

AeH₂

Asociación Española
del Hidrógeno

¿A partir de qué fuentes de energía
se obtendrá el Hidrógeno?
- Situación y alternativas -



EHA
EUROPEAN HYDROGEN ASSOCIATION

DWV
Deutscher Wasserstoff- und
Brennstoffzellen-Verband



MINISTERIO
DE INDUSTRIA, TURISMO
Y COMERCIO

IDA2 Instituto para la
Diversificación y
Ahorro de la Energía

TÍTULO

“¿A partir de qué fuentes de energía se obtendrá el Hidrógeno?”. Situación y alternativas

ENTIDADES COLABORADORAS

Asociación Europea del Hidrógeno (EHA)

Asociación Alemana del Hidrógeno y Pilas de Combustible (DWV)

Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST)

.....
Esta publicación ha sido producida por el IDAE y editada en colaboración entre IDAE y la Asociación Española del Hidrógeno (AeH₂) para su difusión en el marco de la citada asociación.

La publicación resultante constituye una adaptación del folleto “Where will the energy for hydrogen production come from?” publicado por la Asociación Europea del Hidrógeno (EHA) a partir de la publicación original realizada por la Asociación Alemana del Hidrógeno y Pilas de combustible (DWV), correspondiendo a la empresa LBST los derechos intelectuales de autor de la publicación.

IDAE

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

c/ Madera, 8

E - 28004 - Madrid

comunicacion@idae.es

www.idae.es

Coypright: 2006 Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST), Daimlerstrasse 15, 85521 Ottobrunn, Alemania.

Este documento está protegido en cada una de sus partes y en su conjunto. Cualquier utilización más allá de las establecidas por la ley de derechos de propiedad intelectual está prohibida si no goza del consentimiento de LBST.

Esto es aplicable en particular a cualquier reproducción total o parcial, translación, copia o almacenamiento en sistemas electrónicos.

Los derechos de usuario de la publicación traducida al Español pertenecen a la Asociación Española del Hidrógeno (AeH₂).

Diseño: Young-Sook Blandow, choidesign.de

Madrid, abril 2008

En los últimos años se ha repetido incesantemente la pregunta: ¿de dónde provendrá el hidrógeno?" Esta pregunta es importante, pero sólo puede tener respuesta si se considera otra cuestión aún más esencial, "¿de dónde provendrá nuestra energía en las próximas décadas?" Hoy básicamente procede de reservas agotables de combustibles fósiles y de la energía nuclear; a la larga, procederá de energías renovables. En este folleto se pretende dar respuesta a cuestiones tan básicas como la propia disponibilidad de las fuentes de energía.

Para esto, es preciso aclarar, en primer lugar, durante cuánto tiempo se podrán cubrir las cuotas de producción para la creciente demanda de petróleo, gas natural y carbón. Más aún, y concretamente de cara al carbón, necesitamos conocer hasta qué punto y durante cuánto tiempo será posible la captura y almacenamiento seguro del dióxido de carbono procedente de la combustión de los combustibles fósiles, requisito básico para un sistema energético basado en combustibles fósiles. Además, ha de evaluarse de forma realista la contribución que puede aportar la energía nuclear.

Se ha estimado el potencial de las energías renovables para cubrir la demanda energética y se han calculado las reducciones de costes necesarias para tal fin en energía eólica y solar fotovoltaica, así como el posible incremento de los combustibles alternativos para vehículos, especialmente en lo que al hidrógeno se refiere.

En conclusión, puede decirse que el recorte esperado en la producción de petróleo dejará un hueco que no se podrá llenar con los combustibles fósiles y la energía nuclear. Por otra parte, se incrementará significativamente la contribución de las energías renovables en las próximas décadas aunque, durante algún tiempo, supondrán una contribución demasiado pequeña para cubrir ese vacío. Además, ninguna solución de producción o aplicación debería excluir un uso más eficiente de la energía. También se concluye que los biocombustibles por sí solos no serán capaces de mantener el funcionamiento del mundo, y por consiguiente, el hidrógeno pasará a ser un combustible importante en el sector del transporte. Sólo será innecesario el uso del hidrógeno cuando se puedan desarrollar automóviles eléctricos con prestaciones aceptables (densidad de almacenamiento, durabilidad, arranque en frío y precio). En cualquier caso, y desde el punto de vista actual, este hecho se considera altamente improbable.

La opinión de los expertos españoles que han contribuido al proyecto HyWAYS es que, en una primera fase, el hidrógeno en España provendrá de la industria química y del reformado con vapor del gas natural para aplicaciones portátiles, flotas cautivas de transporte público o privado en entornos urbanos y algunas aplicaciones estacionarias de alto rendimiento.

Posteriormente, a partir de 2020, se prevé una producción masiva mediante gasificación de carbón nacional (con captura de CO₂) y electrolisis a partir de energía eólica y solar de alta temperatura.

La Asociación Española del Hidrógeno (AeH₂) se funda el 9 de mayo de 2002 y tiene como objetivo principal fomentar el desarrollo de las tecnologías del hidrógeno como vector energético y promover su utilización en aplicaciones industriales y comerciales.

El Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), es una entidad pública empresarial adscrita al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio a través de la Secretaría General de Energía, de quien depende orgánicamente.

El IDAE participa, desde su fundación, en la Asociación Española del Hidrógeno y colabora activamente con ésta en la realización de distintas actuaciones, debido a las claras expectativas de futuro que genera este vector energético.

Hidrógeno – Energía – Protección climática – Eficiencia energética – Pilas de combustible – Calor – Electricidad –
Carbón – Gas natural – Estación de servicio – Reformador – Turbina de gas – Energía hidráulica – Petróleo – Biogás –
Energía solar – Energía nuclear – Hidrógeno líquido – Energía eólica – Carburantes para el transporte – Biomasa –
Central eléctrica – Energía solar fotovoltaica – Energía solar térmica – Cogeneración – Acumulación de agua por bomb –
Calefacción – Movilidad – Pellets de madera – Energía geotérmica – Gases de efecto invernadero – Baterías –
Ciclos combinados – Gases de efecto invernadero – Baterías

Parte 1: Las fuentes de energía primaria

Página

- 6** Producción mundial convencional de petróleo
- 7** Producción no convencional de petróleo a partir de arenas bituminosas en Canadá
- 9** Producción futura de petróleo desde el punto de vista de la Agencia Internacional de Energía (AIE)
- 10** Producción mundial de gas natural
- 11** Análisis de la producción rusa de gas natural por yacimiento
- 13** Producción mundial de carbón – Historia y prospectiva
- 14** Captura y almacenamiento de dióxido de carbono a partir del uso de fuentes de energía fósiles
- 15** Capacidad mundial instalada en centrales nucleares
Evolución de los escenarios previstos entre 1975 y 2004 por la AIEA
- 16** Recursos mundiales de uranio
- 17** Escenarios de LBST
- 18** Escenario previsto por la Agencia Internacional de Energía (AIE)
(Prospectiva mundial de la AIE)
- 19** Instalaciones mundiales en 2030
- 20** Diversos pronósticos sobre el desarrollo de la energía eólica
- 21** Contribución y uso de las fuentes de energías renovables

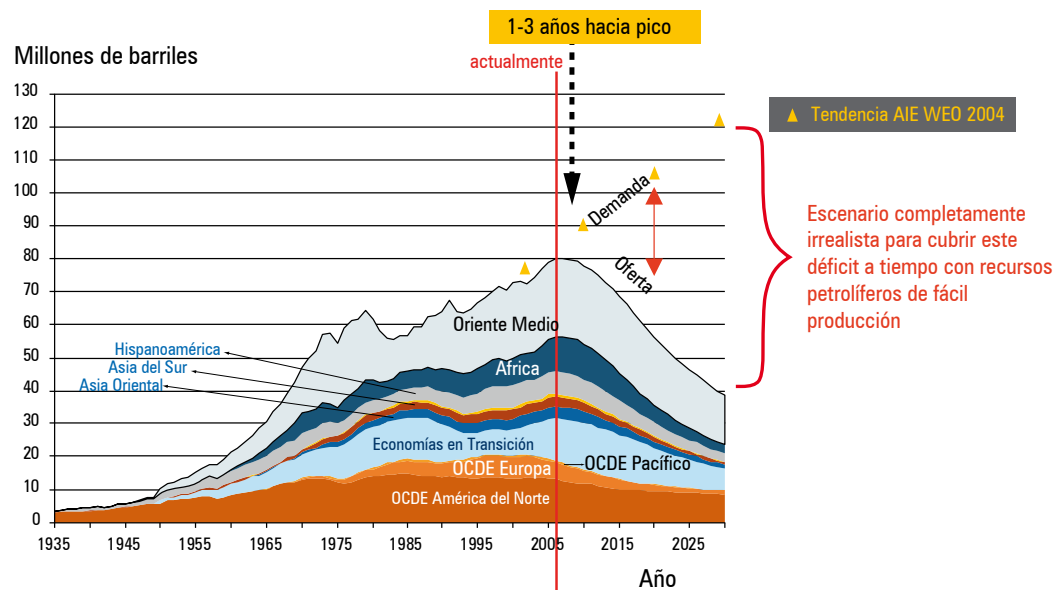
Parte 2: De la energía primaria al hidrógeno

Página

- 22** Posible escenario mundial de la energía
- 23** De la energía primaria al hidrógeno
- 24** Potencial técnico de los diversos biocombustibles en la UE 27
- 25** Potencial técnico para el hidrógeno procedente de electricidad renovable en la UE 27
- 26** Producción por hectárea y año de diversos combustibles para el sector transporte
Número de turismos (híbridos) que pueden abastecerse por hectárea
- 27** Reducción de costes para las energías renovables
- 28** Costes de combustibles “Del pozo al depósito”
- 29** Costes de los combustibles y emisiones de gases de efecto invernadero
Suministro y uso
Costes de los combustibles y emisiones de gases de efecto invernadero
“Del pozo a la rueda”
- 30** La Hoja de Ruta del proyecto europeo HyWays (1)
- 31** La Hoja de Ruta del proyecto europeo HyWays (2)
- 31** Abreviaturas

Análisis del suministro energético: Petróleo

Producción mundial convencional de petróleo



Fuentes: Datos - IHS Energy, BP 2005

Pronóstico - LBST 2005 (basado en el escenario de la ASPO - Asociación para el Estudio del Pico de Petróleo)

La ilustración muestra la tendencia histórica de la producción mundial de petróleo y su probable desarrollo en el futuro. La producción está casi en su punto máximo y claramente descenderá en las próximas décadas —la máxima producción de petróleo crudo representa un punto de inflexión decisivo.

Son muchas las evidencias que soportan esta tesis: desde 1980 empleamos más petróleo del que encontramos cada año y el desfase se está haciendo cada vez mayor. Un número creciente de regiones productivas ya han rebasado sus capacidades máximas de producción previstas. Esto incide particularmente en los grandes y antiguos yacimientos, que siguen contribuyendo sustancialmente a la producción mundial de petróleo. También hay evidencias claras de que los países ricos en petróleo del Oriente Próximo y los países de la extinta Unión Soviética no pueden ampliar más su capacidad de producción.

Todo se agrava por las expectativas de un futuro incremento de la demanda mundial, tal y como se señala en los escenarios previstos por la AIE. Los inminentes desfases de suministro darán pie a graves distorsiones de la economía mundial. El "Peak Oil" (*Pico de Petróleo*) representa un colapso estructural del sistema.

La búsqueda de estructuras sostenibles para el suministro de energía ya no puede posponerse. Existe la preocupación de que no haya tiempo suficiente para organizar una transición sin complicaciones hacia un mundo post-fósil.

