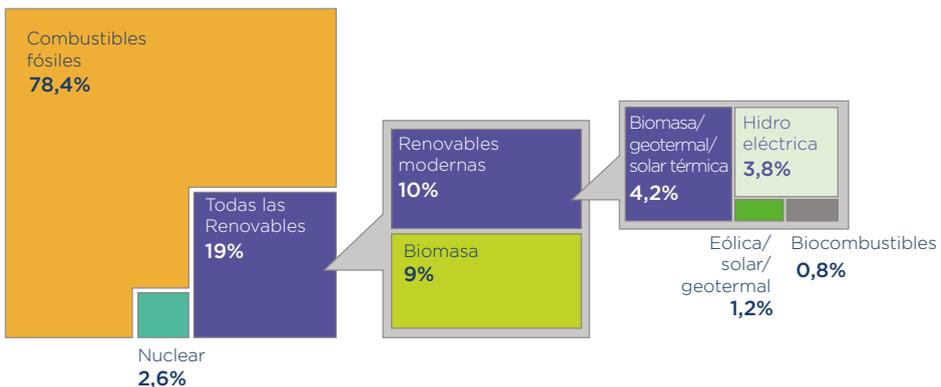
Acciona

1. Una visión general del escenario futuro de la energía a 2035

1.1. Situación actual y papel de las energías renovables en el contexto actual.

Las energías renovables han experimentado en la última década un desarrollo sin precedentes, modificando el mix energético mundial. En 2012 el 19% del consumo de energía final tuvo su origen en fuentes renovables de energía¹.

Cuota estimada del consumo mundial de energías renovables



1. REN 21. 2014. Renewables 2014 Global Status Report (Paris: REN21 Secretariat).

A pesar de la crisis económica mundial, el ritmo de inversión global en energías limpias se ha mantenido en cotas elevadas, alcanzado en 2013 los 249.400 millones de dólares².

Como resultado del desarrollo del sector, en 2013 se han alcanzado una serie de hitos que demuestran que las energías renovables son una realidad incuestionable e irreversible³:

- En la Unión Europea, las energías renovables representaron la mayor parte de la nueva potencia eléctrica instalada en el continente por sexto año consecutivo.
- China instaló, por primera vez en su historia, más capacidad renovable que nuclear o de tecnologías convencionales.
- Las energías renovables alcanzaron elevados niveles de penetración en varios países. Por ejemplo, la generación eólica cubrió el 33,2% de la demanda de electricidad en Dinamarca y el 20,9% en España.

Estos datos revelan que, lejos de constituir una circunstancia anecdótica de la realidad energética mundial y, en concreto, de la realidad eléctrica, las nuevas formas de generación basadas en tecnologías renovables son ya un elemento básico y creciente del mix energético futuro, y un sector económico y empresarial fundamental en muchas economías del mundo. Así se constata a nivel global, ya que el número de países que han asumido esta realidad en su modelo energético crece año tras año; a comienzos de 2014, **al menos 144 países habían comprometido objetivos renovables y 138 disponían de alguna regulación en vigor para fomentar el desarrollo de estas energías**⁴.

A. Tendencias energéticas a futuro.

Lo más relevante de esta dinámica es que responde a un conjunto de factores y tendencias estructurales y de mercado. Las políticas energéticas de apoyo a estas tecnologías no son, en última instancia, sino la forma de canalizar en el mercado esos factores y facilitar así el inevitable proceso de cambio del modelo energético.

Así pues, para entender el futuro desarrollo de las energías renovables es necesario conocer las condiciones del entorno que determinan estos cambios en el modelo energético en el medio y largo plazo. Entre ellas, destacan las siguientes:

- **La demanda energética mundial seguirá creciendo a ritmos sostenidos**, principalmente por el empuje de países en desarrollo: en 2040 se espera que *la demanda de energía crezca en más de un tercio* respecto a los valores actuales.

2. Datos de inversión renovable para electricidad y combustibles. REN 21. 2014

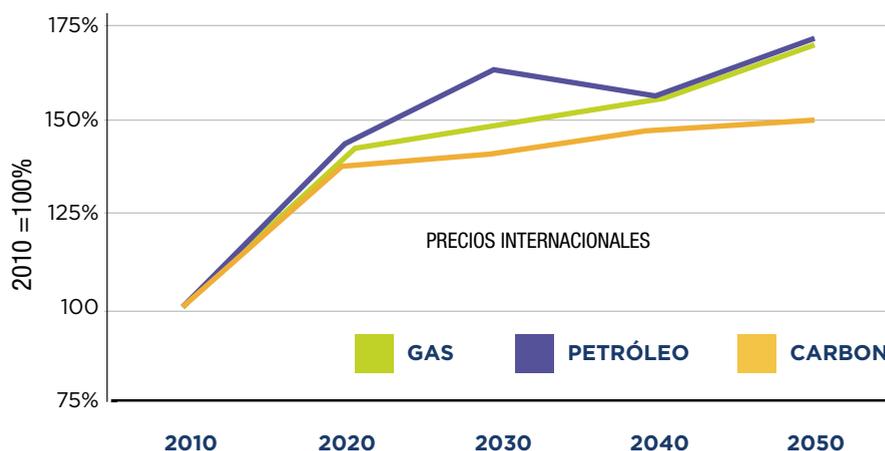
3. REN 21. 2014. Renewables 2014 Global Status Report (Paris: REN21 Secretariat).

4. REN 21. 2014. Renewables 2014 Global Status Report (Paris: REN21 Secretariat).

- El componente eléctrico de la demanda energética (**la demanda eléctrica**) crecerá más que cualquier otra forma de energía. La Agencia Internacional de la Energía estima que la demanda eléctrica se duplique en el periodo 2011-2040 hasta alcanzar los 40.000 TWh, con un crecimiento medio del 2.1% anual⁵.
- Se acentuarán los problemas derivados de la **dependencia** de las economías basadas en el consumo de combustibles fósiles⁶, especialmente en algunas regiones y continentes.

Esta tendencia intentará revertirse priorizando el desarrollo de recursos autóctonos, por lo que las energías renovables deberán desempeñar un papel fundamental.

- **El aumento en el precio del petróleo y gas:** más allá de las volatilidad coyuntural en el precio derivada de la irrupción del “*shale gas*” en Estados Unidos, la gran mayoría de previsiones a medio y largo plazo presentan tendencias al alza de los precios tanto de petróleo como del carbón y del gas natural⁷.



- **Creciente peso de la sostenibilidad como elemento diferenciador del futuro energético (CO2):** los países del G8 han llevado a cabo o están desarrollando políticas energéticas de descarbonización y/o sostenibles, y este es otro factor que impulsa las nuevas tecnologías limpias. Ejemplos claros son la “*German Energy Turnaround*”, que propone pasar del 35% de electricidad renovable para 2020 al 50% para 2030, o el reciente acuerdo anunciado conjuntamente por China (compromiso de alcanzar en 2030 el máximo de sus emisiones, produciendo el 20% de su energía para ese año con

5. Agencia Internacional de la Energía, *World Energy Outlook 2014*, escenario central (New Policies Scenario).

6. Agencia Internacional de la Energía, *World Energy Outlook 2014*.

7. Comisión Europea. Enero 2014. *IMPACT ASSESSMENT Accompanying the Communication A policy framework for climate and energy in the period from 2020 up to 2030*.

energías renovables) y EEUU (reducción de emisiones entre un 26 y 28% para 2030 en relación a los niveles de 2005).

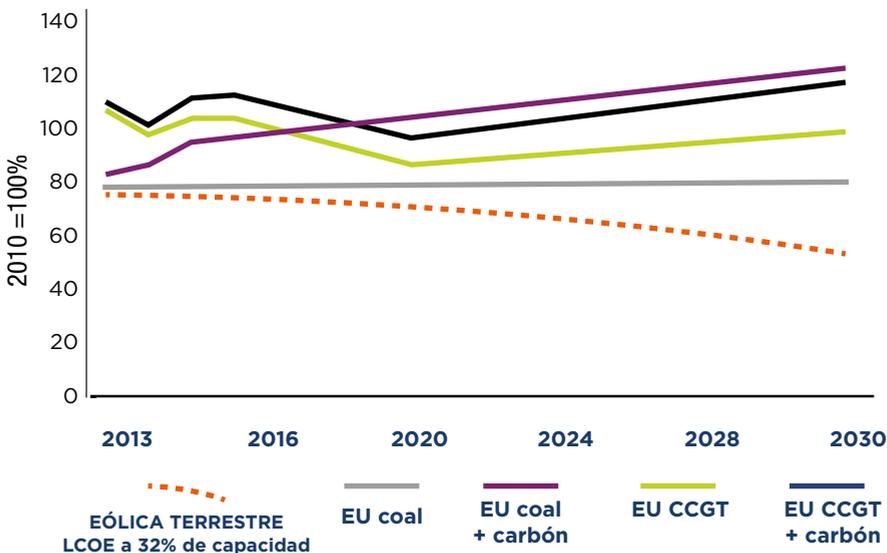
B. El rol de las energías renovables en el entorno mundial.

El desarrollo de las energías renovables se ha relacionado comúnmente con aspectos medioambientales. Sin embargo, **el verdadero cambio de paradigma renovable a futuro se explica mucho más convincentemente por motivos económicos que por razones medioambientales, sin minusvalorar éstas.** Los reguladores y políticos son cada día más conscientes de que las energías renovables son, si no la única, la más eficiente de las herramientas de las que disponen para combatir de forma conjunta el cambio climático y los riesgos económicos derivados de la alta dependencia energética.

Así pues, será el aspecto económico más que el regulatorio el que determine la futura aceptación y desarrollo de las tecnologías renovables:

- Los esfuerzos realizados hasta la fecha permitirán que en un futuro las energías renovables en general sean totalmente competitivas. De hecho, *en ubicaciones con buen recurso algunas tecnologías son ya en la actualidad plenamente competitivas respecto de las fuentes convencionales.* Además, la continua mejora basada en la experiencia del sector industrial renovable, contribuirá a que la las energías eólica y solar fotovoltaica lleguen a ser las opciones más baratas en coste (2030).

Proyecciones de LCOE eólico 2013-2030 comparado con tecnologías convencionales, EU (\$/MWh):



Esta evolución de costes, consecuencia de la curva de aprendizaje y de las economías de escala (variables económicas *controlables* frente a la inestabilidad de los precios del gas, carbón o petróleo) es sólo uno de los factores económicos que impulsarán nuevas inversiones en energías renovables. Otro de esos factores es el hecho de que, para varios países desarrollados (como es el caso español), el sector de las energías renovables se ha convertido en un vector industrial y de exportación y creador de empleos de alto valor añadido⁸.

1.2. Escenarios de las energías renovables a futuro.

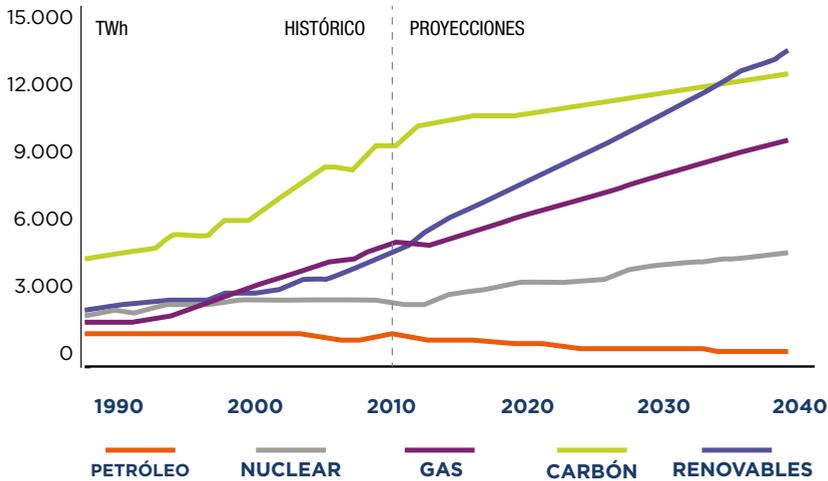
El primer escenario de referencia a considerar es el definido por la Agencia Internacional de la Energía, en su último informe anual World Energy Outlook 2014 (WEO), en el que se destacan los siguientes aspectos:

- El suministro de energía procedente de fuentes renovables crece a un ritmo mucho más rápido que ninguna otra tecnología, duplicándose en el periodo 2012-2040.

Generación de energías renovables por región

	Generación renovable de electricidad (TWh)				Porcentaje del total	
	2012	2020	2030	2040	2012	2040
OCDE	2.219	3.039	3.996	4.893	21%^o	37%
Américas	998	1.329	1.770	2.200	19%	33%
EEUU	527	766	1.081	1.397	12%	27%
Europa	1.026	1.376	1.739	2.056	28%	47%
Asia Oceanía	195	334	487	637	11%	28%
Japón	128	212	288	364	13%	32%
No OCDE	2.588	4.224	6.221	8.336	22%	31%
E. Europa / Eurasia	294	366	466	602	17%	24%
Rusia	169	209	272	361	16%	24%
Asia	1.395	2.565	3.863	5.081	19%	28%
China	1.010	1.933	2.646	3.209	20%	30%
India	177	315	620	993	15%	26%
Oriente Medio	22	42	123	317	2%	17%
África	118	232	463	780	16%	35%
Latinoamérica	759	1.019	1.306	1.556	66%	69%
Brasil	456	616	779	904	83%	78%
Mundo	4.807	7.263	10.217	13.229	21%	33%
Unión Europea	788	1.136	1.447	1.712	24%	46%

Generación mundial electricidad por fuente



- Las energías renovables supondrán casi la mitad del incremento de la generación eléctrica entre 2012 y 2040, aumentando más de 8.000TWh la generación en este período (de 4.808TWh a 13.228TWh). Esto supondría un 33% de electricidad renovable en 2040.
 - Las tecnologías renovables llegarán a ser la segunda fuente de suministro eléctrico mundial en 2015 y la primera en 2040, superando al carbón y al gas natural.
 - Las energías renovables acumularán para 2040 **el 60% de la inversión en nueva capacidad, superando los 7,3 billones €**, esfuerzo inversor que impulsará el crecimiento económico en consecuencia.

Otra referencia global puede ser la ONU, a través de su proyecto **REmap 2030 (Renewable Energy Roadmap)**. Según este estudio, de acuerdo con la regulación actualmente en vigor el porcentaje de energías renovables en el consumo final de energía *se elevaría del 18% actual a un 21% para 2030⁹*. Sin embargo, el informe destaca medidas económicamente eficientes que llevarían ese porcentaje hasta el 30%.

Finalmente, y a nivel de la **UNIÓN EUROPEA**, en la reunión del Consejo Europeo de octubre de 2014, se acordaron los siguientes objetivos para 2030:

- **Reducción de gases de efecto invernadero:** objetivo vinculante de reducción de un 40% con respecto a los niveles de 1990.
- **Energías Renovables:** objetivo no vinculante de alcanzar para toda la UE al menos

9. Se incluye en este cálculo el uso de la biomasa tradicional.

un 27% de electricidad de origen renovable sobre el consumo final.

- **Eficiencia:** se ha fijado un objetivo indicativo de un 27%, a revisar en 2020 manteniendo la vista puesta en alcanzar un 30%.

En este sentido, los principales impactos esperados en términos macroeconómicos 2030¹⁰:

- **Mix eléctrico:** La cuota de la energía eléctrica procedente de fuentes renovables se incrementaría **desde el 21 % actual al 45 % en 2030**.
- **Puestos de trabajo:** **678.000 empleos adicionales** en el periodo 2011-2030 respecto al escenario de no adopción de objetivos a 2030.
- **Impacto PIB:** **crecimiento adicional del 0.5%** superior respecto al escenario de no adopción de objetivos a 2030.
- **Importación de combustibles fósiles evitadas por un valor de 190.000 M€** en el periodo 2011-2030.

2. Garantía y seguridad de suministro de energía

Un factor imprescindible en toda política energética es la necesaria consideración de la dependencia energética. Este factor, a menudo olvidado, es muy visible en períodos de crisis geoestratégicas (como Crimea o la Primavera Árabe), pero su existencia es una lacra encubierta que, día a día, socava la renta y riqueza de los países más dependientes.

Ya hemos visto que una de las tendencias globales futuras es el mayor peso de los problemas derivados de la dependencia energética. Desgraciadamente, tales problemas son mayores para regiones como Europa y, dentro de ella, para España.

Esto es así por la enorme dependencia energética en Europa, un continente con casi total ausencia de recursos energéticos propios, a excepción de los renovables y, en su caso, de los recursos de gas y petróleo que puedan localizarse.

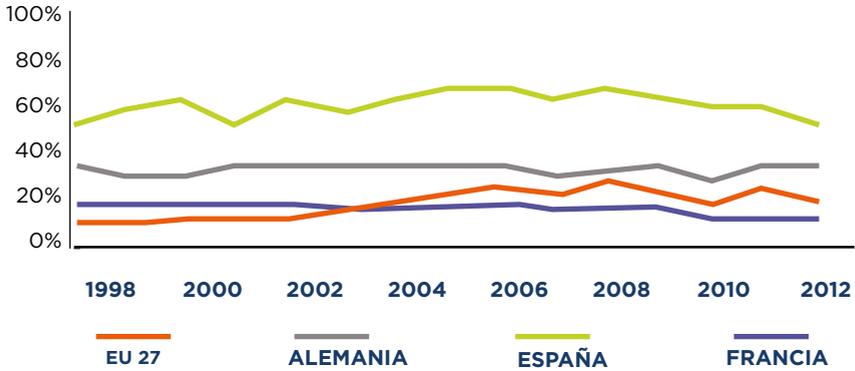
Los niveles de dependencia energética en Europa se han incrementado en los últimos años. El último dato disponible estima establece que el **53.4%** de la energía consumida por la UE procede del exterior. A su vez, la situación no es homogénea en todos los estados miembros y **España supera en más de 20 puntos la media de la UE** y a los otros países del entorno de referencia:

Esta dependencia tiene un coste económico muy directo, que es posible cuantificar:

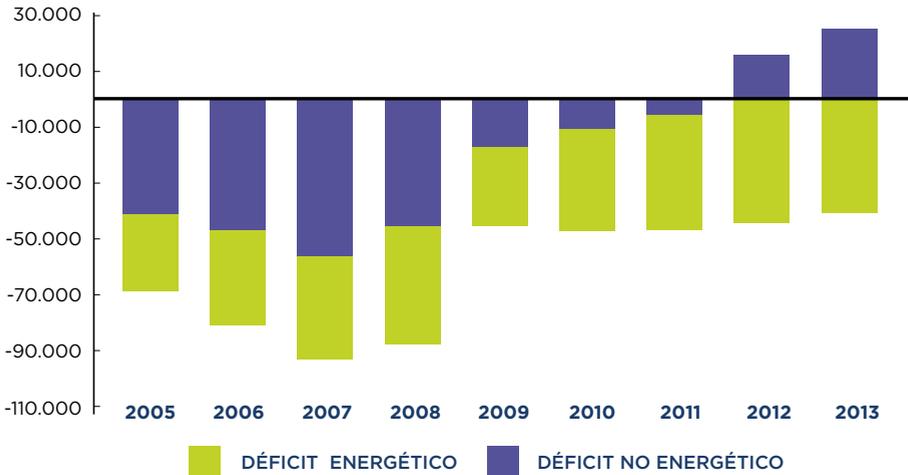
- **La Unión Europea** gasta más de 1.000 M€ diarios en importar combustibles fósiles. Suponen más del 20% del total de importaciones.

10. Fuente: EWEA, *Summary of the Impact assessment for a 2030 climate and energy policy framework*

Evolución Dependencia energética 1998 - 2012



- **España gasta más de 100 M€** diarios en importar gas y petróleo. Esta factura lastra la balanza de pagos del país: sin ella, España *hubiese* experimentado un saldo positivo en 2012 y 2013.



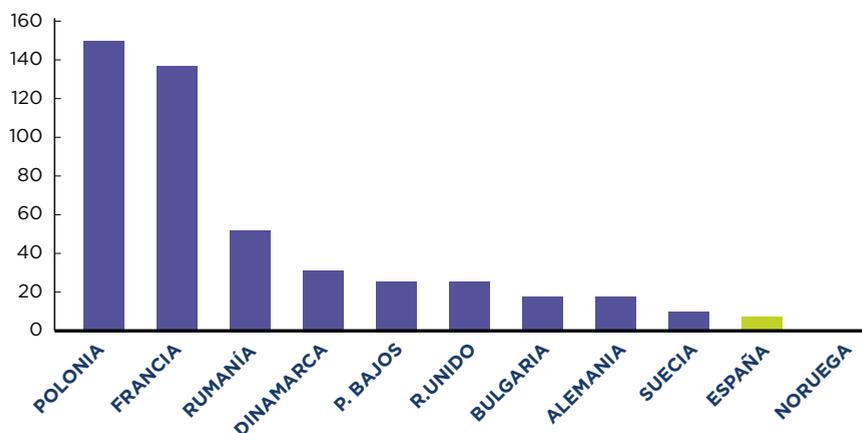
¿Cuáles son las herramientas que podrían emplear la UE y España para subsanar esta situación?

- **En primer lugar, reducir el consumo energético: Eficiencia energética.** Conseguir un proceso de “decoupling” entre el desarrollo económico y el consumo de energía debería ser uno de los principales objetivos de política europea.

- En segundo lugar, **incrementar la generación de energía en la Unión Europea, a través de energías renovables.** Hasta la fecha, las energías renovables han demostrado ser la herramienta más eficaz para reducir la dependencia energética y garantizar la seguridad de suministro. El potencial de las energías renovables por su carácter autóctono e inagotable, no presenta ningún tipo de limitaciones más allá de las técnicas o económicas. En este sentido, iniciativas como el *Energy Roadmap a 2050*¹¹ promovida por la CE, establecen escenarios racionales que llegan a un consumo en la UE del 75% procedente de energías renovables, y de hasta casi el 100% de generación eléctrica.
- **En tercer lugar, incrementar la generación de energía en la Unión Europea a través de combustibles autóctonos fósiles (petróleo o gas de esquisto).**

Si bien el potencial de reservas parece limitado a no más de 25 años de consumo al ritmo actual y muy concentrado en unos pocos países (entre los que claramente no se encuentra España¹²), parece razonable no descartar su explotación condicionada a su encaje medioambiental y social y a su efectiva competitividad en costes (incluyendo redes de transporte y efectos externos).

Reservas probadas de shale gas en UE (Tcf)



11. Comunicación de la Comisión al parlamento europeo, al Consejo, al Comité Económico y social europeo y al Comité de las regiones. Hoja de ruta de la energía para 2050 (com/2011/0885 final)

12. Fuente: AIE

3. La energía como factor de competitividad de la economía

3.1. Situación actual y contexto

El contexto económico ha cambiado de forma sustancial en la última década. El descenso brusco de la demanda, acompañado de la crisis financiera mundial, y un imparable proceso de globalización, han tenido como consecuencia que **todos los aspectos relacionados con la competitividad del sector industrial haya pasado a ser de máxima prioridad en la agenda de la Unión Europea. Buena parte de esa atención deriva de la postura de algunos subsectores industriales para los cuales la política energética europea reciente penaliza su competitividad global.**

Para analizar esta hipotética relación hay que recordar, en primer lugar, **que el nivel de competitividad de las empresas europeas deriva de una combinación de múltiples factores:** costes laborales, disponibilidad de mano de obra cualificada, costes financieros, régimen fiscal, grado de innovación, eficiencia en procesos, etc., que han de ser considerados en su conjunto. Asimismo, no puede hablarse de competitividad industrial como un concepto global, sino de competitividad de concretos sectores o subsectores económicos.

Una de las variables que pueden influir en el grado de competitividad de un determinado sector es el coste de la energía. En este sentido, se ha apreciado en los últimos años una corriente de opinión que pretende establecer una relación directa entre el precio de la energía y la competitividad industrial europea, derivada, entre otros factores, del auge del gas de esquisto en Estados Unidos, que coyunturalmente ha dado lugar a una reducción del precio interno del gas en ese país.

Como respuesta a esta corriente, instituciones como la **Agencia Internacional de la Energía** (que dedica un capítulo específico a la competitividad y la energía en su World Energy Outlook), o la **Unión Europea**, han comenzado a analizar estos aspectos.

A la hora de enfrentar este análisis es necesario recordar que **desde un punto de vista estricto de costes, Europa nunca ha sido un emplazamiento barato.** La competitividad europea no puede centrarse en este único aspecto, ya que los factores diferenciales de nuestra industria son la calidad, la eficiencia y el grado de innovación.

Un segundo elemento necesario es contextualizar la relación entre competitividad y coste energético. Si existe algún tipo de causa-efecto, lo primero que debe analizarse es hasta qué punto nos enfrentamos a un problema con carácter general o, por el contrario, a un problema relevante pero puntual o sectorial. Hay que considerar varios datos clave:

- **El peso de las industrias intensivas en energía en la economía europea es reducido:** (1,34% sobre el GDP en términos de valor añadido).

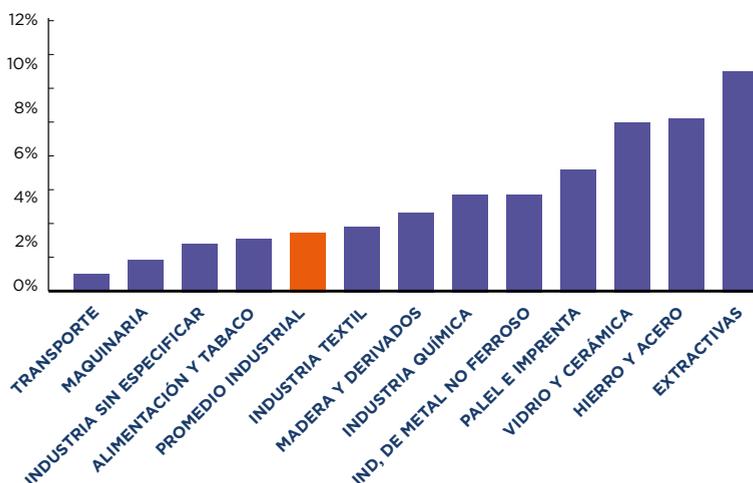
Peso de las industrias intensivas en energía en la economía europea

	Participación de EU GDP (%)
Química	0,50%
Aluminio	0,10%
Cemento	0,14%
Hierro y acero	0,20%
Papel y pasta de papel	0,20%
Vidrio y sus productos	0,10%
Refino	0,10%
Total del sector de energía intensivo	1,3%
Total del sector de energía no intensivo	19,4%
Total industria	20,7%

Fuente: AIE WEO 2013

- Adicionalmente, la competitividad de las empresas europeas no viene determinada por la factura energética: **el coste energético supone alrededor del 2% del total del valor de la producción para las compañías de la UE¹³.**

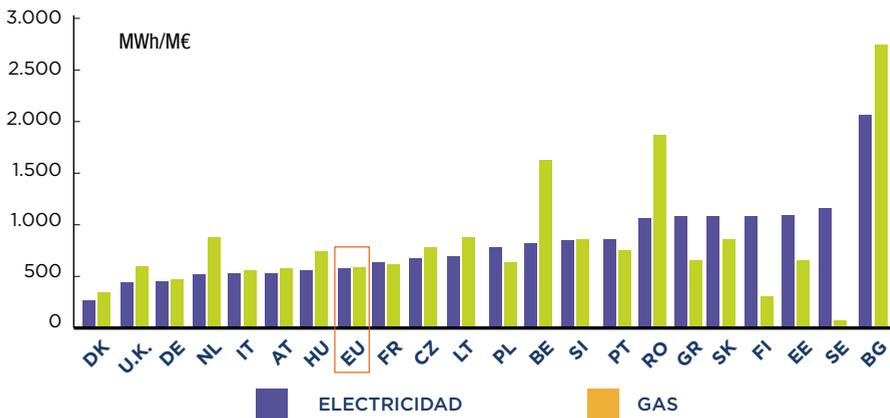
Promedio de los costos de compra de energía industrial relacionados con el valor de la producción en 2020 en la Unión Europea



13. Commission staff working document: Energy prices and costs report: Energy prices and costs in Europe.

- Cuando se habla del impacto de los costes de energía en la competitividad es necesario referirse tanto al **efecto del gas como de la electricidad, no sólo de esta última**. En este sentido, la media de las empresas europeas muestra que **son ligeramente más intensivas en gas que en electricidad**.

Uso de electricidad y gas en la industria de los Estados miembros de la UE



Por lo tanto, es posible concluir que:

- *El coste de la energía es un factor competitivo relevante sólo para una serie de industrias muy específicas, y no para el conjunto de la economía europea.*
- *Al hablar del coste de la energía se ha de considerar tanto los precios finales de gas como de electricidad.* De hecho, las empresas europeas intensivas en consumo energético son ligeramente más intensivas en consumo de gas que en electricidad.
- *Europa puede contribuir a favorecer la competitividad a través de la reducción de costes, pero en ningún caso este factor será diferenciador. Seguramente toda ganancia de competitividad basada en meros costes nominales tendrá una pervivencia limitada en el tiempo.*

3.2. Análisis del coste de la energía para las industrias europeas.

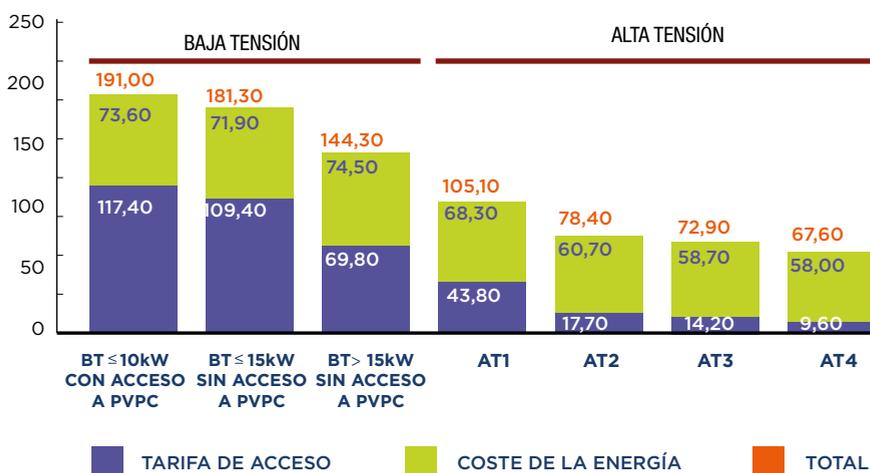
La Comisión Europea publicó el pasado marzo un estudio pormenorizado¹⁴ en el que se detalla el coste energético que soportan tanto los consumidores domésticos como las empresas europeas.

14. Commission staff working document: Energy prices and costs report: Energy prices and costs in Europe. http://ec.europa.eu/energy/doc/2030/20140122_swd_prices.pdf

El estudio define tres componentes básicos en la factura, y analiza su evolución:

- **Coste de la energía:** incluye el coste de generación de acuerdo a precios de mercado, y los costes de comercialización.
- **Costes de redes¹⁵:** transporte y distribución de la energía.
- **Impuestos y tasas.**

Es necesario recordar que, por regla general, el coste no asociado con el término de la energía que pagan los consumidores industriales es claramente inferior al soportado por el consumidor doméstico. Como ejemplo, en España el importe de los peajes¹⁶ que paga un gran consumidor industrial es 12 veces inferior al que soporta el consumidor doméstico¹⁷ (9,6€/MWh industrial por 117,4 €/MWh doméstico).



A. Componentes de la factura electricidad para consumidores industriales.

El estudio de la Comisión Europea analiza la evolución de los principales componentes de la factura en Europa en el periodo 2008-2012, con las siguientes conclusiones:

- Los impuestos y tasas suponen el mayor incremento en la factura final de electricidad, con una media del 127% en el periodo analizado.
- El componente coste de la energía para los consumidores industriales europeos se ha mantenido relativamente estable en el periodo analizado, llegando a reducirse para los grandes consumidores de electricidad.

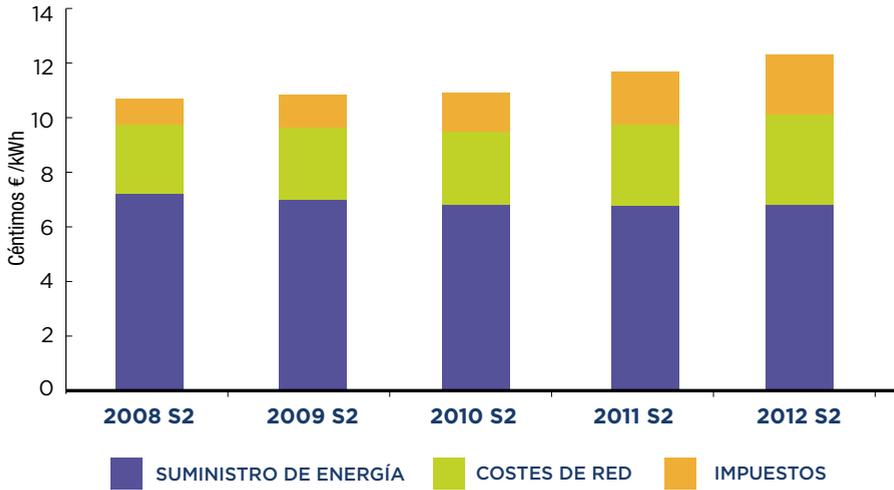
15. Incluye primas a las energías renovables en los países en los que no es posible diferenciar el concepto (caso de España)

16. Parte regulada de la factura final, destinada a pagar las actividades de distribución, transporte y otros costes del sistema (primas por interrumpibilidad, primas a la cogeneración, apoyo a renovables, coste extrapeninsular, etc.).

17. Fuente: CNMC, Octubre 2014.

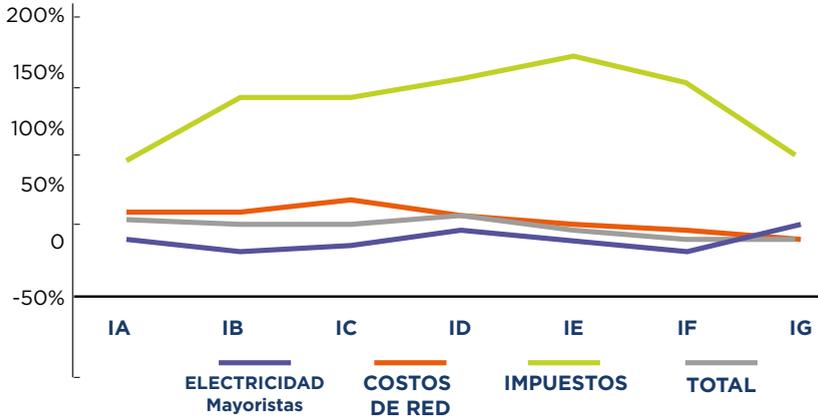
- Los costes asociados a las redes (transporte y distribución) han crecido una media del 30%, con mayor incremento para los pequeños industriales que los mayores.

Costes asociados a las redes



- Entre los consumidores industriales, los grandes consumidores de electricidad han experimentado incrementos de precios inferiores a las PYMEs:

Evolución del precio de venta de la electricidad (consumo industrial)



DA	CONSUMO < 1.000 kWh
DB	1.000 kWh < CONSUMO < 2.500 kWh
DC	2.500 kWh < CONSUMO < 5.000 kWh
DD	5.000 kWh < CONSUMO < 15.000 kWh
DE	CONSUMO > 15.000 kWh
IA	CONSUMO < 20 MWh
IB	20 MWh < CONSUMO < 500 MWh
IC	500 MWh < CONSUMO < 2.000 kWh
ID	2.000 MWh < CONSUMO < 20.000 MWh
IE	20.000 MWh < CONSUMO < 70.000 MWh
IF	70.000 MWh < CONSUMO < 150.000 MWh
IG	CONSUMO > 150.000 MWh

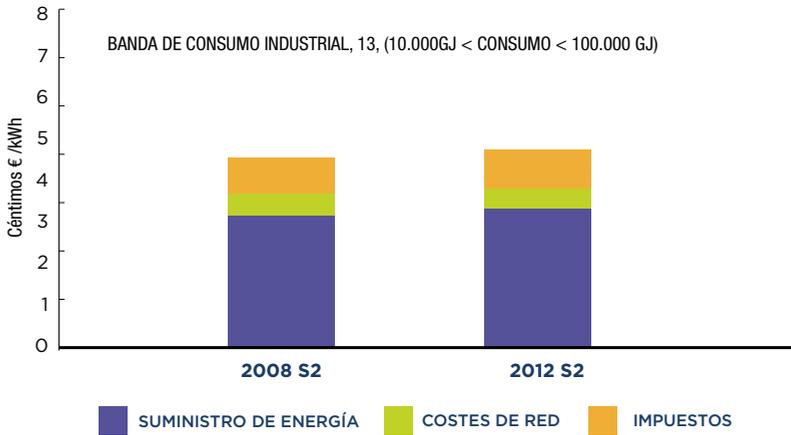
Grandes consumidores industriales

B. Componentes factura gas para consumidores industriales.

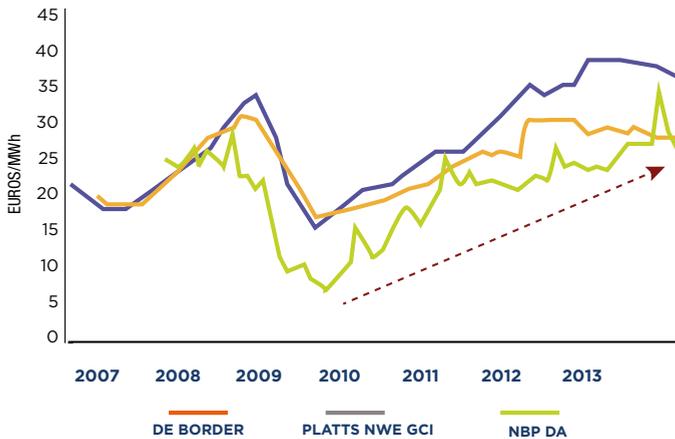
En el periodo 2008-2012 la factura de gas se ha mantenido relativamente estable para el consumidor industrial:

- Incremento del coste de redes en un 11%.
- Incremento de las cargas fiscales y las tasas en un 18%.
- El coste de la energía, principal partida de la factura, se ha mantenido prácticamente estable para el periodo analizado. Sin embargo, desde 2009 el incremento del precio del gas en los mercados mayoristas europeos ha sido sostenido:

Banda de consumo industrial



Puntos de referencia europeos seleccionados, gas natural al por mayor



C. Consumidores industriales con consumo intensivo de energía.

El informe de la Comisión Europea hace también un análisis pormenorizado de siete subsectores con consumo intensivo de energía. De los siete, **cinco son intensivos en gas en mucha mayor medida que en electricidad.**

A través de encuestas¹⁸, ha sido posible definir en detalle los conceptos de la factura que han de soportar estas industrias intensivas en energía.

