

hoja de ruta para Europa

HACIA UN SUMINISTRO ENERGÉTICO INDEPENDIENTE Y SOSTENIBLE



GREENPEACE

ÍNDICE

Resumen	3
Introducción	4
CAPÍTULO 1: ANÁLISIS DE LOS RECURSOS DE COMBUSTIBLE FÓSIL	5
1.1 Gas	5
1.1.1 Análisis cualitativo de tendencias y proyecciones	5
1.1.2 Identificación de posibles déficits y cuellos de botella regionales	7
1.1.3 Análisis de los riesgos del exceso de suministro regional hacia 2020	8
1.1.4 Producción de gas en la UE entre 1990 y 2010 y proyección hasta 2050	8
1.2 Petróleo	9
1.2.1 Análisis cualitativo de tendencias y proyecciones	9
1.2.2 Identificación de posibles déficit y cuellos de botella regionales	9
1.2.3 Análisis de los riesgos del exceso de suministro regional hacia 2020	9
1.2.4 Producción de petróleo en la UE entre 1990 y 2010 y proyección hasta 2050	9
1.3 Carbón de Hulla	11
1.3.1 Análisis cualitativo de tendencias y proyecciones	11
1.3.2 Identificación de posibles déficits y cuellos de botella regionales	11
1.3.3 Producción de carbón en la UE entre 1990 y 2010 y una proyección hasta 2050	12
1.4 Uranio	13
1.5 Actual suministro y demanda en Europa	13
1.5.1 Producción de energía primaria de la UE	13
1.5.2 Importaciones y déficits de energía en la UE	13
1.5.3 Grandes diferencias entre Estados miembros	14
CAPÍTULO 2: EL CAMINO HACIA LA INDEPENDENCIA ENERGÉTICA DE LA UE SEGÚN GREENPEACE	15
2.1 Hipótesis y metodología	15
2.1.1 Hipótesis según el escenario de la Comisión (COM) como escenario referencia comparativa	15
2.1.2 Hipótesis según el escenario [R]evolución Energética de Greenpeace	15
2.1.3. Proyección del precio del petróleo y gas	17
2.2 Resultados claves de la [R]evolución Energética hacia la independencia energética en la UE de los 28	18
2.2.1. Demanda de energía por sector	18

2.2.2 Generación de electricidad	20
2.2.3 Suministro de calor	22
2.2.4 Transporte	24
2.2.5 Consumo de energía primaria	25
2.2.6 Evolución de las emisiones de CO2	26
2.3 Conclusiones principales del escenario [R]evolución Energética de Greenpeace para la UE	27
CAPÍTULO 3: LA NECESIDAD DE COMBUSTIBLES FÓSILES EN LA UE	29
3.1 Balance de los combustibles fósiles: escenario comparativo	29
3.2 Balance de los combustibles fósiles por combustible	30
3.2.1 Petróleo	31
3.2.2 Gas	31
3.2.3 Carbón	32
3.3 Coste de los combustibles fósiles frente a la inversión en nuevas tecnologías de energía renovable	32
CAPÍTULO 4: RECOMENDACIONES PARA LA UNIÓN EUROPEA	34

Resumen

Las consecuencias de la crisis de Ucrania han puesto de relieve una vez más la vulnerabilidad de Europa ante posibles interrupciones en la importación de energía. Existe el riesgo de que, al igual que ocurrió en 2006 y 2009, las importaciones de gas de Rusia a través de Ucrania caigan o se detengan completamente. Dichas importaciones representan más del 10% del suministro de gas total de Europa.

Sin embargo, la dependencia de Europa del gas ruso es parte de un problema mayor de dependencia de las importaciones. La UE gasta alrededor de 400.000 millones de euros en comprar más de la mitad de su energía (53%) a otros países¹. Al mismo tiempo, el uso de combustibles fósiles importados conduce a mayores cantidades de emisiones de CO₂, que provocan el cambio climático.