Producción no convencional de petróleo a partir de arenas bituminosas en Canadá



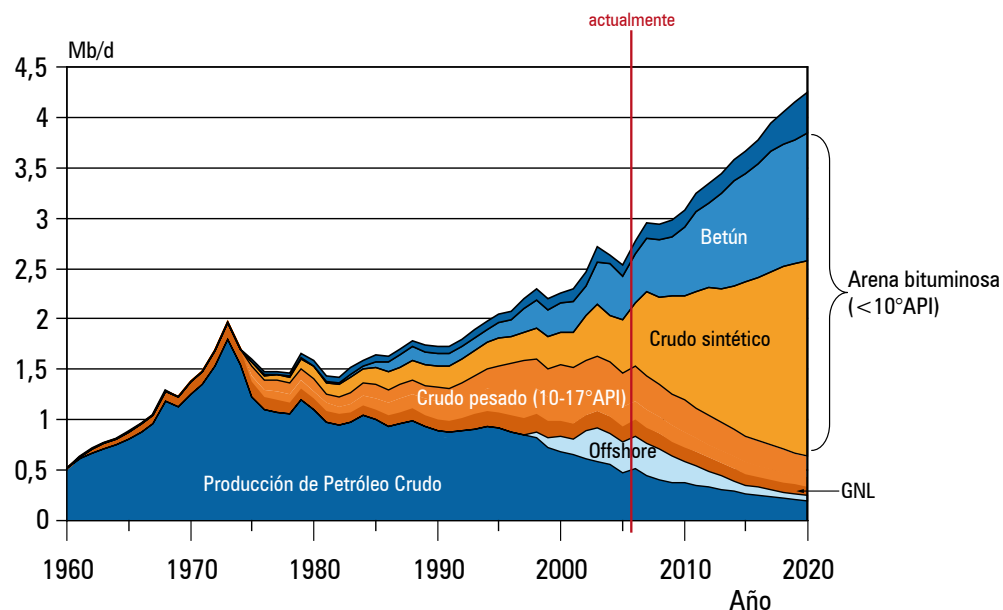
Operación convencional "camión y pala excavadora"

Operación de minas



Los recursos petrolíferos que están vinculados a petróleos muy pesados, como los de las arenas bituminosas canadienses o las de Venezuela, se acercan a las reservas petrolíferas árabes de forma cuantitativa. Sin embargo, esto no significa que el petróleo procedente de las arenas petrolíferas reemplace al petróleo crudo convencional que deje de producirse. Hay que considerar lo siguiente:

- (1) Este petróleo sólo está disponible en el suelo en concentraciones muy pequeñas. Su uso requiere una actividad minera significativa. Las mejores capas albergan una concentración de alrededor del 20%.
- (2) La separación y purificación del petróleo utiliza una gran cantidad de energía y de agua; el proceso de minería es muy lento y más parecido al proceso minero de menas que al de la producción convencional de petróleo. Es necesaria una gran cantidad de hidrógeno para la separación del azufre y la preparación del petróleo. Éste se produce a partir del gas natural.
- (3) La puesta en marcha de estos proyectos es muy larga y las inversiones son muy elevadas. Por ejemplo, para desarrollar una nueva mina con un índice de extracción de 200 Kb/día, han de invertirse del orden de entre 5.000 y 10.000 millones de dólares USA.
- (4) Las emisiones de CO₂ del petróleo producido a partir de las arenas bituminosas pueden compararse con las del carbón.
- (5) El uso de gas natural para procesar las arenas bituminosas está sufriendo la creciente competencia de su uso directo en otras aplicaciones.



Fuente de datos: • 1975-2005 datos del National Energy Board, CDA
 • 1960-1974 datos del US-DoE-Energy Information Administration
 • 2006: Estimación por NEB, Agosto 2006
 • 2007-2020 Pronóstico, arenas bituminosas basadas en estudio CERI, Octubre 2005, Crudo convencional y crudo pesado basado en estimación LBST

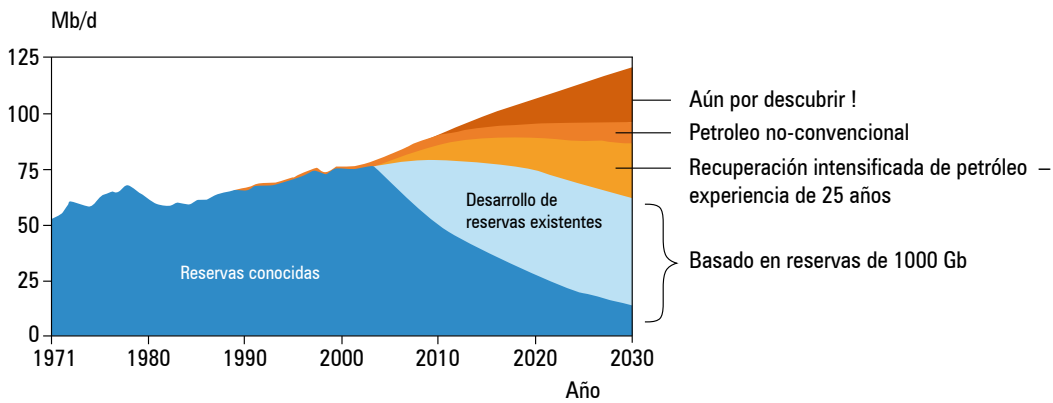
La ilustración muestra el desarrollo histórico y previsto de la producción de petróleo canadiense. La producción de petróleo convencional ha descendido desde 1970.

Varios hallazgos en el fondo del océano al este de Terranova supusieron un aplazamiento temporal del descenso de las reservas canadienses de crudo. La producción de petróleo procedente de arenas bituminosas representa hoy día el 40%. Sin embargo, sólo cerca de la mitad del betún extraído se procesa como crudo sintético en las refinerías adecuadas. Al hacer esto, se pierde cerca del 10% del contenido energético del betún. También se requiere gas natural en este proceso.

Los planes de expansión incrementan las expectativas de producción para el año 2020 en cerca de 3,2 millones de barriles de betún diarios. De estos, la mitad podrá procesarse como petróleo crudo posteriormente.

La disponibilidad de petróleo permanecerá constante o con una ligera subida cuando se compara con la decreciente producción de petróleo crudo, en términos generales. Contando con la producción de betún, la producción actual de 2,5 Mb/día se puede incrementar hasta un límite de 4 Mb/día. Esta subida corresponde a un máximo del 2% de la producción mundial de petróleo actual. El descenso de la producción de petróleo en los EE.UU. ya es mayor, con lo cual la producción de Norteamérica en su conjunto continuará descendiendo, pese al incremento de la producción canadiense. La producción de arenas bituminosas ya se ha considerado en la página 6 para OCDE Norteamérica.

Producción futura de petróleo desde el punto de vista de la Agencia Internacional de la Energía (AIE)



Entre 2003 y 2010: 30 – 45 Mb/d capacidad adicional de producción ?

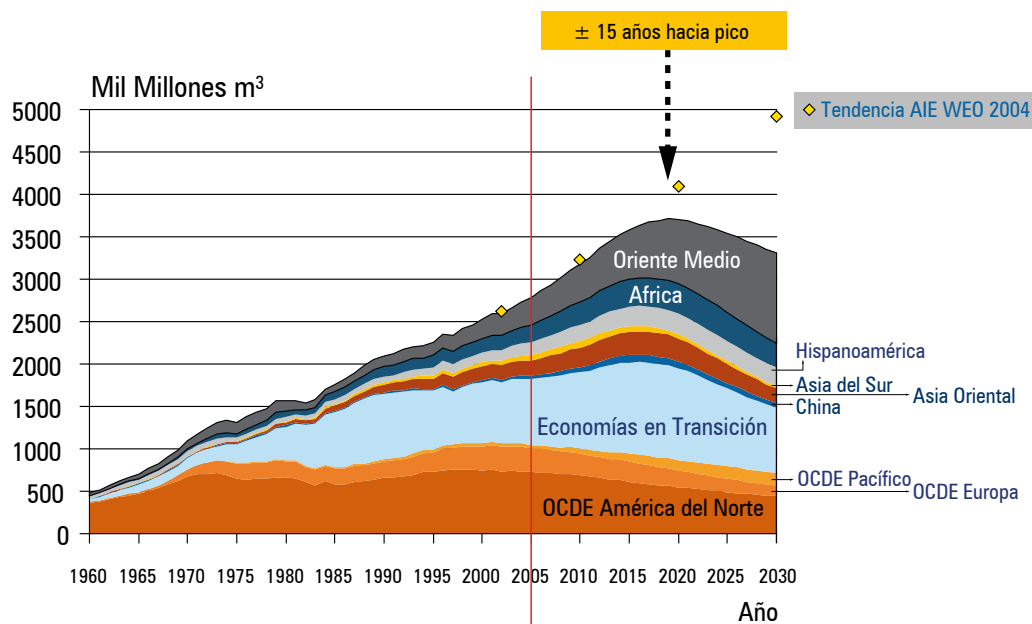
Fuente: AIE 2004

A primera vista, las perspectivas de la AIE muestran un futuro optimista para el suministro de petróleo. Sin embargo, cuando se analizan con detalle las declaraciones, se hace patente que un aumento de la producción sólo es posible si

- las reservas petrolíferas existentes son tan grandes como se ha declarado,
- las reservas existentes se pueden explotar tan rápidamente como se espera,
- las nuevas tecnologías de producción de petróleo permiten un rendimiento sensiblemente mejor de (todos) los yacimientos petrolíferos,
- se descubran muchos más nuevos yacimientos.

Con respecto a lo anterior, la AIE declara:

- “La fiabilidad y precisión de las estimaciones sobre las reservas supone una preocupación creciente para todos los que se encuentran inmersos en la industria petrolífera” (WEO 2004, p. 104).
- “El ritmo al que los recursos restantes reales puedan convertirse en reservas y el coste de esta actuación son, por el contrario, inciertos” (WEO 2004, p. 95).
- “Para el 2030, la mayor parte de la producción de petróleo a nivel mundial deberá proceder de yacimientos que están todavía por determinar” (WEO 2004, p.103).
- En el caso de recursos bajos, la producción convencional alcanzará sus máximo en torno a 2015” (WEO 2004, p. 102).



Fuentes: Datos - IHS Energy, BP 2005
 Pronóstico - LBST 2005 (basado en el escenario de la ASPO)

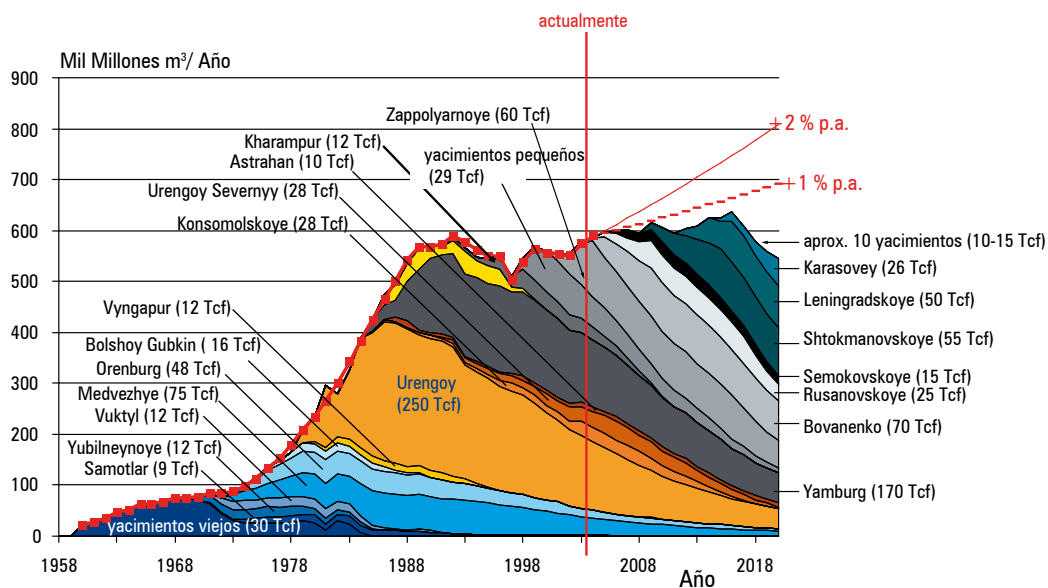
El panorama para el gas natural asume que la producción de gas todavía puede subir sustancialmente y sólo llegará a su techo en el 2020. Esto se basa en el supuesto de que la producción disminuya en Norteamérica y Europa y tenga una sobre-compensación con la subida en la producción de Rusia y de Oriente Próximo. Para ello, se necesitan inversiones importantes y a tiempo en estas regiones.

Sin embargo, y pese a esta visión tan optimista, el futuro de la producción de gas se ve muy eclipsada por los riesgos.

Un problema añadido para la expansión de la producción en Rusia y en Oriente Próximo es el requisito de expandir significativamente la infraestructura para el transporte de gas natural licuado. Estas inversiones requieren recursos y plazos considerables. Sólo haciendo esto será posible allanar los desequilibrios entre mercados regionales no conectados –concretamente, Norteamérica, Eurasia/Norte de África y Oriente Próximo.