18. Commission staff working document: Energy prices and costs report: Energy prices and costs in Europe. http://ec.europa.eu/energy/doc/2030/20140122_swd_prices.pdf

	Sector Intensivo GAS	Sector Intensivo ELECTRICIDAD
Bricks and loor tiles	✓	
Wall and floor tiles	✓	
Float Glass	✓	
Ammonia	✓	
Clorine		✓
Primary Aluminium		✓
Steel	✓	✓

- **Empresas intensivas en consumo de electricidad (cloro, aluminio, acero):** el componente principal de la factura no son ni el coste de redes, ni los impuestos, ni las primas a las energías renovables: el término de energía representa entre el 80% y el 85% del coste total, llegando al 90% en el caso del aluminio.
- **Empresas intensivas en consumo de gas:** de forma análoga, el término de energía representa en torno al 90% de la factura.

D. El componente coste de la energía. Determinación de su evolución en Europa: comparación internacional de los precios de los mercados mayoristas.

El análisis de la Comisión Europea pone de manifiesto cómo, para la industria europea intensiva en energía, **el principal factor determinante de su factura final es el precio de la energía**. Este precio, marcado en los distintos mercados europeos, responde a la evolución de precios en los mercados internacionales, dada la dependencia energética europea y su carácter de tomador de precio tanto en gas como, en buena medida, en electricidad (las centrales de gas normalmente determinan el precio marginal eléctrico).

La comparativa internacional de esta evolución es la siguiente:

- **Gas:** los precios del gas en el periodo analizado por la Comisión Europea presentan un crecimiento sostenido desde 2009 en todas las geografías, salvo en Estados Unidos, como consecuencia coyuntural de la aparición del “*shale gas*”. Llamam la atención los repuntes observados en Europa y en la zona Asia-Pacífico

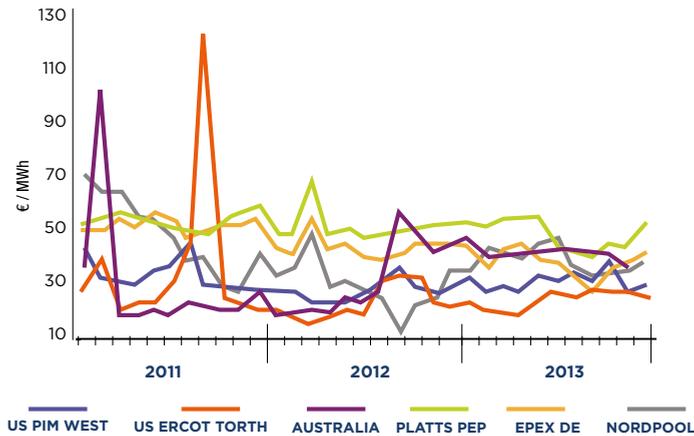
Evolución del los precios de gas al por mayor



Fuente: Platt, Thomson Reuters, BAEFA. Para Japón precio medio GNL de Qatar, Malasia, Indonesia y Nigeria

- **Electricidad:** los precios de los mercados mayoristas de electricidad en Europa se encuentran en línea con el resto de valores internacionales. De acuerdo al documento de la Comisión Europea, ha sido posible mantener estos precios gracias a la caída del precio del carbón y al incremento de penetración renovable.

Precios de la electricidad al por mayor



Fuente: Platt, EIA, Australian Energy Market Operator

E. Ayudas a la industria europea intensiva en consumo energético.

No se puede completar un análisis de la influencia de la política energética en la competitividad de algunas industrias y/o sectores sin considerar también posibles beneficios derivados de la política energética.

En primer lugar, las **exenciones fiscales**. A pesar de ser un aspecto de difícil análisis por la dispersión de casuísticas, un estudio realizado en 2011¹⁹ estableció que “en los Estados Miembros analizados²⁰, la carga fiscal para las empresas intensivas en consumo energético es generalmente baja, debido principalmente a las posibilidades de estas empresas de deducirse o “reembolsarse” la mayoría de impuestos”.

Adicionalmente, un número considerable de Estados Miembros han decidido establecer una serie de exenciones fiscales (no incluidas en los rangos de precios expuestos anteriormente) con el fin de reducir la factura de los consumidores intensivos en energía. Algunos ejemplos son Alemania, Reino Unido, Francia u Holanda.

Aparte de las exenciones fiscales presentadas, la industria europea recibe otro tipo de

19. ICF international for the UK Government: Impact of energy and climate change policies on energy intensive industries.

20. Dinamarca, Francia, Alemania, Italia y UK.

apoyos en relación para evitar la deslocalización por carbono (“carbon leakage”). Así, aquellos sectores sujetos a competencia internacional en países sin una legislación equivalente al EU ETS reciben una mayor asignación de derechos gratuitos, de manera que disminuya el riesgo de fuga de carbono (deslocalización) de estas instalaciones. Los sectores afectados (ver la Decisión de la Comisión 2/2010, de 24 de diciembre de 2009) recibirán el 100% de los derechos que les correspondan con respecto al resultado de su comparativa, mientras que los sectores no expuestos recibirán el 80%, siempre respecto a su comparativa. Esta cantidad se irá reduciendo linealmente hasta el 30% para 2020.

Finalmente, existen otras ventajas añadidas:

- **Pagos por interrumpibilidad:** las empresas intensivas en consumo eléctrico obtienen ingresos adicionales del sistema eléctrico por la opción de interrumpir su consumo en situaciones puntuales.
- **Diferenciación de peajes:** como se ha comentado, la proporción de peajes (destinados al pago de redes, comercialización y resto de costes regulados) que paga un consumidor industrial es claramente inferior que el doméstico.

3.3. España: competitividad y precios de la energía

Antes de llegar a las conclusiones de este análisis debe revisarse el caso específico de la industria intensiva en energía en España.

Al analizar la situación de las empresas intensivas en consumo energético²¹ en España, se pueden destacar las siguientes conclusiones:

- El impacto de la factura final de electricidad en la cuenta de resultados del cliente industrial medio es moderadamente bajo: supone en torno al 1.5% del total de los gastos de explotación.

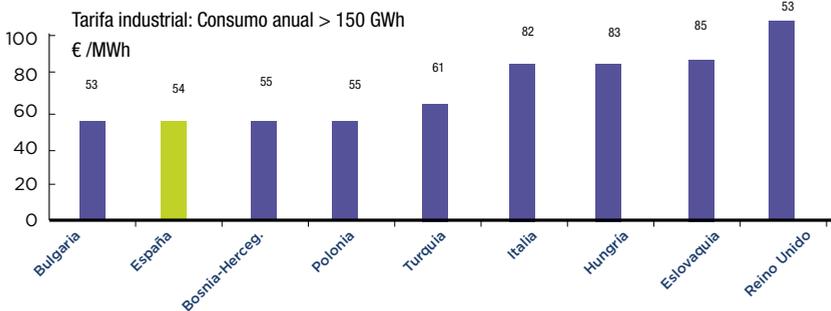
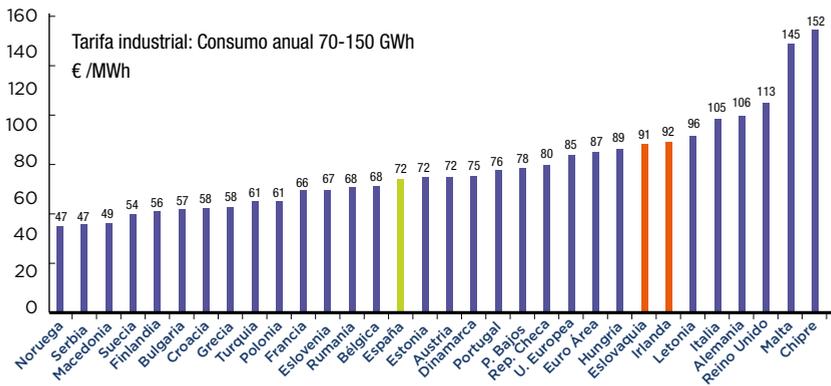
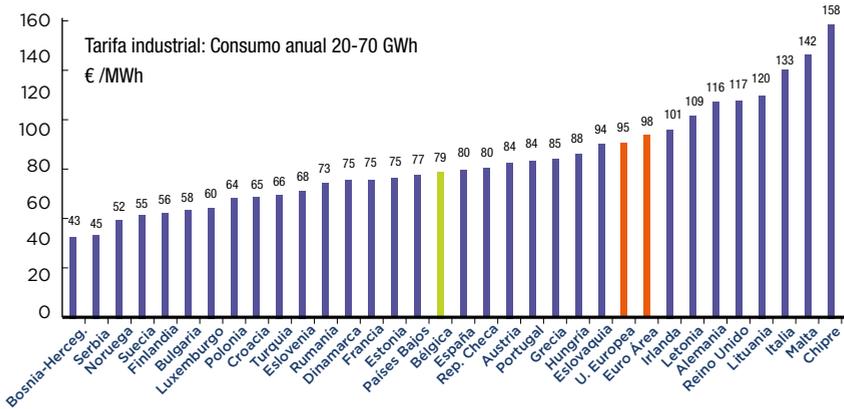
Impacto del incremento del precio final de la electricidad para el cliente industrial



Fuente: INE, análisis PnC

21. El análisis se centra en el consumo de electricidad, debido a la dificultad de encontrar datos comparables para el caso del gas.

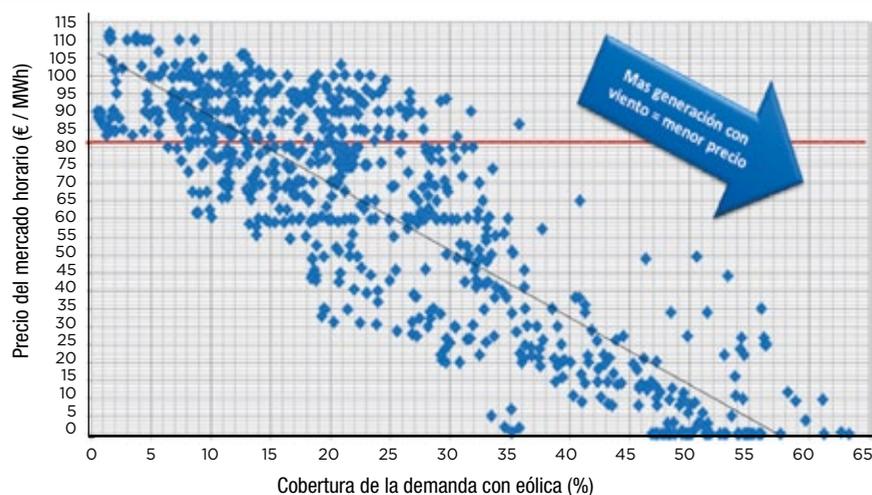
- Según **Eurostat**, las empresas españolas pagan un precio inferior que la mayoría de sus competidores comunitarios, y siempre por debajo de la media europea. Esta diferencia se acentúa a medida que el consumo aumenta (grandes empresas intensivas en consumo eléctrico)²².



22. Fuente: Eurostat, primer semestre 2014

- **Beneficio directo por el efecto de la generación renovable sobre el precio de la electricidad:** si ponemos el foco en la generación eólica, hay una clara correlación con el precio horario del mercado, a mayor generación eólica, más bajo es el precio del mercado.

Efecto de la generación eólica sobre el mercado (Dic 2013)



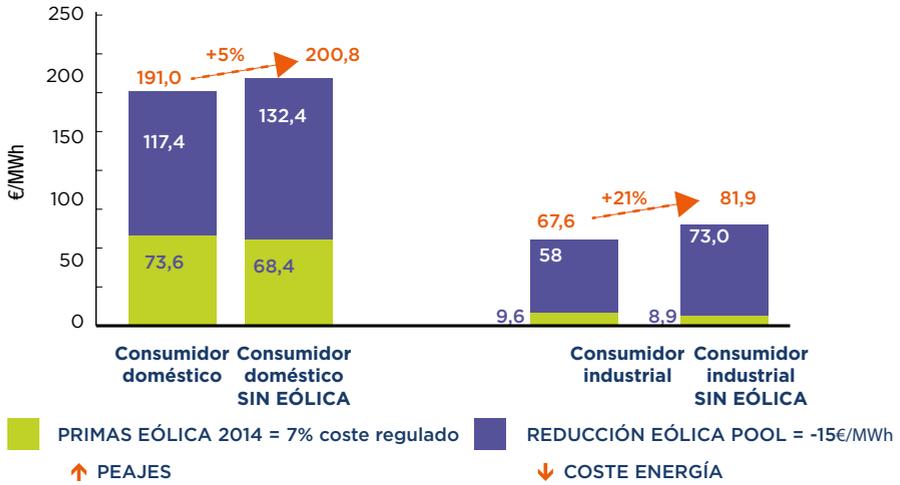
En el caso de España, y de acuerdo a datos recientemente aportados por la Universidad del País Vasco²³, la energía eólica reduce el precio del mercado en 10-15 €/MWh.

Esta reducción compensa el monto de primas recibidas por la energía eólica. En otras palabras: sin energía eólica:

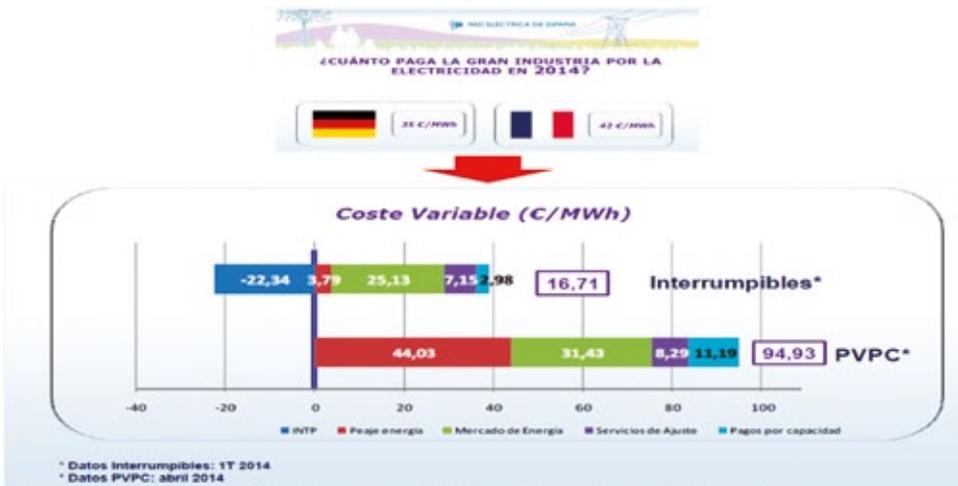
- La factura del consumidor doméstico sería un 5% superior.
- Para el caso del gran industrial este porcentaje se elevaría: la energía eólica rebaja un 21% la factura final²⁴.
- Adicionalmente, las mayores industrias reciben ingresos adicionales (**los denominados pagos por interrumpibilidad**), servicios que según la CNMC no se han requerido desde 2009). El pago por este servicio:
 - Supuso unos ingresos a estas empresas (financiado con la factura eléctrica) de 677 M€ en 2013 y 550 en 2014.

23. Resultados del estudio "Is green energy expensive? Empirical evidence from the Spanish electricity market" del grupo de investigación Bilbao Energy Research Team de la Universidad del País Vasco/EHU

24. Resultado de revertir en los precios finales publicados por la CNMC (consumidor doméstico con acceso a PVPC y consumidor industrial tarifa 6.4) las reducciones de precios identificadas por la UPV. La prima eólica (1.253 M€) supone el 7% del total de los costes del sistema (17.421M€) previstos para 2014 de acuerdo a las estimaciones del MINETUR contenidas en la memoria de orden de peajes 2015.



- Permite que la empresa beneficiada pague por el MWh consumido un 60% menos que competidores directos (Alemania, Francia), y un 82% menos que el consumidor doméstico (según Red Eléctrica de España).



Fuente: Presentación de Andrés Seco, Director General de Operación de REE, en Foro AEGE, Mayo 2014.

3.4 Conclusiones: directrices de política energética y competitividad

Teniendo en cuenta la situación descrita, los principales aspectos que deberían ser tenidos en cuenta a la hora de analizar la relación entre política energética europea y competitividad industrial son los siguientes:

- **Reducción de la dependencia energética. El verdadero lastre para la competitividad europea es la dependencia energética.** El coste energético que soportan las empresas en la Unión Europea es mayor que las de sus competidores, entre otras razones por la alta dependencia energética europea. En 2012 el 53% de la energía consumida en Europa provenía del exterior, **lo que supone para la Unión un gasto superior a los mil millones de € diarios**²⁵. En concreto fue necesario importar:

- El 88% del petróleo.
- El 66% de gas natural.
- El 42% de otros combustibles fósiles.

Esto se traduce en una relación directa del precio final de la energía con los mercados globales de petróleo y del gas, en los que la UE apenas tiene poder de decisión. Tal dependencia genera una enorme variabilidad del componente energético de la factura final, muy perjudicial para empresas y consumidores.

- La política energética europea debe reducir tal dependencia al tiempo que responder a la demanda de la sociedad de avanzar en la descarbonización, manteniendo la eficiencia económica del sistema. Es por ello que la política se debe apoyar en varios ejes, interrelacionados entre sí:
 - **Necesario apoyo al fomento de energías autóctonas** cuya generalización permite reducir el componente energético de la factura y hacerlo menos dependiente del exterior²⁶. Esto explica el fomento de las energías renovables; de hecho, la Comunicación de la Comisión Europea establece que **el impacto neto de las energías renovables en los precios de la energía (y en concreto en la electricidad), puede llegar a reducir los precios finales del término de energía,** principal partida de la factura que soportan las empresas intensivas en consumo energético. Además, menciona que este es el caso para España²⁷.

25. http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-14-379_en.htm

26. Además de reducir la enorme factura del déficit de la balanza energética europea, que destina anualmente casi 400.000 millones de € en pagos a países no europeos por su gas, petróleo y carbón.

27. "The cost of renewable energy added to retail prices constitutes 6% of the average EU household electricity price and approximately 8% of the industrial electricity price before taking exemptions into account. [...] The share is increasing due to rising renewable energy shares and falling wholesale prices (which increase the gap between wholesale price and renewable energy support). However when the merit order effect (hydro, wind and solar power lowering wholesale prices) is also taken into account, the net effect of renewable energy on retail prices can be to reduce, not raise prices. This appears to be the case in Spain and Ireland ...". Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Energy prices and costs in Europe, p.8

- Apoyo a energías más limpias, **mediante la creación de un mercado de CO2 (ETS)**: esto permite reforzar fuentes energéticas como el gas o las renovables vs. el carbón o fuel.
- **Creación de un mercado interior que maximice la eficiencia económica y minimice el precio de la energía.**
- **Medidas de apoyo a la industria energética intensiva europea para compensar, en su caso, los problemas de competitividad específicamente generados por esta apuesta energética europea:** exención de pagos por CO2 para evitar “la huida por fuga de carbono”, exención de pagos por apoyos a renovables, peajes diferenciados, etc.
- **Apuesta por la eficiencia energética** como herramienta para combatir el crecimiento del precio de los combustibles fósiles: modificación del modelo de crecimiento económico.
- **La revisión reciente del marco energético europeo** debe servir para **corregir y revisar aspectos mejorables de la actual política**, pero no parece que las bases del problema energético europeo (dependencia del exterior, falta de recursos autóctonos y apoyo social a la descarbonización) hayan cambiado.

En este contexto, los análisis de competitividad y energía sí ponen de manifiesto que existen aspectos a mejorar en el futuro. Entre las principales propuestas destacarán las siguientes:

- Los componentes no energéticos de las facturas de energía, tanto en gas como de electricidad, deben estar sujetos a la **máxima transparencia.**
- En lo que respecta a la **carga fiscal**, los gobiernos europeos no pueden considerar al sector energético objeto prioritario de gravamen, tal y como ha sucedido reiteradamente en el pasado.
- **La factura energética, tanto de gas como de electricidad, no debe incorporar costes ajenos a la política energética.** Esto aplica a conceptos como costes sociales, de equidad regional, de reconversión sectorial o, incluso de mero apoyo industrial.
- Los componentes de **coste regulados** de las facturas de energía y gas deben minimizarse y, como objetivo deseable, ser fijados de modo competitivo, garantizando así que los usuarios pagan la mínima factura posible. Esto aplica evidentemente a conceptos como los apoyos a renovables y cogeneración, pero también a otros conceptos como los peajes de transporte, distribución, pagos por capacidad, interrumpibilidad, etc.

- Debe avanzarse en la **identificación de los sectores específicos potencialmente perjudicados** en su competitividad por la política energética y climática europea y, en su caso, evitar que su actividad sea penalizada. A su vez, es preciso garantizar que los eventuales mecanismos de apoyo sean los realmente necesarios y evitar una sobrecompensación. Para ello:
 - Debe fijarse una **metodología común a nivel europeo** para identificar tales sectores y evaluar los impactos realmente debidos a la política energética (y no a otras causas).
 - Debe evaluarse la **capacidad de los mecanismos existentes** para compensar tales pérdidas de competitividad (exención de pagos por CO₂, exención de apoyos a renovables, peajes diferenciados).
- **Para el caso de que sean necesarias medidas compensatorias adicionales**, deben priorizarse de acuerdo a su menor coste y su adecuación a los objetivos globales perseguidos por la Unión Europea. Entre otras medidas cabe destacar:
 - La imposición de un **arancel al CO₂ en productos importados**, para evitar el “dumping medioambiental” por parte de países no comprometidos en la lucha contra el Cambio Climático.
 - Herramientas de **apoyo a la exportación**.
 - En todo caso, toda medida de **apoyo a la pérdida de competitividad** ha de someterse a la presión competitiva previa entre beneficiarios, así como tener carácter temporal y ser adoptada de un modo transparente.
- Al margen de lo anterior, existen **otra serie de medidas** que se deben impulsar en la revisión del nuevo marco energético:
 - Acelerar las **interconexiones europeas** en gas y electricidad para avanzar en la creación de un único mercado europeo.
 - **Maximizar la entrada de competencia** en todos los segmentos de la cadena de valor del sector energético, tanto en gas como en electricidad.
- Por último, y en lo que respecta específicamente al modelo energético a futuro, cabe destacar las recientes declaraciones del ex-presidente del Consejo Europeo Herman Van Rompuy:

“For us Europeans the smartest way to bring down energy prices is to team up and connect, so in the long-run, what will determine our energy future is our ability to stay in the lead on renewables, green technology, and energy efficiency. This is still where in the long run our competitive advantage lies: at the end of the day the cheapest energy is the one that didn't have to be used in the first place”.

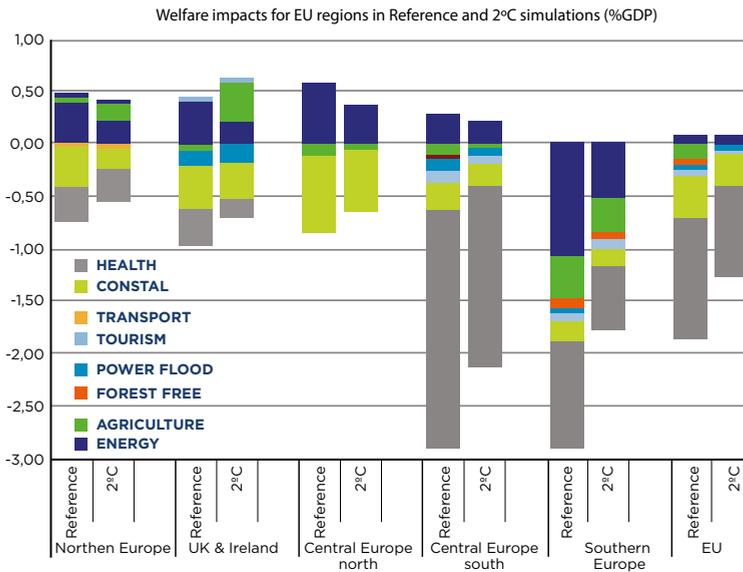
Brussels 27 January 2014, speech to Business Europe Brussels p.5

4. La sostenibilidad ambiental

El cambio climático constituye un fenómeno global que requiere de una respuesta multi-lateral basada en la colaboración de todos los países.

A nivel internacional, el proceso de negociación se centra en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), como respuesta a los informes del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC). Los análisis científicos señalan que nuestro clima ya está cambiando y, para evitar sus impactos, recomiendan limitar en 2°C el calentamiento global, con respecto a los valores del año 1990.

De acuerdo al último informe de la Agencia Internacional de la Energía (AIE)²⁸ y a pesar de los esfuerzos realizados hasta la fecha, el mundo no está en la senda de alcanzar el objetivo acordado y estima que, teniendo en cuenta las medidas ya aplicadas y las previstas pendientes de aplicar, la temperatura media mundial se eleve a largo plazo de 3,6 °C a 5,3 °C.



Si se cumplen estas previsiones, el *Joint Research Centre of the European Commission*²⁹ estima que el impacto anual derivado podría ascender en torno a los 190.000 Mill€, cerca del 2% del PIB europeo actual. La transición a una economía baja en carbono, cumpliendo con el límite de 2°C, reduciría este impacto anual en 60.000-120.000 Mill€ (1,2% del PIB).

28. "Redrawing the energy-climate map". AIE, 2013.

29. "Climate Impacts in Europe. The JRC PESETA II Project". Joint Research Centre of the European Commission. 2014.

Los gobiernos se encuentran ante un dilema al establecer medidas para combatir el cambio climático: aunque ven la urgente necesidad de realizar una transición hacia una economía baja en carbono, temen que ésta conlleve necesariamente mayores costes y crecimientos económicos más lentos. Este dilema se intensifica con los mensajes cortoplacistas de algunos grupos con intereses económicos, que no valoran el efecto positivo de externalidades o la internalización de los costes ambientales.

En contraposición a estos mensajes, se han publicado recientemente muchos estudios que confirman que la lucha contra el cambio climático no es incompatible con un crecimiento económico sino que, además, supone una oportunidad para fortalecerlo:

REmap 2030. RENEWABLE ENERGY ROADMAP (ONU/IRENA. 2014)

“At its heart lies a remarkable finding: not only is it possible to double the global share of renewable energy by 2030, but it is possible to do so more cheaply than the alternatives. In other words, one of the key solutions to the greatest challenge of our era – climate change – is also the most cost-effective option”.

BETTER GROWTH, BETTER CLIMATE

(THE GLOBAL COMMISSION ON THE ECONOMY AND CLIMATE. 2014)

“The report’s conclusion is that countries at all levels of income now have the opportunity to build lasting economic growth at the same time as reducing the immense risks of climate change. The capital for the necessary investment is available, and the potential for innovation is vast. What is needed is strong political leadership and credible, consistent policies”.

HOW MUCH CARBON PRICING IS IN COUNTRIES’ OWN INTERESTS? THE CRITICAL ROLE OF CO-BENEFITS (IMF WORKING PAPER. 2014)

Cálculo de precios de CO₂ que reflejen las externalidades positivas derivadas de la reducción del uso de carbón, gas natural y fuel.

“On average these prices are quite high, \$57.5 per ton of CO₂, suggesting that (most) high-emitting countries need not to wait on global coordination to move ahead with carbon pricing programs because the domestic environmental benefits (dominated, in many cases, by reductions in pollution-related deaths) exceed the mitigation costs”.



Un futuro para la energía nuclear

Endesa

Introducción

El objeto de este artículo es defender el futuro de la energía nuclear en España. Se analiza el papel en el mix y el coste de la energía nuclear y de su evolución, así como las incertidumbres que aparecen en su futuro. Se concluye con dos puntos principales:

El primero es que **la energía nuclear es segura y competitiva. Su coste no es en absoluto despreciable** (55-60 €/MWh) pero se compara muy favorablemente con energías fósiles o con otras energías, que también son intensivas en capital y sin emisiones (las renovables).

El segundo es que es vulnerable a la **captura regulatoria de las rentas** necesarias para pagar sus costes de inversión y fijos de operación (que son sus principales costes). Una manera de capturar estas rentas es **mediante impuestos *ad hoc*** que, bajo el pretexto de gravar alguna externalidad difusamente definida y no cuantificada, no causen ni puedan causar cambio alguno en el comportamiento pero recauden de forma efectiva. Desgraciadamente, ya se ha puesto de manifiesto cómo la profusión de estos impuestos está poniendo en peligro la sostenibilidad económica del parque nuclear español.

1. La energía nuclear en el mundo y en la Unión Europea

La producción global de electricidad nuclear fue en el año 2011 de 2.584 TWh, equivalentes al 11,7% del total¹. En la Unión Europea se produjeron en 2012 882 TWh, o un 26,8% de la electricidad generada. Estos niveles de producción (en TWh) han permanecido estables durante los últimos 20 años, aunque en fechas recientes han disminuido levemente (como porcentaje) como consecuencia del cierre de algunas plantas nucleares, de forma particularmente notable en Alemania.

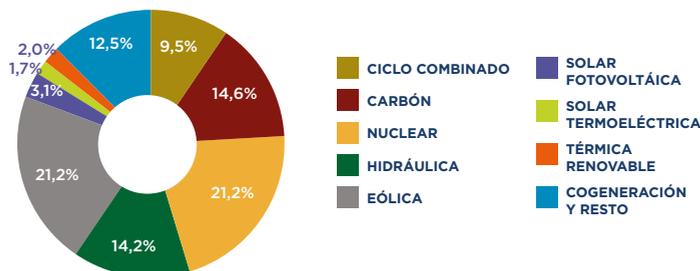
La situación regulatoria de la energía nuclear en la Unión Europea es muy variada, donde hay países con una muy elevada dependencia de la energía nuclear como Francia (75%) o Suecia (38%) junto a otros donde no existe generación nuclear alguna (p. ej. Italia, Austria o Irlanda).

También son variadas las tecnologías nucleares empleadas. En términos generales, en la parte occidental de la Unión (España incluida) se instalaron generadores de agua ligera derivados de diseño estadounidenses, mientras que en la parte oriental derivan de diseños soviéticos. Caso especial es el británico, con reactores muy peculiares de grafito refrigerados por gas. Por lo tanto, los reactores españoles se comparan de forma natural con los existentes en Francia, Alemania o Suecia, presentado una operación y costes similares².

2. El papel presente de la energía nuclear en el Sistema Español

La energía nuclear juega un papel relevante en la cobertura de la demanda eléctrica, tal como se ilustra en la Figura 1 para el año 2013. La contribución nuclear (56,83 TW-h, o un 21,2% del total) tiende a permanecer constante de año en año, ya que las centrales nucleares funcionan casi siempre cerca de su potencia máxima, durante el 90% de las horas del año.

Figura 1: Cobertura de la demanda en 2013.



Fuente: REE

1. EU Energy in figures. Statistical Pocketbook 2014. Comisión Europea.

2. En la siguiente sección se comparan los costes de los reactores españoles con los franceses.

Esta producción eléctrica no emite gases de efecto invernadero, contribuyendo a los objetivos de descarbonización asumidos por España. Además, la dependencia de los aprovisionamientos exteriores es pequeña. Es necesario importar el uranio ya que los yacimientos españoles, aunque importantes, no resultan rentables. No obstante, desde un punto de vista de dependencia energética se considera una fuente de energía autóctona por tres razones: a) no es necesario un aporte continuo a las centrales, b) se dispone del combustible con tiempo de antelación suficiente para las recargas y c) tiene una gran densidad energética (en otras palabras, requiere un volumen reducido de almacenamiento). Actualmente la importación del combustible enriquecido se realiza principalmente de Francia, socio europeo nuestro y país muy estable. El mineral de uranio se obtiene, bajo contratos de largo plazo, de países con regímenes políticos democráticos y estables como Australia, Canadá o Sudáfrica. Además, debido al bajo volumen del combustible necesario, es posible almacenar cantidad suficiente para varios años de operación.

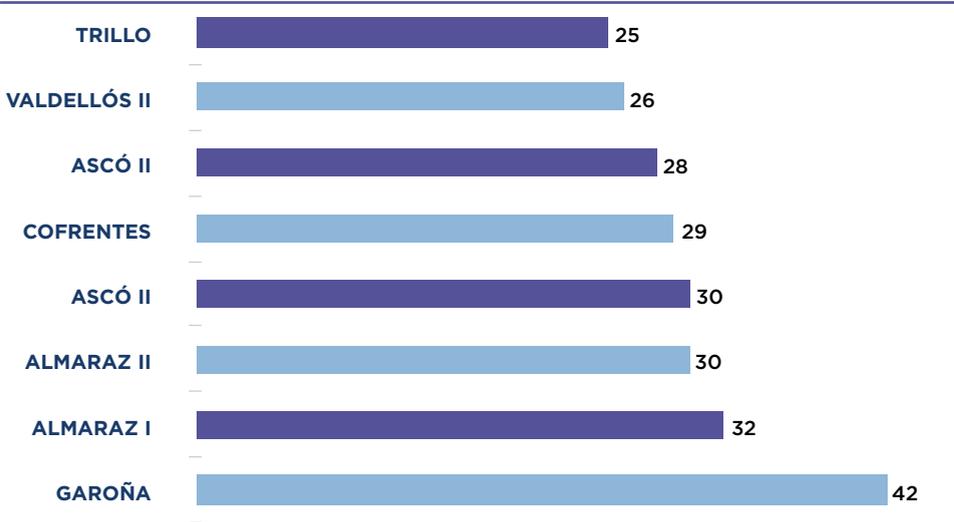
El desarrollo del parque nuclear encierra enseñanzas todavía hoy relevantes. Las plantas nucleares que se construyeron durante los años 60 y primeros de los 70 lo fueron más bajo criterios de desarrollo industrial promovidos por los diversos Estados, que estrictamente económicos: se trataba de aprender una tecnología en la que se tenían depositadas grandes esperanzas. En el caso español esto se puede aplicar a la pequeña central de 150 MW de José Cabrera, que inició su operación en 1969 y la cesó en 2006.

La crisis de la energía de 1973 cambió radicalmente la situación. En este caso se trataba de minimizar en lo posible la dependencia del petróleo extranjero. El caso más notable es el de Francia, que inició un programa masivo de centrales nucleares que llevó a que un 85% de su electricidad fuera de origen nuclear, y que todavía hoy destaca como el caso más exitoso de descarbonización de una gran economía³. En España se aprobó también un ambicioso programa nuclear⁴ del que resultó el parque actualmente existente. La estructura de edad de este parque se muestra en la figura 2. Salvo Garoña, que recientemente alcanzó los 42 años, el resto de las plantas se agrupan en un intervalo reducido en torno a los 29 años de edad.

3. Obviamente, el cambio climático no era objeto de consideración cuando se tomaron estas decisiones.

4. Además de las plantas actualmente existentes habría que mencionar a la central de Lemoniz (2000 MW, construida), Valdecaballeros (2000 MW, en muy avanzado estado de construcción), el segundo grupo de Trillo (1000 MW) y las centrales de Regodola y Sagayo, en diversas fases de construcción, que nunca entraron en operación.

Figura 2: Distribución de edad del parque nuclear.



3. Costes y remuneración

Económicamente, estos activos se caracterizan por unos costes fijos elevados que derivan de la necesidad de remunerar al capital invertido en su construcción, y unos costes variables reducidos, tal como se muestra en la tabla 1. Dicha tabla recoge los costes del parque nuclear de Endesa. Estos costes comparan favorablemente con los reportados en otros países. Caso de gran interés es el francés, donde un informe de la “Cour de Comptes” (institución análoga a nuestro Tribunal de Cuentas, de gran prestigio en el país vecino) con fecha enero de 2012, también mostrados en la tabla 1.

Tabla 1: *Costes totales de las centrales nucleares del parque de Endesa.*

Tecnología nuclear	Coste	
	España	(/MWh) Francia
Costes variables de explotación	15,53	13,11
Combustible nuclear	4,68	5,67
Peajes *	0,5	0,29
Ecotasa	1	
2ª parte combustible nuclear	7,04	4,51
Otros costes de explotación	2,31	2,65
Costes fijos de explotación	19,94	25,89
Personal	5,43	7,33
Contratos O&M	7,01	9,42
Materiales	0,41	
Tributos	1,32	3,42
Otros costes fijos de explotación	0,29	0,1
Inversiones	5,48	5,62
Impuestos Ley 15/2012 y otros	9,95	
Impuesto de producción 7%	3,31	
Impuesto nuclear	5,34	
Impuesto Cataluña **		1,31
Coste de capital	20,97	21,06
Amortización	9,59	
Retribución del capital	11,38	
Coste Total	66,39	60,06

*Los peajes no están incluidos en el informe de la Cour des Comptes, estimación propia.