El debate sobre la seguridad energética llega en un momento en el que Europa discute las políticas energéticas que establecerá para después de 2020. En enero, la Comisión puso sobre la mesa una propuesta sobre clima y objetivos energéticos para 2030. Además, en mayo lanzó una propuesta para una estrategia en seguridad energética. Se espera que los líderes de la UE tomen una decisión final en ambos asuntos (objetivos para 2030 y seguridad energética) en el Consejo Europeo de octubre.

Este informe compara el impacto que tendrían sobre las importaciones de energía de la UE dos enfoques diferentes en relación a los **objetivos energéticos y climáticos 2030**. El primer enfoque se basa en la propuesta de la Comisión con un recorte del 40% en las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de la UE (en relación a 1990) y una cuota de energía renovable del 27%, sin ningún objetivo específico en eficiencia energética. El segundo enfoque refleja las exigencias de Greenpeace y otras organizaciones ecologistas de establecer tres grandes objetivos, que incluyen un recorte de GEI de al menos un 55% (comparado con 1990), una cuota de energía renovable del 45% y una reducción del consumo de energía primaria de un 40% (en relación a 2005).

Tomando la propuesta de objetivos de la Comisión para 2030, el informe demuestra que, incluso si la Unión Europea explotara todos sus recursos convencionales de gas, petróleo y carbón de hulla, aún tendría que importar un total de 29.000 petajulios (PJ) al año en combustibles fósiles para 2030. En concreto, necesitaría importar unos 255.000 millones de metros cúbicos (m³) de gas, 2.800 millones de barriles de petróleo y 81 millones de toneladas de hulla. El resultado sería, en términos generales, una reducción limitada de las importaciones de energía de la UE comparadas con los niveles actuales.

Por el contrario, si los líderes de la UE apoyaran unos objetivos más ambiciosos para 2030, las exigencias globales de importación de combustibles fósiles serían un 45% menores que bajo la propuesta de la Comisión. En concreto, para 2030 podría evitarse la importación de unos 90.000 millones de m³ de gas y de 1.300 millones de barriles de petróleo al año, mientras que no se necesitaría importar hulla en absoluto. Si se compara con la propuesta de la Comisión, representa unos recortes adicionales de un 35% en importaciones de gas y de un 45% en importaciones de petróleo para 2030. Para 2020 las importaciones de gas podrían haberse reducido en un 12%, mientras que las de petróleo y carbón serían respectivamente un 19% y 42% más bajas.

El camino de la **[R]evolución Energética** también tendría como resultado unos recortes mucho más elevados de las GEI para 2030 en comparación con la propuesta de la Comisión. Las inversiones necesarias en el sector energético serían muy similares a las de la propuesta de la Comisión. La evaluación de impacto que acompaña a la propuesta de la Comisión para 2030 también demuestra que unos objetivos más altos llevarían a una mejor salud y a más puestos de trabajo para la ciudadanía de la UE.

Los líderes de la UE deberían, por tanto, poner mucho más énfasis en el ahorro energético y en la energía renovable, con el objetivo de reducir la dependencia de Europa de las importaciones de combustibles fósiles y reforzar su seguridad energética. Un estricto conjunto de objetivos de política medioambiental para 2030 cumpliría ambos objetivos: reducir el riesgo de escasez en el suministro energético y reducir el riesgo que plantea el cambio climático global.

¹ http://ec.europa.eu/energy/doc/20140528_energy_security_communication.pdf

Introducción

Este informe, que incluye la cuarta edición del escenario de Greenpeace *[R]evolución Energética* en la UE², llega en un momento de profundos cambios y desafíos en el mercado energético europeo. El conflicto en Ucrania ha desatado de nuevo la discusión sobre la dependencia de Europa respecto a las importaciones de combustibles fósiles y nucleares, así como la necesidad de reducir dicha dependencia para garantizar el futuro de la seguridad energética. La UE depende del gas ruso canalizado a través de Ucrania en un 10% de sus necesidades totales, aunque algunos países del Este están más expuestos.