La previsión muestra el posible desarrollo basado en las estimaciones de reservas actuales y describe un techo. Este escenario puede verse afectado en las próximas décadas, por los cuellos de botella regionales.

Análisis de la producción rusa de gas natural por yacimiento (1)

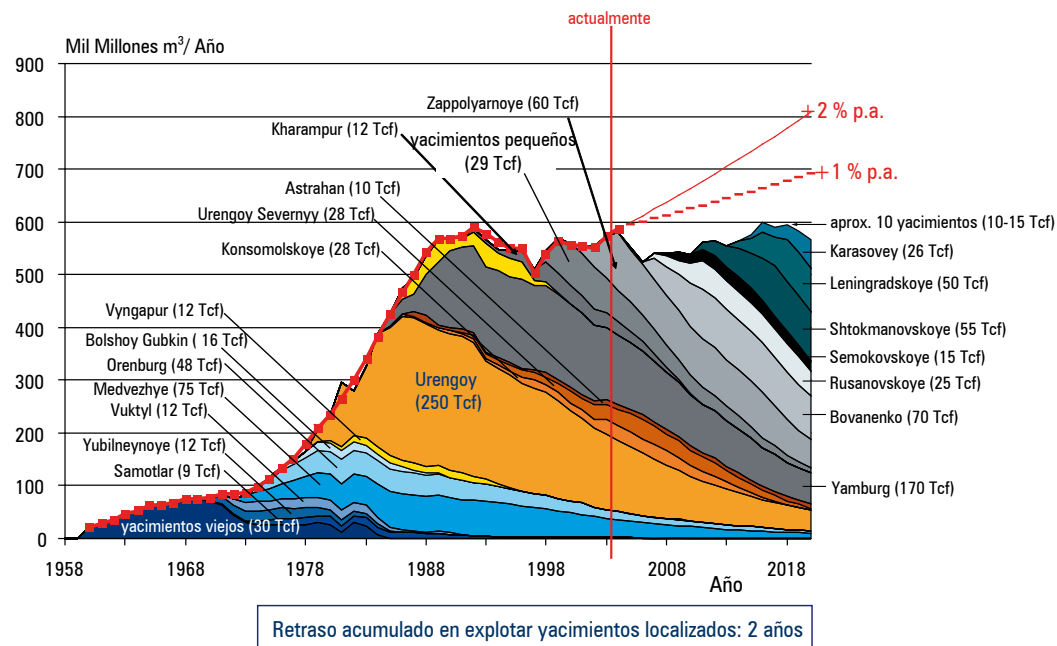


Fuente: Laherrere, LBST

Esta y la siguiente ilustración muestran los riesgos del suministro de gas natural en el futuro, tomando Rusia como ejemplo.

La ilustración describe el desarrollo de la producción de gas rusa y la contribución de los grandes yacimientos a la producción total. La mayoría de los yacimientos grandes muestra un declive en la producción. En el pasado, ese declive en la producción podía verse compensado al sumarse yacimientos nuevos y más pequeños. Para continuar con esto en el futuro se han de conectar a tiempo nuevos yacimientos ya descubiertos (véase la ilustración superior). Estos yacimientos se ubican más al este y al norte de los gaseoductos existentes en regiones que dificultan su desarrollo.

Si los nuevos yacimientos se conectan a tiempo, la producción puede verse incrementada en un 1% en los próximos años. Comparativamente, no parece realista una subida anual de la producción en un 2% durante un largo periodo.



Fuente: Laherrere, LBST

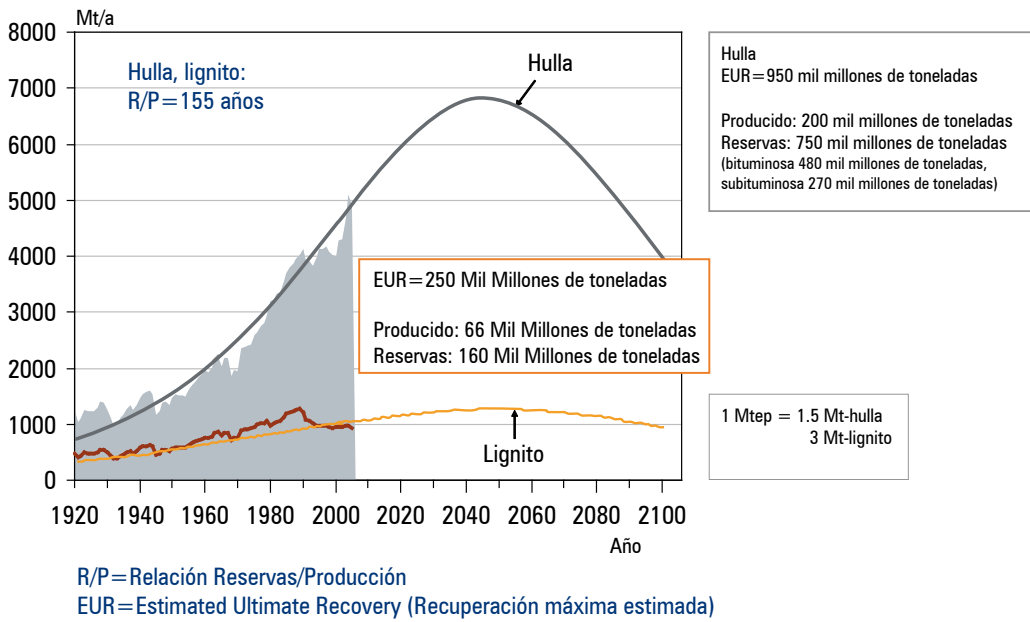
Esta ilustración muestra lo que puede ocurrir si los nuevos yacimientos no se conectan a tiempo.

Si se retrasara la conexión en sólo dos años debido a dificultades a la hora de desarrollar los nuevos yacimientos o a la escasez de capital para su financiación, el resultado sería una caída en picado de la producción en los próximos diez años. Este tipo de retrasos no son del todo improbables; se pueden observar en muchos grandes proyectos en regiones difíciles (por ejemplo, en la Península de Sajalín).

Esto tendría graves consecuencias para el suministro europeo de gas. Un descenso en el suministro de gas sería inevitable debido al descenso simultáneo en la producción interna, disparándose su precio como consecuencia.

Esta incertidumbre hace muy difícil que el gas natural pueda llegar a ser un combustible para el transporte a gran escala.

Producción mundial de carbón – Historia y Prospectiva



Fuente de datos: Historical Data BP Statistical Review of World Energy, BGR
Escenario: LBST 2005

La ilustración muestra el desarrollo histórico de la producción mundial de hulla y lignito.

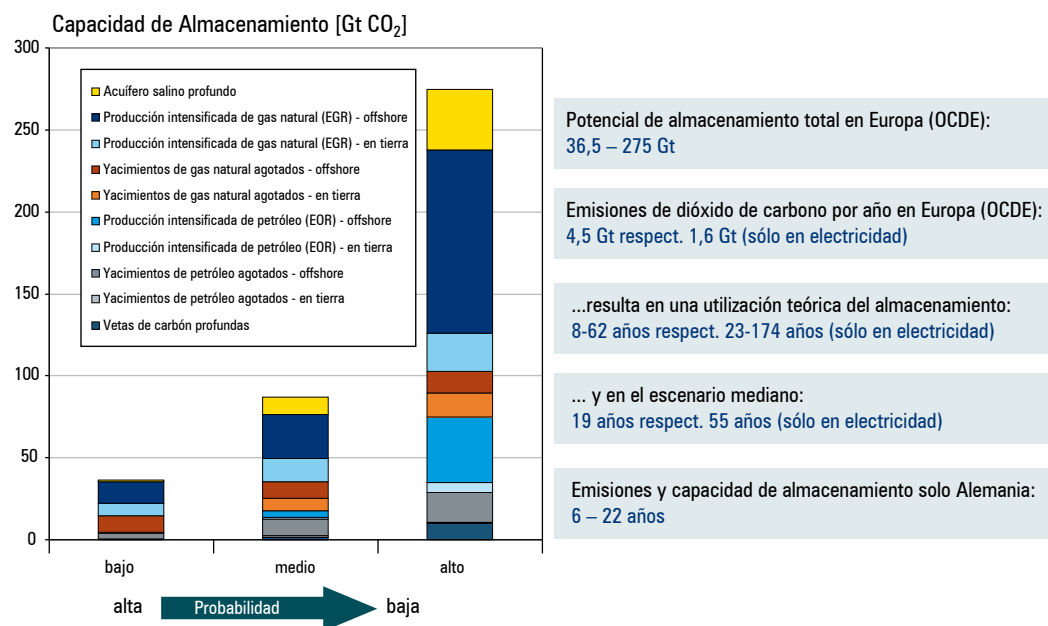
Basándose en los datos actuales de las reservas mundiales de carbón, se describe un panorama de la posible producción futura. La curva de producción mundial anual de carbón (curva logística ajustada a la producción anterior y a reservas) muestra como resultado que la producción podría incrementarse en un 60% y alcanzar su punto álgido alrededor del 2050.

En teoría, el descenso del petróleo y del gas natural podría pues compensarse parcialmente con una subida del uso del carbón como energía primaria. No obstante, debe tenerse en cuenta que en la conversión a energía final utilizable, y en concreto, a combustible para el transporte, se generan pérdidas sensiblemente más altas con el carbón, por lo cual la sustitución es claramente más difícil.

Las emisiones específicas de CO₂ del carbón y los lignitos son significativamente mayores que las del petróleo crudo y el gas natural (para Europa en gramos de CO₂/kWh.: gas natural 203, gasolina/gasoil 264, hulla 346 y lignito 414). Así, por cada unidad de energía de gas natural que se sustituya por hidrógeno obtenido a partir de carbón o de combustible líquido, se emiten entre cerca de 700 y 800 g de CO₂/Kwh –en otras palabras, de 3,5 a 4 veces más (el factor eficiencia está alrededor del 50% o 45%, respectivamente). La captura del CO₂ producido, por lo tanto, es inevitable; de otro modo, el uso del carbón sería totalmente irresponsable desde un punto de vista de protección climática. Aunque este proceso (captura) sea técnicamente factible, su aplicación reduce la eficiencia energética global del carbón como combustible. Hasta ahora, no se ha probado la viabilidad ecológica para almacenar CO₂ durante largos períodos de tiempo.

Análisis del suministro energético: Carbón

Captura y almacenamiento de dióxido de carbono a partir del uso de fuentes de energía fósiles



Fuente de datos: ECOFYS 2004

En principio es posible capturar los gases de efecto invernadero producidos por las fuentes de energía fósiles como carbón, petróleo y gas natural cuando se usan con fines energéticos, y se almacenan en formaciones geológicas apropiadas para tal efecto.

Como primera opción, una solución apropiada serían los yacimientos de petróleo y gas, ya sea en tierra u "offshore" bajo la superficie marina. Hay dos enfoques para la captura del dióxido de carbono: recoger los gases de desecho tras los procesos de combustión o la separación "aguas arriba" (reformado de los combustibles fósiles en hidrógeno y dióxido de carbono). Concretamente, para uso de carbón –y aquí radica el principal potencial de esta tecnología– se considera el reformado (gasificación) del carbón, dado que una central eléctrica de ciclo combinado sólo es posible con combustible gaseoso. Mientras que en las centrales eléctricas convencionales sólo se pueden alcanzar niveles de máxima eficiencia del 49%, las centrales de ciclo combinado pueden alcanzar el 60%. Como consecuencia, la producción a gran escala de hidrógeno, el cual puede usarse también como combustible, representa un elemento precursor de la utilización de carbón libre de CO₂.