Fuente: *Cour des Comptes, estimación propia.*

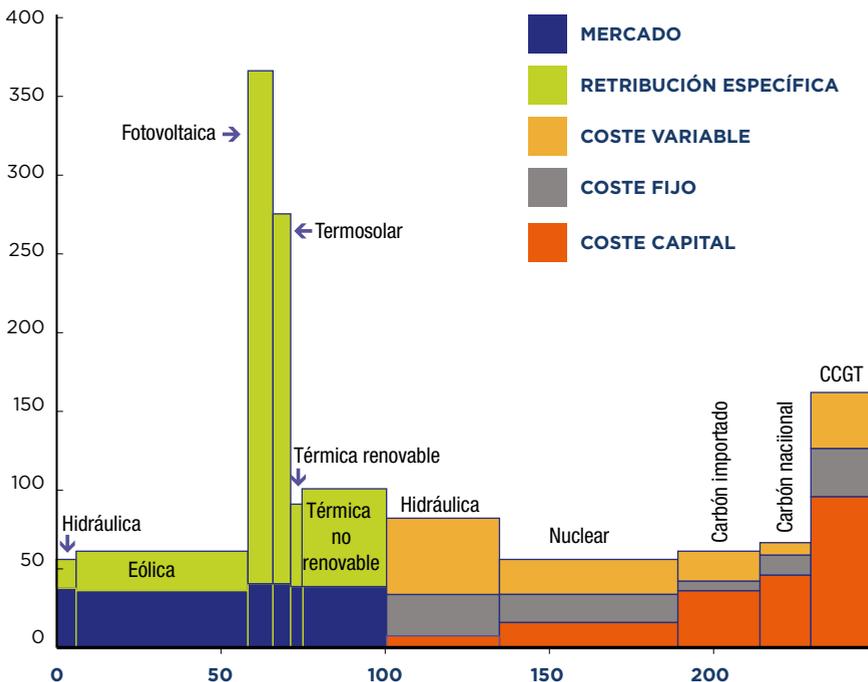
Los costes de capital son la parte más relevante de los costes nucleares. Estos costes se extienden de forma aproximadamente constante a lo largo de la vida de la planta, sujetos a las naturales oscilaciones de los tipos de interés. Otros costes relevantes son los de combustible y los relacionados con el tratamiento de los residuos nucleares y el desmantelamiento futuro de las centrales. Estos últimos están establecidos en la normativa, estando obligados los propietarios de las plantas a realizar los pagos y provisiones indicados por la Administración.

Mención especial merecen los nuevos impuestos que entraron en vigor en 2013: uno general sobre el valor de la producción eléctrica (7%) y un nuevo impuesto nuclear para la producción nucleoelectrica que se justifican por razones ambientales, pero cuya cuantía no deriva de la aplicación de ningún método que se haya hecho público.

La suma de estos costes hace que el coste real medio de la generación nuclear sea de unos 66 €/MWh. El precio medio de mercado actualmente se sitúa por debajo de los 50 €/MWh, menor que el coste medio pero mayor que el coste variable, que es el relevante para decidir el despacho de la planta⁵.

Los costes, sin ser despreciables, son competitivos en comparación de otras tecnologías, y muy en especial con los de las otras tecnologías no fósiles (renovables e hidroeléctrica). En la figura se muestran los costes de producción de las tecnologías del parque español (la anchura del eje horizontal es proporcional a la energía producida).

Figura 3: Costes del parque generador peninsular español (2014, estimados)



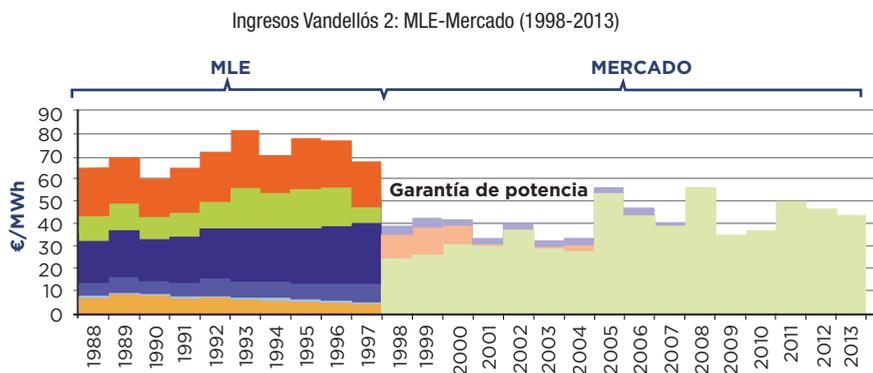
5. El propietario de la central producirá siempre que el precio de mercado sea superior al coste variable.

En cualquier caso esta figura muestra tan sólo la situación actual. En un sistema de mercado cabe esperar que los precios oscilen, y que en una situación de crisis como la actual el precio de la electricidad sea anómalamente bajo. Dicho esto, es también cierto que los ingresos de las plantas no han sido particularmente altos. A modo de ejemplo, la figura 4 muestra la evolución de los ingresos de la central nuclear de Vandellós desde 1988 hasta 2013.

Como se observa en la figura cabe distinguir dos períodos. Durante los diez primeros años estaba en vigor el llamado Marco Legal Estable, un sistema regulado donde se remuneraba la producción de acuerdo a unas fórmulas periódicamente actualizadas por el Ministerio de Industria. La remuneración total y su desglose coinciden aproximadamente con las cifras mostradas arriba para los costes actuales.

A partir de 1998 se estableció el mercado eléctrico que hoy sigue en vigor. La mayor parte de la remuneración procede de las ventas de energía en el mercado diario. Una cantidad menor (y decreciente como consecuencia de cambios regulatorios) es la llamada “Garantía de potencia”⁶ que remuneraba el papel de la nuclear (y sigue remunerando algunas otras tecnologías) como garante de que existe capacidad para suministrar la demanda.

Figura 4: Evolución de los ingresos de la central nuclear de Vandellós



Aunque de importancia económica menor, los llamados Costes de Transición a la Competencia (CTC, la banda salmón de 1998 a 2005) han sido objeto de notable controversia. El objeto de los CTCs era compensar a las compañías eléctricas, que de acuerdo al antiguo sistema regulado tenían sus ingresos garantizados, por los menores ingresos que se preveían como consecuencia de la liberalización del mercado y la esperada bajada del precio de la electricidad. Inicialmente, se estableció la cuantía total de los CTCs en

6. Que a menudo se llama también “Pago por capacidad”.

8.664 millones de euros, a cobrar en los años subsiguientes. Sin embargo se preveía que si el precio medio de la electricidad subía por encima de 36 €/MWh el exceso de ingreso se detraería de los CTCs pendientes de cobro. Como consecuencia de la no actualización del límite de 36 €/MWh, del exceso de precio en algunos años y de otras medidas de la Administración, el cobro real ha sido mucho menor que el inicialmente anticipado: 2.098 millones de euros. Los pagos por CTCs cesaron en el año 2005.

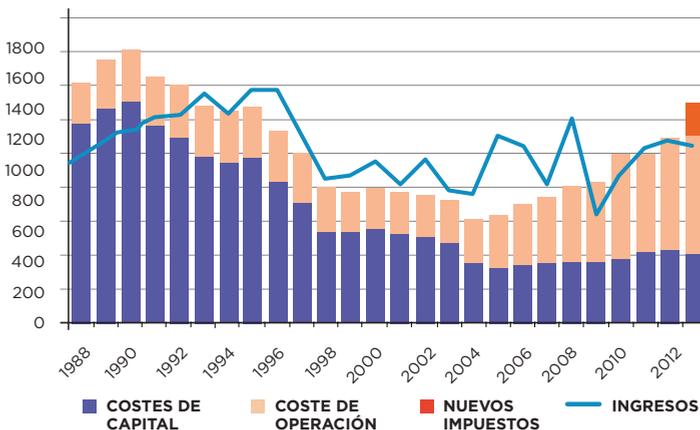
En cualquier caso es claro que los ingresos de las nucleares han sido substancialmente menores bajo el mercado liberalizado que bajo el régimen regulado.

4. ¿Centrales “amortizadas”?

En repetidas ocasiones se ha escuchado que las centrales nucleares están ya amortizadas, y por tanto sus costes de capital son nulos. Esta afirmación carece por completo de fundamento: estos activos no están amortizados.

De hecho, desde el año 1988 hasta el presente la rentabilidad de las plantas nucleares ha sido inferior al coste de capital, y no se ha producido ningún tipo de “windfall profit”. Nos centramos aquí en la Agrupación Nuclear ANAV (Ascó y Vandellós), al comienzo del periodo de vigencia del Marco Legal Estable (1988). En 1987 y 1988, en dos Ordenes Ministeriales, se publicó el valor de dichas centrales (6.590 millones de euros). Pues bien, la figura 5 muestra la evolución de los ingresos y costes. Los datos son los datos auditados de la contabilidad de ANAV, salvo la retribución del capital (que no es necesaria en la auditoría) y que se ha estimado como el valor neto de la planta al final del año con un coste de capital de referencia: el bono del estado español a 10 años más 300 puntos básicos.

Figura 5: Evolución de costes e ingresos de ANAV 1988-2013 (M€)

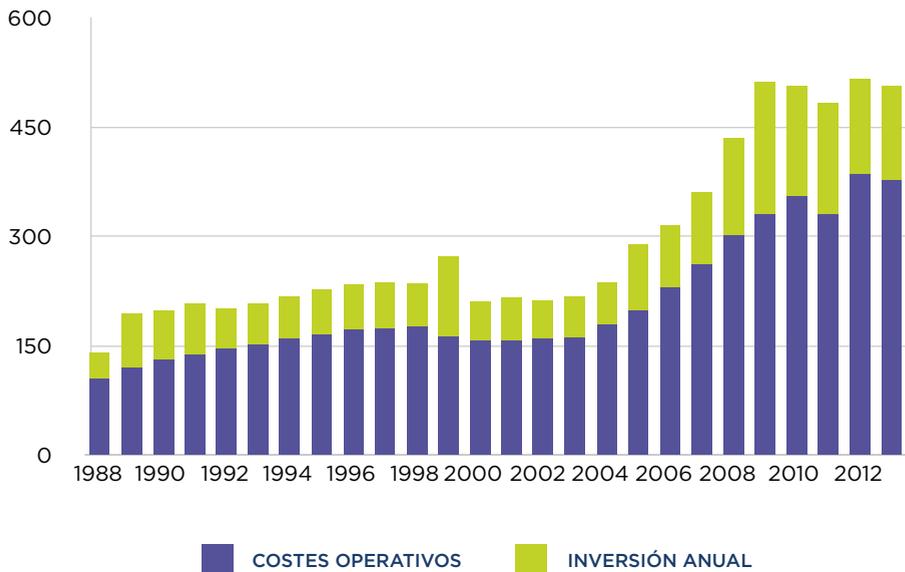


Es de señalar que una retribución del capital de 300 puntos básicos sobre el bono del estado es considerada de forma general como insuficiente, incluso para inversiones con muy bajo nivel de riesgo como las renovables, por lo que los costes de capital mostrados son una clara subestimación de los reales.

Especial mención merecen los nuevos impuestos introducidos en la Ley 15/2012. Las plantas nucleares se ven afectadas por el impuesto sobre el valor de producción de la energía eléctrica y, de forma singular, por los nuevos impuestos sobre los residuos nucleares. Existe consenso general en que, a pesar de lo establecido en el título y prefacio de la Ley, el objeto de estos impuestos no es medioambiental sino meramente recaudatorio⁷.

La figura muestra también que la situación económica se ha deteriorado mucho en los últimos años como consecuencia del fuerte incremento de los costes de operación. Lo que no muestra es que este aumento ha ido paralelo a otro en la magnitud de las inversiones requeridas por el regulador sectorial, tal como se muestra en la figura 6.

Figura 6: *Inversión y costes operativos en ANAV (M€)*

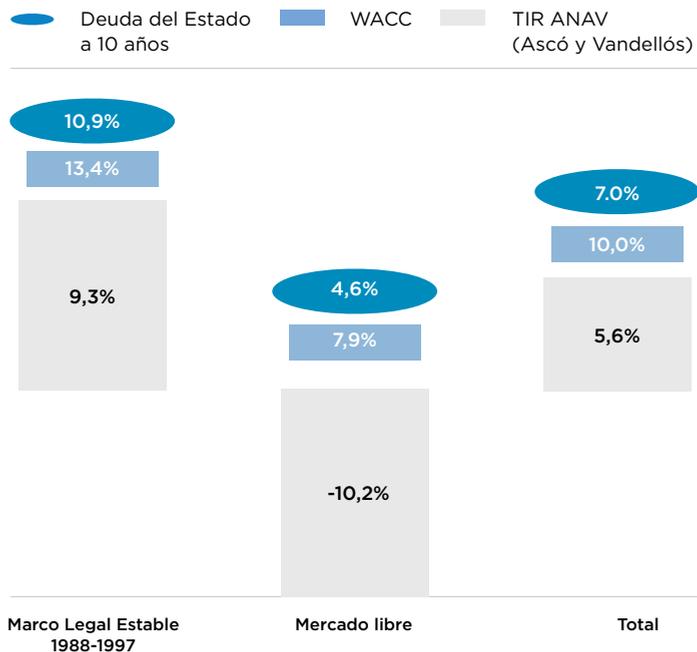


7. Véase, por ejemplo, el "Informe de la Comisión de expertos para la reforma del Sistema Tributario Español" (Informe Lagares): p. 325, [El impuesto sobre el valor de producción] "No se trata de un impuesto medio ambiental [...]"; p. 326 "Propuesta núm. 89: Debiera suprimirse el Impuesto sobre el Valor de la Producción [...]"; p. 345, [Los impuestos sobre los residuos nucleares] "Su única finalidad, por tanto, parece estar en que las centrales nucleares contribuyan de forma especial en la financiación del déficit tarifario, [...]".

Existen pues unas inversiones anuales no previstas inicialmente pero exigidas por el regulador, que deben reflejarse en la política de amortización. De hecho, de los 6.590 millones de euros mencionados como valor neto de 1988, se ha pasado en 2014 a tener 2.640 millones por amortizar, valor muy superior al que se esperaba en 1988 o incluso al inicio de la liberalización en 1998.

En ocasiones se argumenta que los abultados costes de capital obedecen a los criterios contables y de amortización adoptados por las empresas. Nada más lejos de la realidad. Si consideramos los activos nucleares como inversión, con criterios exclusivamente financieros, evaluando el flujo de caja generado, el retorno está por debajo del coste de capital. En un análisis auditado por Ernest & Young⁸ se estima una TIR del 5,6% (-10,2% en el período de mercado, entre 1998 y la actualidad). A modo de comparación las obligaciones del Estado a 10 años tuvieron una rentabilidad del 7,0% en el período analizado (4,6% en el período de mercado).

Figura 7: Porcentaje de TIR después de impuestos



8. "Costes y rentabilidades de las centrales nucleares españolas", José Agustín Rico (socio de Ernst and Young), Seminario "Situación y perspectivas de la generación nuclear", Club español de la energía, 14 de junio de 2014, Madrid.

5. Extensión de vida útil y nuevas plantas nucleares

Como se ha indicado anteriormente, las centrales nucleares se construyeron pensando en una vida útil de 40 años. Lo cierto es que han resultado ser instalaciones muy fiables, y dado que su mayor coste es el de inversión inicial, su posible alargamiento de vida es muy eficiente económicamente desde el punto de vista del sistema. Por ello se plantea de forma generalizada, en España y en el mundo, la extensión de vida útil hasta los 60 años.

En cualquier caso, en los Estados Unidos la administración Obama ha autorizado de forma generalizada esta extensión: ya ha sido aprobada para 79 plantas, estando otras 19 en fase de estudio. EDF también considera la extensión como la opción por defecto, aunque no está claro cómo encaja con la transición energética que impulsa el actual gobierno francés. Estas centrales son todas ellas de la misma tecnología que las españolas⁹.

Ha de tenerse presente que la extensión de vida útil requiere de inversiones adicionales. Para centrales europeas, la OCDE¹⁰ reporta valores de la inversión necesaria entre 490 y 1.080 \$-2010/kW. Teniendo en cuenta la elevada producción y fiabilidad de estas centrales, el coste de la energía es competitivo (en condiciones óptimas algo inferior a 40 \$/MWh), en especial en comparación con nuevas centrales¹¹ u otras fuentes bajas en emisiones.

Es posible que estos valores resulten algo superiores como consecuencia del endurecimiento de las medidas de seguridad consecuencia del accidente de Fukushima. Este endurecimiento es particularmente notable en el propio Japón. No obstante, se espera una gradual reincorporación de la capacidad nuclear durante los próximos dos años, necesaria desde el punto de vista del equilibrio macroeconómico de la nación¹².

Dicho esto, la construcción de nuevas plantas nucleares no se ha detenido, sino que continua de forma activa en numerosos países fuera de la OCDE. Son de especial interés los programas nucleares chino y ruso. En Europa existen plantas planeadas en el Este de la Unión Europea, así como en Turquía. De particular actualidad es el proyecto de Hinkley Point C, en Inglaterra. Se trata de una nueva planta nuclear de 3.262 MW cuya entrada en servicio se prevé en 2023. Su financiación depende de un contrato de venta de energía con el regulador británico a un precio de 92,5 libras por MWh (aproximadamente 115 €/MWh).

Estas plantas son diseños evolutivos, versiones modernizadas de las plantas actuales. Diseños avanzados, que ofrecen nuevas posibilidades de operación y un uso más eficiente del combustible nuclear, son conocidos como reactores Generación IV. Estas máquinas están todavía en fase experimental, esperándose reactores plenamente comerciales hacia el año 2030.

9. En contraposición, la mayor parte de las centrales británicas lo son de una tecnología específica (reactores de grafito refrigerados por gas) que han sufrido más problemas técnicos.

10. *The economics of long-term operation of nuclear power plants*, OCDE, 2012.

11. Por ejemplo, la nueva central británica en Hinkley ha requerido que se firme un contrato de venta de su producción a 95 libras/MWh.

12. "Current Status and Prospects for Restart of Nuclear Power Plants in Japan", Yasuhiko Minami, Seminario "Situación y perspectivas de la generación nuclear", Club español de la energía, 14 de junio de 2014, Madrid.

6. Conclusiones

La energía nuclear no es algo de lo que podamos permitirnos prescindir. Es una fuente, quizá la única, que responde al conocido “trilema” energético: sin emisiones, económicamente competitiva y sin riesgos de suministro. Sus problemas de seguridad, tanto en lo relativo a su operación como a los desechos generados, son perfectamente gestionables. Las grandes cuestiones son de otra naturaleza, y caen esencialmente en dos categorías.

La primera es que en algunos países (por ejemplo, España o Alemania, pero no Francia o el Reino Unido) es extremadamente impopular. Es percibida como una fuente de alto riesgo, muy contaminante y controlada por agentes que sirven a oscuros intereses. Lo cierto es que la valoración científica concluye un riesgo bajo: los daños personales del más serio accidente nuclear – con diferencia – de la historia, el de Chernóbil, son mucho menores que los debidos cada año a la minería del carbón, por no hablar de accidentes de tráfico. Y en este caso, como en el más reciente de Fukushima (de mucho menor impacto que Chernóbil) existían serios problemas de diseño y sobre todo de control institucional inexistentes en el contexto europeo. Sin que esto quiera decir que la complacencia esté justificada.

En cuanto a servicio a intereses oscuros, en ninguna actividad económica existe un control público y tan exhaustivo como el que realizan los reguladores nucleares, que en España es el Consejo de Seguridad Nuclear.

El segundo problema es la atracción que ofrece una tecnología con costes de capital, y no de combustible, a que sus rentas sean apropiadas por la autoridad pública. Estas rentas (la diferencia entre precio de venta y coste marginal de producción) no son un privilegio indebido: son necesarias para pagar las inversiones. Declaraciones populistas sobre “centrales amortizadas” que justifiquen esta apropiación de rentas (vías impuestos específicos a la energía nuclear o por otros procedimientos) conducen a la desconfianza de los posibles inversores, el incremento de las primas de riesgo y el encarecimiento del suministro.

En último análisis, el futuro de la energía nuclear en España no depende de cuestiones de naturaleza técnica, sino política e institucional. La extensión de vida útil es buena para el país. Quizá también en un futuro lo sea la construcción de nuevas plantas. O quizá no. Pero en cualquier caso ninguna decisión racional será posible sin un marco regulatorio y legislativo estable, y una política fiscal razonable, basada en la realidad económica de estas instalaciones.

Una visión general del escenario futuro de la energía a 2035 (oferta y demanda).
Garantía y seguridad de suministro de la energía. La energía como factor de competitividad de la economía. La sostenibilidad medioambiental.
Conclusiones

Elecnor

1. Visión general del escenario futuro de la energía a 2035 (oferta y demanda)

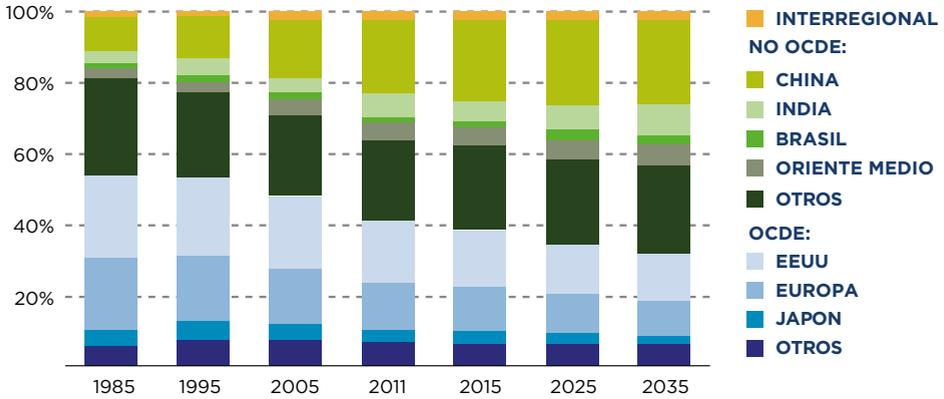
1.1 Demanda energética:

La demanda energética está ligada al crecimiento demográfico y económico de un país. En los últimos 20 años la demanda mundial se ha incrementado en torno a un 50%, particularmente en las economías emergentes, China, India, Oriente Medio y países iberoamericanos (principalmente Brasil), que han pasado de representar el 20% de la demanda global en 1995, a más del 50% en 2011.

El conjunto de estos países ha experimentado un espectacular crecimiento anual del 5.5%, frente al 0.2% que ha supuesto en el conjunto de países pertenecientes a la OCDE¹.

¹. Fuente: *World Energy Outlook 2013: International Energy Agency*

Energía primaria mundial por región



Fuente: *World Energy Outlook 2013: International Energy Agency*

Estudios de la IEA (International Energy Agency) apuntan a que esta tendencia continuará en las próximas décadas, y prevén que en 2035 los países actualmente fuera de la OCDE aumenten su demanda un 54% (respecto a valores de 2011), llegando a duplicar la de los países pertenecientes a la OCDE.

Los combustibles fósiles han cubierto mayoritariamente la demanda en las últimas décadas, llegando a representar el 82 % del mix energético (1990-2010), mientras que las renovables se han mantenido constantes con una participación del 13% y la nuclear un 6% (aprox.).

El ritmo de crecimiento energético y la penetración de unas u otras fuentes de energía dependerá de diversos factores: la expectativa de reducción de costes de la tecnología, el crecimiento económico y demográfico, la evolución del precio del petróleo, los modelos de financiación, las reducciones de CO2 previstas y, especialmente la estabilidad y políticas adoptadas por los diferentes países.

Por ello, la previsión de la futura demanda variará en función del peso que se tomen de estos factores²:

- Los escenarios planteados por petrolíferas como Exxon Mobil en su estudio “Outlook for Energy-2012” consideran que los hidrocarburos, junto con el carbón, seguirán dominando el mix energético, asignando a las renovables un 15% del mix en 2040.
- Otras proyecciones más moderadas estiman valores entre el 30-45% del mix para las

2. Fuente: *Renewables global futures report-2013: REN 21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century)*

renovables en 2050, como es el caso del escenario contemplado en el estudio del IEA, “Energy Technology Perspectives-2012”, que estima en un 41% la penetración de las renovables en el mix energético mundial.

- Los escenarios de mayor penetración renovable apoyan sus previsiones en significativas reducciones de emisiones de CO₂ (30-70% respecto a valores de 2012), y estiman que alcanzarán valores entre el 70-90%. Este es el caso del estudio de Greenpeace “Energy Revolution-2012” (82% de penetración renovable) o el “Global Energy Assessment-2012” (72%).

El escenario moderado del IEA (“World Energy Outlook - 2013”), que contempla las políticas energéticas ya en marcha, así como la entrada en vigor de las anunciadas a mitad de 2013, prevé que en 2035:

- el mayor crecimiento se traslade hacia India y países del sureste asiático. Oriente Medio también surgirá como gran consumidor energético, donde el gas natural y el petróleo se mantendrán como fuentes principales del mix energético.
- Estados Unidos seguirá avanzando paulatinamente hasta cubrir todas sus necesidades energéticas con recursos nacionales, como el gas de esquisto.
- Europa reducirá significativamente el crecimiento de la demanda energética debido a las políticas encaminadas a la eficiencia energética.

El aumento de la demanda energética se concentra en el sector eléctrico, ya que se ha constatado que el crecimiento en la generación térmica y en el transporte no es tan pronunciado.

En el sector eléctrico, que representa más de la mitad del uso de la energía primaria, los datos de las últimas décadas muestran una clara tendencia al incremento de las fuentes renovables como consecuencia del desarrollo tecnológico, la conciencia social y las políticas de apoyo a este tipo de fuentes de energía. La eólica y fotovoltaica, principales motores de este incremento, han alcanzado tasas de crecimiento del 27% y 42% anual respectivamente durante el periodo 2000-2010.

Diversos estudios apuntan a que la demanda de energía renovable seguirá creciendo en los próximos años. El escenario moderado del IEA (WEO-2013) sitúa en el 31% la aportación de las renovables al mix eléctrico global en 2035 que, en términos de capacidad, implicaría la instalación de 3100 GW renovables para 2035 (tres veces la actualmente instalada en Estados Unidos).

Con el apoyo de políticas activas se prevé mantener un crecimiento del mercado energético renovable en Europa, EE.UU. y Japón en las próximas décadas, esperándose un

mayor incremento de demanda procedente de los países emergentes, China, India, Brasil y países de Oriente Medio, donde se encuentran en una fase de menor desarrollo.

Dado que un escenario de alta penetración renovable es técnicamente posible, alcanzar un objetivo u otro depende fundamentalmente de la voluntad política, aunque también se verá afectado por otros factores como el crecimiento económico, la evolución del precio del petróleo, los mecanismos de financiación y la reducción de costes de las tecnologías.

1.2 Oferta energética renovable:

Al margen de la energía hidroeléctrica convencional, las principales fuentes renovables actualmente son la eólica y la solar. La eólica ya es adecuada para la generación de energía eléctrica a gran escala en emplazamientos con buen recurso. La solar fotovoltaica es idónea como generación de energía de distrito, de aplicación residencial y polígonos, limitándose su aplicación a gran escala en zonas semi-desérticas debido a su carácter intensivo en ocupación territorial.

Tecnologías como la biomasa, la transformación de energía eléctrica en hidrógeno a través de la electrolisis o el almacenamiento de energía, podrán abrirse camino en las próximas décadas.

En todo caso, el crecimiento de la oferta de renovables estará condicionado por la voluntad política de los gobiernos. Dado que son inversiones intensivas en capital, requieren de mercados que permitan un razonable y predecible retorno de la inversión, por lo que es muy importante valorar cómo y cuándo hay que aplicar o dejar de aplicar una política de incentivos.

1.3 Oferta energética renovable en Europa:

En Europa, la inclusión de las renovables es un hecho constado. En 2013 supuso el 72% de la potencia total instalada y cubrió el 20% de la demanda eléctrica (Eurostat) (con una aportación de la eólica del 8%)³.

La UE tiene el objetivo de cubrir el 20% de su demanda energética en 2020 con fuentes renovables, que se incumplirá en caso de mantenerse el ritmo actual de desarrollo (17,9% en 2020). Eufores considera viable alcanzar el objetivo en caso de “asegurar un marco legislativo estable y predecible a escala nacional y evitar cualquier cambio retroactivo respecto a los actuales marcos”.

3. Fuente: “2020 RES Scenarios for Europe” report, Sept. 2014, Eufores

1.4 Oferta energética renovable en España:

En España, las cifras ya nos indican la importancia que han alcanzado las fuentes renovables. Hace 20 años la generación eólica en España no alcanzaba el 1% de la generación de electricidad, siendo en 2013 la primera fuente de electricidad con un 20,9%. Adicionalmente, el mix eléctrico de 2013 contó con un 2,7% de mini-hidráulica, un 4,8% de solar, y un 1,9% de térmica renovable, totalizando así las renovables el 30,3% del atendimento de la demanda eléctrica española.

Si incluimos la hidroeléctrica convencional, el 43,2% de la energía eléctrica producida se generó a partir de fuentes de energías autóctonas y renovables, lo que representa una significativa reducción de los combustibles fósiles y de la factura en divisas para su adquisición.

El rápido crecimiento de las renovables en nuestro país se ha debido principalmente a la conjunción de condiciones propicias:

- Marco regulatorio adecuado.
- Capacidad inversora y de financiación.
- Emplazamientos idóneos (recurso eólico/ solar, capacidad de interconexión, etc.).
- Crecimiento sostenido de la demanda energética
- Desarrollo tecnológico en España

Este escenario, favorecedor del rápido crecimiento, se ha deteriorado dramáticamente: cambios regulatorios, inseguridad jurídica, crisis financiera, reducción de disponibilidad de emplazamientos para el desarrollo de renovables y ralentización de la demanda energética, son factores que explican el estancamiento actual y la falta de expectativas, sin olvidar que en torno al 20% de la potencia eólica instalada se encuentra ya en clara obsolescencia tecnológica, con la consiguiente pérdida de eficiencia.

El futuro de las energías renovables en nuestro país dependerá de la voluntad política por mantener un sector en el que España se había convertido en referente mundial.

2. Garantía y seguridad de suministro de la energía primaria

La economía y el desarrollo de cualquier país dependen en gran medida de un suministro de energía continuo y a unos precios, cuyo nivel y variabilidad permitan mantener la competitividad de la industria y un desarrollo sostenible con el medio ambiente.

Tal y como se apunta en el apartado 1 “Una visión general del escenario futuro de la energía a 2035”, el crecimiento de la demanda energética provendrá sobre todo de países no pertenecientes a la OECD (el 90% de economías emergentes)⁴.

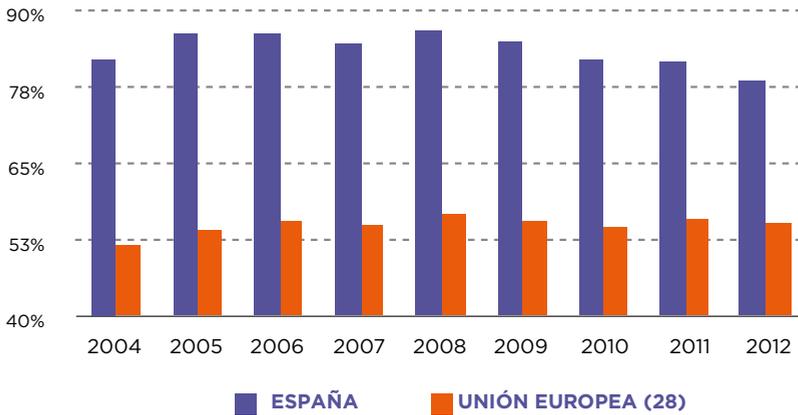
4. Fuente: *World Energy Outlook 2013: International Energy Agency*

Respecto al escenario actual, en 2035 el desarrollo y la mejora de las condiciones de vida en países productores harán que parte o todos los recursos energéticos que actualmente exportan, sean destinados a cubrir la demanda interna. Este hecho, junto con el agotamiento de los recursos en zonas actualmente en explotación, producirá una modificación física tanto de la producción como del consumo.

2.1 Dependencia energética de Europa y España:

La UE es uno de los principales consumidores de energía del mundo, por detrás de China y EE.UU, siendo actualmente un importador neto de energía (54%). España supera la media europea con una dependencia del exterior en torno al 80%. Las gráficas siguientes muestran la dependencia por fuente de energía primaria en la UE y España.

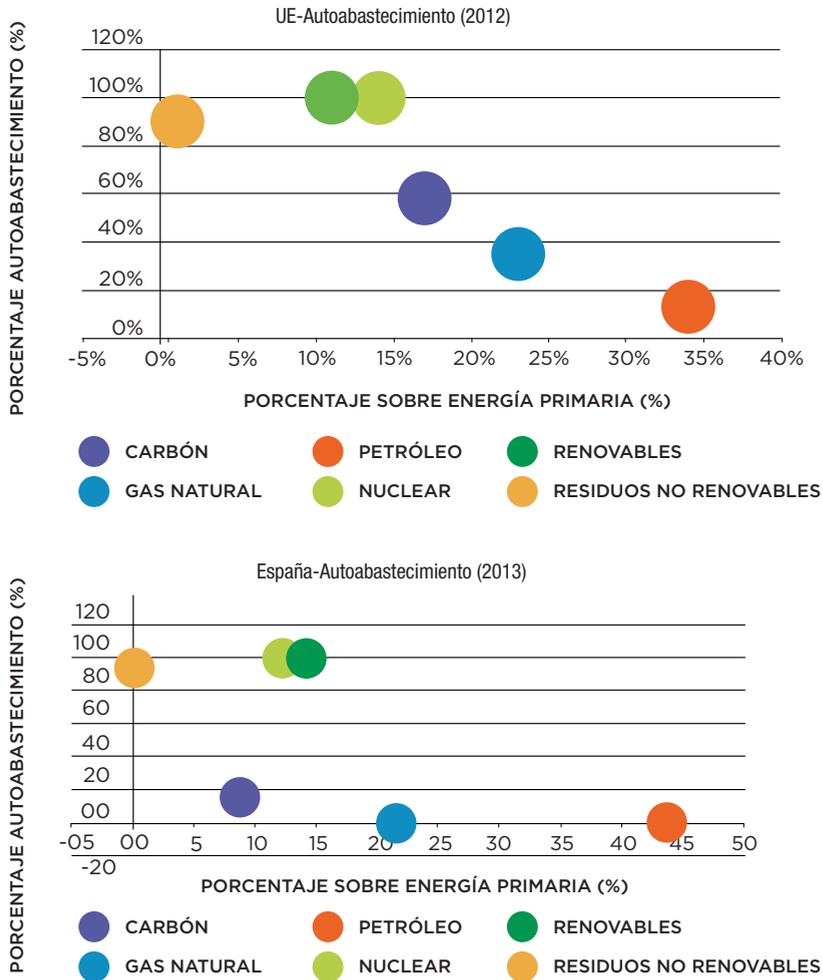
Dependencia energética



Fuente: *Eurostat*

La dependencia energética dentro de la UE presenta aspectos comunes en sus países miembros, aunque existen diferencias que se traducen en intereses no coincidentes en materia de política energética. Un aspecto común es la fuerte dependencia de los combustibles fósiles, siendo España uno de los países con mayor dependencia energética.

La previsiones energéticas de la UE hasta 2050 (EU energy, transport and ghc emisión, trends to 2050) muestran como tendencia el mantenimiento en valores absolutos del consumo de petróleo y gas y la disminución de carbón, con un incremento notable de las



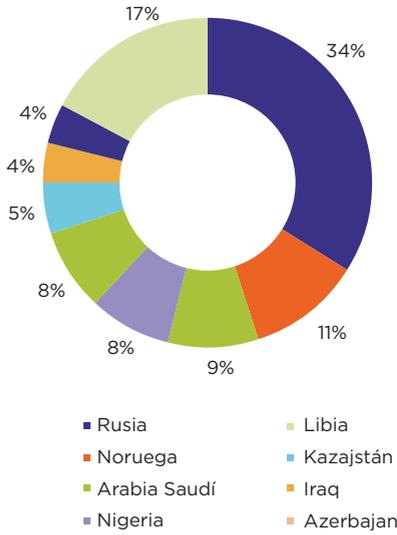
Fuente: Eurostat

renovables. El consumo absoluto energético de la UE disminuirá gracias a los programas de eficiencia energética (previstos actualmente hasta 2030).

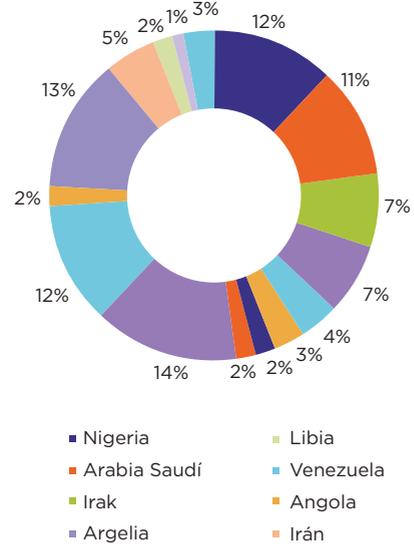
2.2 Suministro energético Europa y España:

La UE es fuertemente dependiente en petróleo y gas, con un suministro muy concentrado en pocos productores: el 50% del suministro de petróleo de la UE procede de Rusia,

UE importaciones crudo (2012)

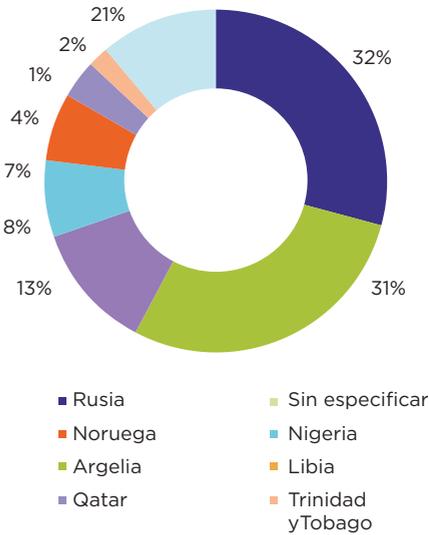


España importaciones crudo (2013)

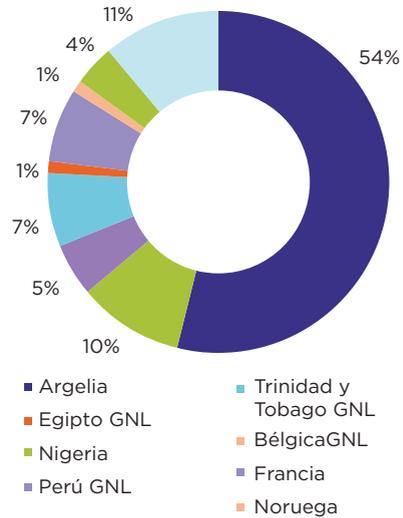


Fuente: CORE- Ministerio de Industria

EU importaciones gas (2012)



España importaciones gas (2013)



Fuente: Eurostat

Fuente: CORE- Ministerio de Industria

Noruega y Arabia Saudí, y más del 80% del gas de Rusia, Noruega y Argelia.