En marzo de 2013, la amenaza de posibles cortes en el suministro de gas llevó a los líderes de la UE a pedir a la Comisión Europea que redactara un plan para reducir la dependencia energética de Europa. La Comisión lanzó su propuesta el 28 de mayo.

Este debate sobre seguridad energética surge al mismo tiempo que las discusiones sobre la dirección futura de las políticas europeas sobre clima y energía. El foco se pone sobre qué objetivos debería establecer la UE para 2030 para continuar con sus tres objetivos para 2020 sobre reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), energía renovable y eficiencia energética. En enero de 2014, la Comisión presentó una propuesta que incluía dos objetivos para 2030: una reducción del 40% en emisiones internas de GEI (comparadas con los niveles de 1990) y un 27% de cuota de energía renovable en el consumo general en toda la UE.

Las dos discusiones, seguridad energética y los objetivos para 2030, son inseparables. Aunque no todas las medidas para mejorar la seguridad energética de la UE se traducen en avances en su agenda de energía y cambio climático, **un conjunto de ambiciosos objetivos para 2030 reducirá drásticamente la necesidad de importar energía**, y por lo tanto, reforzará la seguridad en el suministro de la UE. Los líderes de la UE esperan alcanzar su acuerdo clave en ambas discusiones en **octubre de este año**.

En este contexto, el presente informe compara el impacto de las importaciones de energía desde dos enfoques diferentes sobre objetivos de clima y energía para 2030. El primer enfoque se basa en la propuesta de la Comisión de reducir en un 40% las GEI y alcanzar una cuota de energía renovable del 27% para 2030, sin ningún objetivo específico en cuanto a ahorro energético³. El segundo enfoque refleja las exigencias de Greenpeace y otras organizaciones ecologistas para establecer tres objetivos, que incluyen un 55% de recorte en emisiones de GEI de la UE (comparadas con 1990), una cuota de energía renovable del 45% y una reducción del consumo de energía primaria del 40% (en comparación con 2005).

El primer capítulo ofrece un análisis general de la producción de combustibles fósiles convencionales y destaca la tendencia a la baja de dicha producción centrándose especialmente en la producción propia en la UE. El capítulo 2 presenta dos escenarios: uno de ellos se basa en la propuesta de objetivos para 2030 de la Comisión (escenario COM); y el otro, en las exigencias de Greenpeace sobre dichos objetivos (escenario de la *[R]evolución Energética*). El tercer capítulo facilita una visión general de los requisitos de la importación de combustibles fósiles en ambos escenarios. Finalmente, el capítulo 4 recomienda a la UE medidas políticas que serían necesarias para lograr los cambios que establece el escenario de Greenpeace, *[R]evolución Energética*.

² La primera edición del informe de la UE E [R] se publicó en 2005. Otras ediciones siguieron en 2010 y 2012.

³ Al cierre de la edición de este informe (junio de 2014) la Comisión todavía tiene que proponer un objetivo firme en eficiencia energética para 2030.

CAPÍTULO 1: ANÁLISIS DE LOS RECURSOS DE COMBUSTIBLE FÓSIL

La quema de combustibles fósiles emite grandes cantidades de CO₂, que se ha demostrado que provoca el cambio climático. Se trata de un hecho científico indiscutible expuesto de nuevo en el Quinto Informe de Evaluación del Grupo Intergubernamental sobre el Cambio Climático⁴ (IPCC, por sus siglas en inglés), al concluir que hay un 95% de certeza de que la actividad humana –como la quema de combustibles fósiles– es la causa principal del cambio climático.

Las energías renovables –salvo la bioenergía– también gozan de la ventaja fundamental de no necesitar ningún combustible, lo cual libera a la UE de tener que depender de importaciones más allá de sus fronteras. Así pues, **uno de los principales impulsos de la expansión del mercado de la energía renovable debería ser la seguridad del suministro**. Actualmente, la UE aún depende de los combustibles fósiles para cubrir la mayor parte de sus necesidades energéticas, a pesar de las decrecientes reservas locales y los poco fiables mercados internacionales, que fluctúan dependiendo de factores externos económicos y geopolíticos.