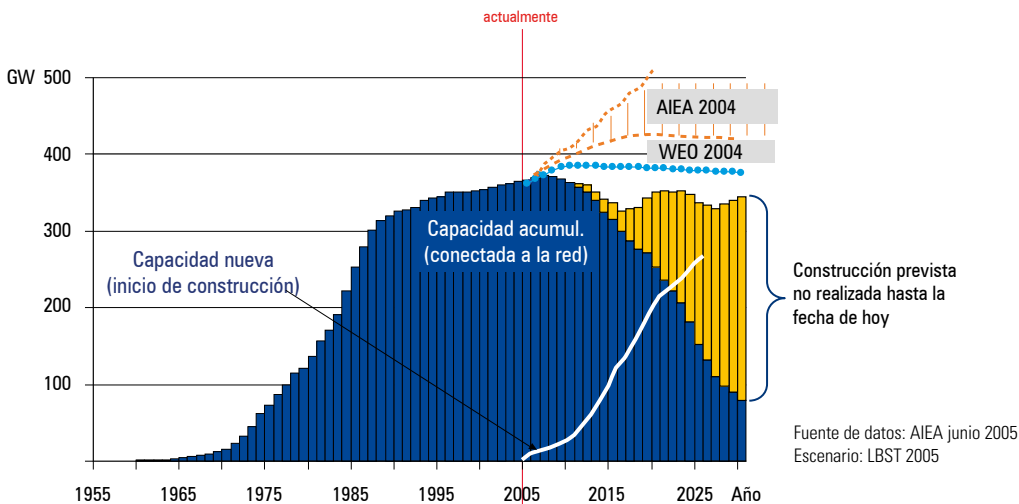
Para comenzar, se han de considerar dos obstáculos importantes: los aspectos técnicos y económicos y la cuestión de la disponibilidad de una capacidad de almacenamiento seguro. Hasta ahora, había sólo estimaciones a grandes rasgos de la capacidad de almacenamiento (ver ilustración) donde el valor más

bajo representa la mayor probabilidad, mientras que el escenario optimista alberga suposiciones altamente especulativas.

Utilizando el potencial de una probabilidad alta a media como base, los depósitos en Europa se llenarían después de entre 8 y 19 años, si se pudiera recoger el total de emisiones de dióxido de carbono. Teniendo sólo en cuenta las emisiones de generación eléctrica, los depósitos estarían disponibles entre 23 y 55 años.

Sin embargo, esto son sólo valores teóricos que en principio resaltan el potencial. No se han tenido en cuenta aquí la ubicación geográfica de los almacenamientos y las localizaciones de las centrales eléctricas. No todos los países tienen capacidad de almacenamiento, y será caro el transporte del dióxido de carbono a lo largo de cientos o miles de kilómetros, además del coste energético que representa. Aparte de esto, el tiempo también juega un papel importante. De hecho, todas las centrales eléctricas de nueva construcción que funcionan con carbón deberían considerar su cercanía geográfica a los depósitos potenciales de CO₂. Y aunque se hayan planificado grandes centrales eléctricas para vidas útiles de varias décadas, actualmente se puede observar que la proximidad a potenciales ubicaciones de almacenamiento de CO₂ no es un criterio importante de ubicación.

Capacidad mundial instalada en centrales nucleares



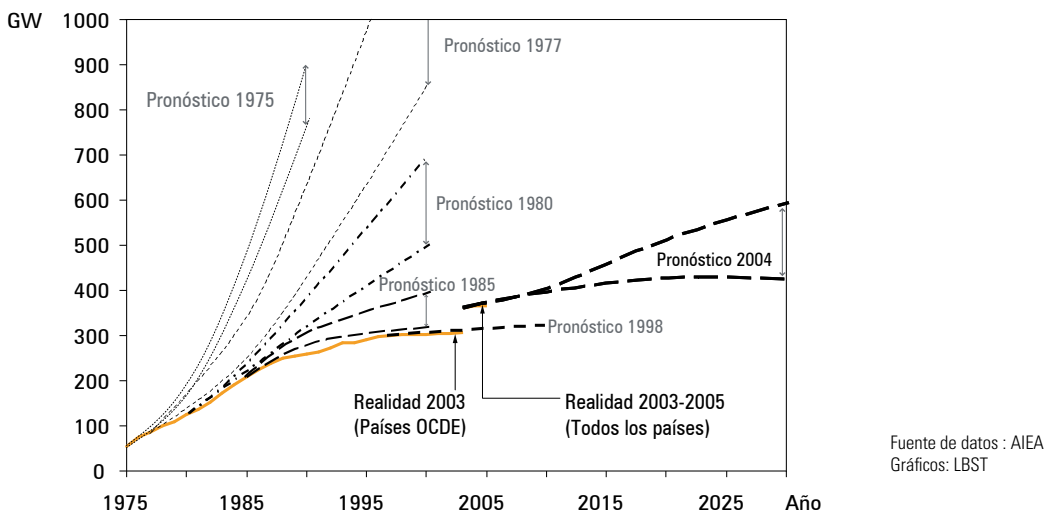
La pirámide de edad de los reactores nucleares que operan hoy en todo el mundo determina esencialmente el futuro papel de la energía nuclear. Asumiendo un promedio de edad de 40 años para un reactor, para el año 2030 el 75% de los reactores instalados hoy deberán desconectarse de la red eléctrica. Si el número de reactores ha de permanecer constante, se han de construir y poner en funcionamiento 14 reactores cada año a lo largo de este periodo.

Sin embargo, sólo unos 28 reactores se están construyendo en todo el mundo y podrían entrar en funcionamiento en los próximos 5 a 7 años. Once de estos reactores se han “estado construyendo” durante más de 20 años. En estas circunstancias, no es posible hablar del renacimiento de la energía nuclear.

Si se incrementase considerablemente la contribución de la energía nuclear, la disponibilidad de uranio alcanzaría pronto su límite. Actualmente, la contribución de la energía nuclear a la producción de energía primaria está en torno al 6% (mientras se asume una conversión de potencia eléctrica a energía primaria por un factor 3). El porcentaje de generación eléctrica nuclear está en torno al 18% —exactamente la misma que la contribución de energía hidroeléctrica.

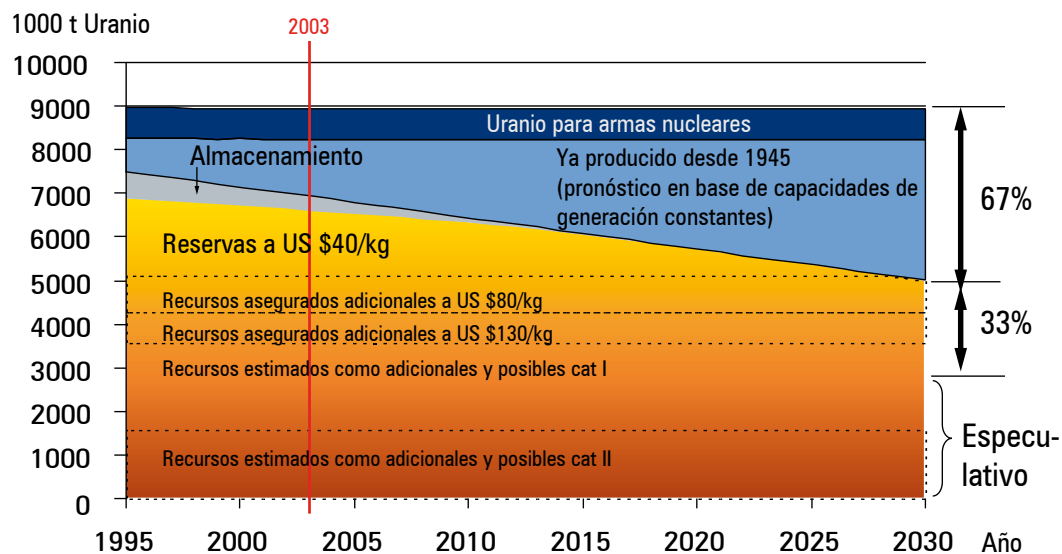
La única alternativa es avanzar hacia la economía del plutonio, utilizando reactores rápidos de neutrones. Esta tecnología aún no ha sido probada comercialmente, y es poco probable que esté disponible en una o dos décadas.

Evolución de los escenarios previstos entre 1975 y 2004 por la AIEA



Los ambiciosos pronósticos por la Asociación Internacional de la Energía Atómica (AIEA) sobre el desarrollo mundial de la energía nuclear hasta ahora nunca se cumplieron.

Es de resaltar la posición de la Agencia Internacional de la Energía, la cual en sus escenarios asume un papel inalterado para la energía nuclear en el futuro.



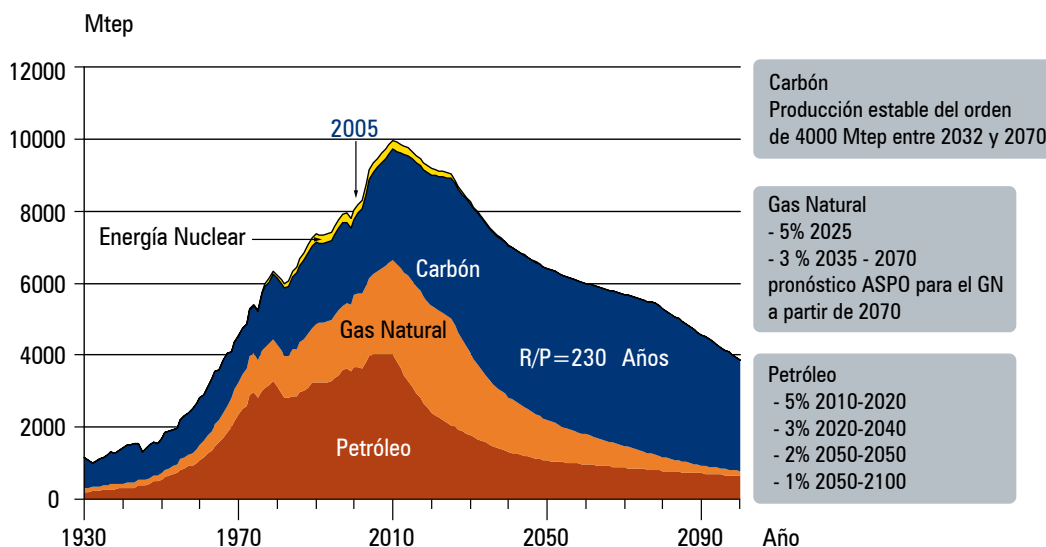
Fuente de datos: BGR 2003

Debido al ritmo de construcción de este tipo de centrales y a los recursos limitados de uranio, es muy improbable que la energía nuclear vaya a jugar un papel más amplio en el futuro.

Incluso los planes de expansión de China no cambian esta estimación. Para el 2020, China tiene planeados cerca de 30 GW de potencia nuclear. Con un crecimiento anual de la demanda de alrededor de 14 GW, estos 30 GW cubrirían sólo cerca de 3,4-4% de la demanda de electricidad china para el 2020.

Con lo cual, la energía nuclear no parece que sea una opción a medio o a largo plazo para generar hidrógeno –aparte de esos pocos casos donde la contribución de la energía nuclear en la generación de electricidad es especialmente alta y la electricidad puede estar disponible para periodos valle, como por ejemplo, en Francia.

Los intercesores de la energía nuclear prevén el uso de reactores nucleares de 4ª generación después de 2030, que producen hidrógeno directamente con un proceso a altas temperaturas.



Fuente de datos : Petróleo, Gas Natural, Carbón, Nuclear Escenario, LBST 2005

El gráfico del escenario previsto por LBST muestra la disponibilidad futura de las fuentes de energía fósiles y nucleares.

En función del conocimiento actual, es muy probable un fuerte descenso en la producción de petróleo tras el punto álgido de producción. La razón estriba en las tecnologías de producción de petróleo utilizadas hoy, que aspiran a agotar los yacimientos tan pronto como sea posible. Cuando el pico de producción se haya alcanzado, se experimentará un descenso rápido en los índices de producción.

La producción máxima de petróleo, y consiguientemente de gas natural, dejará una brecha apreciable en el suministro de energía mundial, que no podrá ser cubierta por otras fuentes fósiles de energía primaria.

Las reservas de carbón que conocemos hoy tienen un rango de cobertura de unos 160 años, lo que permitirá incrementar la producción hasta cerca del 2050.

Sin embargo, hay que tener en cuenta que la fiabilidad de estos datos es inferior que en el caso del petróleo. Desde 1992 China ha estado declarando las mismas cifras de reservas cada año. En este periodo, cerca del 20% de las reservas "probadas" ya se han agotado.