España, aunque es más dependiente que la media de la UE, tiene un suministro de crudo más diversificado, primando los procedentes de Oriente Medio, África y Latinoamérica. En gas, España depende en un 50% de Argelia, aunque cuenta con plantas regasificadoras que permiten el suministro mediante GNL y capacidad de almacenamiento.

El suministro energético de la UE depende de suministros en origen situados en Oriente Medio, Rusia y África del Norte, cuya inestabilidad puede afectar a la seguridad del abastecimiento, y con cuyos gobiernos se han establecido acuerdos:

- Rusia es el principal socio energético de la UE. La UE ha buscado una asociación estratégica en los últimos años, que se ha visto perjudicada en los últimos tiempos por la política exterior rusa, especialmente por el conflicto de Ucrania.
- Noruega está vinculada a la UE a través del Espacio Económico Europeo y es un socio muy importante, garantizando un suministro seguro.
- El norte de África ha presentado inestabilidad en los últimos tiempos, aunque el conflicto en Libia ha evidenciado que su economía es fuertemente dependiente de las exportaciones y los intereses de garantizar la seguridad en el suministro son mutuos.
- La UE tiene acuerdos de suministro con Arabia Saudí, país con reservas en su capacidad de producción utilizada en situaciones excepcionales como el embargo europeo y estadounidense a Irán o incrementos de precio del petróleo.

2.3 Recursos locales a nivel global:

La aparición de nuevas tecnologías ha posibilitado la explotación de nuevos yacimientos de petróleo y gas por métodos no convencionales. Norteamérica (Canadá y EE.UU) tendrá capacidad productiva para satisfacer su demanda interna de petróleo en 2035 (según previsiones IEA), y Brasil será uno de los principales productores de petróleo.

La existencia de nuevos productores y nuevas tecnologías, como la extracción del gas de esquisto, contribuirá a favorecer las estrategias de seguridad de los países o bloques consumidores, como es el caso de Europa y España, reduciendo por ejemplo la dependencia energética de Rusia.

Para que la diversificación de los productores se traduzca en un incremento de la seguridad de suministro es necesario el desarrollo de infraestructuras de transporte y mercado asociados, especialmente para el gas, recurso cuya dependencia está definida por su infraestructura de suministro.

A medida que Asia, especialmente China, incrementen su nivel de desarrollo, el comercio internacional del gas natural se desplazará hacia la región de Asia-Pacífico, y de forma global el incremento de demanda dificultará el acceso a los recursos energéticos.

2.4 Recursos locales en Europa y España:

Las principales fuentes de energía locales de la UE son las renovables y la nuclear. No obstante, países como Alemania tienden al desmantelamiento de su parque nuclear, y otros como Gran Bretaña han requerido elevadas subvenciones para viabilizar proyectos nucleares.

Respecto a la posibilidad de extraer gas de esquisto en la UE, que reduciría su dependencia en el suministro de gas y petróleo, cabe destacar que, además de disponer de reservas inferiores a una tercera parte que EEUU, la UE está siendo prudente ante las dudas que estas técnicas plantean desde el punto de vista medioambiental.

Fuente disponible recuperable técnicamente de gas de esquisto 2012 (tcm)

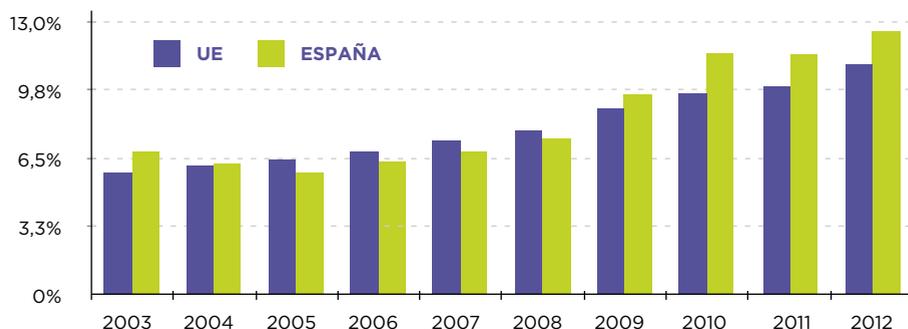
Shale gas	
E.Europa / Eurasia	15
Oriente Medio	4
Asia-Pacífico	53
OCDE Américas	48
África	39
Latinoamérica	40
OCDE Europa	13
Mundo	212

Fuente: *World Energy Outlook 2013: International Energy Agency*

Por ello, en los últimos años su política energética ha potenciado el desarrollo de las energías renovables para disminuir su gran dependencia energética del exterior, sobre todo de recursos fósiles.

Sin embargo, las políticas de apoyo a las renovables están viéndose disminuidas, como en Alemania, o incluso eliminadas, como en España, alejándose del objetivo de aumentar su independencia energética.

%Renovables UE - España



Fuente: Eurostat

3. La energía como factor de competitividad de la economía

La competitividad es el factor determinante para el desarrollo industrial y crecimiento económico de un país. Las empresas e industrias compiten en entornos cada vez más eficientes y complejos y el reto de un país es crear las condiciones necesarias para ser productivos y prósperos.

La competitividad depende de muchos factores: infraestructuras, coste y cualificación de la mano de obra, mercados financieros, compromiso con el medio ambiente, mercados de bienes y servicios o factores institucionales (fiscales, legales y sistemas de regulación o cambios de divisa), etc.

La disponibilidad de recursos energéticos y su coste son un factor más cuya afección a la competitividad varía según la industria y el sector. Para medirla identificaremos, en primer lugar, las actividades más sensibles o expuestas al sector energético, evaluando a continuación el coste de la energía y sus valores en el entorno económico mundial.

3.1. La energía como factor de competitividad en la industria:

A nivel global la industria de uso intensivo de energía (químicas, aluminio, cemento, hierro y acero, celulosa, vidrio, refinería...), que supone el 20% del valor industrial total y el 25% del empleo, consume el 70% de la energía de uso industrial. Por ello, la energía y su coste asociado afectarán en mayor medida a este tipo de industria.

Las economías más dependientes de este tipo de industrias corresponden a países en vías de desarrollo (principalmente China e India). Economías maduras, como EEUU y Europa, basan sus economías en los servicios y la fabricación de productos de mayor valor añadido y el impacto del coste energético es inferior.

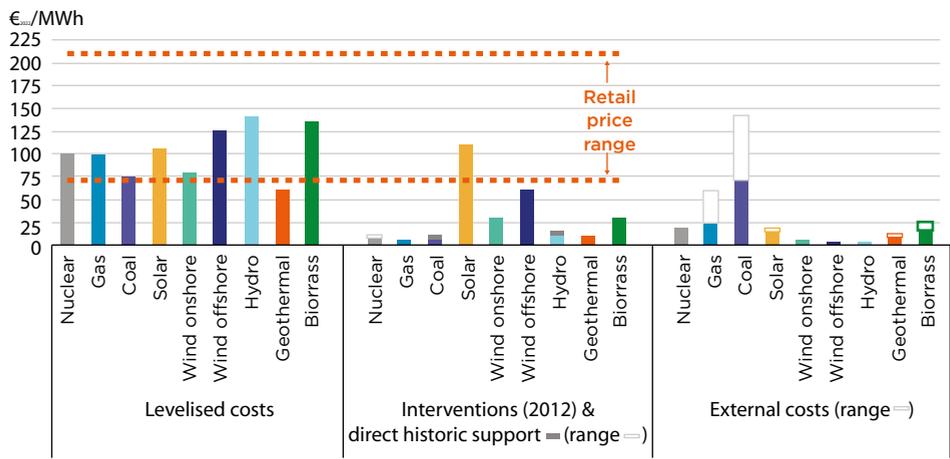
3.2. El coste de la energía en la industria:

Los principales componentes de la factura energética de la industria son electricidad, gas y petróleo:

- **Electricidad:** el coste final depende de varios factores, principalmente de la matriz de generación del país, la política energética y la estructura de costes particular aplicable al consumidor industrial, aspectos que se tratan posteriormente.

A continuación se analiza el LCOE (*levelised cost of electricity*) de las diferentes tecnologías de generación eléctrica, así como los incentivos aportados y los costes externos que han supuesto:

Costo nivelado de la electricidad 2012



Fuente: ECOFYS

Excluyendo los costes externos, las tecnologías actualmente más competitivas analizadas desde el punto de vista del LCOE son la térmica con carbón y la eólica terrestre:

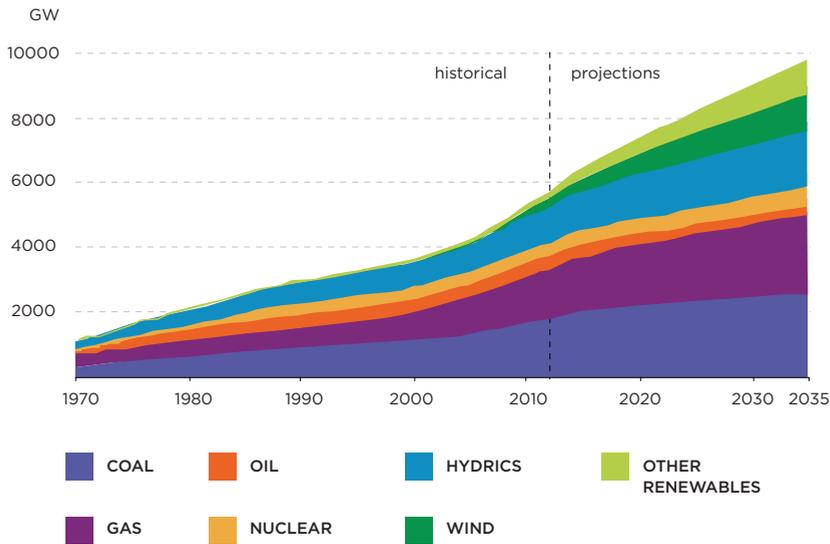
- **Generación térmica con carbón:** presenta el LCOE más bajo, aunque sus costes externos son muy elevados al no garantizar los requisitos de sostenibilidad. En función del desarrollo de mecanismos mundiales o regionales de valoración de emisiones de CO2 tendrá un sobrecoste para cumplir con los requerimientos ambientales.
- **Eólica terrestre:** en emplazamientos con recurso presenta el LCOE más bajo junto con el carbón, pero con la ventaja de tener unos costes externos casi nulos y de garantizar una **gran estabilidad de precios**, al carecer de incertidumbres

respecto a costes de combustibles o derechos de emisión. Además es un recurso sostenible sin dependencia del exterior.

- **Ciclos combinados:** es una de las tecnologías que mayor potencia instalará en los próximos años, pese a su elevado LCOE y a la incertidumbre de la evolución futura de los precios del gas. En el caso de Europa y España se añade la fuerte dependencia del exterior de este recurso.
- **Energía nuclear:** presenta un LCOE nuclear elevado. Los nuevos proyectos nucleares en UK han requerido costes de energía garantizados de más de 90 £/MWh (115 €/MWh aprox.), y cuantiosas subvenciones para ser viables.

Las previsiones (IEA-WEO 2013) apuntan a que las tecnologías que más potencia instalarán a nivel mundial en los próximos años serán gas, carbón y renovables.

Previsión potencia eléctrica a instalar por tecnologías



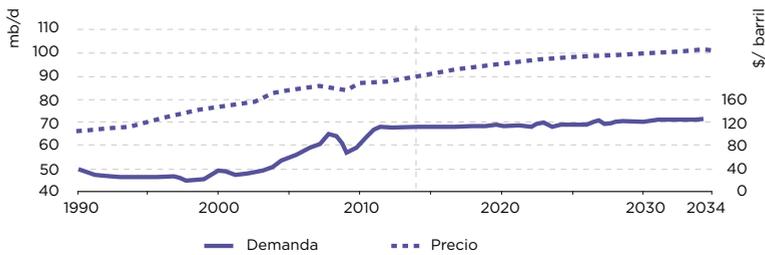
Fuente: *World Energy Outlook 2013: International Energy Agency*

- **Gas y petróleo:** los combustibles fósiles seguirán formando parte del mix energético en los próximos años, y todas las previsiones de demanda y precio reflejan aspectos comunes para el periodo 2014 – 2035:
 - Demanda creciente del consumo de gas y petróleo,
 - Tendencia alcista del precio, aunque sin descartar fluctuaciones.

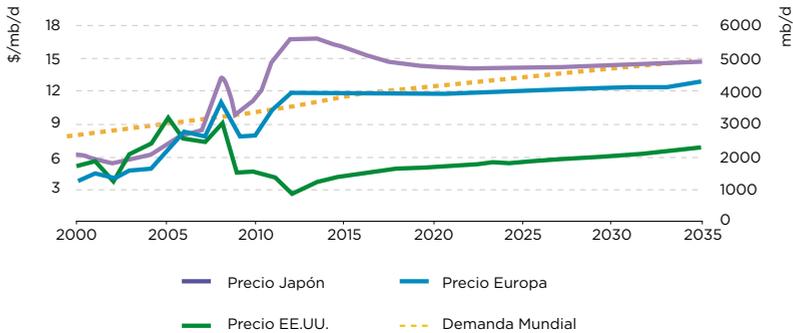
El precio del petróleo depende en gran medida de cuestiones geopolíticas. Las decisiones de países productores hacen fluctuar de forma considerable el mercado: recortes de producción se traducen en subidas de precio, y viceversa.

La rebaja del 25% del precio del barril de crudo desde junio parece haberse producido por el intento de Arabia Saudí de luchar contra el desarrollo de nuevas tecnologías (“fracking” en EEUU o explotación en aguas profundas de Brasil), rebajando el precio a niveles en las que éstas no son competitivas, y de recuperar cuota de mercado, ya que esta bajada de precios se traducirá en la disminución de la producción de diversos productores hasta que los precios se recuperen. Diversos expertos apuntan a que esta reducción de precios es puntual y, una vez Arabia haya recuperado cuota de mercado, los precios volverán a superar los 100\$ por barril.

Previsión mundial de demanda y precio de petróleo



Previsión mundial de demanda y precio regional de gas



Fuente: *World Energy Outlook 2013: International Energy Agency*

En el caso del gas, existe además una diferencia de precios entre Estados Unidos, Europa y Asia, producida por la no existencia de un mercado global, que tenderá a reducirse a medida que se desarrollen las nuevas tecnologías de extracción de gas y el mercado del gas natural licuado (plantas regasificadores y buques metaneros).

El coste energético para economías fuertemente dependientes del exterior como la europea y la española será por tanto creciente, y muy dependiente de variaciones de precios por inestabilidades en la cadena de suministro o en los mercados internacionales.

Así, el grado en que un país es vulnerable al incremento del precio de la energía, en relación con otras economías, estará ligado a:

- a. Dependencia de la economía en las industrias de uso intensivo de energía, y
- b. el efecto que tiene el coste de la energía sobre el coste de producción.

Estos dos puntos se analizarán a continuación para el caso de Europa y España.

3.3. Energía y competitividad en Europa:

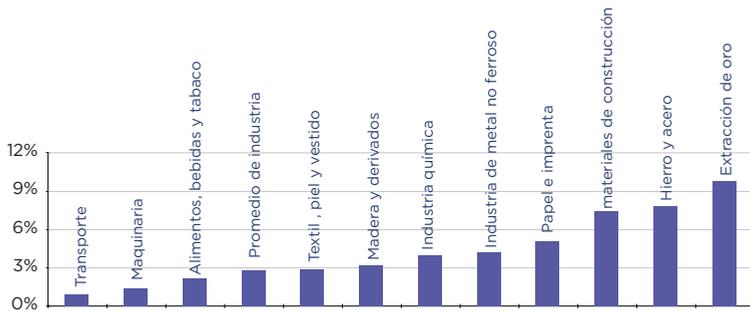
a. Dependencia de la industria de uso intensivo de energía: Europa no depende fuertemente de este sector, ya que sólo aporta un 1.34% al PIB de la región en términos de valor añadido.

b. Afección del coste de la energía sobre la producción: mientras los países más dependientes de la industria basan su economía en el producto “barato”, los desarrollados deben potenciar la alta calidad y la innovación de sus productos, así como aprovechar el conocimiento adquirido en el sector energético como ventaja competitiva, lo que le ha permitido, por ejemplo, consolidarse como líder mundial en sectores como las renovables. Mantener esta posición requerirá de políticas de apoyo a la innovación e inversiones destinadas al I+D e infraestructuras (entre otras).

Aun así, centrándonos en la industria de mayor consumo energético en Europa, el coste promedio de la energía supone únicamente algo más del 2% del coste total de producción.

Industria de uso intensivo de la energía.

Promedio de costes de energía en relación con costes totales de producción-2012

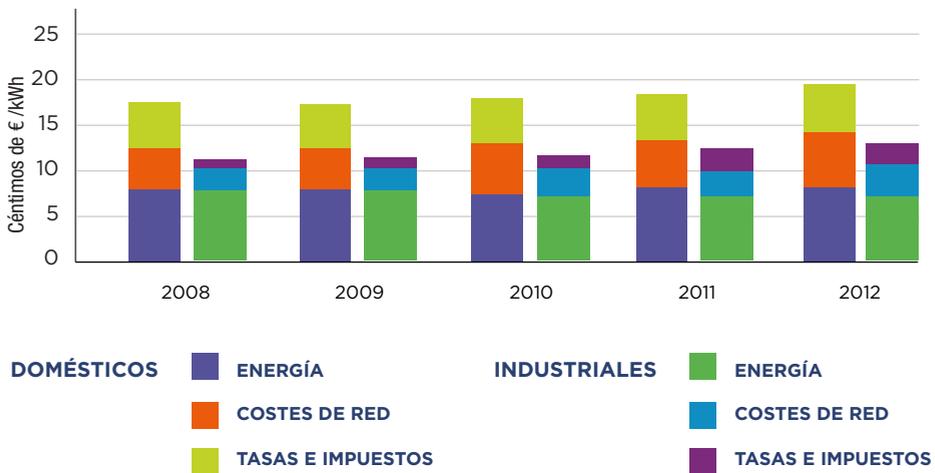


Fuente: *Commission staff working document: Energy prices and costs report. Energy prices and costs in Europe*

En relación a los principales componentes de la factura energética de la industria:

- **Gas natural:** tal y como se ha mencionado las previsiones apuntan a un aumento sostenido de su precio. Además, Europa posee una fuerte dependencia del exterior (30% proviene de Rusia), lo que le hace más vulnerable a variaciones de precio.
- **Electricidad: la industria paga menos por la electricidad** que los consumidores domésticos:

Evolución de los costes de electricidad en la UE. 2008-2012



Fuente: *Commission staff working document: Energy prices and costs report.*

Energy prices and costs in Europe

El precio total de la electricidad ha evolucionado en función de la variación de los diferentes componentes que la forman (energía + red + tasas) de la siguiente manera:

- El coste de la energía para la industria se redujo ligeramente (3%) en 2008-2012. Esto se debe, en parte, a que el consumidor industrial se ha beneficiado de la reducción del precio pool causado, entre otros, por la inclusión de renovables.
- El coste asociado al transporte y distribución aumentó una media del 30% para la industria.
- Las tasas suponen tan sólo el 10% del total de la factura para la industria. Sin embargo, ha sido el componente que ha experimentado un mayor incremento en los últimos años (127%). Estas tasas dependen de las políticas energéticas de cada región

e incluyen, además de las ayudas a las renovables, cargos fiscales, subvenciones a la nuclear, aportaciones al carbón, etc. Además contiene otros costes regulados no relacionados con la producción y transmisión de la energía (cargos fiscales nacionales, regionales o locales, etc) que encarecen el precio de la electricidad.

A pesar de la probada competitividad de determinadas fuentes, particularmente la eólica, los gobiernos están manteniendo cargos adicionales que nada tienen que ver con la generación, y que lastran su competitividad. Además, cabe mencionar que el precio del LCOE de estas tecnologías se ha visto desvirtuado en muchas ocasiones por desafortunadas y aberrantes exigencias de contenido local o de planes industriales asociados.

3.4. Energía y competitividad en España:

En España, la aportación del sector energético a la economía supuso el 3% del PIB en 201217.

a. Dependencia en la industria de uso intensivo de energía: durante muchos años en España ha predominado la industria pesada de bajo valor añadido y uso intensivo de la energía.

Desde la entrada del mercado único europeo (1993), las industrias menos eficientes han ido desapareciendo.

En relación al incremento del precio de la factura energética de las industrias, es necesario resaltar que la industria de uso intensivo sigue beneficiándose de la bonificación por la prestación del servicio de interrumpibilidad, de la diferencia de coste de los peajes o de las exenciones fiscales.

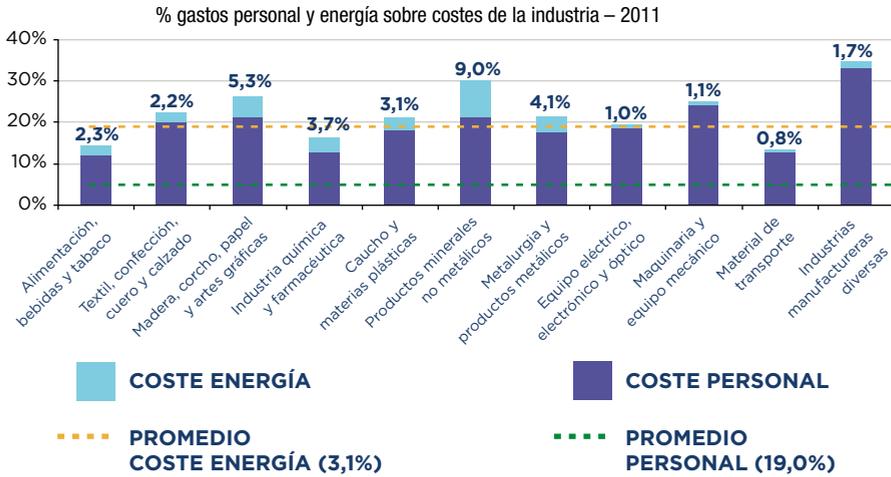
b. Afección del precio de la energía sobre la producción industrial: en España el coste de la energía supone poco más del 3% del coste total de producción. Su impacto es muy inferior al de otros componentes, como el del personal, que llega a ser 6 veces superior al de la energía, tal y como se muestra en el gráfico siguiente:

%gastos personal y energía sobre costes de la industria – 201118

Los principales productos energéticos utilizados por las empresas industriales fueron la electricidad (51,7% del total) y gas (28,3%) 18 en 2011:

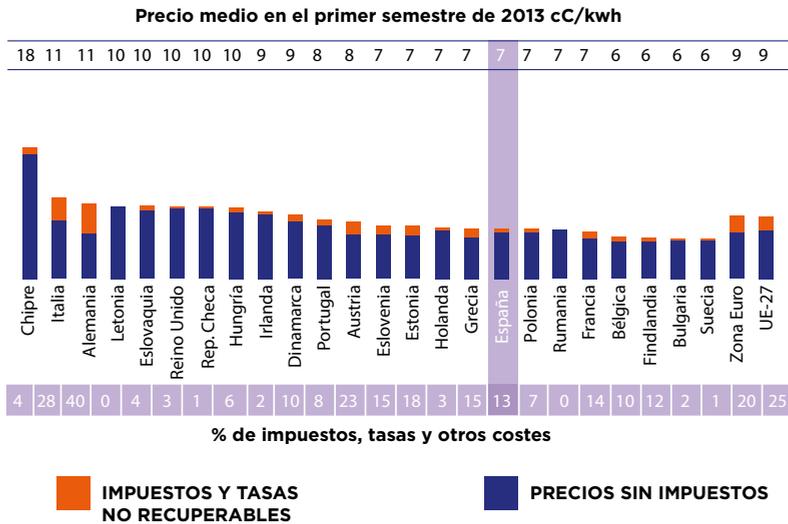
- El mercado **gasista** español depende fuertemente de las importaciones y tampoco es ajeno a gravámenes o tasas, lo que influye en su precio final.
- El precio de la **electricidad** en España para los grandes consumidores industriales es casi un 20% inferior a la media de la UE.

% gastos personal y energía sobre costes de la industria – 2011



Fuente: *El sector energético y su aportación a la sociedad. Club Español de la Energía.*

Comparativa precios eléctricos finales UE grandes consumidores industriales (c€/kWh)



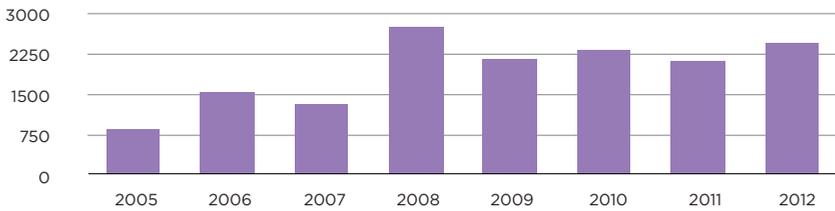
Fuente: *Análisis comparativo de los precios de la electricidad en la Unión Europea: Una perspectiva española. Funseam*

- Impacto de la penetración de las energías renovables: las recientes políticas energéticas han repercutido muy negativamente en el sector, a pesar de que las consecuencias de la penetración de renovables en España han demostrado ser altamente positivas y de diversa naturaleza:

- Económicas:

- Reducción de las importaciones de combustibles fósiles.

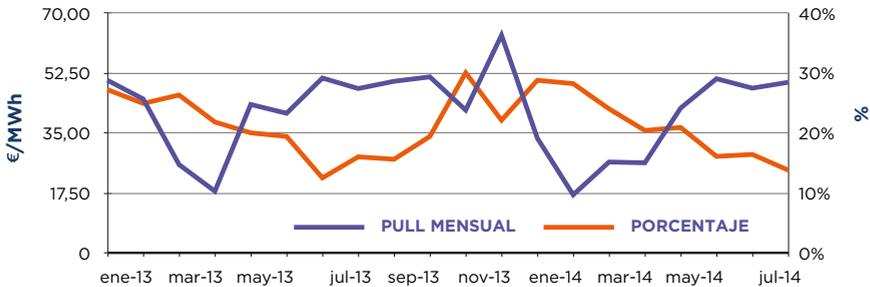
Importaciones de combustibles fósiles evitadas por renovables (M€/ año)



Fuente: Eurostat

- Reducción del precio pool: la alta penetración eólica en el mix energético ha reducido muy significativamente el precio pool de la electricidad.

Cobertura eólica y precio pool España



Fuente: OMIE y REE

El impacto de esta tecnología en los precios de la electricidad supuso **un ahorro de 2.500 M€, un 21.2% superior a las primas percibidas por la eólica (1.970 M€)**⁵.

- Creación de tejido industrial en torno a la tecnología renovable (tecnólogos de aerogeneradores, placas solares, de componentes y equipos, etc.). Cabe mencionar, que importantes multinacionales tecnológicas españolas compiten a nivel mundial.

5. Fuente: Act of facts. AEE

- Desarrollo de la promoción, construcción y operación de proyectos de energías renovables por parte de empresas españolas, con significativa penetración en mercados internacionales.
- Atracción de fuertes inversiones extranjeras en el sector industrial y en el desarrollo de proyectos renovables⁶.
- El sector eólico tuvo en 2011 un peso del 0.24% en el PIB (un 0.1% menor que en 2009).
- **Estratégicas:** menor dependencia de fuentes fósiles. La generación renovable sin considerar la hidroeléctrica en 2013, 79,3 TWh, equivale a 6,85 Mtoe⁷.
- **Medioambientales:** reducción de las emisiones de CO2. La generación renovable en 2013 ahorró la emisión de 26,17 Mt equiv. CO2⁸.

Fuentes renovables como la eólica ya compiten con las convencionales en países como Brasil, mientras que en España su competitividad está limitada por políticas que las ponen en desventaja:

- Impuestos locales sobre las unidades de generación en diversas comunidades autónomas (canon eólico gallego a los aerogeneradores, independientemente de su potencia unitaria).
- Asignación de potencia a través de Concursos que exigen agresivos planes industriales.
- Continuos límites de generación impuestos por REE ante situaciones de exceso de generación (ausencia de mínimo técnico de funcionamiento en la eólica).

La considerable reducción del precio de la electricidad derivada de la entrada de las renovables en el pool, unida al tejido industrial en torno al sector renovable y a sus exportaciones, han contribuido positivamente a la mejora de la competitividad de nuestra economía.

Las empresas españolas se han situado a la vanguardia del sector energético mundial, mostrando un gran dinamismo en términos de inversiones en el exterior. Mantener su posición de liderazgo, por el que somos reconocidos internacionalmente, requiere el apoyo del gobierno a través de políticas que fomenten el desarrollo de fuentes renovables, mecanismos de financiación propicios para nuevas inversiones, I+D, y eliminación de tasas e impuestos que lastren su competitividad.

6. Las sucesivas modificaciones del marco jurídico renovable han supuesto el desplome de las inversiones exteriores y la pérdida de prestigio de España ante inversores extranjeros. España cuena con 7 recursos contra los recortes aplicados registrados en el Ciadi.

7. Valores convertidos con equivalencias de la International Energy Association.

8. Equivalencia 2011 Ministerio de Industria.

4. La sostenibilidad medioambiental

Cuestiones como el cambio climático, la explotación insostenible de recursos vitales como el agua, o la crisis alimentaria, sitúan la sostenibilidad ambiental en primer plano de la actualidad social y del debate político a todos los niveles, tanto local como global.

Al hablar de sostenibilidad medioambiental cobra especial importancia la generación y uso de la energía ya que actualmente suponen la emisión de importantes cantidades de gases de efecto invernadero (GEI), principal causa del cambio climático.

El cambio climático es una cuestión global que nos afecta a todos. La principal manera de hacerle frente es a través de la reducción de las emisiones de los GEI, en particular el CO₂. A continuación se presentan los compromisos a nivel global, europeo y español al respecto.

4.1 Reducción de emisiones de CO₂ a nivel global:

Protocolo de Kioto: acuerdo internacional con el objetivo de reducir las emisiones de 6 gases causantes del calentamiento global, CO₂ entre ellos, en aprox. un 5% en el periodo 2008-2012, respecto a 1990.

El Protocolo nació en el año 1997, y en 2009 187 países lo habían firmado (EEUU no firmó).

La Enmienda de Doha aprobada en 2012, que extiende su aplicación a una segunda fase (2013-2020), entrará en vigor cuando sea ratificada por tres cuartas partes de los países que suscribieron el Protocolo

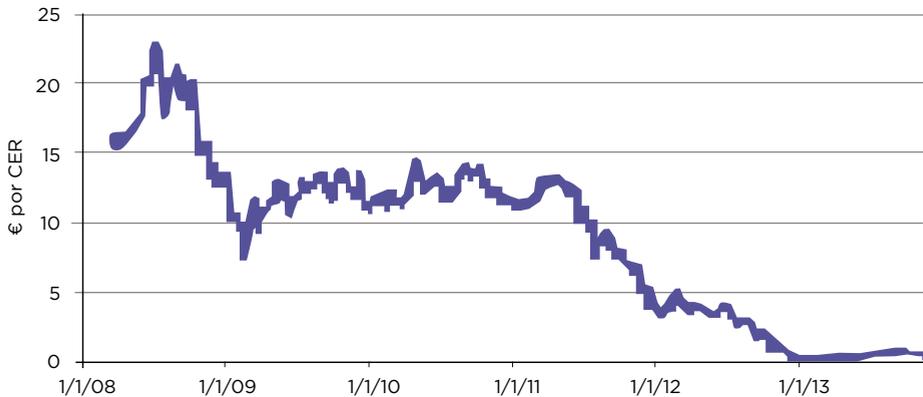
Se está trabajando para alcanzar un nuevo acuerdo global de cambio climático en París en 2015.

Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL): entre los instrumentos previstos en el Protocolo de Kioto para facilitar el cumplimiento de sus compromisos, ocupan un lugar destacado los MDLs. Los proyectos registrados como MDL, localizados en países en desarrollo, reciben un certificado de carbono otorgado por la ONU (CER) por cada tonelada de CO₂ que evitan sea emitida a la atmósfera.

El objetivo de los MDL es doble:

- facilitar el cumplimiento de compromisos de reducción y limitación de emisiones,
- apoyar el desarrollo sostenible de los países en desarrollo a través de la transferencia de tecnologías limpias. Así, numerosos proyectos realizados en estos países se han viabilizado gracias a la consideración del ingreso por la venta de los CERs en sus modelos.

Los proyectos de tipo energético (energías renovables, cambio de combustible, eficiencia energética...) suponen el 75% del total de proyectos registrados, siendo China el país

Evolución precios mercado de CER. Fase 2 del EU ETS 2008-2012

Fuente: *La experiencia del comercio de derechos de emisión como herramienta para mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero. Informe estratégico de la fundación para la sostenibilidad energética y ambiental. Funseam*

que más proyectos ha desarrollado con una participación superior al 50%, seguido de India con un 20%. La principal demanda de CERs proviene de los gobiernos y empresas europeas, seguidos de japoneses.

Sin embargo, el precio actual de los CERs se ha desplomado, pasando de los 20 €/CER en 2008 a 0,2 €/CER en 2014, debido al desequilibrio entre la oferta y la demanda. Por tanto, la viabilidad de diversos proyectos ha quedado comprometida.

4.2 Reducción de emisiones de CO2 a nivel europeo:

Europa se ha posicionado como líder en lo que a la lucha contra el cambio climático se refiere. Mediante su adhesión al Protocolo de Kioto, la Unión Europea asumió un compromiso de reducción de un 8% de sus emisiones de GEI en comparación a los niveles de 1990, objetivo que debería cumplirse durante el periodo 2008-2012.

Las emisiones han seguido una tendencia decreciente desde 2004, y según los últimos datos disponibles de 2011, disminuyeron un 18,4% respecto a niveles de 1990.

Adicionalmente, a principios de 2014 la CE anunció los pilares de la política de clima y energía para 2030 (en debate actualmente), por una economía más competitiva, segura y baja en carbono:

- Objetivo vinculante de reducción del 40% de emisiones de gases de efecto invernade-

ro respecto a los niveles de 1990 (en 2012 se alcanzó el 17,9%) (Eurostat).

- Objetivo vinculante de alcanzar al menos un 27% a partir de energías renovables.
- Aumento de la eficiencia energética

Estas directivas reflejan el objetivo reafirmado por la CE en febrero de 2011 de la UE de reducir las emisiones entre un 80 y un 95 % en 2050 respecto a los niveles de 1990.

Régimen Europeo de Comercio de Derechos de Emisión de CO2 (EUAs): diseñado como instrumento para facilitar el cumplimiento de las obligaciones que los estados miembros y la propia UE habían contraído con la firma del Protocolo de Kioto. Así, aquellos emisores que emitan menos CO2 del que les corresponde venden sus EUAs a aquellos emisores que los necesiten.

Evolución precios mercado de EUAs 2008-2012



Fuente: *La experiencia del comercio de derechos de emisión como herramienta para mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero. Informe estratégico de la fundación para la sostenibilidad energética y ambiental. Funseam*

Las instalaciones que realizan actividades en los sectores de energía, producción y transformación de metales férreos, industrias minerales, fabricación de pasta de papel, papel y cartón están sujetas obligatoriamente a este régimen de comercio de derechos.

Los CERs son convertibles a EUAs, aunque únicamente aquellos que provengan de proyectos MDL registrados en la ONU con anterioridad al 31.12.2012.

Inicialmente este mercado supuso un ingreso importante para aquellos productores

que se esforzaran en la reducción de sus emisiones y para los productores de energías renovables en países en vías de desarrollo, conformando incluso un ingreso necesario para asegurar su viabilidad financiera.

Sin embargo, al igual que ha ocurrido con los CERs, la crisis financiera y la consecuente desaceleración de la demanda ha provocado que haya un exceso de EUAs y que se desplome su precio.

4.3 Reducción de emisiones de CO2 en España:

El protocolo de Kioto fijó como objetivo para España no superar un aumento del 15% de sus emisiones de CO2 en 2008-2012 respecto a 1990.

España, que registró un aumento de emisiones de un 22,8% en el periodo 2008-2012, ha sido uno de los países que más se ha alejado de su objetivo (informe EEA). Aun así, la crisis financiera ha ayudado a España a acercarse a su objetivo, ya que el aumento de emisiones en el año 2007 era del 50%.

El incumplimiento del protocolo de Kioto ha supuesto para el Estado (por las emisiones de los sectores difusos como el transporte o los hogares) el desembolso de más de 800 M€, destinados para comprar derechos de emisión fuera del país.

La generación renovable en el periodo 2008 a 2012 representó en España el ahorro de la emisión de unos 175 Mt de CO2, que a un precio de 8€/derecho son unos 1.400 M€.