Para entender mejor los suministros actuales de combustibles fósiles a los que la UE puede acceder, este capítulo profundiza en el paisaje actual de dicha fuente energética. Se basa en un análisis global de los recursos combustibles fósiles realizado por **Ludwig Bölkow System Analysis (LBST)** para Greenpeace Internacional. Dicho análisis calculó los recursos globales convencionales de petróleo, gas y carbón, basándose en la capacidad de producción de los pozos de petróleo y de gas así como de las minas de carbón existentes, en la infraestructura actual y en los planes de inversión que se conocían a finales de 2011. El capítulo evalúa los recursos que aún quedan de combustibles fósiles entre 2012 y 2050, excluyendo cualquier nueva exploración petrolera en aguas profundas o en el Ártico, el esquisto bituminoso y la minería de arena de alquitrán.

Esta evaluación se basa en volúmenes de producción del pasado y proyectados al futuro. La investigación distingue entre **recursos, reservas y dinámicas de producción**:

- Los recursos contienen con mucha frecuencia un elemento especulativo que no se corresponde con el posible volumen de producción. Las estimaciones de los recursos no son utilizables en el sentido de que tales recursos existan o, incluso cuando existen, de que un día su producción tenga la posibilidad de llegar a ser económicamente interesante. No se puede hacer responsable a nadie en una empresa o instituto de lanzar un mensaje sobre los recursos que, décadas más tarde, resulte no haber sido realista en absoluto.
- Las reservas tienen una correlación más estrecha con los posibles volúmenes de futura producción. Sin embargo, la calidad de las estimaciones de las reservas aún difiere. En ningún caso se garantiza que esas reservas pasen a la producción.
- La medida más importante es la de los volúmenes de producción. Las dinámicas entre la producción de campos en declive y de campos ya descubiertos pero aún intactos determina si el balance neto a nivel regional o mundial entrará en declive o aumentará. A pesar del reciente entusiasmo acerca del aumento de los recursos de gas, alrededor de **la mitad de la actual producción mundial del gas procede de regiones donde el pico de producción ya ha tenido lugar**: Europa, América del norte y Rusia.

1.1 Gas

1.1.1 Análisis cualitativo de tendencias y proyecciones

Todos los grandes productores de **Europa**, excepto Noruega, ya se encuentran en declive. Incluso Noruega parece estar muy cerca de su pico de producción. La mayoría de los observadores coinciden, incluyendo a la Agencia Internacional de la Energía (AIE) y Eurogas (asociación de productores europeos de gas), en que la producción de gas en Europa se reducirá considerablemente entre 2030 y 2035.

La producción convencional de gas natural alcanzó su pico en los **EE.UU.** alrededor de 1970, en paralelo a la producción de petróleo. El desarrollo de formaciones de gas de baja permeabilidad (que muy a menudo no se diferencia de la producción convencional, ya que es una transición suave) ayudó a suavizar el declive. En 2010, la producción de

⁴ <https://www.ipcc.ch/report/ar5/wg1/>

gas a partir de gas de baja permeabilidad tuvo una cuota de alrededor del 30% sobre la producción total de gas. Otro 10% lo aportó la producción de gas a partir de metano en capas de carbón (CBM, por sus siglas en inglés). Sin embargo, un análisis regional de los depósitos de metano en capas de carbón (CBM) y de los yacimientos carboníferos muestra que el pico ya se alcanzó en las regiones más extensas y prometedoras, como Wyoming.

Algunos piensan que el **gas de esquisto** cambiará la situación. De hecho, la producción de EE.UU. de gas de esquisto (que se extrae por fractura hidráulica o *fracking*) aumentó desde menos del 1% alrededor del año 2000, a alrededor del 10% en 2010. Este rápido aumento en la producción se toma como base para extrapolarlo a otras extracciones de gas de esquisto en Estados Unidos y en otros países del mundo.