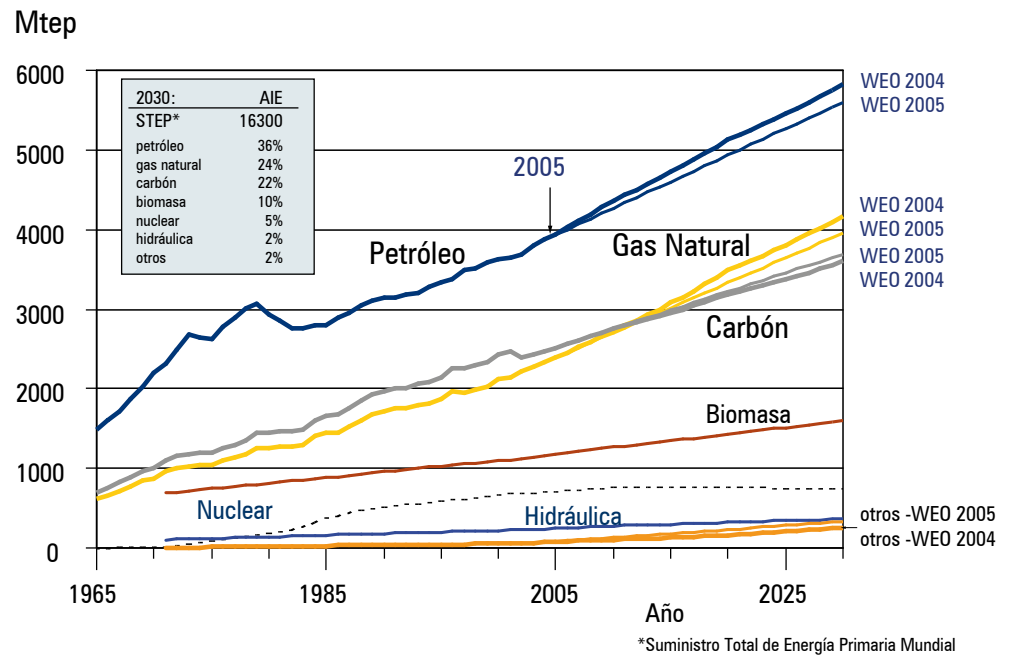
Actualmente China produce la mayor cantidad de carbón del mundo (casi el doble de la de EE.UU.). Sin embargo, las reservas de China son sólo la mitad de las de EE.UU. En la actualidad, se publican para Canadá casi exactamente las mismas cifras de reservas que en 1986.

En su informe al Consejo Mundial de la Energía de 2004, Alemania rebajó las reservas "probadas" de carbón en un 99% (de 23.000 millones de toneladas a 183 millones de toneladas) y las reservas de lignito en un 85% (de 43.000 millones de toneladas a 6.500 millones de toneladas).

El aumento del uso del carbón da como resultado un incremento en las emisiones de dióxido de carbono.

Contribución conjunta de las fuentes de energías fósiles y nucleares

Escenario previsto por la Agencia Internacional de la Energía (Prospectiva mundial de la AIE)



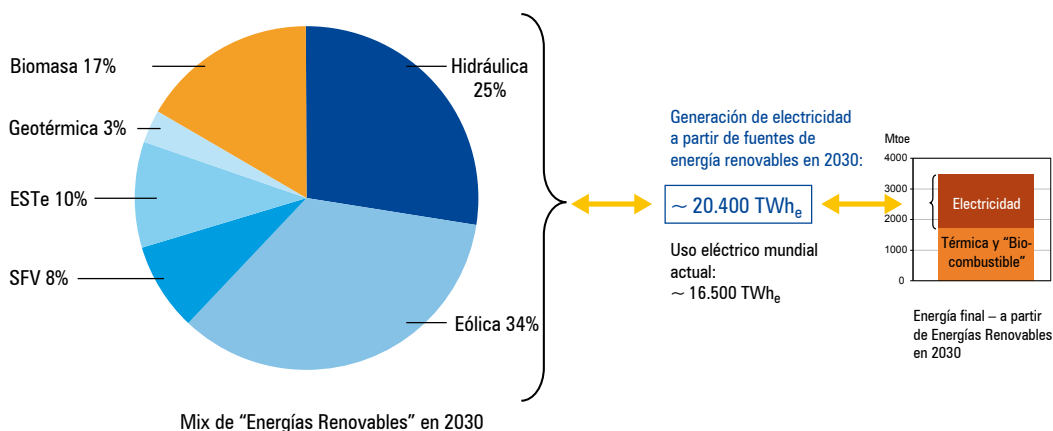
Fuente: datos históricos - BP Statistical Review of World Energy
Prospectiva - Agencia Internacional de la Energía 2004, 2005

Las declaraciones esenciales del Escenario de Energía Mundial de la AIE son:

- El suministro de energía de los próximos 20 años continuará con la tendencia de los anteriores 20 años.
- No habrá restricciones de petróleo, gas o carbón, ya sea debido a escasez de recursos o a la protección climática.
- Seguirá sin considerarse adecuadamente la utilización de las energías renovables en el Mercado —la cuota de las llamadas Nuevas Energías Renovables (solar, eólica, geotérmica) estará en torno al 2% en 2030.
- Sólo la cuota del uso tradicional de la biomasa incrementará la tendencia futura frente a las décadas anteriores.

Se han ignorado por completo los siguientes puntos:

- Las energías fósiles son cada vez más difíciles de explotar y por ello están resultando más caras.
- Las razones medioambientales suponen una presión creciente a la combustión de carbón, petróleo y gas.
- Las energías renovables muestran una media de crecimiento muy por encima del 10% anual en los últimos 15 años, y han pasado a ser cada vez más rentables; el desfase de precio entre el suministro de energía convencional y no convencional se está reduciendo.



El escenario previsto por LBST "AWE0 2005" describe el posible crecimiento mundial de las energías renovables hasta el año 2030, clasificándolo según las distintas fuentes de energía. LBST plantea el escenario con el límite superior posible de implementación de las energías renovables durante las próximas décadas. Este escenario no pretende prever el desarrollo más probable. Tampoco pretende constatar que, para cada energía contemplada en el escenario, resulte deseable o no la evolución presentada.

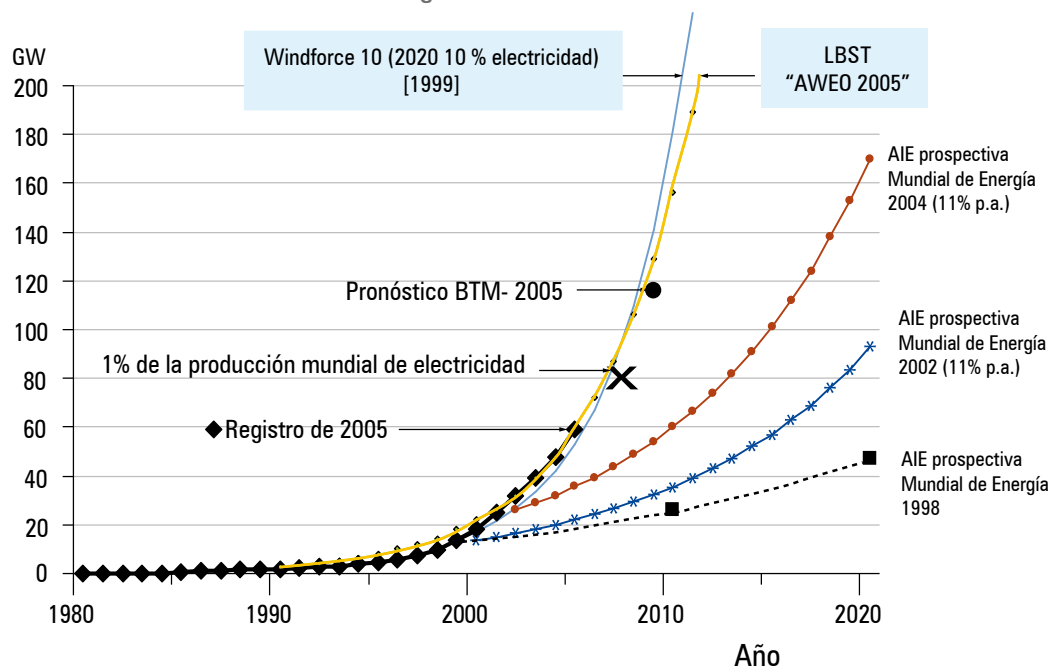
La ilustración muestra la posible generación de energía eléctrica a partir de energías renovables en el 2030 en función del escenario AWE0 2005 previsto por LBST. En este escenario, cerca de 3.400 Mtep de energía final (electricidad, calor y combustible) se producirán en 2030. La cantidad de electricidad generada estará en torno a 20.400 TWh_e (cantidad mayor que la electricidad mundial producida en la actualidad, de 16.500 TWh_e).

La generación térmica está básicamente constituida por plantas solares-térmicas y geotérmicas, así como por biomasa (ésta tiene la mayor contribución de combustibles alternativos para usos térmicos, con el 94%).

La electricidad de origen hidráulico y la energía geotérmica muestran el crecimiento más pequeño. La electricidad de origen hidráulico ya se ha usado intensamente durante décadas. Para el 2030, más del 40% del potencial (ecológicamente sostenible) se habrá desarrollado.

El potencial de generación de electricidad solar-térmica (ESTe) para Asia no ha sido investigado a fondo. Si fuera considerado este potencial, el potencial total de ESTe volvería a incrementarse de forma significativa.

Diversos pronósticos sobre el desarrollo de la energía eólica



Compilación de datos y gráficos: 4 julio de 2006, LBST

La ilustración muestra diferentes pronósticos en el mundo frente al desarrollo real de la energía eólica.

Todos los pronósticos de la AIE sobre la instalación de potencias de generación de energía eólica han demostrado ser demasiado pesimistas en el pasado. Se han quedado permanente rezagados con respecto al desarrollo real (comparable a cómo, al parecer, la AIE subestima sistemáticamente la futura contribución de las energías renovables).

La energía eólica excederá probablemente el 1% de la generación de electricidad mundial por vez primera en 2007.

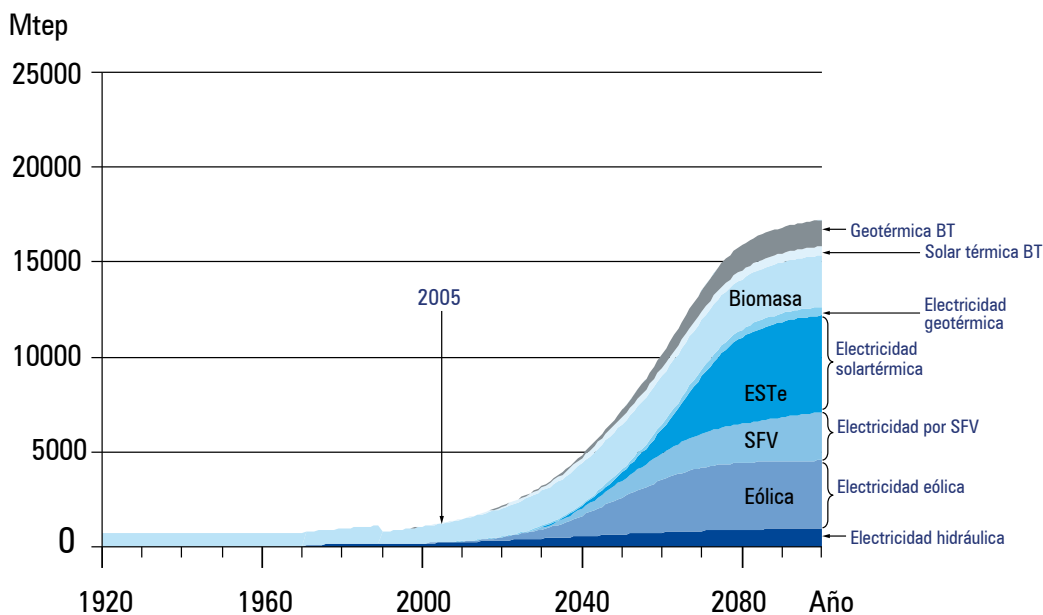
En China, la generación de electricidad renovable debería alcanzar 60 GW alrededor del 2020; de esta magnitud, cerca de la mitad procederá de energía eólica.

La curva amarilla muestra los supuestos de las perspectivas de LBST-AWEO 2005.

El supuesto "Windforce 12" de Greenpeace describe la expansión de la energía eólica que se necesita si ha de cubrirse alrededor del 12% del consumo de electricidad establecida con energía eólica en 2020.