Conclusiones

El aumento de la demanda energética en los próximos años, concentrado en los países actualmente fuera de la OCED, afectará al precio y seguridad de suministro de las regiones altamente dependientes de la importación de combustibles fósiles, como Europa. La necesidad de asegurar el suministro energético, así como de mantener o aumentar la competitividad europea y contribuir a la lucha contra el cambio climático, deben sentar las bases de las actuaciones a considerar en España y Europa:

- Cumplir los objetivos europeos de **crear un único mercado eléctrico europeo y desarrollar las interconexiones energéticas internas**, conforme a lo acordado en la Comisión Europea (2014), que incrementó el nivel de interconexión energética al 15% en 2030. Esto es fundamental para España, cuya interconexión eléctrica es del 2% actualmente.
- Disminuir la dependencia del exterior:
 - **Potenciando las energías renovables** que han demostrado ser altamente **com-**

petitivas, como la eólica, reactivando su crecimiento a través de **marcos regulatorios estables y eliminando tasas y obligaciones** que lastren su competitividad.

- Modificando la matriz de consumo (**electrificación**), derivando parte del cubierto con combustibles fósiles a demanda eléctrica, que puede ser cubierta con energías renovables. El sector del transporte tiene un gran potencial a través del coche y tren eléctrico.
- Promoviendo la **eficiencia energética**.
- **Liberar la factura de gas y electricidad** de costes ajenos a la política energética.
- Minimizar los costes regulados, ajustando pagos por interrumpibilidad y capacidad, y ayudas a tecnologías poco eficientes.
- Alcanzar un nuevo acuerdo en París el año próximo con el mayor consenso posible, en aras de la sostenibilidad medioambiental y de la competitividad de los países firmantes.
- Impulsar medidas para promover la reducción de emisión de GEI, particularmente el CO₂:
 - Potenciar las energías no intensivas en emisión de CO₂ (gas natural, nuclear y renovable).
 - Potenciar los mercados de CO₂:
 - Implantar y reforzar mercados paralelos al europeo en el resto de regiones.
 - Permitir que los CERS sean comercializables en los diferentes mercados regionales
 - Implantar mecanismos que refuercen el precio del derecho de CO₂, estableciendo objetivos de emisión relativos en vez de absolutos (refiriendo los kg de CO₂ a las unidades de producto, a los MWh consumidos, etc.) y esquemas de revisión de objetivos.
 - Concienciar a los ciudadanos sobre la huella de carbono de productos y servicios
 - Desarrollar tecnologías de captura de CO₂.



Parte III:

Política energética, competitividad y sostenibilidad



Electrificación del modelo energético

Iberdrola

1. Contexto

Los elementos básicos de la política energética de la Unión Europea, y de cualquier política energética en general, deben estar orientados a garantizar la seguridad del suministro energético a unos precios competitivos y en un marco de sostenibilidad medioambiental.

El Consejo Europeo de octubre de 2014 ha acordado un avance en este campo, acordando unos objetivos que exigirán esfuerzos adicionales para su consecución en 2030 que son: 1) reducción de emisiones de CO₂ de al menos el 40% respecto a las emisiones de 1990 con carácter vinculante por países, 2) una cuota en la energía final del 27% de energías renovables también vinculante pero en cómputo europeo y 3) una mejora indicativa de la eficiencia energética del 27% en cómputo europeo.

En el reto que supone la consecución de tales objetivos, la electrificación de la economía juega un papel esencial.

En la actualidad la integración eficiente de las energías renovables en la dieta energética, solo es posible a través del sistema eléctrico. Por tanto, en la medida en que nuestro consumo energético se oriente hacia aplicaciones que utilicen la electricidad como fuente de energía, donde existe un gran potencial para renovables, en lugar de hidrocarburos cuya cuota de importación se eleva a día de hoy hasta el 99%¹ reduciremos nuestra dependencia energética, favoreciendo al mismo tiempo la sostenibilidad medioambiental

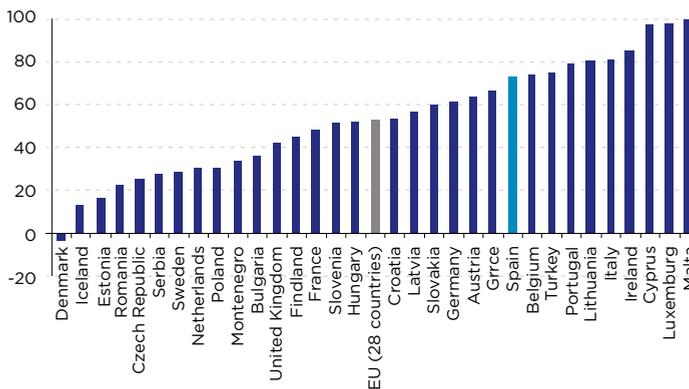
Por otro lado, una parte importante del ahorro y la eficiencia energética, van a venir de la mano del uso de la electricidad, tanto en sus usos tradicionales, como es el campo de la iluminación, como por la generalización de la electricidad en otras aéreas, como es el caso de la climatización y el transporte, y especialmente por las posibilidades que permite la electricidad para la introducción de más inteligencia en todas la aéreas del consumo diario ya sea doméstico o industrial (“internet de las cosas”).

2. Bases de la electrificación del modelo energético

La paulatina transformación del modelo energético hacia una mayor electrificación tiene efectos positivos sobre la sostenibilidad del mismo.

En primer lugar cabe destacar la reducción de la dependencia energética, tal y como se comentaba anteriormente, cuyos beneficios se acentúan en el caso español caracterizado por una fuerte dependencia del exterior. Esta dependencia en nuestro país (73% en 2012), derivada de la escasez de recursos energéticos autóctonos y competitivos, se sitúa muy por encima de la media europea, (53%).

Figura 1: Ratio dependencia energética (2012)

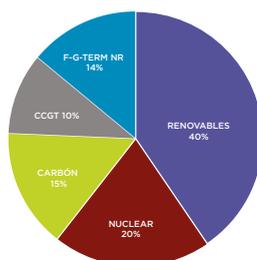


Fuente: Eurostat

1. MINETUR - Boletín trimestral de coyuntura energética 4T 2013

Por otro lado, el sector eléctrico se ha manifestado como el vehículo más eficiente para la integración de renovables en el mix energético, donde actualmente representan un 41% de la energía generada en 2013.

Generación eléctrica en España 2013



Fuente: REE -*Avance del informe del Sistema Eléctrico Español 2013*

Las energías renovables cumplen la condición de ser fuentes autóctonas y además sostenibles, y habida cuenta de que el sector eléctrico es el único que permite la integración eficiente de este tipo de energías en el mix energético, un mayor peso de estas fuentes en el balance eléctrico y una mayor electrificación de la sociedad contribuirá a alcanzar los objetivos de independencia energética y a la disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero.

Por otra parte, la mayor electrificación de la sociedad, no solo contribuye a los objetivos de independencia energética, sino que también permite fomentar la eficiencia y el ahorro energético, en la medida que la sustitución de determinadas aplicaciones por su versión eléctrica ofrecen un mayor rendimiento energético (transporte por carretera vs. ferrocarril), lo que redundará en la mejora de la eficiencia global del sistema.

Planteados los principales beneficios de un modelo más electrificado, cabe preguntarse como evolucionar hacia el mismo. La electrificación implica un crecimiento del peso de la demanda eléctrica dentro de la demanda global de energía. Este proceso de incremento de demanda eléctrica, en detrimento de otros consumos energéticos, puede darse principalmente a través de tres sectores: doméstico y sector servicios, el transporte y la industria.

- En el ámbito doméstico y en muchas actividades del sector servicios, la electrificación puede aumentarse a través del fomento de sistemas eléctricos de acondicionamiento, agua caliente sanitaria y cocina, sustituyéndose en estos casos el consumo de gas natural. Igualmente el uso de electrodomésticos más eficientes permite ahorros que contribuyen a los objetivos globales. En este sentido es importante destacar el papel que juega en el fomento de estas actuaciones la certificación energética y el etiquetado energético.

- En España el transporte de mercancías tradicionalmente se ha efectuado por carretera. El consumo de hidrocarburos representa el 51% del consumo total de energía final. La electrificación en el sector transporte puede lograrse tanto a través de:
 - Fomento de las tecnologías existentes. Este es el caso del fomento del transporte por ferrocarril en lugar de avión o carretera, tanto para personas como para mercancías. Esto implica el desarrollo de nuevos sistemas intermodales.
 - Desarrollos de nuevas tecnologías cuyo despegue ya se está produciendo. Este es el caso de los vehículos eléctricos de distinto tipo, en el transporte privado, en el transporte ligero de mercancías y en el transporte público.
- Por último, en el sector industrial, el grado de electrificación puede incrementarse en la medida en que los sistemas de producción y auxiliares puedan utilizar la electricidad como input energético en lugar del gas u otros combustibles fósiles. La penetración de la electrificación en el sector industrial vendrá favorecida por la generalización de los procesos de robotización y la implantación de sistemas de control automático.

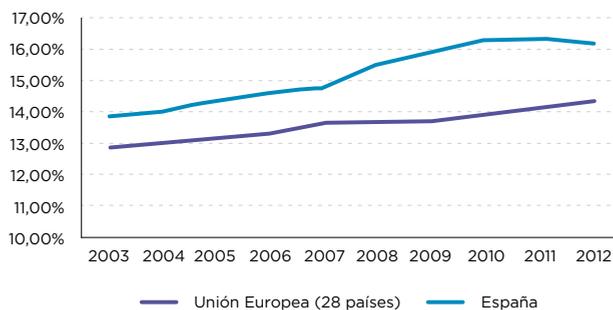
Si bien es cierto que los tres sectores han contribuido en mayor o menor proporción a la electrificación del modelo energético, tanto a nivel global como nacional, se podría afirmar que de cara al futuro el que mayor potencial presenta es la electrificación del transporte.

3. Evolución y tendencias

Las estadísticas demuestran que la electrificación del modelo energético es ya una realidad, donde de cara a futuro el sector transporte jugará un papel fundamental.

Tanto en España como en Europa, se ha experimentado un paulatino crecimiento del peso de la electricidad en el mix energético, si bien es cierto que en España el sector transporte tiene una mayor importancia que en la media de los países de la Unión Europea.

Evolución de demanda de energía total y eléctrica.



Fuente: Eurostat

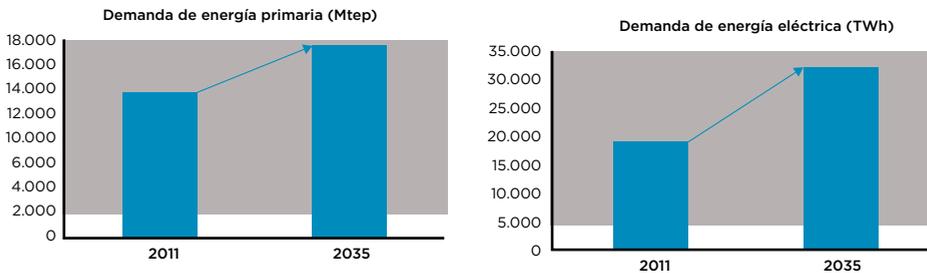
Detrás de esta evolución se encuentra la introducción de la electricidad en sectores donde tradicionalmente había jugado un papel muy limitado. Este es el caso de la penetración de la electricidad en el ámbito de la climatización (con la creciente implantación de la bomba de calor) o en los procesos industriales y una mayor utilización de aplicaciones eléctricas en detrimento de otras tradicionales

De cara a futuro, la tendencia a la electrificación del sector energético se pone de manifiesto en gran parte de los análisis prospectivos realizados por organismos internacionales. Según la Agencia Internacional de la Energía, mientras que la demanda energética global, en su escenario de referencia crecerá un 33% entre 2011 y 2035, la demanda eléctrica crecerá un 69%².

Este crecimiento de la demanda de energía eléctrica se verá favorecido en el futuro por el desarrollo y fomento de las tecnologías de generación descentralizadas que permitirán acercar los centros de producción a los de consumo.

Tal y como se anticipaba anteriormente, el transporte jugará un papel esencial en esta transición. De toda la energía consumida en nuestro país el 43%³ se destina a este sector, posicionándose no solo como el de mayor consumo sobre el total de energía primaria (un 23% del total⁴) sino además como el de mayores emisiones de CO₂ (un 24% del total⁵).

Evolución de demanda de energía total y eléctrica



Fuente: MINETUR, (*) *Observatorio de Energía y Sostenibilidad. Datos España 2012*

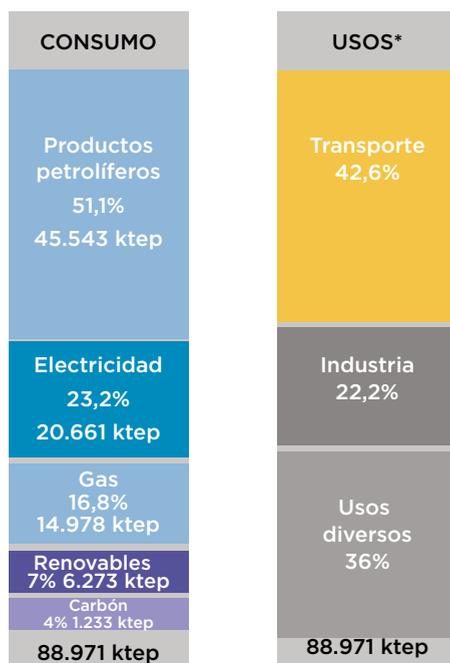
2. AIE- World Energy Outlook 2013

3. Observatorio de Energía y Sostenibilidad en España 2013, datos 2012.

4. Observatorio de Energía y Sostenibilidad en España 2013, datos 2012.

5. Observatorio de Energía y Sostenibilidad en España 2013, datos 2012.

Evolución del consumo de energía final en España por fuente



Fuente: : MINETUR, Observatorio de Energía y Sostenibilidad. Datos España 2012

Las negociaciones internacionales de cambio climático: hacia París 2015

Iberdrola

1. Introducción y reflexiones generales

En los últimos años se han producido pocos avances en el proceso de negociaciones de cambio climático. Sin embargo, la COP de París de 2015 vuelve a poner esta cuestión en la agenda política ante la posibilidad de un nuevo acuerdo global. Teniendo en cuenta el momento, merece la pena hacer un alto en el camino y realizar una pequeña reflexión, con perspectiva, sobre lo conseguido y las cuestiones pendientes.

Muchos analistas consideran que el momento político en torno a esta COP es muy parecido al que se dio en 2009 en los meses previos a la Conferencia de Copenhague. En esta cumbre las expectativas eran muy elevadas, la presencia política y empresarial sin precedentes, y la posición Europea más fuerte que nunca con el paquete de objetivos 20/20/20 y las directivas asociadas muy recientes todavía.

Sin embargo, *a posteriori* se ha visto que estas expectativas eran excesivamente optimistas. Algunos de los elementos que explican unos resultados muy por debajo de lo esperado se explican a continuación. Por un lado, la situación de China y Estados Unidos distaba mucho de la actual y en aquel momento era muy poco probable que ambos fueran asumir compromisos con coste económico y político. Por otro, la Unión Europea mostraba un liderazgo que se iba minando a medida que los indicadores económicos mostraban una aceleración en el debilitamiento de la economía europea, que se sumaría en una profunda crisis que ha alejado a la lucha contra el cambio climático de la agenda política desde entonces.

Las circunstancias actuales son diferentes. Algunos participantes en el proceso negociador reconocen que hay un optimismo y una “atmósfera cooperativa” no vista desde Copenhague y que podría ser un buen catalizador para alcanzar alguna forma de acuerdo global. No obstante, el formato de este acuerdo está todavía por ver. Si bien hay muchas cuestiones técnicas en discusión (el papel de las zonas urbanas, los hidrofluorocarbonos, las emisiones del transporte, el papel de las renovables, etc.), parece muy probable que el eventual acuerdo no pueda dar respuesta a todas ellas y, más bien, se convierta en un documento cuyo núcleo sea la aglutinación de “contribuciones nacionales”.

Sobre la contribución de cada país o bloque económico, ya se empiezan a vislumbrar algunos movimientos. Estados Unidos ha anunciado a comienzos de junio de 2014, en el marco de la propuesta *Clean Power Plan*, una reducción de las emisiones del sector eléctrico, correspondientes a las centrales ya existentes, en 2030 del 30% con respecto a las emisiones de 2005. Probablemente, este mayor compromiso estadounidense tenga que ver con el despegue del *shale gas* y la oportunidad que le ha brindado para reducir la intensidad emisiones de CO₂ de su sector eléctrico. Por su parte, China, con un grave problema de deterioro de calidad del aire, una elevada dependencia energética del exterior y una creciente preocupación por la sostenibilidad a largo plazo de su modelo económico y energético, parece estar decidida a luchar para mejorar esta situación y a constituir estas actuaciones como parte importante de su contribución a las negociaciones globales. La Unión Europea, que ha visto su liderazgo un tanto debilitado respecto a Copenhague, va a la arena internacional con una apuesta más realista tal y como reflejan los objetivos aprobados en el Consejo Europeo de octubre de 2014¹, consistentes en: una reducción del 40% de las emisiones en el horizonte 2030 respecto a 1990, alcanzar una participación de las energías renovables del 27% en el consumo final de energía y mejorar la eficiencia energética de al menos 27%.

Muchas son las incertidumbres abiertas sobre las que tendrán que ir concretándose cuestiones en la COP de Lima, en la que, como mínimo, se deberá alcanzar un acuerdo político sobre las líneas maestras y cierto perfil de detalle sobre los elementos a integrar en París.

2. Los antecedentes de arquitectura institucional en la lucha contra el cambio climático

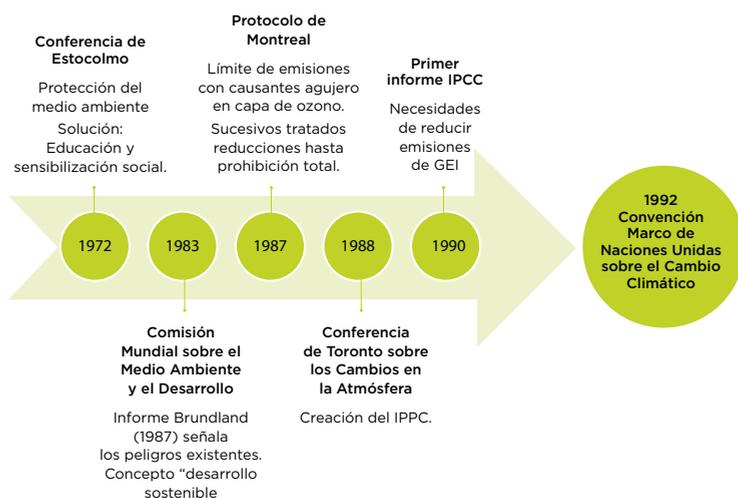
La creciente preocupación por el cambio climático y sus consecuencias para las generaciones futuras han llevado a diferentes gobiernos en todo el mundo a tratar de poner en marcha una acción internacional coordinada a la hora de marcar objetivos y acometer actuaciones para la lucha contra el Cambio Climático. En este marco se incluye el tratado

1. (European Council 2014)

por el que se crea Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), que constituye un marco jurídico internacional en el que se encajan las actuaciones globales de lucha contra el cambio climático.

Sin embargo, antes de llegar a este primer acuerdo integral, se dieron algunos pasos que ayudan a entender, de una forma completa, los consensos existentes en la actualidad. De entre los avances que destacamos en la Figura 1, podemos remarcar la creación de la *Comisión Mundial sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo* y la *Conferencia de Toronto sobre los Cambios en la Atmósfera*. La primera sirvió para la redacción del *Informe Brundland*, presentado en 1987, que marcó los peligros existentes y definió el concepto “*desarrollo sostenible*”² mientras que la segunda creó el Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), organismo encargado de evaluar la información científica, técnica y socioeconómica en lo referente a los riesgos de un cambio climático inducido por la acción humana.

Figura 1.- *Actuaciones previas a la firma del CMNUCC en materia ambiental*



Fuente: *Elaboración propia*

2. Satisfacer las necesidades actuales sin comprometer las necesidades de las futuras generaciones.

2.1. Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático

2.1.1. Aspectos generales, objetivo final y principios de actuación

La Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) constituye la primera materialización del consenso internacional enfocada a atajar el problema del cambio climático. Este tratado fue firmado inicialmente por 180 países en el año 1992, aunque, en la actualidad, ya son 195 los países que lo han ratificado. Su entrada en vigor se produjo el 24 de marzo de 1994.

El objetivo último del CMNUCC no es otro que conseguir *“la estabilización de las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera a un nivel que impida interferencias antropogénicas peligrosas en el sistema climático”*³. Es decir, hacer frente a la parte del cambio climático causada por la acción del hombre. De esta forma se busca que *“los ecosistemas se adapten naturalmente al cambio climático, asegurar que la producción de alimentos no se vea amenazada y permitir que el desarrollo económico prosiga de manera sostenible”*.

Este objetivo debe alcanzarse de una manera equitativa, sostenible y sin que suponga un lastre para el desarrollo económico de los países firmantes. Para ello, el tratado recoge ciertos principios de actuación que reconocen tanto las *“circunstancias de los países en vías de desarrollo”* como la necesidad de *“promover un desarrollo sostenible”* en un marco de una *“economía internacional abierta, que conduzca al crecimiento económico,”* que permita *“proteger el sistema climático en beneficio de las generaciones presentes y futuras”*. Esta protección se realizará a través de *“políticas tanto nacionales como integrales”*, diseñadas para *“prever, prevenir y reducir las causas del cambio climático”* de forma que *“afecten a todos los sectores al menor coste posible”*. En definitiva, promover un desarrollo sostenible mediante compromisos que hagan frente al daño de los gases de efecto invernadero (GEI) ya sea a través de su control, de su limitación o bien gracias a mecanismos que permitan el avance de tecnologías limpias, haciendo posible, de esta manera, que estas medidas no sean sinónimo de la aparición de barreras al crecimiento económico.

2.1.2. Organización interna

La CMNUCC está integrada por tres órganos (*la Conferencia de las Partes, el Órgano subsidiarios de Asesoramiento Científico y Tecnológico y el Órgano Subsidiario de Ejecución*) que velan por la aplicación de los acuerdos alcanzados por los países firmantes. La actividad del IPCC, pese a no formar parte en sentido estricto de la CMNUCC, se encuentra totalmente vinculada y sincronizada con la del tratado, pues este es el órgano encargado de suministrar la información científica sobre cambio climático.

3. El texto entrecorriado ha sido extraído textualmente de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático

La *Conferencia de las Partes (COP)* es el órgano supremo de la CMNUCC en el que están representados todos los países firmantes. Realizan reuniones una vez al año y el mecanismo de decisión se basa en el criterio “un país un voto”. Su labor principal es examinar la aplicación del tratado y de los compromisos de los países con respecto al cumplimiento de los objetivos pactados.

Como se ha comentado, por otro lado se encuentra el *Órgano subsidiario de Asesoramiento Científico y Tecnológico*, que asesora en el ámbito tecnológico y científico actuando a la vez como nexo entre la información científica suministrada por el IPCC y la esfera política de la COP. Por su parte el *Órgano Subsidiario de Ejecución* ayuda a la COP en la evaluación y el examen del cumplimiento efectivo del tratado.

Estos órganos subsidiarios están abiertos a la participación de los países firmantes, que pueden enviar a sus expertos para una mayor colaboración. La CMNUCC cuenta también con una Secretaría que se encarga de organizar los períodos de sesiones de todos sus órganos, la gestión administrativa y la reunión y transmisión de informes.

2.2. El Protocolo de Kioto

El Protocolo de Kioto puede ser definido como el primer compromiso a nivel global para poner freno a las emisiones responsables del calentamiento global y sentó las bases para futuros acuerdos internacionales sobre cambio climático. Aunque el Protocolo fue firmado el 16 de marzo de 1998, su entrada en vigor no se produjo hasta el 16 de febrero de 2005⁴.

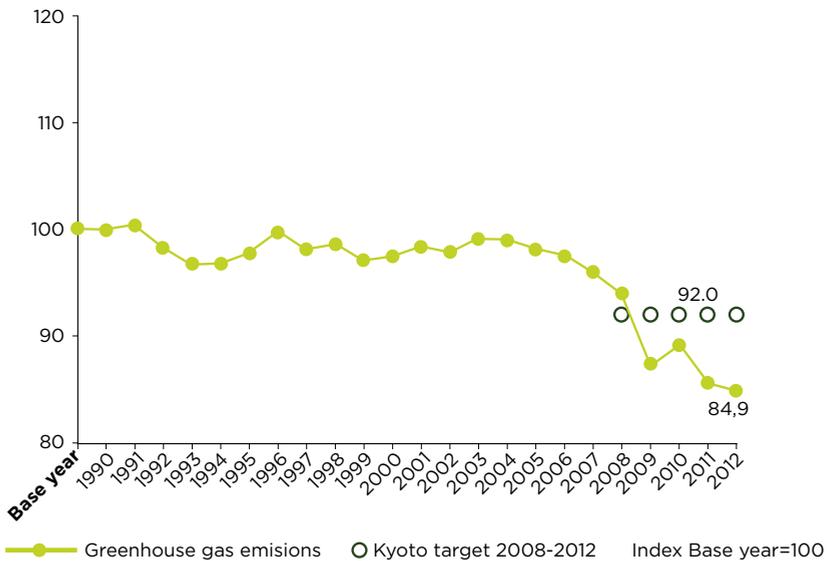
Kioto se articula bajo el principio central “responsabilidad común pero diferenciada”. Así, establece metas vinculantes de reducción de las emisiones para 37 países industrializados y la Unión Europea en su conjunto. De esta forma, el objetivo global para el período 2008-2012, consiste en una reducción de un 5% de las emisiones totales de los países desarrollados (conocidos comúnmente como ANEXO I) respecto a los niveles de 1990. Dicho objetivo se reparte en porcentajes de acuerdo al principio de “quien contamina, paga”, asignando una mayor parte de esa minoración de las emisiones a aquellos países que contaminan en mayor grado.

Para alcanzar estos objetivos, el PK proponía, en primer lugar, el establecimiento o el refuerzo en caso de existencia, de políticas nacionales de reducción de las emisiones (aumento de la eficiencia energética, desarrollo de fuentes de energía renovables, fomento de agricultura sostenible, etc.) y, en segundo lugar, la cooperación internacional tanto entre países industrializados con objetivos vinculantes como con países en vías de desarrollo sin objetivo específico para fomentar la eficacia de las políticas y medidas adoptadas (intercambio de experiencias e información, coordinación de políticas nacionales, mecanismos de desarrollo limpio, etc.).

4. La entrada en vigor se produjo tras la ratificación de Rusia ya que se había marcado como necesaria la ratificación del Protocolo por 55 países que representasen al menos el 55% de las emisiones totales de CO₂ de los países industrializados en 1990.

La Unión Europea ha sido uno de los firmantes con una actitud más activa. Los Estados que eran miembros de la Unión Europea antes de 2004 se comprometieron a reducir de manera conjunta sus emisiones de GEI en un 8% con respecto a las de 1990 para el período 2008-2012. A este compromiso se sumaron todos los países de incorporación posterior a excepción de Polonia y Hungría (6%) y Malta y Chipre que carecen de objetivo. Tal y como muestra la figura 2, la Unión Europea ha cumplido ampliamente ese objetivo de reducción de 8% conjunto alcanzado una minoración, para el período objetivo, del 15,1% con respecto a las emisiones de 1990.

Figura 2.- Emisiones de GEI de la UE-15 para el período 1990-2012 comparada con el objetivo para 2008-2012.



Fuente: *European Environment Agency*

3. Las negociaciones internacionales de cambio climático: desde Kioto a Varsovia

Como se verá en este apartado, a lo largo de las sucesivas COPs se han ido introduciendo nuevos elementos en la arquitectura internacional de las negociaciones de cambio climático que permiten afrontar retos concretos, como la financiación de la mitigación y adapta-

Figura 3.- Principales Conferencias de las Partes 1992-2015



Fuente: *Elaboración propia*

ción al cambio climático o la transferencia tecnológica, pero que al mismo tiempo añaden complejidad tanto para abordar el análisis como a la hora de valorar los resultados.

En los siguientes puntos se intenta resumir de forma didáctica los principales aspectos y logros asociados a cada una de las COP.

3.1. COP 13 Bali

La COP de Bali de 2007 dio lugar a 14 decisiones y una resolución (Bali Road Map) que incluía el “Plan de Acción de Bali” de dos años, por el que se iniciaban oficialmente las negociaciones para el marco post-2012, que tendrían como objetivo último alcanzar un acuerdo internacional en 2009 que diera continuidad a los objetivos del Protocolo de Kioto.

El Plan de Acción de Bali está dividido en cinco grandes bloques: implementación de una “visión compartida de la cooperación a largo plazo” que permita alcanzar el objetivo global de mitigación del cambio climático; elementos asociados a la reducción de las emisiones de los países desarrollados y de los países en desarrollo (verificación y medición, actuaciones en el ámbito forestal, enfoques sectoriales...); adaptación; tecnología; financiación.

Desde el punto de vista operativo, se decidió que el proceso de trabajo para un nuevo

acuerdo se estructurara en torno a dos grandes vías en las que se desarrolla la negociación internacional bajo el auspicio de la Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC). Estas son: el Grupo de trabajo sobre el Protocolo de Kioto (AWG-KP, en sus siglas en inglés) y el Grupo de trabajo sobre la Cooperación a largo plazo (AWG-LCA, en sus siglas en inglés).

3.2. COP 15 Copenhague

La decimoquinta sesión de la Conferencia de las Partes de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (COP15) se celebró del 7 al 18 de diciembre de 2009 en Copenhague, con un elevado nivel de expectativas y una amplia representación política, institucional, y empresarial (asistieron más de 115 líderes políticos). El resultado fue la culminación del proceso de negociaciones iniciado Bali en 2007. Como resultado se obtuvo un Acuerdo (*Copenhagen Accord*), cuyos principales aspectos se resumen a continuación:

- Se constituyó como un Acuerdo sin carácter vinculante, que ni siquiera pudo considerarse un documento político.
- En materia de objetivos, estableció referencia general a la necesidad de reducir las emisiones globales en línea con el objetivo de limitar el incremento de temperatura a 2 oC. Los países del ANEXO I (principalmente los países de la OCDE) se comprometieron a remitir sus objetivos de reducción de emisiones para 2020 antes del 31 de enero de 2010. Algunos de los principales objetivos que se anunciaron se resumen en la siguiente tabla:

Figura 4.- *Objetivos cuantificados de reducción de emisiones para 2020*

País	
Australia	-5% respecto a niveles de 2000 (-15% o -25% bajo ciertos requisitos).
Bielorrusia	-5% / -10% respecto a niveles de 1990, bajo ciertas premisas.
Canadá	-17% respecto a niveles de 2005, a la espera de objetivos de EEUU.
Croacia	-5% respecto a niveles de 1990, a la espera de ser miembro de la UE.
Estados Unidos	-17% respecto a niveles de 2005, a la espera de la legislación.
Islandia	-30% respecto a niveles de 1990, en un esfuerzo conjunto con la UE.
Japón	-25% respecto a niveles de 1990, si se establece un marco efectivo.
Kazajistán	-15% respecto a niveles de 1992.
Liechtenstein	-20% respecto a niveles de 1990.
Mónaco	-30% respecto a niveles de 1990, usando mecanismos de flexibilidad.
Noruega	-30% respecto a niveles de 1990 (-40% bajo ciertas condiciones).
Nueva Zelanda	-10% / -20% respecto a niveles de 1990, bajo acuerdo comprensivo.
Rusia	-15% / - 25% respecto a niveles de 1990, bajo ciertos requisitos.
Suiza	-20% respecto a niveles de 1990 (-30% bajo ciertas condiciones).
Turquía	Todavía no ha enviado sus objetivos.
Unión Europea	-20% respecto a niveles de 1990 (-30% bajo ciertas condiciones).
China	-40% / -45% reducción intensidad de CO ₂ del PIB, respecto a niveles de 2005, incremento hasta un 15% del consumo de combustibles no fósiles sobre el consumo de energía primaria, entre otras medidas.

Fuente: *Elaboración propia*

- Desde el punto de vista de la medición y verificación; por un lado, se plantearon mecanismos transparentes, bajo los criterios de la COP, para la medición y verificación de la reducción de emisiones de los países desarrollados; y por otro se acordó que los países en desarrollo podrían reducir sus emisiones de forma voluntaria. No obstante, la verifi-

cación de estas reducciones (elemento introducido por la presión de China) se realizaría fuera de los criterios de Naciones Unidas, bajo un “sistema internacional de consultas y análisis” que no interfiera en la “soberanía nacional”, que todavía está por definir.

- Los acuerdos en materia de financiación fueron muy relevantes:
 - Los países desarrollados fijaron el objetivo de movilizar conjuntamente 100 mil millones de dólares anuales en 2020 para enfrentar las necesidades de mitigación y adaptación al cambio climático de los países en desarrollo. Los fondos provendrán de una amplia variedad de fuentes, públicas y privadas, bilaterales y multilaterales.
 - A corto plazo, se incluyó un compromiso financiero de ayuda a los países desarrollados, para el periodo 2010-2012, de 30 mil millones de dólares, con origen en financiación pública y privada.
 - Se acordó la creación de un grupo de trabajo en Naciones Unidas para captar la financiación comprometida y movilizar los fondos.
- Por último, es destacable que el acuerdo concedió especial importancia al papel de la reducción de la deforestación. Así, el Acuerdo “reconoce la importancia de reducir las emisiones producidas por la deforestación y la degradación de los bosques y la necesidad de mejorar la absorción de los gases de efecto invernadero que proporcionan los bosques” y acuerda proveer “incentivos positivos” para financiar tales acciones con recursos financieros procedentes de los países desarrollados.

3.3. COP 16 Cancún

En diciembre de 2010 se celebró en Cancún la COP 16, de la que surgieron los “Acuerdos de Cancún”, que permitieron avanzar en los elementos promovidos por el Acuerdo de Copenhague y permiten continuar las discusiones en los grupos de trabajo sobre la Convención Clima y sobre el Protocolo de Kioto. Algunos de los principales acuerdos son:

- Se formaliza el objetivo de la COP de Copenhague de limitar el aumento de la temperatura mundial por debajo de 2 grados Celsius.
- El lanzamiento de un Fondo Verde para el clima para financiar actuaciones en países en desarrollo.
- El refuerzo de la acción para la adaptación (un nuevo comité de adaptación).
- El lanzamiento de un mecanismo “REDD +” para reducir las emisiones procedentes de la deforestación y la degradación de los bosques en los países en desarrollo.
- El refuerzo del desarrollo y de la transferencia de tecnologías de los países ricos hacia los países en desarrollo.

3.4. COP 17 Durban

Uno de los aspectos más importantes de esta COP de 2011 fue la creación del grupo de trabajo de la plataforma de Durban, que se estructura en torno a dos ejes de trabajo: el eje 1 por el que se está negociando el nuevo régimen climático internacional a adoptarse en 2015, y el eje 2 en el que se están explorando opciones para reducir la brecha entre las reducciones de emisiones comprometidas en estos momentos y la senda de emisiones coherente con alcanzar el objetivo de los 2 oC.

Estas dos sendas de trabajo siguen vivas en la actualidad. Así, en el eje 1 (destinado a alcanzar un acuerdo de 2015) se está avanzando en la elaboración de los elementos de un borrador de texto de negociación que debe incluir aspectos en materia de mitigación, adaptación, financiación, desarrollo y transferencia de tecnología, fortalecimiento de capacidades, y transparencia de las acciones y del apoyo. Por otro lado, en el eje 2, se está trabajando en la identificación de opciones para reducir la brecha entre los objetivos de reducción de emisiones existentes y los requerimientos de la ciencia (ambición en mitigación pre 2020).

El progreso en este eje de trabajo ha quedado reflejado en un texto en el que se especifican los próximos pasos a dar, se detallan los elementos de un proceso técnico más concreto y se acuerda acelerar las acciones dentro del programa de trabajo por el que se están considerando opciones para reducir la brecha entre los objetivos de reducción de emisiones existentes y los requerimientos de la ciencia (ambición en mitigación pre 2020). Para ello, se abre la puerta a la celebración de talleres y reuniones técnicas de expertos en los que profundizar en dichas áreas.

Otras cuestiones destacables de esta COP fueron el lanzamiento efectivo del Fondo Verde y el compromiso de publicación de los inventarios de emisiones de los países en desarrollo cada dos años.

3.5. COP 18 Doha

Uno de los aspectos más destacados de la conferencia de Doha fue la conocida como “la enmienda de Doha”, por la que se garantizaba la continuidad del Protocolo de Kioto en el horizonte 2020. De esta forma, en esta COP sus 192 integrantes adoptaron una enmienda a dicho Protocolo, que extendía su vigencia de 2013 hasta 2020 y establecía 2015 como fecha para alcanzar un acuerdo global de cambio climático que se constituyera como su sucesor y se implementara a partir de 2015.

Es necesario aclarar que la enmienda de Doha no entrará en vigor hasta que las tres cuartas partes de los 192 países firmantes la hayan ratificado, lo que todavía no ha ocu-

rido. De hecho, ni siquiera la UE ha procedido a su ratificación todavía. Esta es una de las cuestiones que se trató en el Consejo de medioambiente de junio de 2014. En este marco, la Comisión Europea ha manifestado en varias ocasiones que una ratificación de esta enmienda por parte de la UE en una fecha cercana a la COP de 2015 podría reforzar su papel de cara a las negociaciones.

3.6. COP 19 Varsovia

La última COP tuvo lugar en Varsovia (COP 19/CMP9), del 11 al 23 de noviembre 2013. Esta cumbre vino precedida de reducidas expectativas ante el desánimo que había venido cundiendo con anuncios como el de Japón; que debilitaba su posicionamiento en la lucha contra el cambio climático con una disminución de su objetivo de reducción de emisiones del 25% al 3%, o las dudas mostradas sobre el nivel de ambición de Canadá, Rusia, y Australia.