La producción de gas natural en **Rusia** alcanzó su pico en 1989, cuando la producción de los tres grandes yacimientos de Urengoy, Medvezhe y Yamburg llegó a su máxima producción con un resultado total de más del 90% de la producción de gas de Rusia. Mientras tanto, el declive se ha detenido y revertido gracias al costoso desarrollo de yacimientos ya conocidos tras la desintegración de la Unión Soviética, lo que atrajo nuevas inversiones. Sin embargo, los nuevos yacimientos que quedan están más lejos de los mercados en regiones geográficamente más desafiantes y que necesitan inversiones específicas más altas y a lo largo de plazos de tiempo mayores debido a lo breve del verano ártico.

En la actualidad, Rusia afronta serios desafíos debido a la disminución de la producción base, al costoso desarrollo de los nuevos yacimientos, al aumento de la demanda doméstica y a una demanda que crece desde Asia y también desde Europa.

A la luz de estos desarrollos, el entusiasmo de la industria por los recursos de gas no convencional apunta hacia serios problemas con la infraestructura existente de producción. Las masivas inversiones que se necesitan para desarrollar los recursos de gas no convencional tienen que interpretarse como una confirmación de que **la producción de gas será mucho más cara** que en el pasado, a pesar de lo que se alega públicamente.

Nuestro escepticismo sobre los recursos del gas de esquisto se basa en varios asuntos:

En primer lugar, los métodos de producción son dañinos para el medio ambiente, **necesitan vastas cantidades de agua (que contaminan)**, químicos y la eliminación de las aguas residuales. El rápido desarrollo en los Estados Unidos solo fue posible gracias a que la producción quedó exenta de cumplir con la normativa medioambiental (la enmienda 1007 de la Ley de Energía Limpia excluyó a la Administración de Información Energética de Estados Unidos –EIA, por sus siglas en inglés– del seguimiento y penalización por infracciones y dichas actividades fueron explícitamente excluidas de la Ley de Agua Potable Segura de 1974 -SWDA, por sus siglas en inglés– y sus enmiendas).

Aún sin aclarar:

- ¿Cómo evolucionarán los actuales volúmenes de producción de pozos existentes a lo largo del tiempo si las proyecciones muestran que la producción puede caer significativamente tras solo un breve plazo de tiempo?
- ¿Pueden replicarse las experiencias de grandes cantidades de producción de gas de esquisto de los Estados Unidos en otras regiones? ¿Son transferibles a otros países?

Los yacimientos de gas de esquisto muestran un perfil típico de producción con un **corto periodo de producción seguido de una profunda caída** del 5-10% mensual. La suma regional de los perfiles de los yacimientos individuales muestra que la producción puede incrementarse rápidamente en el inicio, con la incorporación de nuevos yacimientos. Pero muy pronto el declive de los yacimientos individuales se pondrá a la cabeza: tendrán que sumarse nuevos yacimientos cada vez más rápidamente para compensar la caída de la producción. No obstante, la economía establece que los primeros desarrollos comiencen en las zonas más ricas que prometen beneficios más altos. Tan pronto como se desarrollen estos, los nuevos yacimientos adicionales serán menores en volumen de producción y el resultado total será más bajo. Al principio, el aprendizaje tecnológico puede compensar este déficit. Pero tan pronto como el desarrollo de nuevos yacimientos pierda velocidad, también lo hará la producción general. Este declive en la producción ha comenzado ya en los yacimientos de gas de esquisto de Antrim (Michigan), Barnett (Texas), Fayetteville (Texas/Arkansas) y en Haynesville (Luisiana).