La consultora danesa BTM pronostica un potencial instalado de 120 GW para 2010.

Contribución y uso de las fuentes de energías renovables



Fuente: LBST - "Prospectiva Alternativa Mundial de Energía 2005"

Casi todas las fuentes de energías renovables tienen el potencial de cubrir la demanda mundial actual de electricidad de cerca de 18.000 TWh/a (esto corresponde a 1.550 Mtep en la ilustración anterior).

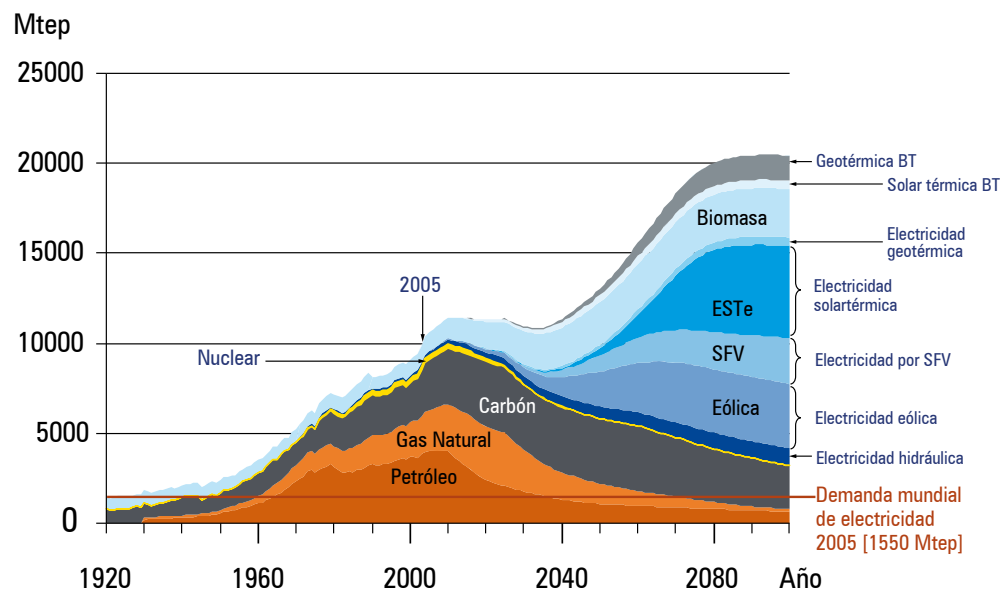
La energía solar (ya sea fotovoltaica o de centrales solares-térmicas - ESTe) tiene con diferencia el potencial mayor. Excede la demanda de energía mundial por un factor diez.

El potencial de generación de energía de la biomasa es muy incierto debido a la competencia con respecto al uso de la tierra y a otras aplicaciones de la biomasa.

Desde 1990, la producción de electricidad renovable se ha incrementado en un 40%, y la mayor parte de este crecimiento procede de origen hidráulico y de la biomasa. Otras fuentes renovables siguen siendo consideradas a muy bajo nivel, aunque su potencial es alto así como su crecimiento a lo largo de las décadas anteriores. Sin embargo, la producción de electricidad renovable contribuye con un 18% a la generación de electricidad total, que alcanza 18.000 TWh.

Hoy, la cuota de contribución de energía primaria renovable se encuentra alrededor del 15-16%.

Posible escenario mundial de la energía



Fuente: LBST - "Prospectiva Alternativa Mundial de Energía 2005"

La mayoría de los escenarios energéticos mundiales para los próximos 20 a 50 años se basan en tres premisas:

- (1) Se prevé un incremento de la demanda basado en el crecimiento de la población y en el desarrollo económico.
- (2) Las energías fósiles son suficientes para cubrir ese incremento de la demanda.
- (3) Las tasas de crecimiento de las energías renovables son muy bajas dado sus elevados costes en relación a las energías fósiles.

Estos supuestos ignoran aspectos fundamentales:

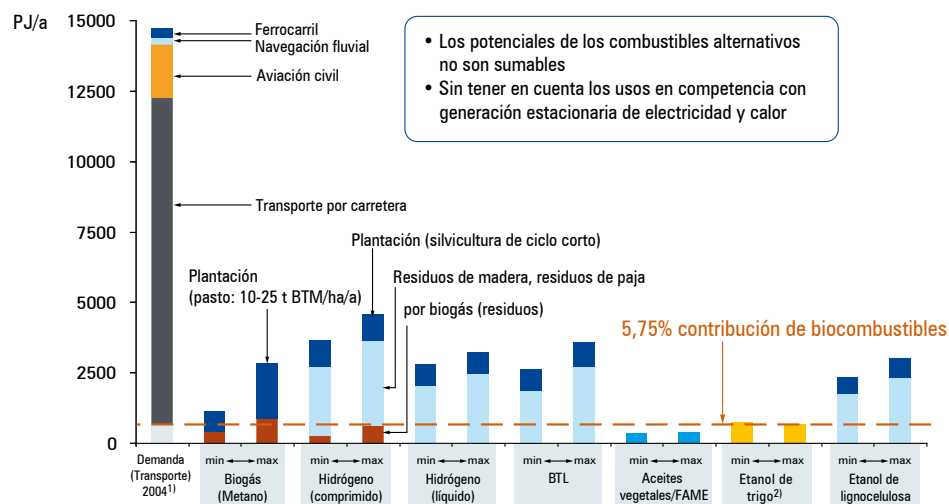
- (1) El cambio climático se está acelerando, lo cual incrementa la presión para encaminarse hacia combustibles con menores emisiones.
- (2) Los combustibles fósiles son limitados y la producción pico de petróleo está a punto de alcanzarse; en cuanto al gas natural, se alcanzará en una o dos décadas; y los recursos de carbón no son suficientes para cubrir ese hueco.
- (3) En un contexto global, la energía nuclear no supone una contribución reseñable.
- (4) Por el contrario, las tecnologías de energías renovables tienen un potencial importante y duradero. La introducción en el mercado necesita tiempo; sin embargo, va avanzando en compañía de continuos progresos técnicos y económicos.

El escenario presentado en la ilustración considera estos aspectos.

La disponibilidad de petróleo y gas probablemente descenderá más deprisa que la capacidad energética renovable que pueda construirse. Con lo cual, es posible que el suministro energético total descienda inicialmente durante las próximas décadas.

El hidrógeno como combustible. Hasta ahora, sólo se han considerado las opciones para la futura generación de energía primaria. Esta es la base. De aquí en adelante, se discutirán las opciones de producción de hidrógeno. Se considerará básicamente qué cadena de energía tiene las menores pérdidas por conversión y el mayor potencial de suministro, además la consideración de la competencia en los diferentes usos resultará decisiva. La sociedad tendrá que decidir qué cantidad del límite del suministro de energía puede usarse para cada aplicación final.

Se debe considerar la diferencia fundamental entre las estructuras de suministro de energía actual y futura. Hoy se generan los combustibles con pequeñas pérdidas a partir de energía primaria, mientras que la electricidad se genera con grandes pérdidas de conversión del orden del 50-70%. A la larga, la relación se invertirá: la electricidad proveniente de energías renovables ganará el estatus de energía primaria que se genera con pequeñas pérdidas. Por el contrario, se tendrán que aceptar las grandes pérdidas de la generación de combustibles.



- Los potenciales de los combustibles alternativos no son sumables
- Sin tener en cuenta los usos en competencia con generación estacionaria de electricidad y calor

¹⁾ Estadísticas AIE 2003-2004, edición 2006

²⁾ Bruto (sin esfuerzos energéticos externos para la preparación del combustible en la planta y para el fertilizante industrial)

Compilación de datos y gráficas : LBST

La ilustración muestra la posible contribución de los combustibles biogénicos para hacer frente a la demanda europea de combustible.

Los potenciales descritos no consideran la competencia en el uso de la biomasa para energía eléctrica y para usos térmicos.

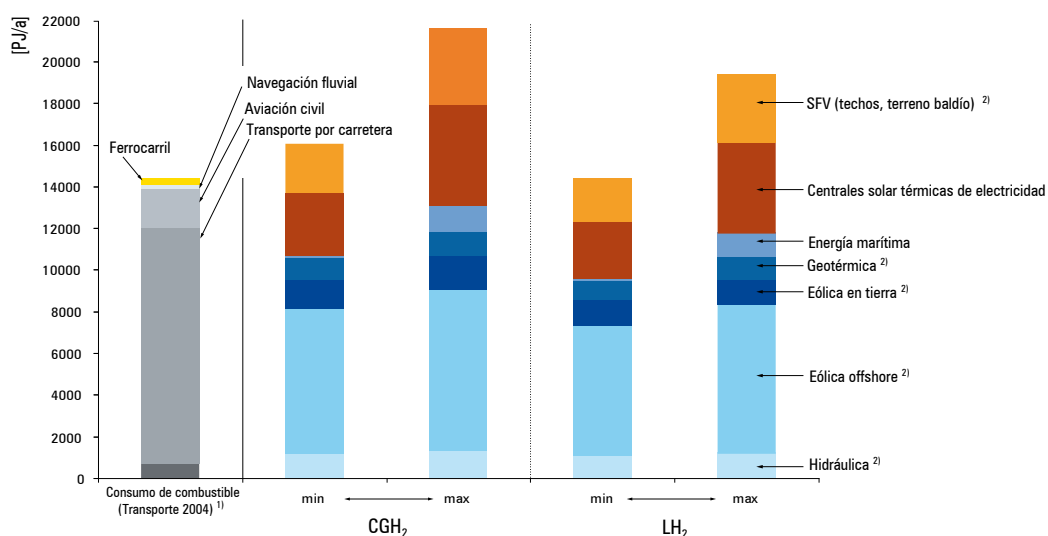
La demanda energética anual para el sector transporte en la UE 27 apenas excedió los 14.000 PJ/a (3,9x10⁹ MWh) en 2004, de los que cerca de 12.000 PJ/a (3,3x10⁹ MWh) se dedicaron a transporte por carretera.

En el mejor de los casos, el potencial de biomasa aceptado como fiable por la UE 27 permite, dependiendo del tipo de combustible producido (éster de aceites vegetales, etanol, BTL, biogás o hidrógeno), una cobertura de la demanda de combustible para tráfico rodado de entre un 5% (RME), 25% (biogás, BTL, etanol a partir de lignocelulosa) y casi 30% por hidrógeno a alta presión.

Esto muestra que incluso los biocombustibles de "2ª generación" no son capaces de sustituir grandes cantidades de combustibles fósiles a largo plazo. Si ha de mantenerse una tasa de movilidad, específica para transporte individual, ha de ser posible generar combustibles de automoción a partir de otras fuentes además de la biomasa. Con esta flexibilidad en la energía primaria, el hidrógeno podría ser una solución ideal en este caso en concreto, cuando la movilidad no se puede garantizar con electricidad, directa o indirectamente (batería).

En una sustitución del petróleo a largo plazo, quedaría todavía por cubrir entre el 70% y el 95% con otras fuentes... o como alternativa, ahorrarlo.

Potencial técnico para el hidrógeno procedente de electricidad renovable en la UE 27



¹⁾ Fuente: Estadísticas AIE 2003-2004, edición 2006

²⁾ Plantas fotovoltaicas en terreno baldío: 0,1% de la superficie

Compilación de datos y gráficas: LBST

La ilustración muestra la posible contribución de combustibles generados a partir de energía renovable para hacer frente a las demandas europeas.

A diferencia de los potenciales de biomasa disponibles en la UE 27, los potenciales de energías renovables para generar combustibles son significativamente mayores. Se muestra a continuación la producción de hidrógeno a alta presión y de hidrógeno líquido.

Tanto la demanda de combustible para el total de transporte rodado como la demanda de otros tipos de transporte puede cubrirse por completo incluso con un escenario conservador. Con un escenario optimista, la cobertura de la demanda se ve claramente superada (+40 %).

Sin embargo, hay restricciones dado que en las energías renovables se da un uso competitivo con las aplicaciones estacionarias. Así, no está claro a qué se dedicarán las energías renovables.

En cualquier caso, la importancia del hidrógeno como combustible queda clara. Si sólo se tienen en cuenta las fuentes de energías renovables, las cuales cuentan con el mayor potencial para generar electricidad, dominará el hidrógeno. La energía que se almacene como hidrógeno podría ser ampliamente utilizada en todo el sector de la automoción.