No obstante, a medida que se fueron desarrollando las reuniones, se fue avanzando en bastantes de los hitos que se habían venido fijando. A continuación se resumen algunos de los principales resultados:

- Un borrador del acuerdo universal sobre el que trabajar de cara a la COP de París (COP21). Sobre este borrador, a los países se les concedió un plazo para hacer públicas las contribuciones que están dispuestos a hacer en materia de mitigación⁵.
- La creación del “Mecanismo Internacional de Varsovia”, con el objetivo de atender las necesidades urgentes de asistencia (asesoramiento y apoyo financiero) ante los impactos del cambio climático. Este fondo no se dotó con un presupuesto concreto lo que decepcionó a muchos de los asistentes. De forma más o menos formal, este mecanismo supone el reconocimiento de que la mayor frecuencia de los fenómenos climatológicos adversos ligados al cambio climático es una realidad que con mucha probabilidad sufrirán en mayor medida los países más pobres.
- El compromiso por parte de los países desarrollados de preparar presentaciones bianuales de sus estrategias para conseguir incrementar la financiación entre 2014 y 2020. Así, en la decisión final, se reafirman los compromisos financieros de Copenhague y se pide a los países desarrollados que movilicen fondos públicos y privados, prestando cada vez más atención a la adaptación. En concreto se comprometieron algunas aportaciones al Fondo Climático Verde, con el objetivo de que disponga de una capitalización inicial antes de la COP de París, y cuente con varios proyectos.

5. Es importante destacar que en el borrador del acuerdo el término “contribución” sustituyó la palabra “compromiso”, porque se consideró que así se eliminaría un obstáculo en el avance de la negociación, sobre todo para países como China e India. Está previsto que la Unión Europea anuncie sus objetivos de reducción de emisiones en 2014, y Estados Unidos a principios de 2015.

Además, se acordaron las reglas y procedimientos para el Fondo Verde para el Clima y se recomendó que la movilización de recursos empezara lo antes posible. Para su definitiva puesta en marcha, los países desarrollados tendrán que hacer contribuciones antes de la próxima reunión de Lima (COP20).

- La creación del “Marco de Varsovia para REDD+”. Este incluye sistemas de financiación de actuaciones con resultados demostrados y otras cuestiones metodológicas. Estados Unidos, Noruega y el Reino Unido se comprometieron a aportar 280 millones de dólares para combatir la deforestación.
- 48 países en desarrollo terminaron sus Planes Nacionales de Adaptación, y varios países desarrollados (incluyendo Austria, Bélgica, Finlandia, Francia, Alemania, Noruega, Suecia y Suiza) prometieron más de 100 millones de dólares para el Fondo de Adaptación.
- Se acordó impulsar el Mecanismo de Desarrollo Limpio, para que los países sin compromisos bajo el Protocolo de Kioto sigan pudiendo comercializar Certificados de Reducción de Emisiones.

Valoración de los resultados de la COP de Varsovia

Más allá de los acuerdos alcanzados, la percepción de analistas y participantes en las negociaciones sobre los resultados de la COP podría considerarse como un “un poco fría”. De hecho, algunos asistentes a la COP comentan que hubo incluso momentos en los que se esperaba llegar mucho menos lejos.

En torno a los resultados surgen las siguientes reflexiones sobre la posibilidad de alcanzar un acuerdo con objetivos vinculantes y el papel de cada uno de los agentes en la negociación internacional:

- Los países industrializados deben tener liderazgo, pero un acuerdo que no firmasen China, Brasil e India no sería de gran utilidad.
- El papel del Esquema de Comercio de Derechos de Emisión de CO₂ en la UE ha sido importante, pero debe ir acompañado de la implementación de esquemas similares por el resto de países, así como de reformas que refuercen la señal de precio de CO₂.
- Es necesario y urgente establecer con claridad objetivos más allá de 2020 si se quiere promover las inversiones energéticas que se necesitan para acometer los ambiciosos objetivos de descarbonización.
- Va a ser difícil negociar un acuerdo sin saber qué tipo de instrumento se va a implementar (Tratado/Acuerdo/Vinculante o No vinculante). Esta ambigüedad no ayuda para la definición de un marco de negociación.

4. La COP 21 de París: “Grandes Expectativas”

Los siguientes hitos en las negociaciones internacionales de cambio climático son la cumbre de Nueva York de septiembre de 2014 y la COP de Lima en diciembre de 2014. La reunión de Nueva York ha sido organizada por el secretario general de Naciones Unidas con el propósito de reforzar las negociaciones de la Convención y a ella están invitados, además de todos los gobiernos, los líderes de otros colectivos (por ejemplo, ecologistas, empresarios...). Por otro lado, en la COP de Lima se deberá identificar la información que debe ser proporcionada por los países a la hora de presentar sus contribuciones al Acuerdo de 2015.

De la COP de Lima debería obtenerse un acuerdo político sobre las líneas maestras y una propuesta de borrador listo para su envío a las partes, a más tardar en junio de 2015.

En el marco de las contribuciones de los países, más allá del debate interno que está teniendo lugar en Europa sobre los objetivos 2030 (desarrollado en el siguiente apartado), son importantes los anuncios que está realizando Estados Unidos, que según muchos analistas le están sirviendo para ir tomando posiciones de cara a la COP de París. Así, la Environmental Protection Agency (EPA) anunció a comienzos de junio de 2014, en el marco del Clean Power Plan, una reducción de las emisiones del sector eléctrico, correspondientes a las centrales ya existentes, del 30% en 2030 con respecto a las emisiones de 2005. Este objetivo global de referencia está articulado a través de objetivos específicos para cada estado en términos de intensidad de emisiones para las plantas de combustión existentes.

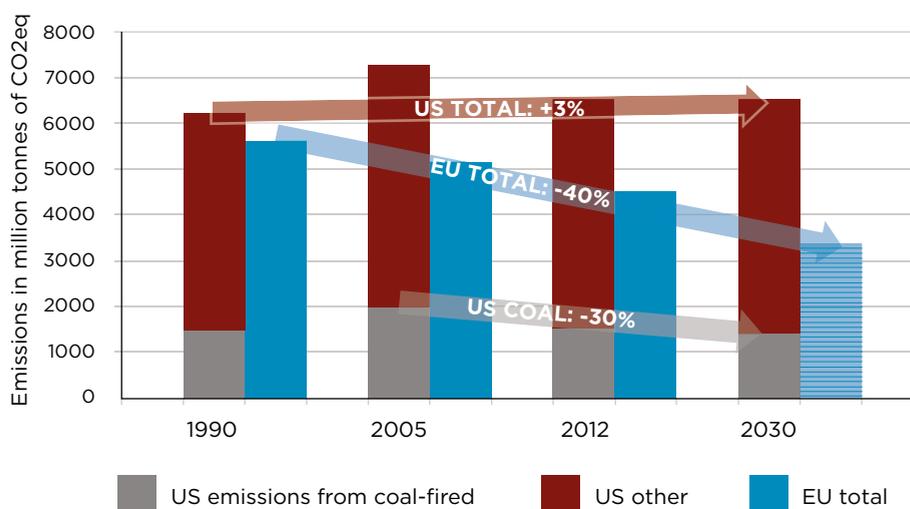
Esta propuesta de normativa ha tenido un gran impacto mediático y ha dado lugar a muchos comentarios sobre la verdadera relevancia, las consecuencias para la economía americana y el alcance real de la toma de conciencia sobre los retos medioambientales. Por ello, sin pretender realizar un análisis en profundidad y tratando de sintetizar lo expresado por diversos expertos del sector⁶, podemos remarcar tres reflexiones fundamentales para el análisis de la propuesta normativa, tanto desde la perspectiva estadounidense como europea:

- En EEUU se está tratando de reforzar el mensaje interior de que este tipo de actuaciones no tienen consecuencias negativas sobre la economía, pues abren la puerta a generación más eficiente y con un menor impacto ambiental que permitirá en el futuro abaratar la factura eléctrica de manera sostenible medioambientalmente.
- Y es que el impacto sobre la economía, medido en términos de coste o beneficio, dependerá de los instrumentos utilizados para alcanzar estos objetivos. De este modo, esta propuesta busca reforzar la apuesta americana por el gas como fuente de futuro, de cara a defender este como combustible de transición para la consecución de los objetivos ambientales de una forma eficiente en el marco de la próxima COP de París de 2015.

6. Estas ideas ha sido extraídas de una selección de blogs y webs de referencia (think tanks, EPA...)

- El compromiso que ha adquirido Europa en esta materia parece estar por encima del de EEUU tal y como refleja la Figura 5. Con esta propuesta EEUU aumentaría sus emisiones totales de CO₂ un 3% en 2030 con respecto a 1990 mientras que la UE las reduciría en un 40% en el mismo periodo de acuerdo con la propuesta aprobada en octubre de 2014.

Figura 5.- Recorte de las emisiones de la EPA Vs Propuesta de la Comisión Europea



Fuente: *Bruegel*

En definitiva, más allá de las posiciones de los grandes bloques económicos, la COP 21 deberá marcar un hito decisivo en la negociación del futuro acuerdo internacional para el periodo post-2020, que incluya a todos los grandes emisores de gases de efecto invernadero, tanto los países desarrollados como en desarrollo. Para que dicho acuerdo entre en vigor a partir de 2020 (al finalizar el segundo periodo de compromiso del Protocolo de Kioto) las siguientes COP tendrán que ir desarrollando los múltiples detalles del acuerdo alcanzado en París.

5. La UE y las negociaciones de cambio climático

La UE ha venido tradicionalmente manteniendo un liderazgo en las negociaciones internacionales de cambio climático, basado en la adopción de objetivos ambiciosos de reducción de emisiones de CO₂, de participación de renovables sobre el consumo de energía, y de mejora de la eficiencia energética. Uno de los hitos más destacables en este ámbito fue el bloque de objetivos 20/20/20, que posicionaba a la UE como el primer gran bloque económico con objetivos ambiciosos en materia de cambio climático y de transición hacia un nuevo modelo energético con mayor participación de energías renovables y un mayor grado de eficiencia energética.

Aunque existen muchos factores que explican esta evolución (cuyo análisis va mucho más allá del ámbito de este capítulo), la realidad es que la UE va en camino de cumplir los objetivos de 2020: bajo la tendencia actual se alcanzará una reducción de las emisiones GEI del 24% en 2020 y del 32% en 2030; las energías renovables supondrán un 21% del consumo final de energía en 2020 (del 24% en 2030); y el ahorro energético se situará en el 18-19% en 2020 con los planes vigentes.

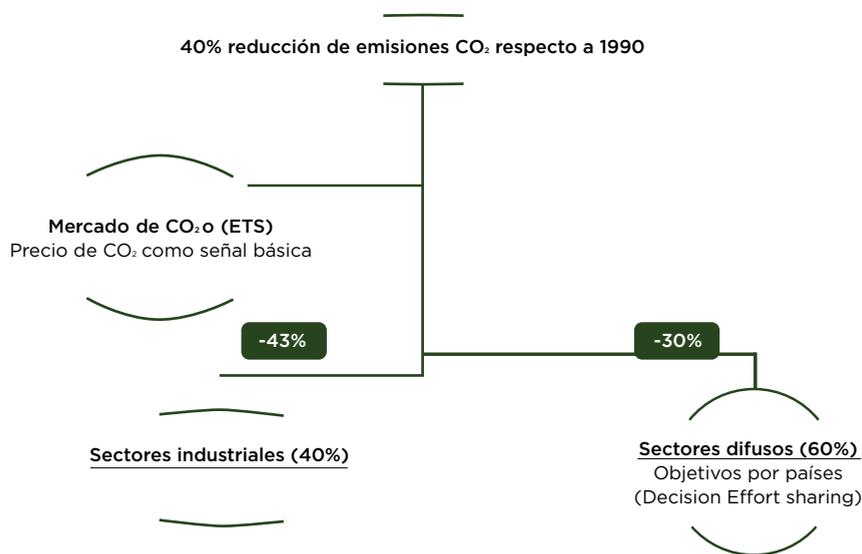
Más allá de 2020, la posición de la UE ante la COP de París y su contribución al potencial acuerdo global que resulte vendrá marcada por el acuerdo interno sobre el marco de objetivos 2030 y 2050. En este ámbito, los hitos básicos son: por un lado, la propuesta de objetivos de reducción de emisiones de enero de 2014 de la Comisión Europea para 2030, que sirve de punto de partida para las negociaciones internas de la UE, y por otro, la decisión final alcanzada en el Consejo Europeo de Octubre de 2014⁷ sobre esta cuestión.

Las conclusiones del Consejo de octubre contienen un objetivo central de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero del 40% sobre los niveles de 1990; que se repartiría entre sectores sometidos al comercio de derechos de emisión (sectores industriales y sector energético, conocidos en sus siglas en inglés como sectores ETS) y sectores no sometidos al comercio de derechos de emisión (conocidos como sectores difusos). Tomando como referencia las emisiones de 2005, supone para los primeros una reducción del 43%, y para los segundos del 30%. Para conseguirlo, durante el periodo 2020-2030, el factor anual de reducción de emisiones del conjunto ETS debe ser 2,2% en lugar del 1,74% actual. Como ocurrió en los objetivos de 2020, el objetivo de reducción de emisiones para los sectores difusos se repartirá entre los estados miembros en base a diversos criterios de carácter económico, ambiental... En la siguiente figura se resume la propuesta de la CE.

Adicionalmente al objetivo del 40% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero para 2030, se han introducido dos nuevos objetivos de energías renovables

7. European Council 2014)

Figura 6.- Propuesta de objetivo de reducción de emisiones en el horizonte 2030



Fuente: *Elaboración propia a partir de Comisión Europea*

y eficiencia energética. De esta forma, se establece que el 27% del consumo de energía final provenga de fuentes renovables así como un objetivo indicativo de al menos un 27% de mejora de eficiencia energética respecto de la senda estimada en 2007 de consumo de energía a 2030.

Más allá de los objetivos planteados por el Consejo de octubre, en el acta del Consejo Europeo de 20 y 21 de marzo de 2014 se ofrecían algunas pistas sobre la visión europea de los objetivos de cambio climático y su vinculación con los pilares de la política energética europea, donde la competitividad y la eficiencia juegan un papel fundamental. Según el Consejo de marzo, el nuevo marco debería basarse en los siguientes principios:

- Seguir aumentando la coherencia entre la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, la eficiencia energética y la utilización de energías renovables y cumplir los objetivos fijados para 2030 de una manera eficiente en términos de costes, con un régimen de comercio de derechos de emisión reformado que desempeñe un papel central;
- Elaborar un marco de apoyo de la UE que compatibilice el apoyo a las energías renovables y garantice la competitividad internacional;
- Garantizar la seguridad del abastecimiento energético para los hogares y las empresas

a precios asequibles y competitivos;

- Brindar flexibilidad a los Estados miembros en cuanto al modo de cumplir sus compromisos, para atender a las circunstancias nacionales y respetar la libertad de los Estados miembros para determinar sus respectivas combinaciones energéticas.

Es destacable que el Consejo Europeo insta a acelerar los trabajos para alcanzar un nuevo marco de actuación en materia de energía y clima para el periodo comprendido entre 2020 y 2030; muy necesario también para afrontar los retos del propio modelo energético europeo. Entre las cuestiones que se deberían priorizar, destacan las siguientes:

- Analizar las implicaciones para cada Estado miembro de las propuestas de la Comisión relativas a los objetivos de la Unión Europea para la reducción de las emisiones y a las energías renovables;
- Establecer mecanismos que propicien un reparto equitativo global del esfuerzo y fomenten la modernización del sector energético;
- Definir medidas destinadas a evitar posibles fugas de carbono e impulsar la seguridad en la planificación a largo plazo de las inversiones del sector industrial, a fin de garantizar la competitividad de las industrias europeas de gran consumo de energía;
- Revisar oportunamente la Directiva sobre la eficiencia energética y elaborar un marco que favorezca la eficiencia energética.

6. Bibliografía

Muñoz Rodríguez, Miguel Ángel. *Economics for Energy*. 4 de diciembre de 2013. <http://economicsforenergy.blogspot.com.es/2013/12/go-home-and-do-your-homework.html> (último acceso: 28 de 06 de 2014).

Ad Hoc Working Group on the Durban Platform (Naciones Unidas). *Scenario note on the fifth part of the second session of the Ad Hoc Working Group on the Durban Platform for Enhanced Action*. Bonn, 17 de Abril de 2014.

Consejo Europeo. «*Conclusiones del Consejo Europeo del 20 y 21 de marzo de 2014.*» Bruselas , 21 de marzo de 2014.

European Council. «*Conclusions on 2030 Climate and Energy Policy Framework.*» Brussels, 23 y 24 de October de 2014.

European Environment Agency. *Annual European Union greenhouse gas inventory 1990-2013 and inventory report 2014*. Luxemburgo: Publication Office of European Union, 2014.

Galarraga, Ibon, y María V. Román. *Economics for Energy*. 29 de noviembre de 2013. <http://economicsforenergy.blogspot.com.es/2013/11/la-cumbre-de-varsovia-pequenos-avances.html> (último acceso: 28 de 06 de 2014).

Holm Olsen, K., J. Fenhann, y S. (UNEP Risø Centre) Lütken. *Elements of a New Climate Agreements by 2015*. Roskilde: Frederiksberg Bogtryk A/S, 2013.

Lázaro Touza, Lara. *Cancún: anclando Copenhague y salvando el proceso para salvar el clima... quizá mañana*. Madrid: Real Instituto Elcano ARI 12/2011, 2011.

Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente. «*Nota sobre los resultados de las negociaciones internacionales, tras la celebración de la 16ª conferencia de las partes de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático y la 6ª sesión de la conferencia de las partes que son partes del Prot.*» Madrid, 2010.

Naciones Unidas. *Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático*. New York, 9 de Mayo de 1992.

—. *Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático*. Kyoto, 11 de diciembre de 1997.

UNFCCC Climate Change Secretariat. *The Kyoto Protocol to Convention on Climate Change*. Ginebra: UNEP/IUC, 2007.



Las ventajas de la posición atlántica frente al pacífico

Repsol

Los cambios recientes en la geopolítica global junto con la tendencia actual observada en el sector energético, incluyendo la expansión de las energías renovables, la revolución del gas no convencional, el auge de la producción de crudo en el Atlántico sur, el dinamismo de gas natural licuado (GNL), y la posible contribución de tecnología de transformación de gas a líquidos (GTL), están transformando las perspectivas de futuro de la cuenca Atlántica.

La situación económica y geopolítica de hoy en día ofrece un gran potencial a los países del Atlántico, que podrán aprovechar estas oportunidades frente a la oferta existente en el Pacífico.

Podría afirmarse que se está generando un sistema energético propio en la cuenca atlántica, cuya base se ha generado a partir del boom en la producción de combustibles fósiles en los últimos 10 años, principalmente de hidrocarburos en el cono Atlántico sur. Por otro lado, el desarrollo de fuentes energéticas renovables (principalmente bioenergía, solar y eólica) en la cuenca Atlántica ha superado al correspondiente en las cuencas Pacífica o Índica. Del mismo modo, podría afirmarse que el eje de la denominada “revolución del gas” (en la que se incluye el desarrollo del gas no convencional, GNL y GTL) se ha ubicado en esta área.

Aunque la demanda energética se ha moderado en el Atlántico norte, en el sur ha crecido exponencialmente, y las proyecciones indican que esta tendencia continuará al alza. En 2035 el sur de la cuenca Atlántica podría albergar el 20% de la demanda energética global, y la cuenca en su totalidad, casi el 50%. Esto refleja cómo el centro de gravedad del panorama energético se está trasladando al cono sur, en donde se encuentra el mayor potencial de transformación del panorama energético actual.

Es importante destacar que la cuenca atlántica en la actualidad dispone de:

- Un tercio de la producción global de crudo.
- Un 40% de las reservas mundiales de petróleo.
- Más de un tercio de la producción global de gas.
- Un tercio de la producción de GNL.
- 12% de las reservas de gas convencional.
- Casi un 60% de las reservas técnicamente recuperables de *shale gas*.
- Alrededor de un 70% de la capacidad instalada mundial de energía renovable.

Además, el comercio intra-atlántico abarca alrededor del 30% del mercado global de petróleo y GNL, permitiendo al mercado de la cuenca atlántica disponer de cierta autonomía funcional en relación al resto de mercados. La exploración off-shore en Brasil, por ejemplo, ha supuesto el inicio de un boom en el Atlántico sur, con réplicas en Angola o Ghana, que podría coalescer potencialmente en un anillo comercial de crudo, disminuyendo de este modo la dependencia de fuentes de energía euro-asiáticas.

El grado de dependencia energética procedente de fuera de la cuenca es relativamente bajo (15% en petróleo y 6% en gas), y se espera que esta tendencia continúe a la baja. De hecho, la cuenca Atlántica podría convertirse en las siguientes décadas en un exportador de energía neto a las cuencas de los océanos Pacífico e Índico.

Por otro lado, existen numerosas oportunidades de desarrollo complementario entre distintas zonas de la propia cuenca en toda la cadena de suministro energético: *upstream*, *midstream* y *downstream*. Un ejemplo de ello sería la naturaleza complementaria del desarrollo de *shale gas* en el cono sur de la cuenca con el de la tecnología actual de producción de combustible GTL de Sudáfrica.

Las implicaciones del desarrollo de este foco energético Atlántico son múltiples. Por un lado, según se vaya fortaleciendo el suministro de fuentes energéticas tanto convencionales como alternativas, la tradicional dependencia de los países occidentales de Oriente Medio podría verse debilitada. Por otro, la posición estratégica de Asia Central en la economía global perdería fortaleza dentro del desarrollo estratégico occidental, del mismo

modo que influiría en suavizar las dificultades geopolíticas presentes en Rusia. El desarrollo de la actividad económica y política en el Atlántico también repercutirá positivamente en la descarbonización de la economía mundial de la energía, debido principalmente a su potencial en el suministro de gas (revolución del *shale gas*) y de fuentes renovables, compitiendo con el carbón y el crudo en el mix energético global.

La posición de España en la cuenca atlántica puede considerarse privilegiada por situarla como punto de entrada de las rutas comerciales en Europa. En 2012 España superó al Reino Unido como principal destino del gas natural licuado (GNL) en Europa. Esta situación se ve reforzada por la excelente infraestructura de terminales de descarga y regasificación en España, a través de las cuales llega el 37% del GNL que se recibe en la Unión Europea. Esto ocurre en una Europa donde cerca del 82% del gas proveniente de terceros países lo hace a través de gasoducto y el 18% restante en forma de GNL. En la actual situación de inestabilidad geopolítica en la que se ve peligrar el suministro de gas ruso a la UE, merece la pena recordar la seguridad de suministro que proporciona un sistema energético basado en altos índices de recepción de gas en forma de GNL, que diversifica enormemente los orígenes geográficos de importación al facilitar la recepción de cualquier punto del planeta.

España debería aprovechar esta situación de privilegio geográfico y de infraestructura para convertirse en un *hub* de suministro de entrada de gas a Europa.

Relaciones de intercambio energético y su influencia en la geopolítica

La energía es una de las piedras angulares en las que se asienta el pensamiento estratégico de las naciones a nivel nacional e internacional en los últimos tiempos. Más concretamente, el concepto de seguridad energética presenta especial relevancia en el análisis de los conflictos internacionales. La importancia de este concepto incide en la elaboración de la arquitectura estratégica de las principales naciones del mundo, que han de tener muy en cuenta los factores geopolíticos del panorama energético actual.

El concepto de seguridad energética es un concepto relativamente reciente que ha irrumpido con fuerza en el pensamiento estratégico internacional durante los últimos años. Considerando la definición propia del término “seguridad” y “seguro”, entendemos por tal “algo no susceptible de desaparecer, de perderse, o de fallar”. Por tanto, la seguridad energética en su dimensión nacional podría ser definida como el suministro suficiente y continuo de la energía necesaria para las actividades, individuales y colectivas, de la nación.

Se alcanza la seguridad energética impidiendo que este suministro energético falle o se interrumpa de manera total o parcial por debajo de los mínimos necesarios que requieren las actividades nacionales.

No obstante, las cuestiones internacionales actuales precisan de una ampliación de este concepto de seguridad energética, mucho más complejo, para incluir dos elementos de crucial importancia, como son tanto los aspectos medioambientales relacionados con la extracción, el transporte, el procesamiento y el uso de los diferentes productos energéticos como la sostenibilidad de la arquitectura energética de la nación, que engloba la totalidad de sus infraestructuras, procesos y políticas que participan en el entramado energético del país.

A su vez, el concepto de geoestrategia, tradicionalmente relacionado de manera exclusiva al ámbito militar, tiene hoy en día una dimensión más amplia. La dimensión geoestratégica de la energía está relacionada directamente con la geopolítica, hasta el punto de influirse y condicionarse mutuamente.

De este modo, la irregular disposición geográfica de los recursos energéticos, así como su extracción y transporte, son factores que influyen en la realidad geopolítica de la energía y repercuten al más alto nivel en su interacción geoestratégica.

Así, por ejemplo, el petróleo se reparte de un modo muy irregular, y este hecho, junto con la existencia de zonas de grandes consumidores, bien distintas en la mayoría de los casos a la de los mayores productores, es uno de los factores geoestratégicos que más han influido en el siglo XX, posiblemente el principal, y lo va a seguir haciendo en el XXI.

La necesidad de transportar la energía producida o los recursos que permitan obtenerla de unas localizaciones a otras, centrada en las vías de comunicación terrestres o marítimas que permiten conectar productores con consumidores, al igual que su uso como medio de incidir en acciones o intereses de actores internacionales, son factores presentes determinantes del pensamiento y del panorama estratégico y geopolítico internacional, posiblemente de forma permanente.

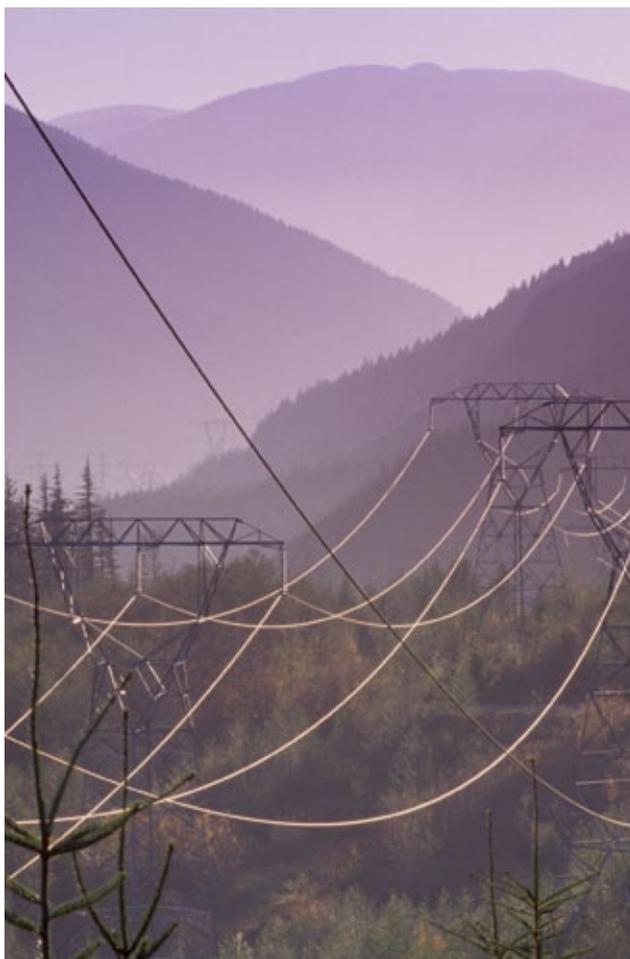
Ejemplos de esta interrelación entre geopolítica y energía se encuentran en la dependencia de las importaciones chinas de combustibles fósiles y su presión de demanda cada vez mayor en el mercado internacional de los hidrocarburos, la previsión del gobierno indio de duplicar sus importaciones de GNL en apenas 5 años o la inestabilidad política e incertidumbre en zonas de alta producción de hidrocarburos como el Magreb y, sobre todo, en Oriente Próximo y Medio.

En el caso español, la energía es uno de los principales vectores de interdependencia que ligan al país con el resto del mundo. Se trata de una interdependencia dinámica que se transforma con los cambios experimentados por el escenario energético global, desde la revolución no convencional a las primaveras árabes, pasando por el embargo a Irán o la crisis del gas ruso.

En los últimos años, el escenario energético internacional ha estado dominado por la narrativa de la revolución no convencional en Estados Unidos y Canadá, la avidez de recursos de las nuevas potencias emergentes y las nuevas relaciones comerciales y diplomáticas que se perfilan ante ambos hechos. Para España, que contempla en su Estrategia de Seguridad Nacional de 2013 la energía como elemento clave, la prioridad estratégica sigue estando en asegurar el abastecimiento de sus proveedores tradicionales y diversificar hacia productores emergentes, a la vez que se hace hincapié en la necesidad de aumentar las interconexiones energéticas y en reducir las enormes importaciones de hidrocarburos.

Hechos como el embargo a Irán o el conflicto de Libia han acelerado la diversificación española hacia el África occidental y América Latina, donde el papel de proveedores como Brasil, Perú o Colombia ofrece a España un perfil de abastecimiento único en Europa, reforzando el importante papel de España en la cuenca atlántica.

Por otro lado, la posibilidad de que Estados Unidos autorice por fin las exportaciones de petróleo crudo abre unas expectativas de bajada en los precios que sin duda serían muy beneficiosas para los mercados, en concreto para los márgenes de refino españoles y europeos que han sido tan castigados en los últimos tiempos.



Política energética y desarrollo tecnológico para reducir la dependencia y vulnerabilidad europea. Recursos propios y suministradores de energía

McKinsey & Company

Nota introductoria

El presente documento ha sido elaborado por McKinsey & Company a petición del Comité de Energía del Círculo de Empresarios.

El documento constituye una reflexión sobre los temas abordados y pretende servir como base para una discusión más profunda con los interlocutores que estén interesados.

En ningún caso constituye la postura final de McKinsey & Company acerca de los temas desarrollados.

Esta nota se ha estructurado en torno a los siguientes apartados:

- Introducción
- Palancas a explorar:
 - Eficiencia energética
 - Energías renovables
 - Combustibles fósiles locales de baja emisión
- Impacto en los tres ejes prioritarios (seguridad de suministro, coste/competitividad de la energía e impacto ambiental)
- Conclusiones

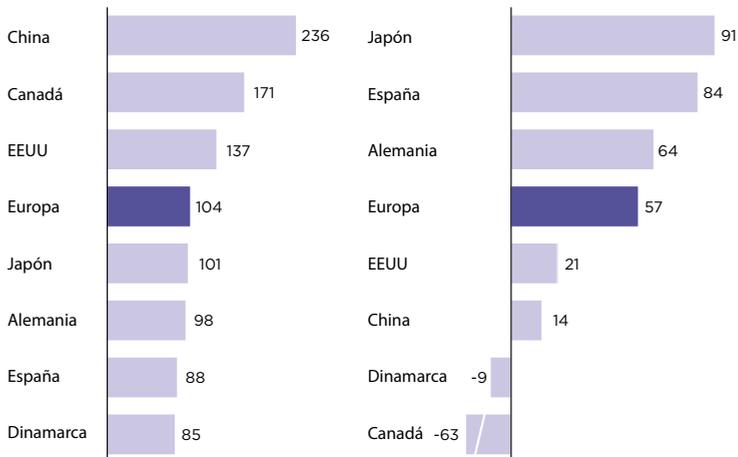
1. Introducción

Durante los últimos años la dependencia y vulnerabilidad energética han sido temas clave en la agenda política de la Unión Europea, siendo protagonistas de múltiples informes de estrategia de seguridad energética. Los recientes desarrollos a nivel de la agenda geopolítica mundial y europea (e.g, relación de UE con Rusia y conflicto en Ucrania) solo enfatizan todavía más estos temas, poniendo de manifiesto su importancia y actualidad.

Para la UE, aun presentando una intensidad energética inferior a la de otras potencias como EE.UU. o China (que se traduce en menor coste energético en el Producto Interior Bruto), la dependencia energética del exterior sigue siendo alta (UE importa el 57% de la energía consumida) comparada con la de los países mencionados (EE.UU. y China importan respectivamente 21% y 14 % de la energía consumida) – Cuadro 1. Adicionalmente, existe gran disparidad en el seno de UE con países como Dinamarca que son exportadores netos y España que importa 84% de su energía.

Cuadro 1

Europa cuenta con una intensidad energética relativamente baja pero todavía una alta proporción de importaciones

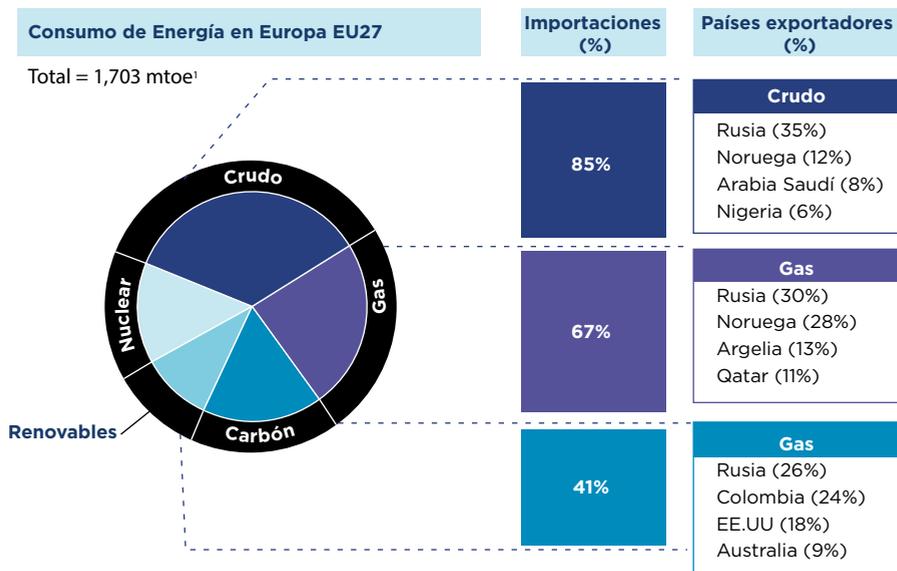


SOURCE: IEA, World Factbook

Este dato de alta dependencia se torna más relevante cuando se constata que en algunos combustibles estratégicos las tasas de importación de la UE son bastante elevadas: 85% en crudo y 67% en gas natural

Cuadro 2

En Europa las importaciones superan los dos tercios de consumo del crudo y gas



Nota: Europe = OECD Europe; 1: Includes Norwegian LNG imports but not inter European pipeline flows

Fuente: BP Statical review 2013, IEA, Eurostat.

Como hemos referido ya, esto es de especial relevancia en el contexto geopolítico actual con situaciones de alto riesgo como la incertidumbre de suministro y de precios del gas ruso, altamente condicionados por las relaciones diplomáticas entre Rusia y los países occidentales.

En las siguientes páginas se pretende describir una serie de posibles acciones, cuyo fin último es el de reducir la situación de dependencia y vulnerabilidad energética que actualmente sufre la Unión Europea. Es importante mencionar que estas acciones son completamente coherentes con los objetivos de sostenibilidad y ambientales en el marco de las políticas comunitarias, en particular con los objetivos de reducción de emisión de gases con efecto invernadero. Más que “coherentes”, las medidas que se plantean en este papel “refuerzan” esos objetivos.

2. Palancas a explorar

Con el objetivo de abordar la reflexión de las palancas a considerar para reducir la dependencia y la vulnerabilidad de la UE se han considerado 3 ejes principales que aglutinan las soluciones a considerar:

- **Eficiencia energética:** fomento de un menor consumo de energía en diferentes usos (para el mismo output)
- **Energías renovables:** instalación de potencia basada en energías renovables para reducir la importación de combustibles
- **Combustibles locales de baja emisión:** sustitución de combustible importados por combustibles disponibles dentro de la UE (e.g., *shale gas* europeo)

Para cada uno de estos ejes, además del potencial desarrollo técnico, se mencionaran brevemente las políticas necesarias para la implantación de cada una de las posibles medidas.

Para cada una de éstas, se ha evaluado el impacto de reducción que tendría en las importaciones de energía primaria de la UE expresadas en millones de toneladas equivalentes en petróleo (Mtoe). Este cálculo preliminar revela un potencial total de 134 Mtoe a 2020 y 521 Mtoe a 2030, que representaría una reducción de 15% y 60% de toda la energía importada por UE en, respectivamente, 2020 y 2030.

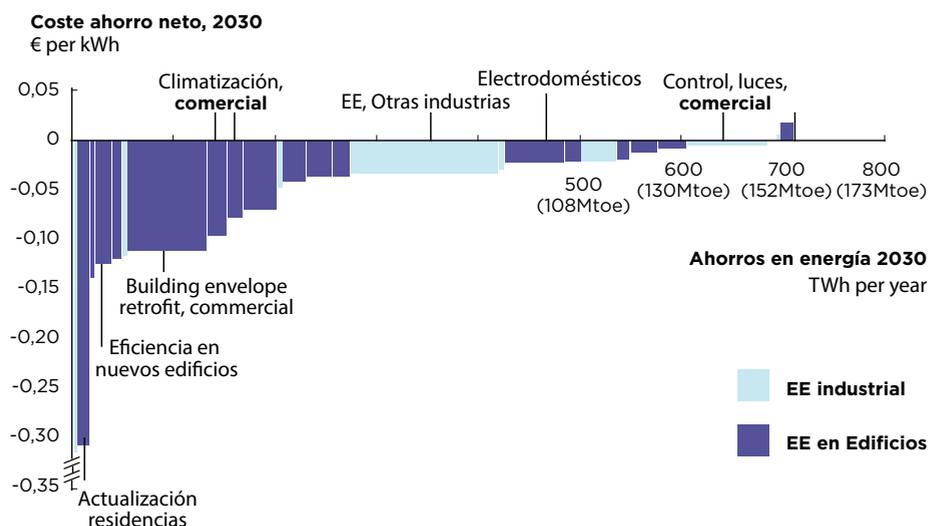
Eficiencia energética

Dentro de los ejes considerados, las medidas de promoción de la eficiencia energética presentan los menores costes de reducción de la dependencia exterior de la UE. Tanto es así, que la mayoría de las medidas consideradas, además de reducir la dependencia, consiguen ahorros sustanciales de costes a horizonte 2030, i.e., tienen un impacto económico positivo (o “se pagan por sí mismas”).

El Cuadro 3 (*McKinsey Abatement Curve*) muestra el impacto de cada una de las principales medidas de eficiencia energética en términos de energía ahorrada TWh/año (o Mtoe) y coste o ahorro de la medida por kWh a 2030.

Cuadro 3

La mayoría de medidas de eficiencia energética son económicamente rentables per se



SOURCE: McKensy Global Abatement Cost Curve, based on WEO 2007; Road Map 2050 analysis.

Se han considerado 4 áreas de estudio dentro de las medidas de eficiencia energética:

- *Eficiencia en edificios* (reducción potencial de 109 Mtoe al 2030): Consiste en la mejora de aislamiento, climatización y otras medidas para reducir el consumo de energía de edificio. Para estos casos, las políticas más efectivas a lanzar son programas de rehabilitación de edificios antiguos.
- *Eficiencia en industria* (reducción potencial de 45 Mtoe al 2030): Cogeneración y otras medidas de eficiencia energética en plantas con alta intensidad energética. Aunque existe un esfuerzo en la industria por aumentar la eficiencia energética, el impulso de programas específicos y medidas regulatorias adicionales en sectores clave podrían acelerar la adopción de estas.
- *Vehículos eléctricos* (reducción potencial a 2030 por determinar): Vehículos propulsados por motores eléctricos alimentados por baterías cargadas por la red eléctrica. Para conseguir una penetración relevante del vehículo eléctrico – además de la evolución de la competitividad en costes de estos vehículos cara los vehículos tradicionales –, sería importante el lanzamiento de un programa de medidas que contenga entre otros el desarrollo de la infraestructura pública de carga de vehículos eléctricos (y eventualmente subsidios a la compra de los vehículos).

- *Otros:* Relacionados con la implementación de redes eléctricas inteligentes, gestión de la demanda y almacenamiento de energía que deberían de ser acompañados por diferentes tipos de políticas como el etiquetamiento y subsidio de la eficiencia energética en electrodomésticos o por programas de concienciación pública.

Algunas políticas de eficiencia energética llevan implementándose desde hace un gran número de años y han sido la causa de casos de éxito como:

- *Eficiencia en Irlanda:* Entre 1990 y 2008 Irlanda consiguió reducir su intensidad energética en 34%. La mitad de esta reducción se debió a medidas de eficiencia energética (la otra mitad corresponde a cambios en la economía del propio país). Entre los puntos más importantes de la reforma cabe resaltar la promoción de programas de eficiencia energética industrial y residencial a nivel nacional y regional/local, los cambios en la regulación de construcción de edificios y establecimiento de un sistema de calificación energética de edificios que redujeron las necesidades de calefacción en 33% en 15 años.
- *Eficiencia energética en Dinamarca:* Después del *shock* petrolero de los años 70 y para disminuir la dependencia, el gobierno danés optó por la eficiencia energética en forma de instalación de redes de calefacción pública (que actualmente cubren 60% del territorio) y programas de subvención de eficiencia en edificios industriales y residenciales creando una de las normativas residenciales más estrictas del mundo. Otros aspectos como el consenso político entre Gobierno y oposición en temas de energía, el esquema de obligación de eficiencia a los proveedores de energía (de donde proceden la mitad de los ahorros anuales) y el uso de información estadística de calidad para la gestión de las políticas son también parte de la clave del éxito del modelo
- *Vehículo eléctrico en Noruega:* Noruega posee la mayor penetración de automóviles eléctricos a nivel mundial. En diciembre de 2014 una de cada diez ventas de coche correspondía a un recargable en la red eléctrica (*plug-in vehicle*). Esta situación se debe en gran medida en las políticas implementadas por el gobierno que exentan de impuestos a los coches puramente eléctricos hasta el año 2017 (en Noruega los impuestos pueden hasta triplicar el coste de un vehículo tradicional). Además de las ayudas fiscales, los vehículos eléctricos gozan de otros beneficios como la exención de peajes, la posibilidad utilización de carriles de circulación o plazas de aparcamiento especiales y una amplia red municipal de cargadores gratuitos.

Energías renovables

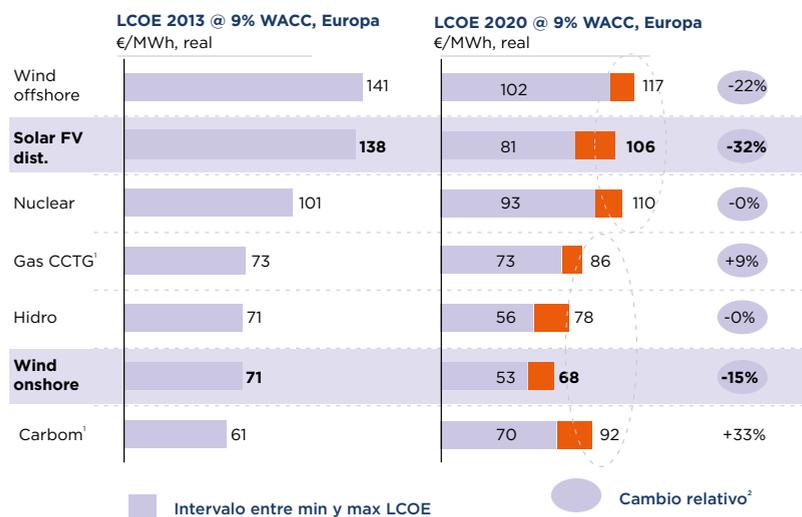
Las energías renovables son una pieza clave en el camino hacia la independencia energética ya que no requieren de ningún tipo de combustible proveniente de fuera de la UE.

La UE viene apostando por las tecnologías renovables desde hace ya muchos años, siendo incuestionablemente la región que a nivel global más ha hecho por impulsar este tipo de energía, en línea con sus objetivos agresivos de reducción de emisiones de gases con efecto invernadero. Ahora mismo, la energía renovable en Europa representa ya un poco más de 10% de toda la energía primaria o 20% de toda la energía eléctrica.

En los últimos años muchas de estas energías han descendido su LCOE (*Levelized Cost of Electricity* – Cuadro 4) hasta llegar a niveles competitivos con las energías convencionales. En los próximos años estas tecnologías podrían incrementar su competitividad por diversos factores, haciendo la apuesta por este tipo de energías no solo estratégica pero también eficiente. Entre estas tecnologías destacan:

- *Eólico*: La evolución tecnológica, las cadenas de suministro maduras y la mejora continua de la operación y mantenimiento de los parques mantendrán a la energía eólica como la más competitiva de las tecnologías renovables (se espera un LCOE en torno a 60-70 EUR/MWh en 2020).
- *Solar*: Presenta el mayor descenso de costes previsto (más de 30% en 2020), debido a la mayor competitividad del coste del poli-silicio, los efectos de escala en producción y las mejoras tecnológicas. Tiene una gran flexibilidad de aplicación, siendo particularmente adecuado para generación distribuida de pequeña escala o micro-generación, donde se espera que juegue un papel fundamental.

Cuadro 4



Source: IRENA Cost Analysis on Hydropower (2012); McKinsey Energy practice.

En este contexto, la UE todavía cuenta con un gran potencial máximo para la instalación de energías renovables a un horizonte 2030, sobre todo en energía eólica y solar – Cuadro 5. Teniendo en cuenta este potencial y la evolución del coste de las energías se ha estimado un potencial máximo de reducción de dependencia energética de 229 Mtoe a 2030 repartidos de la siguiente manera:

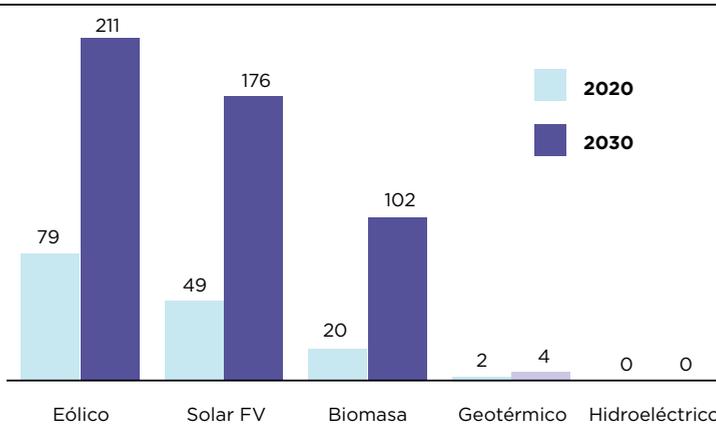
- Biomasa:136 Mtoe al 2030
- Eólico:118 Mtoe al 2030
- Solar: 67 Mtoe al 2030
- Otros:18 Mtoe al 2030

La biomasa puede representar una mayor reducción de energía importada (asumiendo que la biomasa utilizada es europea), a pesar de que tenga una menor capacidad instalada vs. la generación eólica o solar, debido a una mayor utilización de la potencia instalada.

Cuadro 5

Eólico y solar presentan el mayor potencial de capacidad en Europa, seguidos por biomasa

Potencial máximo de renovable en Europa
GW (2011 como año base)



Source: McKinsey GHG Abatement model v3.0

La gran decisión que tienen que tomar los responsables de la política energética europea es acerca del nivel de penetración que se debe fijar para la energía renovable. Hay varios estudios realizados por diversas entidades planteando diversos escenarios. Por ejemplo, McKinsey & Company ha realizado recientemente un estudio muy profundo sobre este tema, planteando – entre otros escenarios – la hipótesis de penetración de 80% de renovables en el mix eléctrico en 2050, llegando a la conclusión de que el sobrecoste de alcanzar dicho escenario se situaría, por ejemplo, en el caso de Alemania, en 15 a 30% a horizonte 2050 (i.e., la energía eléctrica en Alemania sería un 15-30% más cara versus un escenario de penetración “natural/económica” de la energía renovable, lo que implicaría un incremento de inflación – cara la inflación “natural” – de menos de 0,5% al año hasta 2050).

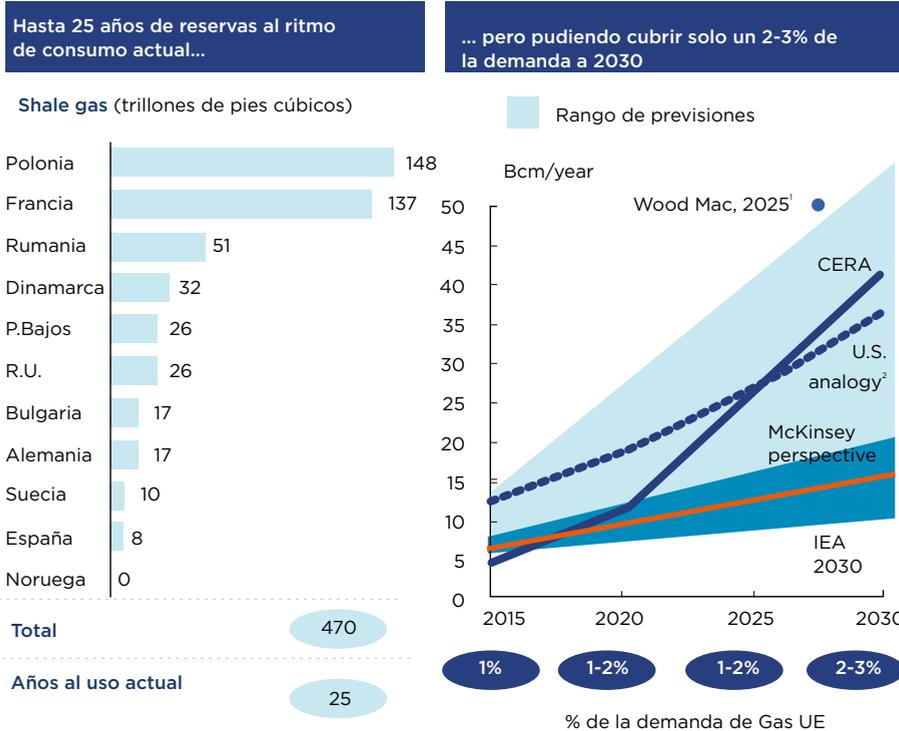
Combustibles fósiles locales de baja emisión

Los combustibles fósiles locales de baja emisión permiten reemplazar los combustibles importados y reducir así la dependencia energética. A primera vista se plantea como una opción atractiva pero su factibilidad estará condicionada a sortear una serie de barreras en torno a la competitividad en coste y la aceptación por parte de la opinión pública por las consecuencias ambientales y sociales. Las tecnologías a considerar en este campo son:

- *Shale gas* (reducción potencial de 50 Mtoe al 2030): Esta tecnología madura, que ha revolucionado completamente el panorama energético de EE.UU., dispone de cierto potencial en Europa principalmente en Polonia y Francia – Cuadro 6. Sin embargo, en muchos casos su exploración ha levantado una considerable alarma social y existen muchas resistencias a un desarrollo similar a lo que ha hecho EE.UU. En el caso de Europa, el potencial máximo parece que podría llegar a cubrir la demanda actual durante 25 años. Sin embargo existe gran incertidumbre en torno a la factibilidad a medio plazo, hecho ilustrado por el consenso alcanzado entre diferentes expertos del sector que en ningún caso estiman que el *shale gas* pueda superar el 3% de la demanda total de gas de Europa a 2030 – Cuadro 6.

Cuadro 6

En Europa, a pesar del potencial de reserva de Shale Gas , existen dudas del potencial a medio plazo



- *Captura y Secuestro de CO2 (CSC)* (reducción potencial de 29 Mtoe al 2030): Esta tecnología tiene igualmente un potencial significativo, que permitiría la utilización de carbones nacionales (demasiado contaminantes en la actualidad), se encuentra sin embargo en una fase de madurez anterior al *shale gas* y no es fácil al día de hoy saber exactamente el potencial real asociado, que está muy dependiente de los resultados de los pilotos que se están y van a realizar en Europa
- *Light Tight Oil* (reducción potencial de 15 Mtoe al 2030): el *light tight oil* aparenta tener en Europa un potencial muy limitado: la IEA cifra el potencial total del LTO en 2-3 años de consumo actual de la UE.

Como sería de esperar, el desarrollo de los combustibles fósiles locales de baja emisión requiere un fuerte apoyo de políticas energéticas:

- En el caso del *shale gas*, sería necesario la creación de una regulación específica (pu-

diéndose basar en el caso de éxito de EE.UU.) para explorar el desarrollo en esta fuente de energía, al mismo tiempo que se previne la contaminación de aguas y el aire y se asegure la sostenibilidad de los proyectos.

- *En CSC*: el apoyo de I+D permitiría la evaluación y maduración de la tecnología pudiendo determinar entonces su posible aplicabilidad a gran escala.

Adicionalmente a las medidas consideradas para el incremento de los combustibles fósiles de baja emisión, existe el potencial de exploración de reservas petrolíferas en Europa (e.g., Escocia, Islas Canarias, Algarve) para el cuál sería necesario evaluar la competitividad en costes de su desarrollo (dado que el petróleo es un mercado global muy competitivo), siempre bajo la condición de un impacto ambiental mínimo y aceptable para las poblaciones locales. En un contexto de necesidad de reducción de la dependencia energética, creemos que este potencial debería ser una de las palancas a ser estudiada con un mayor grado de profundidad.

Por último, nos parece importante hacer referencia al hecho de que – en el caso del gas natural – Europa podría posiblemente reducir su “vulnerabilidad” a largo plazo incrementando su capacidad de almacenamiento y sobre todo de transporte de gas entre los distintos países europeos. Esta medida no reduciría necesariamente la dependencia energética de la UE, pero sí podría ofrecer un mayor grado de libertad de suministro a los países de Europa central, que tienen hoy dificultad de acceder a la capacidad de entrada de GNL, actualmente bastante subutilizada en Europa (los niveles de utilización de las centrales de regasificación en Europa se sitúan en un 20-30%).

3. Impacto en los 3 ejes prioritarios

Las medidas planteadas en este documento deberían tener un impacto bastante positivo en los tres ejes que típicamente constituyen las políticas energéticas (nacionales o internacionales): seguridad de suministro, sostenibilidad ambiental y competitividad en costes de la energía.

Garantía y seguridad del suministro de la energía

Las políticas indicadas en los apartados anteriores están completamente en línea (por definición) con el objetivo de garantía y seguridad del suministro de la energía. Una mayor independencia energética permite a España y a Europa reducir la incertidumbre de suministro y precios que a día de hoy existe y está condicionada a las relaciones diplomáticas con otros países.

Es importante recalcar que en el momento de considerar inversiones en alguna de las

palancas propuestas, como energías renovables o combustibles fósiles de baja emisión, sería importante tener en cuenta el impacto económico positivo que genera la garantía y seguridad del suministro proporcionada por esta palanca en comparación con otras que no lo ofrecen (lo que típicamente no se hace).

La energía como factor de competitividad de la economía

Las palancas descritas han sido consideradas en el marco de la competitividad económica.

En términos de *eficiencia energética*, como se ha resaltado anteriormente, la gran mayoría de las medidas, además de reducir la dependencia, consiguen ahorros sustanciales de costes a horizonte 2035, i.e., tienen un impacto económico positivo (o “se pagan por sí mismas”). Por otras palabras, las medidas deberían incrementar la competitividad del coste de la energía.

Cara las *energías renovables*, las últimas proyecciones apuntan a que energías renovables maduras como la eólica *onshore* pueden ser competitivas sin ningún tipo de subvención en 5-10 años. Añadiendo a esto la incertidumbre que existe sobre el coste futuro de las energías tradicionales (especialmente las basadas en combustibles fósiles), existen escenarios en los que las energías renovables resultan mucho más competitivas que las tradicionales. La clave en este tema será que los gobiernos no repitan errores del pasado, incentivando o subsidiando energías no competitivas, no maduras.

Por último, el desarrollo de los *combustibles fósiles de baja emisión* deberían ser desarrollados bajo un contexto de inversión privada, sin subsidios gubernamentales o locales, lo que garantiza por sí mismo su competitividad, i.e., las empresas energéticas solo invertirán en este segmento de negocio si la inversión sale rentable y competitiva cara las alternativas.

La sostenibilidad medioambiental

Las dos primeras palancas presentadas (eficiencia energética, renovables) están completamente alineadas con los objetivos de sostenibilidad ambiental ya que reducirían el consumo de otras fuentes de energía, como combustibles fósiles, que tienen un impacto ambiental negativo muy superior debido a la emisión de CO₂ y otros gases de efecto invernadero.

El desarrollo de combustibles fósiles de baja emisión (e.g., *shale gas*) podría tener un impacto más neutro en términos ambientales, sobre todo en un escenario en que desplacen otros combustibles fósiles (e.g., gas natural importado). Además, como hemos mencionado anteriormente, será importante garantizar una legislación ambiental adecuada al desarrollo de estas energías en el terreno.

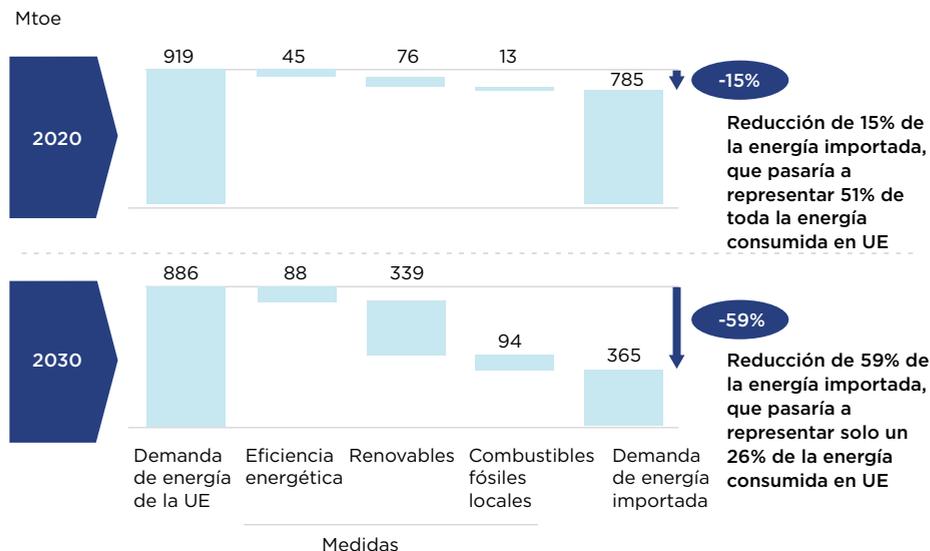
4. Conclusiones

Para el cálculo de impacto de las medidas detalladas en el presente documento se han considerado dos horizontes temporales – Cuadro 7:

- Horizonte 2020: el conjunto de medidas expuesta permitiría una reducción de la dependencia energética del orden del 15% siendo las medidas de eficiencia energética y la instalación de energías renovables las que más impacto potencial presentan (45 y 76 Mtoe respectivamente). A pesar de esta reducción de 15%, UE seguiría importando cerca de mitad de la energía que necesita.
- Horizonte 2030: el potencial de reducción de dependencia energética es significativamente mayor, cerca del 60%, debido a la mayor madurez de las tecnologías y al mayor plazo. En este caso, más de la mitad de este potencial proviene de la instalación de energías renovables. En este escenario, UE podría finalmente reducir sus importaciones a cerca de 25% del total de la energía que consume.

CUADRO 7

El potencial máximo de reducción de dependencia energética a 2030 es de 59%



Una nota final para referir que existen, como sería esperable, una serie de condiciones esenciales para el establecimiento de la seguridad energética de la UE a un coste razonable:

- *Políticas y objetivos coordinados:* Es necesario que los planes de energías renovables de los estados miembros estén alineados en una perspectiva europea para alcanzar la optimización en costes. Adicionalmente, para limitar el gasto y acelerar los tiempos de implementación, es necesario establecer mecanismos para compartir mejores prácticas en temas clave como la captura y secuestro de CO₂ o la eficiencia energética. De igual forma, sería positivo implementar políticas y legislación ambientales alineadas, que permitan el desarrollo de una forma equilibrada del *shale gas* u otros combustibles fósiles con reservas en la UE.
- *Construcción de infraestructuras:* Para optimizar los costes de generación de energías renovables, se requiere invertir en las capacidades de la red de transporte – a 2020 las capacidades de la red de transporte de electricidad deberían doblar para hacer rentable el incremento de renovables. De igual forma, sería importante incrementar la capacidad de almacenamiento y transporte de gas natural entre los distintos países de la UE con vista a permitir el libre tránsito de este combustible.

* * *

El tema de independencia energética es absolutamente estratégico para el viejo continente. El reto de lograr una reducción muy significativa en este importante tema es sin duda alguna muy elevado. Pero es también claro que existe un abanico de soluciones y medidas que los responsables de la política energética europea pueden poner en marcha y que deberían poder tener un impacto muy importante a medio-largo plazo.

Impacto de los costes energéticos en la competitividad de la industria en España

Roland Berger

Grupo de trabajo

Atlantic Cooper

Roland Berger Strategy Consultants

Siemens

Solvay

1. Importancia de un suministro energético competitivo en España

Este informe tiene como objetivo analizar la importancia del suministro energético para la industria en España, en sectores intensivos tanto en consumo eléctrico como en consumo de gas, y apuntar potenciales vías de solución que contribuyan a la competitividad global de estos sectores clave.

Asimismo se tiene en cuenta no sólo que la industria intensiva en consumo energético¹ es un cliente fundamental de las compañías energéticas, si no también que estas compañías son un elemento clave en el tejido económico nacional. Por tanto ambas partes, productores y consumidores deben resultar beneficiados de las iniciativas que puedan surgir en base a este análisis.

La cuestión de los costes energéticos y su impacto en la competitividad de la industria

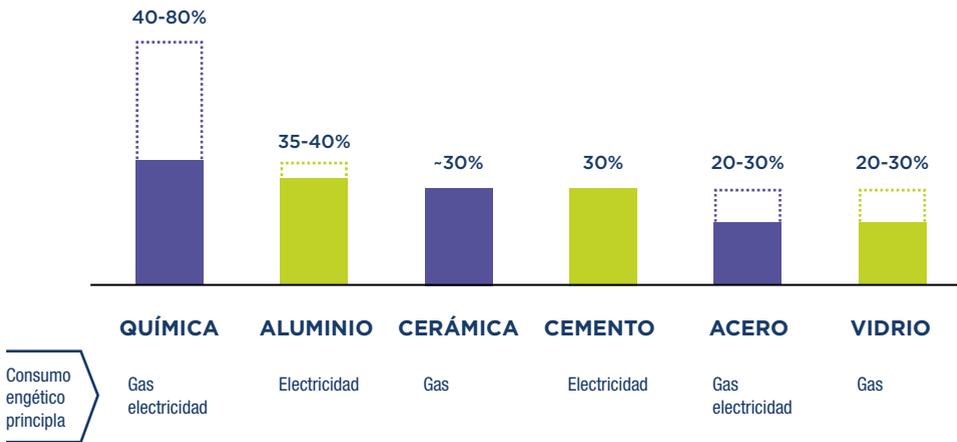
1. Incluye los grandes consumidores industriales electro intensivos (con consumo > 20 GWh) y los consumidores industriales de gas. En el informe se hará referencia a estos consumidores como "gran industria electro intensiva" o simplemente "industria electro intensiva".

en España se complica por la falta de estadísticas precisas sobre estos segmentos de gran consumo. Frecuentemente, las estadísticas de consumo y precios energéticos para consumidores industriales se reportan por grupos de consumo (en función del consumo anual, o el nivel de tensión/presión contratados) y no por subsectores de actividad².

La confidencialidad y extremada sensibilidad de esta información, clave en la competitividad en sectores donde las empresas compiten en mercados globales, es la principal causa de la opacidad que hay en los costes energéticos efectivos que soporta la industria energético-intensiva³.

La Unión Europea en su informe sobre precios y costes de la energía (*“Energy prices and costs in Europe”*, 17.3.2014) identifica un grupo de subsectores de actividad en el que los costes energéticos representan entre un 20% y un 80% de los costes de producción totales (Figura 1).

Figura 1 – Subsectores industriales intensivos en consumo de energía
(% energía sobre total costes de producción)



1) En la producción de amoníaco, el gas natural representa el ~80% del coste de producción, en la producción de cloro, la electricidad representa ~40% del coste de producción

Fuente: IEA; OECD; Ecorys; Roland Berger Strategy Consultants

2. Los países no incluyen de forma homogénea los componentes del precio final de la energía (ej. los peajes de acceso no incluyen los mismos conceptos en Alemania que en España). Además, algunos segmentos de gran consumo de electricidad reportan de forma opcional los precios.
3. Roland Berger ha basado su análisis en un estudio interno realizado en Francia y Alemania sobre la competitividad de la industria electro-intensiva (*“Compétitivité des industriels électro-intensifs en France – Dynamiques sectorielles, rôle des prix de l’électricité, réalité des écarts de prix, leviers d’action possibles”*), en el cual se incluyen entrevistas a grandes industriales.

Estos subsectores de actividad forman parte de un sector industrial que, recientemente, ha sido impulsado por el Gobierno de España como clave en el proceso de recuperación de la economía española. Además, la Comisión Europea establece un objetivo para que la industria represente en 2020 el 20% del PIB europeo.

De igual forma, una de las 10 líneas de actuación propuestas por el Gobierno de España se centra en “asegurar un suministro energético estable, competitivo y sostenible”. La situación actual del sector energético en España combina:

- un sector eléctrico compuesto por dos sistemas complementarios: por un lado, generación a partir de combustibles fósiles, y por el otro, generación a partir de energías renovables, y
- un sector gasista que, ante la falta de recursos naturales autóctonos, ha promovido la diversificación de los orígenes del gas y el desarrollo de capacidad de regasificación para garantizar la seguridad del suministro, infraestructuras a día de hoy infrautilizadas.

Tres objetivos marcan el desarrollo del sector energético: seguridad de suministro, sostenibilidad medioambiental, y sostenibilidad económica. Para obtener los dos primeros objetivos, se ha realizado importantes inversiones en los últimos años, y para alcanzar el tercero es fundamental que haya una actividad económica e industrial fuertes y competitivas, que puedan devolver la inversión de dichas infraestructuras, y permita la necesaria renovación de inversiones en el sector energético. Y sólo de esa forma podrán asegurar un suministro energético competitivo y sostenible.

Adicionalmente a lo anterior, España necesita garantizar a la industria instalada a nivel nacional las condiciones necesarias para su competitividad internacional ya que es un sector que ofrece puestos de trabajo de calidad directos, es multiplicador de puestos de trabajo indirectos, apuesta por el I+D y además dispone de infraestructuras para pueden atraer nuevas inversiones.

En los países desarrollados que mejor se están defendiendo de la crisis (ej. Alemania), la industria supone más del 25% de su PIB, lo que solo subraya la necesidad de apostar por el desarrollo de la industria nacional, y asegurando factores de producción competitivos.

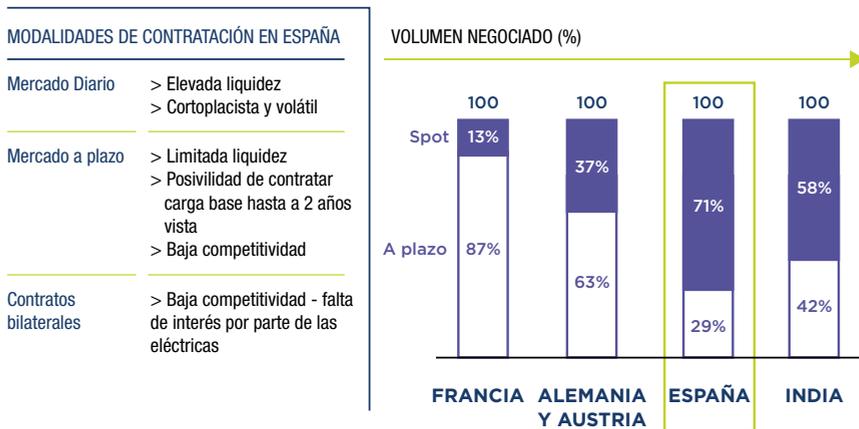
2. Electricidad para grandes consumidores industriales

2.1 Precios de electricidad en España – evolución en los últimos años y comparativa con otros países europeos. Análisis de sus componentes y efecto de las decisiones políticas en el precio.

En España la compra de electricidad para la industria se realiza fundamentalmente a través del mercado diario spot, el cual representa más del 70% del volumen de electricidad negociado en España (ver Figura 2). Es importante matizar que esto no implica que un 70% de la demanda esté expuesta al pool, ya que existe una parte de la contratación a precio fijo que se hace mediante contratos por diferencias (es decir el comercializador compra en el mercado diario y suscribe un swap a precio fijo en el mercado OMIP o en el mercado OTC). Esta contratación a precio fijo por diferencias se estima en aproximadamente un tercio⁴ de dicho 70%.

A pesar de que el mercado spot es dinámico, su contraparte de mercado a plazo es aún débil y los precios de los futuros de electricidad son menos competitivos, ya que la probabilidad de realizar una cobertura a plazo a un precio superior al spot es del 93% para el producto trimestral y del 78% para el mensual. Por otra parte, la contratación bilateral ha sido limitada hasta ahora al existir un entorno de incertidumbre en el mercado (marcada en particular por los numerosos cambios regulatorios), tanto para el generador como para los grandes consumidores.

Figura 2 – Contratación de electricidad en España vs. otros países europeos



Fuente: *Epex, Belpex, GME, OMIE; ENTSO-E; Roland Berger Strategy Consultants*

4. Fuente: estimativa Fortia – existe una gran dificultad en conseguir cifras de lo negociado, y a esta dificultad se añade el hecho de que los contratos se compran y venden varias veces en el mercado.

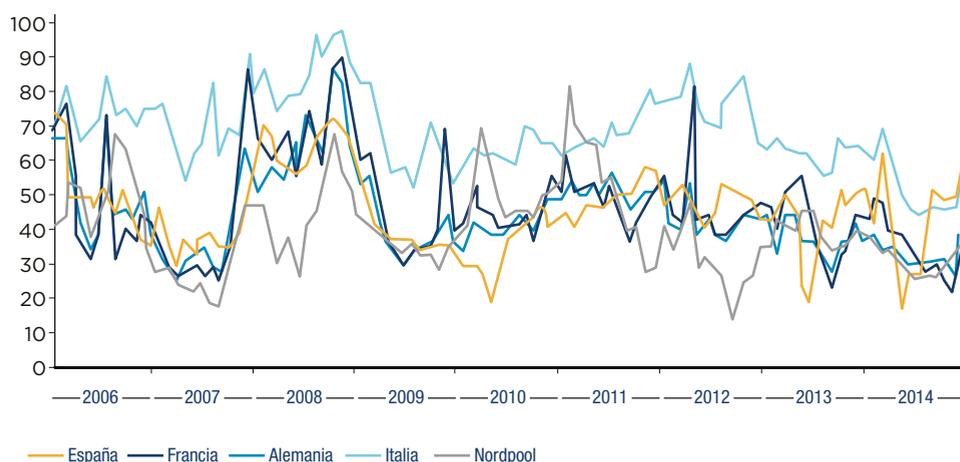
Por tanto, la limitada posibilidad de realizar contratos bilaterales a largo plazo y la poca liquidez del mercado de futuros provoca que la mayor parte de electricidad se adquiera en el mercado diario. La situación no es la misma en otros países europeos donde se ha desarrollado un mercado a plazo más competitivo y profundo, lo que entendemos fundamental para el aprovisionamiento del consumidor industrial.

Históricamente, el precio mayorista de electricidad en España que cuenta con unas transparentes reglas de funcionamiento ha demostrado ser competitivo, y ha estado en el entorno de otros países europeos (ver Figura 3), incluso en la banda inferior en años recientes, gracias por un lado a un sistema de mercado que daba prioridad de despacho a la generación renovable (respondiendo a una Directiva Europea) y por otro al elevado grado de penetración de las renovables en el mix eléctrico español.

El antiguo Régimen Especial (renovables, cogeneración y residuos) ahora representa más del 40% de la producción nacional, asociada en su mayor parte a nuevos entrantes y tomadores de precio en el mercado. La producción renovable en general, y la eólica en particular por su peso en el mix, han por lo tanto contribuido de forma significativa a la baja de los precios mayoristas por sus costes marginales inferiores (siendo producción autóctona, no asociada a combustibles importados).

Además, a pesar de tratarse de un tema coyuntural, hay que resaltar que los últimos años en España han sido muy húmedos (hecho que en una serie larga sería muy poco frecuente) lo cual ha contribuido a incrementar la competitividad al precio mayorista.

Figura 3 – Precio mayorista de electricidad, 2006-2014 (EUR/MWh)



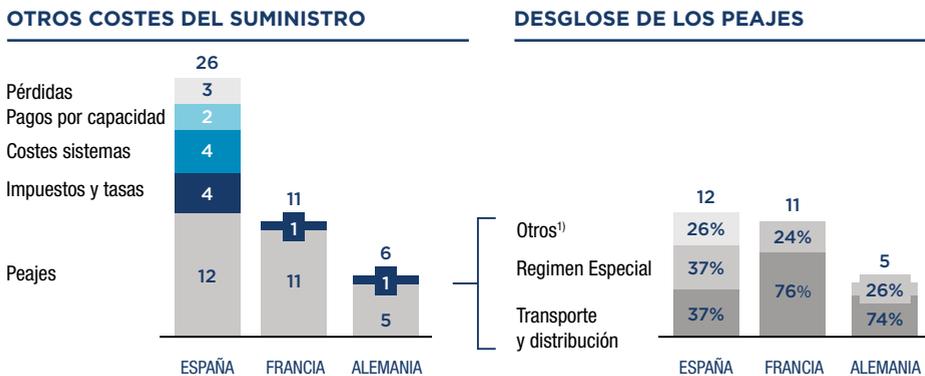
Fuente: Bloomberg; Roland Berger Strategy Consultants

Dentro del mercado mayorista, los mercados de operación en España (restricciones técnicas y de ajuste) han supuesto un sobrecoste en el precio final medio del mercado eléctrico, ya que los costes de estos mercados han pasado de representar EUR 700 millones en 2009 a EUR 1.200 millones en 2012 (fuente CNE) y en tendencia creciente para 2013 y 2014. En estos mercados de operación, es claramente necesaria una revisión profunda de sus mecanismos, de cara a incrementar la competitividad en los precios de estos mercados de ajuste.

Sin embargo, al precio del mercado mayorista se deben añadir los costes de los peajes de acceso: transporte y distribución, régimen especial (renovables, cogeneración y residuos) y la anualidad del déficit de tarifa y otros costes regulados e impuestos (IVA e impuesto eléctrico), reflejando en muchos casos costes no relacionados directamente con el suministro y que responden a políticas industriales o sociales.

Como punto clave, en su totalidad, **los precios en España soportan más conceptos de costes fijos de suministro eléctrico que Alemania y Francia**, que contemplan únicamente peajes e impuestos (ver Figura 4).

Figura 4 – Otros costes del suministro eléctrico en países clave, 2012 (EUR/MWh)



1) Extra peninsulares, anualización del déficit y otros costes

Fuente: Informe CNE sobre el sector (marzo 2012). Consumidor plano 300GW/h/año. 50kV; RBSC

España por tanto, presenta un mercado de producción spot líquido y por debajo de otros mercados cercanos, pero existe un incremento sustancial en el precio final debido a una fuerte componente de costes regulados.