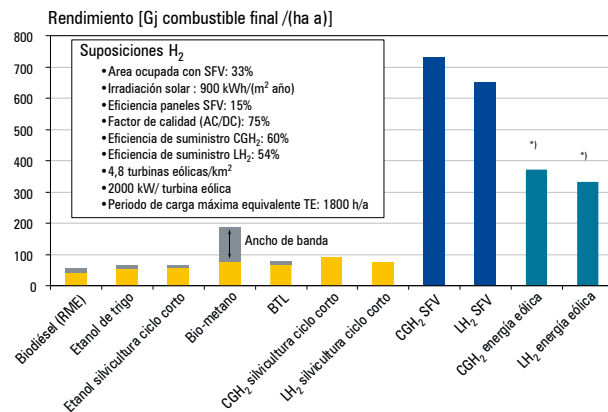
Se sigue investigando el posible papel de los combustibles alternativos de origen fósil.

El gas natural probablemente no desempeñe un papel significativo como combustible. Finalmente están los CTL (Carbón to liquid) o hidrógeno producido a partir de carbón con captura y almacenamiento de CO₂ (CCS) para combustibles de automoción.

Desde el punto de vista del uso adecuado de los recursos energéticos, sería sensato utilizar energías renovables para la generación de electricidad, y energías fósiles directamente para generar combustible. Las pérdidas son más altas con la generación de electricidad a base de fuentes fósiles de energía. Sin embargo, esto requiere que se desmantelen las centrales que funcionan con carbón y se use el carbón en la generación de combustible.

Potencial regenerativo de combustibles a partir de energías renovables

Producción por hectárea y año de diversos combustibles para el sector transporte



*) más del 99% de la tierra todavía se puede utilizar para otros usos, p.e. agrícolas
Fuente: LBST

La ilustración muestra la comparación de rendimientos energéticos específicos del suelo para combustibles biomásicos y el hidrógeno generado a partir de energía eólica y fotovoltaica.

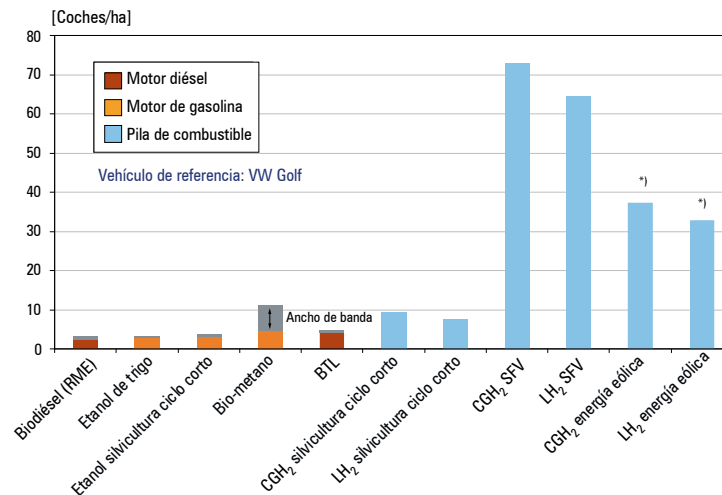
Hasta en el peor caso, el hidrógeno procedente de la energía eólica se comporta como mínimo tan bien como el biogás (y mucho mejor que el resto de los combustibles biomásicos).

El hidrógeno procedente de la energía fotovoltaica deja atrás a todos sus competidores en cuanto a eficiencia por área, con un factor superior a 3 (hidrógeno procedente de eólica o biogás) y con un factor entre 6 y 7 (todos los demás biocombustibles).

La tecnología eólica en tierra y también la fotovoltaica, aunque de forma restringida, tienen la ventaja de que el terreno puede usarse también para el cultivo de biomasa.

Número de turismos (híbridos) que pueden abastecerse por hectárea

Kilometraje anual por turismo: 12.000 km



*) más del 99% de la tierra todavía se puede utilizar para otros usos, p.e. agrícolas
Fuente: LBST

La ilustración muestra cuántos coches pueden abastecerse por hectárea de combustible, atendiendo al propio combustible, el proceso de generación y la tecnología de propulsión del vehículo.

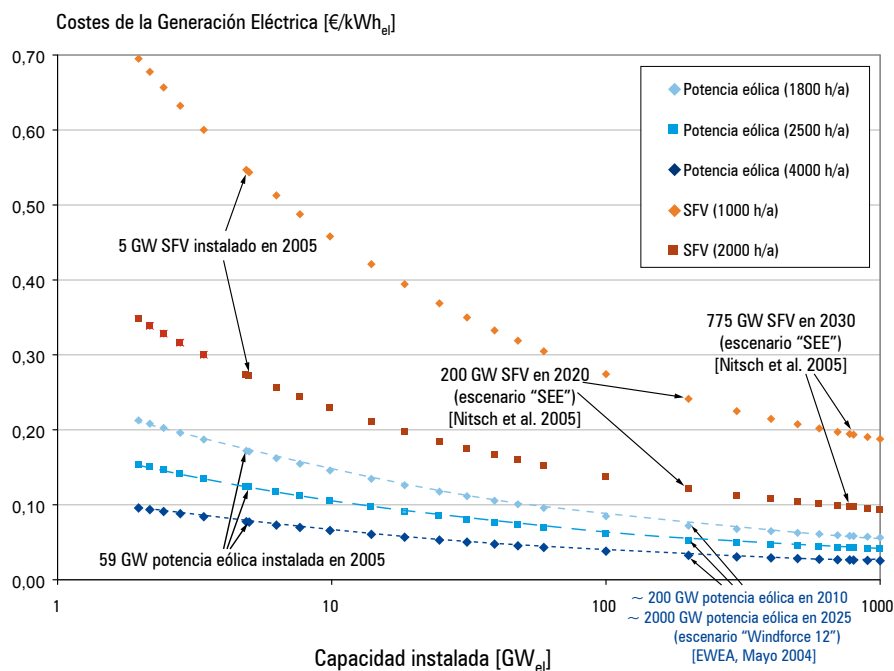
La alternativa más eficiente es el hidrógeno para los coches con pila de combustible:

- El hidrógeno biomásico en coches de pila de combustible es tan bueno como el biogás en coches híbridos con un motor de combustión.

- El hidrógeno proveniente de energía eólica en vehículos de pila de combustible genera un rendimiento al menos 1,5 veces mayor por hectárea.
- El hidrógeno de procedencia fotovoltaica es 6-7 veces más eficiente por hectárea que el de los combustibles biomásicos.

En vista de lo ilustrado anteriormente sobre potenciales para combustibles biomásicos y combustibles producidos con electricidad, se hacen patentes las ventajas a medio y largo plazo y las oportunidades del hidrógeno.

Reducción de costes para las energías renovables



Compilación de datos y gráficas : LBST

La ilustración muestra el cambio en los costes de la energía para la generación de electricidad a partir de fuentes de energías renovables en el pasado y el potencial de reducción de costes previstos en el futuro. Se muestran los costes de generación de electricidad en función de las potencias instaladas.

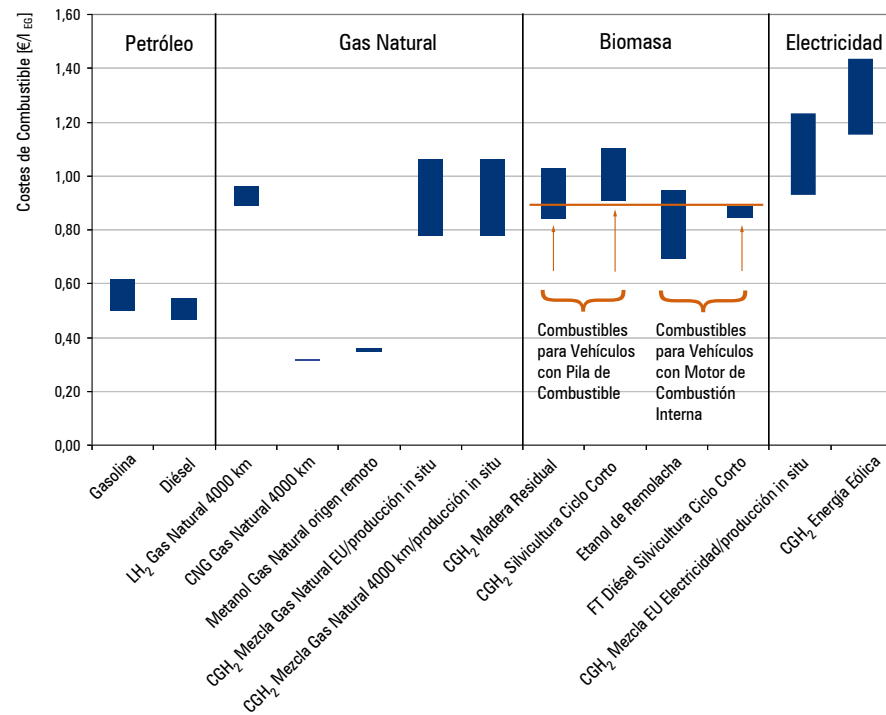
Se muestran los costes de generación de energía en €/kWh_{el} en función de la potencia acumulada instalada en GW_{el} para las energías solar fotovoltaica y eólica.

Se esperan reducciones significativas de costes, en particular para la energía solar fotovoltaica (SFV), que aún está en ciernes de una amplia comercialización. Ya se ha observado una reducción significativa en la reducción de costes. La ilustración muestra el cambio en los costes de la electricidad para diversas características locales. Se alcanza en Bavaria, por ejemplo, 1.000 kWh por kW pico de capacidad o el equivalente al período de un año de operación a plena carga de 1.000 h/a. También se muestra un periodo equivalente de plena carga de 2.000 h/a en el norte de África. Hoy hay instalados más de 5 GW. En un estudio realizado por el Centro Aeroespacial Alemán (DLR), se prevé una potencia instalada de alrededor de 200 GW para el 2020 en el escenario de la "Economía de Energía Solar" (SEE).

Se espera también una mayor reducción de costes para la energía eólica.

En la ilustración, se muestra la tendencia en los costes de generación de electricidad para diversas calidades de ubicación. A finales de 2005 se habían instalado más de 59 GW_{el}. En un estudio realizado por la Asociación Europea de Energía Eólica (EWEA) y Greenpeace ("Windforce 12"), se espera una potencia instalada de alrededor de 200 GW para 2010. Para 2025 se espera en torno a 2.000 GW.

Costes de los combustibles “Del pozo al depósito”



Petróleo crudo basado en gasolina y diésel: precio en estaciones de servicio sin impuestos en junio de 2006

La ilustración muestra los costes de producción de combustibles en estaciones de servicio independientes para la gasolina y el gasóleo como combustibles de referencia, así como para el gas natural (y combustibles producidos a partir del gas natural), y los distintos combustibles renovables producidos (todos sin impuestos).

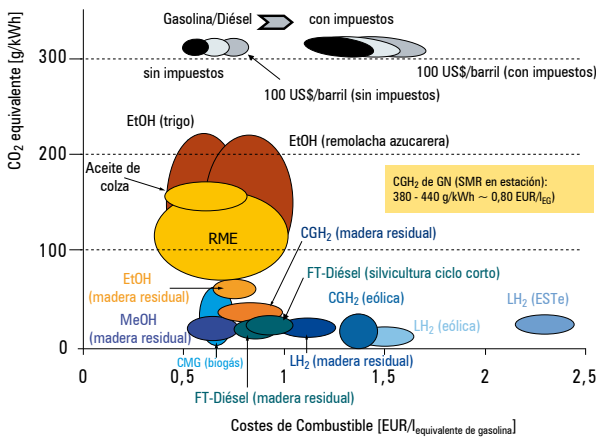
Se puede producir gas natural por entre 1/2 y 2/3 del coste de la gasolina y el gasoil. Los costes de producción para los restantes combustibles alternativos son como mínimo del doble. El hidrógeno a alta presión procedente del gas natural y de residuos de madera, así como del gasóleo BTL (sintético) de silvicultura de ciclo corto tienen precios parecidos. El etanol puede tener el mismo precio o inferior, el hidrógeno a alta presión procedente de silvicultura de ciclo corto es algo más caro, y el hidrógeno procedente de energía eléctrica renovable cuesta hasta un 50% más.

Un análisis detallado de los costes muestra, por ejemplo, que la generación de gasóleo Fischer-Tropsch procedente de silvicultura de ciclo corto es relativamente cara, mientras que el hidrógeno de silvicultura de ciclo corto en plantas de conversión es claramente más rentable.

El hidrógeno pierde esta ventaja antes de que llegue a la estación de servicio debido a que los requisitos de infraestructura para el almacenamiento, transporte, distribución y de la propia estación de servicio son más caros.

Sin embargo, son más significativos los costes “pozo a rueda” que se argumentarán más adelante, siendo más reveladores.

Costes de los combustibles y emisiones de gases de efecto invernadero – Suministro y uso



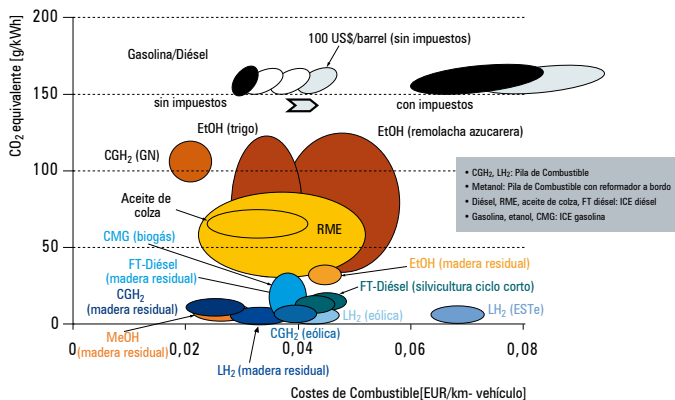
Fuente: LBST

La ilustración compara los costes de combustible en estaciones de servicio independientes con las emisiones de gases de efecto invernadero de los combustibles.

La primera generación de combustibles biomásicos (RME, etanol) muestra una gran gama de variación en emisiones y a veces sólo queda un poco por debajo de los combustibles de referencia (gasolina y gasóleo).

La segunda generación de combustibles biomásicos (BTL, metanol y etanol procedentes de lignocelulosa), así como el hidrógeno procedente de energía eléctrica renovable, implica una evidente reducción de emisiones.

Costes de los combustibles y emisiones de gases de efecto invernadero “Del pozo a la rueda”



Vehículo de referencia: VW Golf
No híbrido
Fuente: LBST

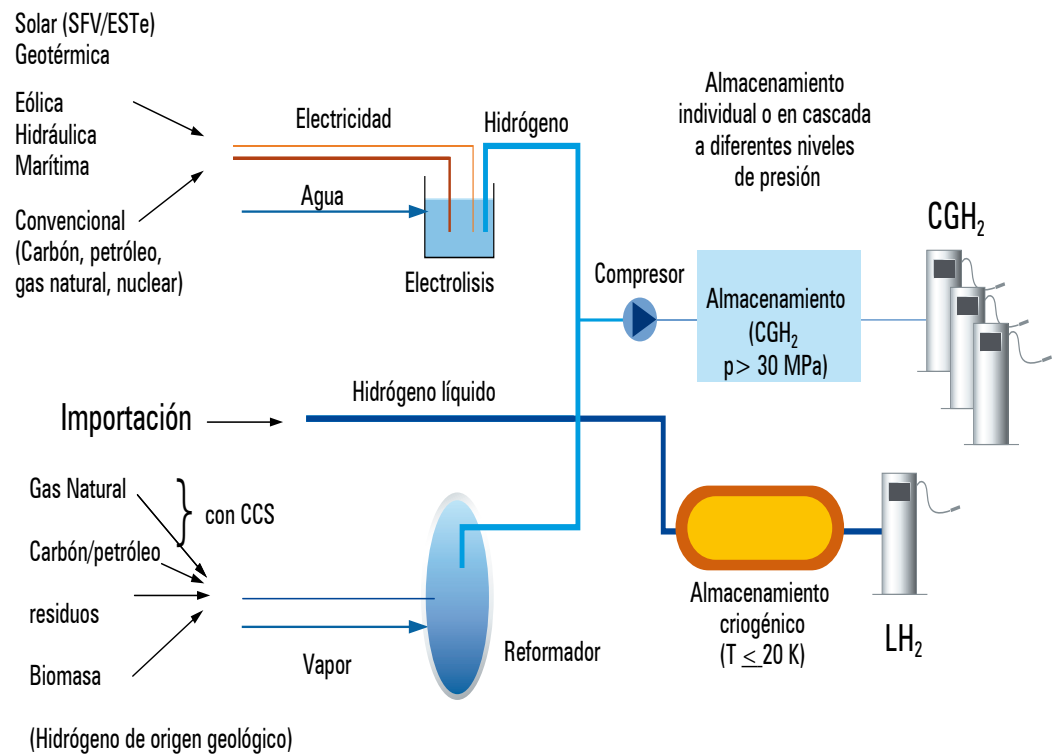
Si los costes de los diversos combustibles se comparan “del pozo a la rueda”, al incluir una transmisión eficiente para los vehículos de hidrógeno propulsados por pila de combustible se consigue una imagen diferente.

Los costes se proporcionan por kilómetro recorrido y oscilan desde justo por debajo del precio de coste de la gasolina y gasóleo convencionales hasta un máximo del 50% sobre el mismo, para casi todas las alternativas de producción de hidrógeno a partir de energías renovables.

El hidrógeno a alta presión procedente del gas natural puede permitir costes de combustibles hasta un 40% inferiores a los de gasolina o gasóleo convencionales.

Las emisiones de gases de efecto invernadero a partir del hidrógeno extraído del gas natural y empleados en los automóviles de pilas de combustible son hasta 50% inferiores a las de gasolina y gasóleo. Las emisiones de gases de efecto invernadero procedente del hidrógeno producido con fuentes renovables son inferiores a la séptima parte de las producidas por fuentes convencionales, o incluso menores.

El hidrógeno, a medio y largo plazo, puede permitir que los automóviles alcancen emisiones locales “cero” y reducir drásticamente las emisiones de gases de efecto invernadero (a cero) a un coste parecido a los combustibles convencionales.



Se ha desarrollado una Hoja de Ruta europea de Energía del Hidrógeno hasta el 2050 como parte del Proyecto HyWays, con financiación de la UE. 10 países están contribuyendo, con sus puntos de vista nacionales, pronosticando con qué fuentes energéticas se producirá H₂ y en qué plazo. Estos 10 puntos de vista se resumen a modo de Hoja de Ruta representativa para Europa. Se consideran tanto las aplicaciones estacionarias como las no estacionarias del hidrógeno, y de ahí el énfasis en el uso prometedor del hidrógeno en el transporte.

Las fuerzas impulsoras de esta acción son la reducción de los gases de efecto invernadero, la seguridad del suministro energético y la competitividad internacional.

Se presentan a continuación las predicciones de los socios españoles de la industria, política y ciencia que están asociados al proyecto "HyWays". Concretamente, los resultados de la discusión de las sendas de producción de hidrógeno para España son:

- La fase de transición después de 2010: durante esta fase el hidrógeno procederá principalmente del obtenido como subproducto de procesos químicos y de reformado con vapor del gas natural. Los primeros mercados para el uso de H₂ serán las aplicaciones portátiles, flotas cautivas para el transporte e instalaciones prototipo para uso estacionario. Los primeros centros de consumo estarán asociados a indicadores

como el alto poder adquisitivo, alta densidad de población, problemas de contaminación, recursos renovables para la producción del H₂ y apoyo político. En el caso de España las zonas elegidas fueron: Madrid, Barcelona, Zaragoza, Pamplona y Valencia. Después de 2020, la creciente demanda ampliará las posibilidades de producción distribuida y centralizada de hidrógeno. Éste se obtendrá por gasificación de carbón y por electrolisis en plantas de energía eólica y solar térmica de alta temperatura. Otra opción cada vez más importante es la producción electrolítica mediante energía renovable. En esta etapa, el H₂ se introducirá en otras regiones atendiendo al nivel de desarrollo económico y por la demanda del turismo, como en el caso de las islas Canarias y Baleares. Según expertos nacionales en el sector, en éstas se producirá a partir de reformado de gas natural, de hidrocarburos líquidos y de electrolisis a partir de la energía eólica. Aunque sin mucha aceptación en el resto de Europa, los expertos españoles prevén que en España las mezclas de GN y de H₂ en los motores de combustión interna se utilizarán como tecnología de transición para el uso del H₂ en el transporte. También se usarán estas mezclas para transportar H₂ por tuberías convencionales de GN.

- Después de 2030, el hidrógeno contribuirá significativamente como combustible de automoción. Se tenderá a la descentralización de la producción, salvo algunas instalaciones centralizadas. La producción de H₂ estará dominada por características regionales. Las energías renovables (eólica, solar térmica de alta temperatura y biomasa) producirán el 40% del H₂ demandado. El restante 60% se producirá a partir de combustibles fósiles con técnicas de captación y secuestro de dióxido de carbono (CCS), de energía nuclear y por electrolisis de la red. La gasificación de carbón con CCS será la forma más barata de producción. El H₂ gaseoso se transportará por tubería o en camiones, según la distancia a recorrer sea mayor o menor de 400 km y la cantidad mayor o menor de 400 kg/camión, mientras que el H₂ líquido se transportará en trailers criogénicos.

El valor añadido que el H₂ puede introducir en el sistema energético español es la combinación con la producción de electricidad a partir de las energías renovables en las que España es referencia mundial.

Gracias al empleo del H₂ como vector almacén de energía se podrá evitar la intermitencia en la producción de este tipo de energías y reducir la dependencia española de fuentes externas como los combustibles fósiles.

La implicación relevante de varias industrias españolas en el desarrollo de la tecnología de hidrógeno y pilas de combustible, junto a la presencia de actores poderosos de los sectores de energía y servicios, podrían aportar a España ciertas ventajas para colocarse en los primeros puestos en sectores objetivo de aplicación tecnológica. Esta situación podría llevar a la creación de alrededor de 20.000 nuevos puestos de trabajo para 2030 en un escenario con alta penetración.

Para ello no sólo se necesita apoyo a nivel gubernamental, sino también a nivel regional y local, donde deberían proliferar iniciativas para dar a conocer el hidrógeno a los ciudadanos y familiarizarlos con él. Debe armonizarse el marco político para la introducción del H₂ en todas las regiones con el mismo grado de desarrollo tecnológico.

Abreviaturas

API	Medida de la viscosidad del petróleo crudo
ASPO	Asociación para el estudio del <i>Peak Oil</i> (máximo de la producción posible de petróleo)
AWEO	<i>Alternative World Energy Outlook</i> - Prospectiva Alternativa de la Energía Mundial (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik)
Barril	1 barril de petróleo = 159 litros (kb = Kilobarriles, Mb = Millones de barriles, Gb = Miles de millones de barriles)
BGR	Instituto Federal de Geociencias y Recursos Naturales (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe)
BTL	Biomasa a líquido (Biomass to liquid)
BTM	Biomasa seca
CTL	Carbón a líquido (Coal to liquid)
CCS	Captura y almacenamiento de carbono
CGH₂	Hidrógeno comprimido
EUR	Petróleo y gas total disponible (Estimated Ultimate Recovery)
EWWA	Archivo Europeo de la Economía Mundial (Europäisches Weltwirtschaftsarchiv)
GW	Gigavatio (1 GW = 1.000 Megavatios)
CCPP	Centrales de ciclo combinado de gas y vapor
AIEA	Agencia Internacional de la Energía Atómica
AIE	Agencia Internacional de la Energía
IHS	Base de datos industrial
LH₂	Hidrógeno líquido
Nm³	Metro cúbico normal
Mtep	Millones de toneladas equivalentes de petróleo crudo (1 tep = 11.630 kWh)
Peak Oil	Pico de la producción de petróleo mundial
SFV	Energía fotovoltaica
RME	Metiléster de aceite de colza (Biodiésel)
ESTe	Producción de electricidad solar-térmica alta temperatura
SEE	Economía de energía solar
Tcf	Trillones de pies cúbicos
WEO	Prospectiva de la energía mundial (Informe energético emitido por AIE)



ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DEL HIDRÓGENO

Sector Embarcaciones, 24 - Local 5

28760 Tres Cantos - Madrid

info@aeH2.org

www.aeh2.org