La reforma eléctrica iniciada por el Gobierno en 2013 tenía como objetivo la reducción de los costes del sistema a través de medidas regulatorias:

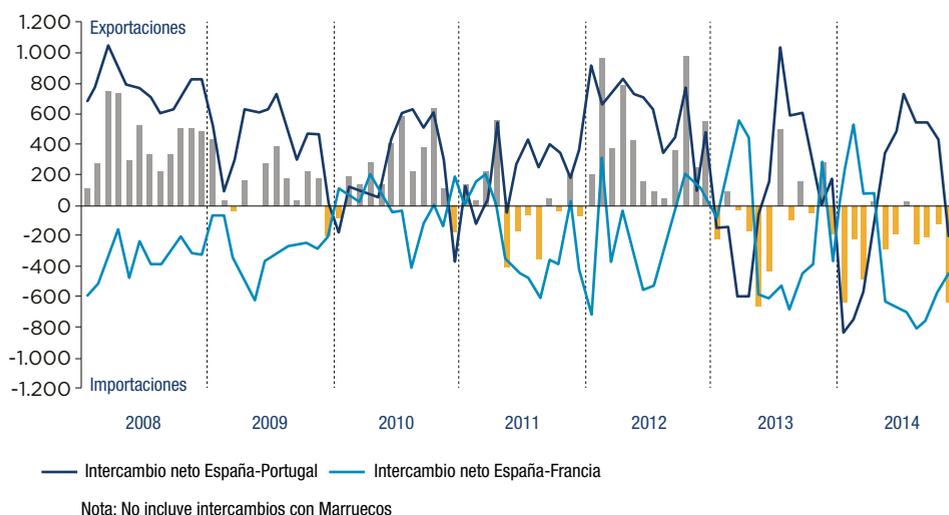
- Nuevo modelo retributivo para el régimen especial (renovables, cogeneración y residuos)
- Nuevo régimen retributivo para el transporte y la distribución
- Reducción de la retribución de otras actividades reguladas del sistema

El objetivo, ahorrar 2.700 mill. EUR/año y acabar con el creciente déficit de tarifa, no fue acompañado de medidas de ahorro en el área de la fiscalidad que soporta el sector eléctrico.

De hecho, la presión fiscal que está sufriendo el sector eléctrico español (ej. la inclusión de un impuesto a la generación del 7% entre otras medidas recaudatorias adicionales) ha sido uno de los factores que han contribuido a la pérdida de competitividad a nivel internacional.

Considerando sólo los intercambios con Europa, **España pasó en los últimos dos años de ser un país tradicionalmente exportador a ser un importador neto de electricidad**, situación que contradice el escenario actual de exceso de capacidad instalada.

Figura 5 – Intercambios internacionales de electricidad, 2008- noviembre 2014 (GWh)



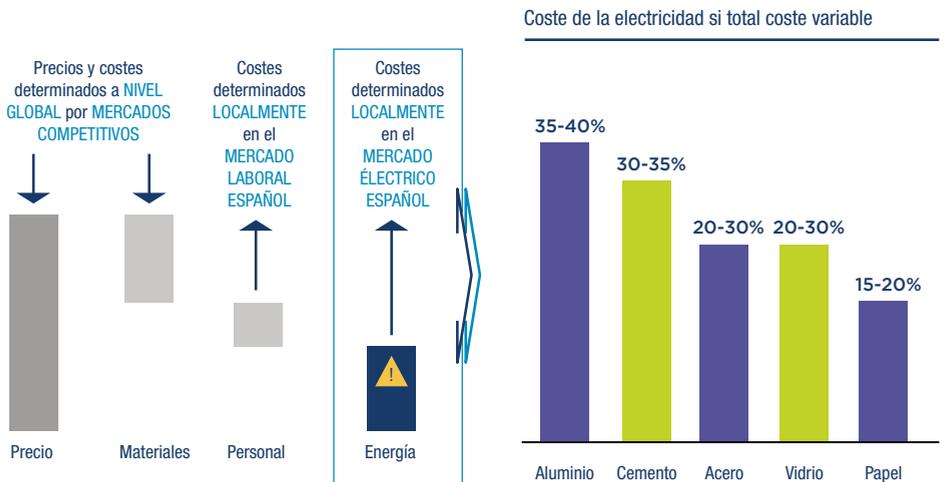
Fuente: OMIE; Roland Berger Strategy Consultants

2.2 Contexto de la industria electro-intensiva española – principales sectores intensivos en consumo eléctrico, impacto del precio de electricidad en sus costes totales y en el desarrollo de su negocio, iniciativas que proponen desde la industria y principales riesgos que conlleva una elevada factura eléctrica.

La industria básica en España comprende actividades intensivas en consumo de energía y por tanto el coste de electricidad tiene para estos agentes industriales un impacto significativo en los costes de producción (ver Figura 6). Esto hace que el precio de la electricidad sea una materia prima estratégica en el proceso productivo y un factor clave de competitividad de la industria electro intensiva.

En estos sectores, los precios de sus productos y de sus materias primas (normalmente *commodities*) los dicta el mercado global, sin embargo, para la electricidad el cliente es cautivo de un mercado local: en primer lugar, porque España es (con Portugal) una isla energética (interconexión del 3% de la capacidad instalada frente al 10% que recomienda la Unión Europea), por lo que los agentes locales no pueden verter excedentes de producción significativos ni tampoco competir con las importaciones de energía de otros países. En segundo lugar, el precio del *pool*, a pesar de ser competitivo, no refleja con precisión los costes totales de generación (déficit tarifario).

Figura 6 – Presiones sobre la competitividad de la industria, 2013



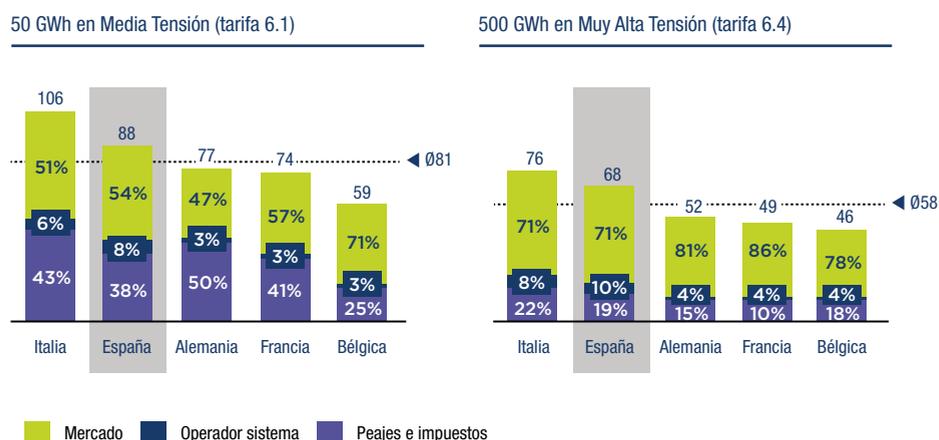
Fuente: IEA; OECD; Fortia; Roland Berger Strategy Consultants

Las compañías con plantas electro-intensivas presentan un consumo de electricidad previsible y parcialmente flexible en el caso de los modulantes (cemento, química, etc.), pudiendo adaptar su consumo a horas de baja demanda y aplanando la curva global de demanda. Por lo tanto, estas plantas pueden aportar valor al sistema a través de la gestión de su demanda, mejorando la eficiencia global del sistema eléctrico y a la garantía de suministro. De esta forma, no incrementan la punta del sistema, reduciendo la necesidad de inversión en nuevas centrales y desarrollo de redes.

Por otro lado, el volumen plano de algunos sectores ayuda al desarrollo de centrales de base, caracterizadas por sus costes variables bajos y por proporcionar visibilidad/estabilidad en el sistema. Se trata por tanto de dos perfiles de consumo que aportan ventajas diferentes y complementarias al sistema eléctrico.

Sin embargo, como en España la contratación a plazo es limitada (escasos bilaterales y mercado a plazo menos competitivo que el spot), el consumidor industrial tiende a adquirir su energía en un pool volátil que no responde de forma óptima a sus necesidades de planificación. Adicionalmente está sujeto a una política de inclusión de costes adicionales al suministro que encarecen el precio final, lo cual impacta directamente su competitividad en los distintos sectores en los que operan. Como dato ilustrativo, en España, el incremento de los peajes de acceso (considerando una utilización del 85% de la potencia contratada) en el periodo 2008 – 2014 ha variado entre el 73% (nivel 6.4) y el 114% (nivel 6.3).

Figura 7 – Precios de electricidad de dos perfiles industriales, 2014 (EUR/MWh)



Fuente: AEGE; OMEL; OMIP; REE; Roland Berger Strategy Consultants

Todo lo anterior, unido a que España sigue siendo en gran medida una isla eléctrica hace que el consumidor industrial tenga ahora mismo opciones limitadas a la hora de optimizar su precio de compra.

Los precios finales de electricidad para los industriales en España son por tanto superiores a los de otros países europeos como Alemania y Francia – entre un 15% y un 19% superiores a estos países en el caso del consumidor de 50 GWh y entre un 30% y un 39% en el caso del consumidor de 500 GWh (ver Figura 7).

Adicionalmente, en Alemania y Francia existen políticas de incentivos para estos sectores electro-intensivos. Concretamente existen varias exenciones o límites superiores a determinados impuestos que favorecen a la industria – ejemplos:

- **Impuesto de electricidad:** existen exenciones totales en Alemania y limitación del impuesto de electricidad con indexación a los resultados de la sociedad en Francia. En España sin embargo, existe un impuesto en generación de un 7% que es trasladado directamente al consumidor. Adicionalmente los consumidores españoles soportan el impuesto especial de electricidad (IEE) que asciende a un 5,11%.

A través de la Ley 28/2014 (28 de noviembre) la gran industria electro intensiva cuenta con una exención parcial del 85% del IEE, sin embargo esta ley no traspone las posibilidades de exención total que ofrece la Directiva EU 2003_96 y de la cual disfruta la industria electro intensiva en los demás países. En España la ley 28/2014 introduce un mínimo de 0,5 €/MWh, que no existe para los electro intensivos de otros países europeos

- **Reducción de las tarifas de acceso:** en Alemania esta reducción puede alcanzar el 80%, previa autorización del regulador. Por otro lado, los consumidores electro-intensivos franceses obtuvieron en 2013 una reducción del 50% del coste del transporte de la electricidad (TURPE – Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité) y el impuesto CTA (Contribution Tarifaire d'Acheminement) es muy reducido para los consumidores industriales.
- **Otros impuestos:** En Francia por ejemplo, el nivel del impuesto de CSPE (Contribution au Service Public de l'Electricité) es de EUR 16,5/MWh. Sin embargo, un consumidor industrial no puede pagar más de unos EUR 560k cada año (o 0,5% de su valor añadido). Adicionalmente, ciertos procesos industriales (electrólisis, reacciones químicas, etc.) están exentos de algunas tasas locales.
- **Costes indirectos CO2 2013-2014:** España dedica EUR 1 mill. (sin adjudicar) en 2013 a la compensación de los derechos de emisión (cuyos precios se encuentran hoy deprimidos) repercutidos al precio de electricidad. Alemania entre EUR 203-350 mill., Holanda EUR 78 mill. y Reino Unido entre EUR 16-60 mill. (datos presentados

en el Foro AEGE de mayo de 2014).

En España existen escasas medidas que protejan a los industriales de los precios eléctricos – se cuenta con el SGDI (Servicio de Gestión de Demanda e Interrumpibilidad), que supone un descuento sobre el precio final de electricidad como contrapartida a un servicio de gestión de demanda que prestan los grandes industriales y que gestiona el operador del sistema. Sin embargo, la dotación económica para este servicio se ha reducido (de EUR 750 mill. en 2013 a EUR 550 mill. en 2014) y actualmente se realiza a través de un mecanismo de subasta (celebrada la primera sesión en noviembre de 2014, la cual ha cerrado en unos EUR 350 mill⁵).

El principal riesgo que conlleva la elevada factura eléctrica de los industriales es la posible deslocalización de sus centros de producción, impactando negativamente el tejido industrial español. Es fundamental por lo tanto implementar medidas que permitan mitigar este riesgo, tales como:

- Incentivar la contratación a plazo a través de los bilaterales con el generador, favoreciendo para ello un entorno de estabilidad regulatoria
- Reducir la carga de costes regulados (ej. formular exenciones fiscales como se dan en los casos francés y alemán)
- Limitar los impuestos a la energía, dada la imposibilidad de trasladar este coste al precio de los bienes de estas industrias intensivas
- Incrementar las interconexiones internacionales con España
- Analizar en profundidad qué políticas de incentivos al sector industrial se están llevando a cabo en países de nuestro entorno (Alemania, Francia, Italia), de cara a lograr una competitividad comparable a nivel europeo

Por otro lado, la necesaria reforma del mercado de electricidad debería ser sostenible y objetiva – aumentando eficiencia, reduciendo costes y brindando una perspectiva razonable de recuperación de inversiones.

2.3 Experiencia de Fortia y otras centrales de compras europeas – problemática actual a la que se enfrentan estas centrales

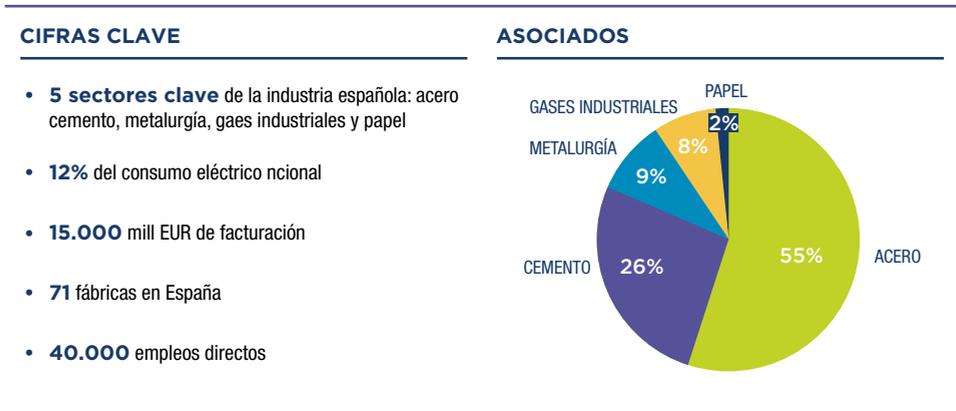
En Europa los principales industriales han buscado soluciones para obtener suministros más competitivos de electricidad. Para el efecto, muchos de ellos se han asociado en centrales de compras especializadas. En Francia, está el ejemplo de Exeltium, la cual gestiona las compras de empresas del sector siderúrgico, químico, metálico y papelerero a través de un contrato de 24 años con EDF a cambio de inversión en una central nuclear.

5. Subasta celebrada entre el 17-21 de noviembre de 2014. El Gobierno procederá a una nueva subasta de capacidad de interrumpibilidad eléctrica con los aproximadamente EUR 200 mill. que se quedaron sin cubrir en la primera subasta

En Finlandia se creó TVO, la cual se comprometía a la construcción de una central nuclear de 1.6 GW de capacidad que entró finalmente en operación en 2011. En Bruselas existe la central de compras Blue Sky que realiza contratos de suministro a largo plazo a cambio de inversión en generación.

En 2007 se creó Fortia como central de compras en España, con el objetivo de optimizar la adquisición de energía para sus socios y facilitar la gestión del consumo en horas valle, procurando la competitividad de las industrias básicas para mantener el tejido industrial y el empleo. Está compuesta por 17 grupos industriales de distintos sectores de la economía, con plantas productivas en territorio nacional.

Figura 8 – Perfil de Fortia



Fuente: Fortia; Roland Berger Strategy Consultants

En Fortia, se buscan soluciones de compra a medio plazo (1-3 años principalmente), aunque la estrategia de compra se personaliza según el perfil del consumidor y sus preferencias. La experiencia de contratación a muy largo plazo en España ha resultado inviable para esta central de compras, al no poder hacerse con contratos competitivos por la poca profundidad del mercado a plazo y limitado interés de los generadores.

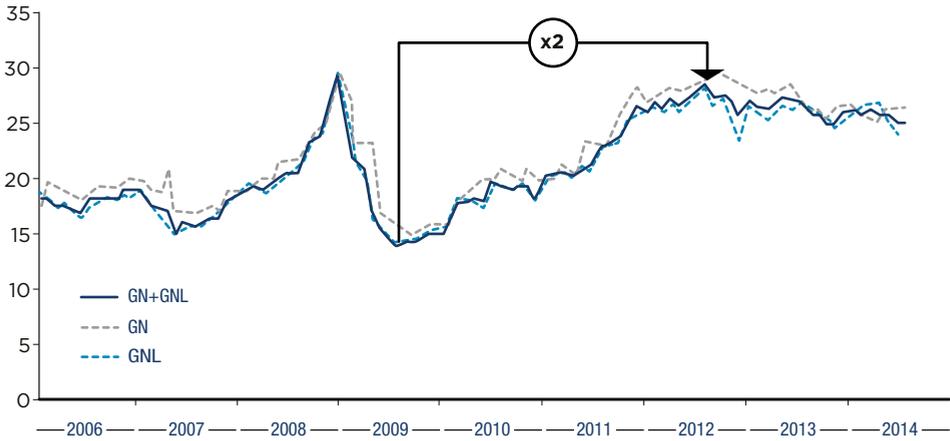
3. Gas para grandes consumidores industriales

3.1 Precios del gas natural en España - evolución del precio del gas en los últimos años en España y comparativa con otros países europeos.

Entre 2009 y 2012, el coste de aprovisionamiento del gas natural en España se duplicó, superando los 28 EUR/MWh en julio de 2012. Desde entonces, se ha mantenido muy por encima de los precios medios del gas negociado en NBP (~17 EUR/MWh) o en Henry Hub (~11 EUR/MWh) en junio de 2014.

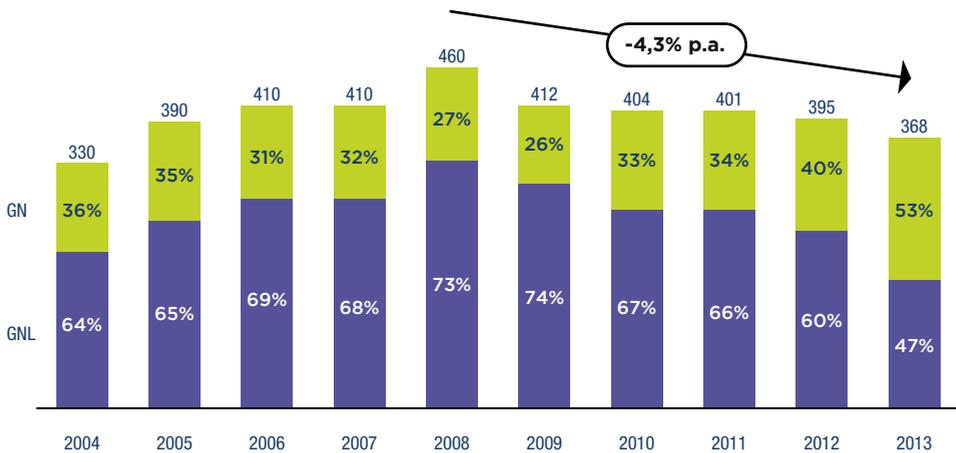
Este aumento del coste de aprovisionamiento ha venido acompañado por una caída de las importaciones de gas natural, a un ritmo de bajada del 4,3% anual desde 2008. En

Figura 9 – Coste del aprovisionamiento de gas natural en España, 2006-2014 (EUR/MWh)



Fuente: CNMC; Roland Berger Strategy Consultants

Figura 10 – Importaciones de gas natural por tipo de suministro, 2004-2013 (TWh)



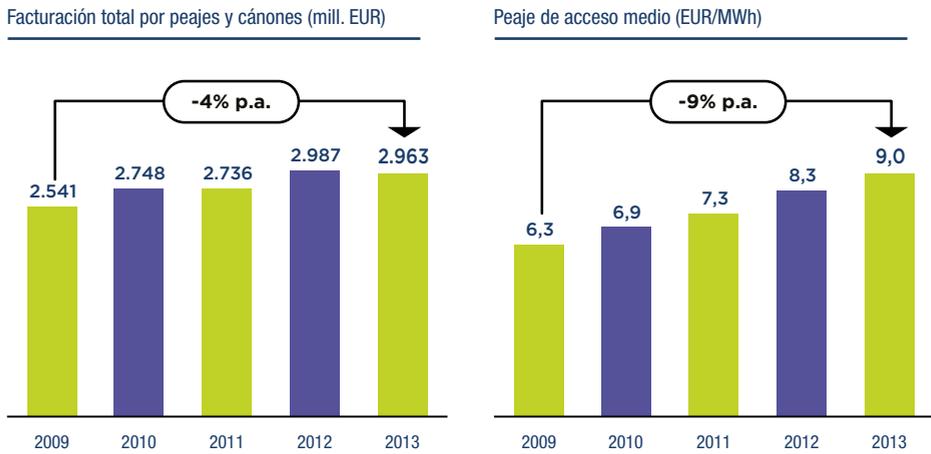
Fuente: CNMC; Roland Berger Strategy Consultants

2013, por primera vez desde el año el año 2000, las importaciones de gas natural por gasoducto superaron a las de gas natural licuado (GNL).

España, a la cabeza de Europa tanto en capacidad de almacenamiento de GNL como en número de plantas, ha visto como los factores de utilización de las plantas de regasificación ha caído desde un 50% en 2008 hasta un 20% en 2013.

Sin embargo, y a pesar de la bajada en las importaciones y el consumo de gas natural en España en los últimos años, la facturación por peajes de acceso y cánones – para cubrir los costes del sistema– no ha dejado de crecer, en términos absolutos y relativos (Figura 11).

Figura 11 – Peajes y cánones del sistema gasista español, 2009-2013

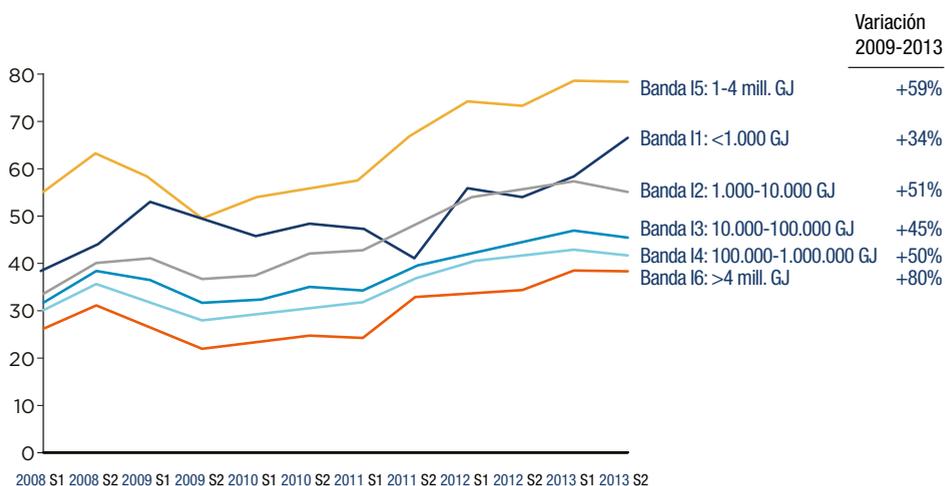


Fuente: CNMC; Roland Berger Strategy Consultants

El incremento del coste de aprovisionamiento junto a la subida de los costes regulados del sistema ha tenido un efecto directo en los precios finales del gas natural en España. Según las estadísticas publicadas por la Unión Europea, el precio final pagado por los consumidores industriales de gas natural en España se incrementó entre 2009 y 2013 entre un 34% y un 80%, dependiendo del grupo de consumo.

El precio del gas en España desde 2012 se ha visto negativamente influenciado por el accidente de Fukushima, que ha dado lugar a reexportaciones de las entregas contratadas con destino España. En 2014, se espera que las reexportaciones de barcos alcance un volumen de 60 TWh a final de año, lo que ha incidido negativamente en el precio de los consumidores españoles.

Figura 12 – Precio del gas natural para consumidores industriales en España, 2008-2013 (EUR/MWh)



Fuente: Eurostat; Roland Berger Strategy Consultants

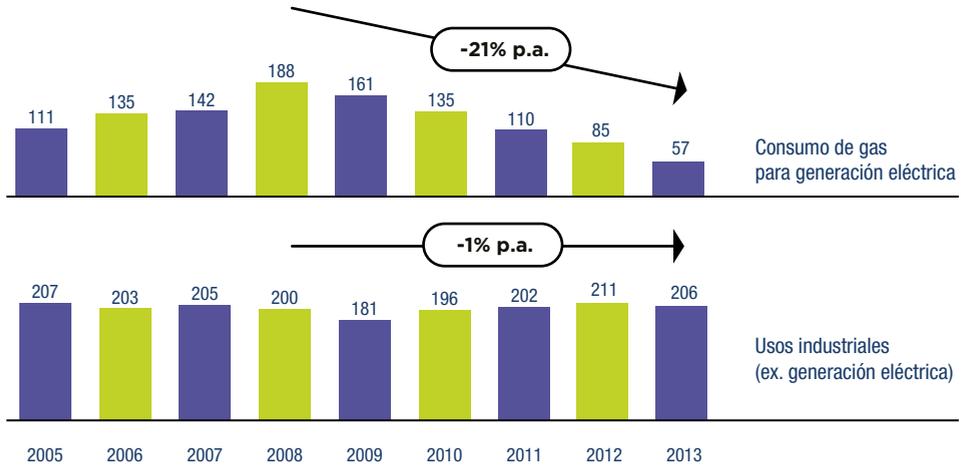
Además de los términos de energía (coste de aprovisionamiento) y de los peajes de acceso, el precio final del gas natural también se ha visto impactado por la introducción de nuevas medidas fiscales, como los impuestos al consumo de gas natural introducidos en la Ley 15/2012.

3.2. Contexto de la Industria de gran consumo de gas – principales sectores intensivos en consumo del gas e impacto del precio en sus costes totales

El aumento del coste de aprovisionamiento del gas natural en España, la caída de la demanda de electricidad y el incremento de generación eléctrica a partir de energías renovables ha impactado directamente en el consumo de gas para generación eléctrica. Es significativa la bajada de utilización de los ciclos combinados en España desde un 52% en 2008 hasta un 13% en 2013. En volúmenes agregados, el consumo de gas para generación eléctrica ha caído un 20% por año desde 188 TWh en 2008 hasta los 57 TWh en 2013.

En este contexto se observa sin embargo cómo la demanda de gas natural para usos in

Figura 13 – Demanda de gas natural para usos industriales, 2005-2013 (TWh)



Fuente: CNMC; Roland Berger Strategy Consultants

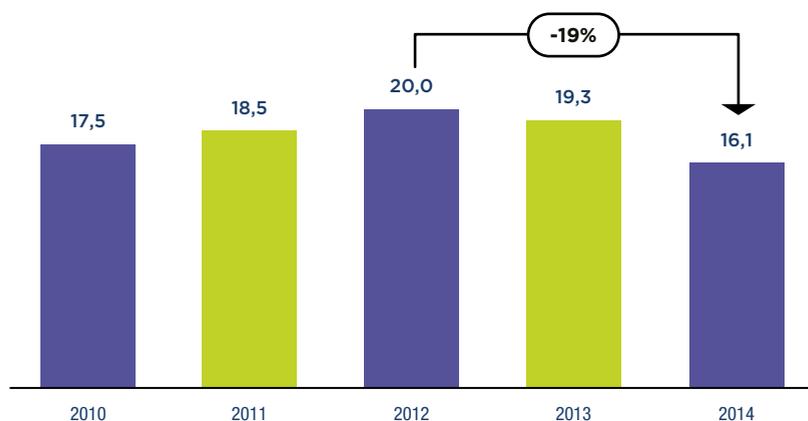
dustriales (excluyendo el uso para generación eléctrica) se ha mantenido en niveles pre-crisis.

Es importante resaltar además el impacto sufrido por la cogeneración (que en 2013 utilizó el 25% del consumo total de gas natural en España y el 40% del consumo del gas industrial) a raíz por un lado de la reciente reforma regulatoria que redefinió su modelo retributivo y por otro, del coste creciente del gas. Todo esto ha hecho que la aportación de la cogeneración al mix de generación en España haya bajado un ~20% desde 2012. Según datos de la CNMC, la capacidad instalada de cogeneración ha caído desde los 6,2 GW que había en enero de 2012 a 5,1 GW en septiembre de 2014.

4. Eficiencia energética: factor clave en la competitividad empresarial

Una industria fuerte es el mejor indicador de riqueza de un país, pero en la actualidad estamos asistiendo a una tercerización de la economía, especialmente acrecentada en España. El sector industrial apenas representa un 15% de nuestro Producto Interior Bruto, una tendencia replicada otros países de Europa, si bien hay ejemplos como Alemania donde llega al 25%. Es por eso que nuestra industria se encuentra en un proceso de redefinición con el que pretende recuperar el peso y liderazgo del que siempre ha hecho gala

Figura 14 – Producción acumulada entre enero y septiembre de cogeneración, 2010-2014 (GWh)



Fuente: CNMC; Roland Berger Strategy Consultants

y sumarse a la IV revolución industrial, donde la innovación tecnológica tiene mucho que decir. No es un camino fácil ni un cambio que se haga de la noche a la mañana, pero lo importante es empezar a sentar las bases para que se produzca.

El Gobierno se ha puesto manos a la obra y ha diseñado una **agenda para la reindustrialización** con el fin de que el sector aporte el 20% del PIB en 2020. El aumento del tamaño de las pymes, la mejora de acceso al crédito, el apoyo a la internacionalización de las empresas y un suministro energético más económico y estable, son algunas de las medidas planteadas para conseguirlo. Un escenario exigente y complejo en el que habrá que empezar a marcar prioridades.

La energía es, sin duda, una de ellas. No sólo porque es una materia prima fundamental para cualquier empresa – supone entre un 10% y 40% de los costes de producción-, sino porque es una de las áreas en las que más hay que avanzar. Según un estudio sobre la competitividad de la industria española, en España más del 30% de la energía consumida corresponde al sector industrial, el triple que la media de la Unión Europea. Es hora de empezar a hacer más con menos y tomar ejemplo de competidores directos – como Francia, Alemania e Italia – que hace años que diseñaron medidas para ser más eficientes en este aspecto.

Son desafíos que engloban otros aún mayores. La escasez de recursos, la dependencia energética, el aumento de los costes de la energía (en España muy superiores a los de Estados Unidos o Asia) y las regulaciones ambientales añaden un plus de dificultad. La

tecnología será nuestra mejor aliada para afrontar los retos del sector y hacer realidad una gestión energética integral y eficiente en las empresas.

En este sentido, la industria 4.0 es el paradigma de la producción sostenible. Siemens lleva años trabajando para implantarla en nuestro país y conseguir que el sector sea más innovador y competitivo. La introducción de las TIC en los procesos industriales permitirá personalizar la producción en masa, así como acortar el diseño (se elimina la necesidad de crear prototipos) y el time to market de los productos. Para conseguirlo, habrá que introducir sistemas ciberfísicos –que combinan herramientas existentes con otras digitales- para organizar y optimizar toda la cadena de valor de la producción. La convergencia entre lo real y virtual es el futuro más inmediato.

Por tanto, en la fábrica digital, dar vida a un producto genera una gran cantidad de datos que tendremos que empezar a mirar con otros ojos. Extraerlos y almacenarlos ya no será suficiente. Habrá que utilizarlos de forma eficiente para incrementar la productividad.

En el caso de la energía, esta gestión inteligente de la información ayudaría a mejorar la toma de decisiones en el proceso de compra de la misma, a flexibilizar la producción y a adaptarla a los precios de la electricidad. Es decir, aprovechar los momentos con tarifas más bajas para fabricar la gama de productos más intensiva en consumo energético. Siemens ya lo hace posible con soluciones tan innovadoras como el servicio Data-Driven Services, que a través de la recogida, análisis y valoración de la información de producción aumenta el rendimiento de la fábrica, la hace más sostenible y mejora la eficiencia de máquinas y sistemas. En definitiva, consigue los mejores resultados con el menor consumo posible de los recursos disponibles.

Igual de importante para aumentar la eficiencia de las fábricas, es controlar todo su sistema energético. Para ello, hay que contar con tecnología punta que aumente la transparencia de la demanda de energía y su calidad, para saber con exactitud cuáles son los flujos de electricidad y los consumos. En Siemens llevamos años trabajando en soluciones que nos ayuden a perfeccionar esa gestión y hemos conseguido que, a través de nuestra tecnología, las fábricas puedan simplificar la detección de ahorros potenciales, la planificación de ampliaciones de potencia, la renegociación del contrato de suministro en base a datos fiables y el aumento la disponibilidad del sistema.

La automatización también reporta ahorros energéticos importantes y contribuye a incrementar la competitividad industrial. En este caso, una mejor utilización y diseño de las máquinas-herramienta, que llegan a representar hasta el 68% de la demanda de energía de una fábrica, es primordial. La innovación ya hace posible evaluar estas máquinas en su periodo de inactividad y recopilar datos para que las empresas puedan gestionarlas de una

forma más óptima y crear modelos más avanzados y que consuman menos electricidad.

Este es el camino a seguir para lograr la auténtica integración de la eficiencia energética, la productividad y la rentabilidad, e instaurar un modelo de producción industrial más sostenible. Y es sólo un punto de partida. La revolución del futuro la protagonizarán las fábricas autosuficientes, donde un potente sistema de gestión de datos combinará grandes cantidades de información en tiempo real – fruto de interacciones con otras plantas físicas y digitales – a la vez que optimiza el sistema energético.

Para cumplir esas metas necesitaremos un cambio global en el sector energético y, sobre todo, apostar por innovación y tecnología, la mejor fórmula para convertir un factor de coste como es la energía en uno de éxito.

5. Principales conclusiones: costes energéticos en la competitividad de la industria

En España, el sector energético y la gran industria electro intensiva comparten importantes retos en el ámbito de la sostenibilidad económica y competitividad.

Ambos sectores, no sólo son claves para el desarrollo económico en España sino que también tienen desafíos complementarios. Un sector energético competitivo y sostenible económicamente debe permitir unos precios de electricidad y gas competitivos para la industria, la cual a su vez podrá alcanzar los necesarios niveles de actividad y consumo sin los cuales la sostenibilidad del sector energético se encontraría en riesgo. Para cumplir esas metas necesitaremos un cambio global en el sector energético y, sobre todo, apostar por innovación y tecnología, la mejor fórmula para convertir un factor de coste como es la energía en uno de éxito:

- La industria 4.0 es el paradigma de la producción sostenible – la introducción de las TIC en los procesos industriales permitirá personalizar la producción en masa, así como acortar el diseño y el *time to market* de los productos. Para conseguirlo, habrá que introducir sistemas ciberfísicos que permitan una convergencia entre lo real y lo virtual .
- La automatización también reporta ahorros energéticos importantes y contribuye a incrementar la competitividad industrial.

Una parte fundamental del coste energético de la industria es el coste de gas natural – en subsectores tales como cerámicos, vidrio, amoníaco y acero el coste del gas natural representa hasta un 80% de sus costes de producción. Tras duplicarse el coste de aprovisionamiento del gas natural en España entre 2009 y 2012, estos subsectores se han visto obligados a llevar a cabo estrictas mejoras de eficiencia para mantenerse competitivos. La caída de la demanda de gas y la inclusión de nuevos costes exógenos, implicarán

ciertamente un incremento de los peajes. Por lo tanto, España debería explorar la viabilidad económica y medioambiental de la explotación del gas autóctono (*shale gas*).

La otra parte fundamental del coste energético es la electricidad, ya que es uno de los factores más importantes a la hora de definir su competitividad a nivel global (representa hasta el 40% de sus costes de producción). En España, en los últimos años, el precio de electricidad se ha visto incrementado a través de conceptos no relacionados directamente con el suministro (generación, transporte y distribución). **A pesar de que el mercado mayorista eléctrico es líquido, sus precios son competitivos con respecto a los principales mercados europeos, y con costes de red muy por debajo de los de Europa, existe una fuerte componente regulatoria y de fiscalidad que incrementa el precio final de electricidad para el consumidor final.**

- La ausencia de un mercado a plazo competitivo, y la falta de contratos bilaterales (causada por una falta de certidumbre y estabilidad regulatoria) dificulta que los grandes industriales puedan planificar sus inversiones y tener visibilidad de sus costes. Además, no existe una política europea armonizada para dar respuesta a las necesidades de la industria básica (ejemplo: Francia y Alemania, a diferencia de otros países, otorgan un tratamiento preferente a los grandes consumidores en lo que respecta a los costes regulados y tratamiento fiscal). Es importante por tanto garantizar que la industria nacional tiene un marco de incentivos comparable al de (al menos) los países de su entorno.
- En Europa se han buscado soluciones que permitan asegurar a los consumidores industriales un suministro estable a precio competitivo que permita a estas empresas el competir en el mercado internacional y atraer inversiones – Fortia, Exeltium, TVO y Blue Sky son algunos ejemplos.

La componente regulada del precio eléctrico ha sido recortada tras las sucesivas reformas del sector. **Sin embargo, la fiscalidad aplicada en la energía ha sufrido fuertes incrementos relacionados con la necesidad de atajar los déficits públicos** (nacional y de tarifa).

Esa creciente presión fiscal representa una amenaza a la competitividad de la industria (y del sector energético). Sería importante que una potencial relajación del esquema fiscal no sea compensada con subidas en los peajes o en los costes que liquida el operador del sistema a la demanda, ya que de esta forma, no se mejoraría la competitividad.

Lo que se necesita es proceder a una comparación de las condiciones de las industrias en países de nuestro entorno competitivo (ej. Francia, Alemania, Italia), e iniciar un diálogo entre las partes para acordar y ejecutar las necesarias medidas de restablecimiento de competitividad.



CÍRCULO
DE EMPRESARIOS