Las estimaciones de este recurso a nivel mundial asumen una gran recuperación de la tasas de alrededor del 25% del gas estimado *in situ*. Pero los desarrollos actuales en los Estados Unidos indican que finalmente solo se podría producir el 5%-10% del gas *in situ*. Existe otra restricción que procede de la enorme necesidad de agua y de las diferentes estructuras geográficas en las regiones con gas de esquisto. Por ejemplo, es muy poco probable que en China, Sudáfrica o Australia se permita que se contaminen cantidades enormes de agua (del orden de diez millones de litros por yacimiento y un total de varios cientos de miles de yacimientos) con químicos tóxicos mientras dichas zonas experimentan ya hoy escasez de agua. Además, estos yacimientos de esquisto con frecuencia están muy lejos de los consumidores y de las redes de distribución, y motivos puramente económicos impiden su desarrollo; o demasiado cerca de áreas densamente pobladas que tienen el riesgo de sufrir una fuerte oposición, como ya ha ocurrido en Nueva York, Sudáfrica, Reino Unido, Holanda, Francia, Alemania, Austria y Bulgaria.

Para finalizar, con frecuencia se dice que los mayores yacimientos de gas convencional aún sin desarrollar están en **Irán y Catar**. Su desarrollo y su licuefacción ofrece como resultado un holgado suministro para décadas, pero un análisis más detallado muestra que incluso aquí surgen grandes interrogantes. Lo más importante es el hecho, a menudo ignorado, de que las enormes reservas de ambos países dependen casi totalmente de un campo marino en el Golfo Pérsico, en la frontera entre ambos países. La parte sur, en Catar, es denominada Campo Norte. La parte norte, en Irán, es el llamado yacimiento de South Pars. En 1970, tras su descubrimiento a través de unos pocos pozos de exploración, se determinó que la extensión de este yacimiento de gas era de 6.000 km², el mayor del mundo. Hace unos años, ciertas compañías de gas perforaron un agujero seco en la zona, lo que resultó en dudas sobre la estimación de la reserva, que se siguen usando hoy en día.

1.1.2 Identificación de posibles déficits y cuellos de botella regionales

El sector del gas es muy diferente del sector petrolero, ya que los mercados regionales se desarrollaron donde los consumidores y los productores estaban conectados mediante tuberías. Solo un pequeño porcentaje de la producción de gas se transporta en forma de gas líquido hacia destinos intercontinentales.

Entre las áreas de mayor madurez con relaciones duraderas están los Estados Unidos con conexiones a Canadá y México, Europa con conexiones al Norte de África y Rusia y, predominantemente, China. Corea y Japón están totalmente aislados. Sus necesidades de importación se cubren totalmente mediante **gas natural licuado (GNL)**. Con estas estructuras, es probable que haya más cuellos de botella y desigualdades regionales entre diferentes mercados que en el caso del petróleo.

Estados Unidos es, con diferencia, el mayor consumidor en América del Norte y ya recibe importaciones desde Canadá para satisfacer sus necesidades. En base a los déficits experimentados a principios del nuevo milenio y los requerimientos (que parece que van a aumentar) se han planificado muchas instalaciones nuevas de GNL, algunas de ellas ya han sido completadas. La capacidad total de regasificación de Estados Unidos aumentó desde 20.000 millones de Nm³/año en 2000 hasta 160.000 millones de Nm³/año en 2010. Sin embargo, tres desarrollos invirtieron la situación, haciendo que los Estados Unidos sean un exportador de GNL de muy bajo nivel (~1.000 millones de Nm³/año).

En lo que concierne a **Europa**, creemos que el declive de la producción doméstica establecerá el marco de necesidad de aumento de las importaciones. De acuerdo con LBST, tienen que importarse entre 200.000 y 300.000 millones de metros cúbicos adicionales al año [m³/año] hasta 2030 para cubrir incluso solo una demanda estable. El desarrollo del gas de esquisto en Europa solo tendrá una influencia marginal sobre el desarrollo de estas situaciones. Probablemente Rusia tampoco podrá suministrar dichas cantidades. Además, LBST cree que las exportaciones rusas a Europa permanecerán estáticas y comenzarán a caer hacia 2020-2025. Esta opinión se basa en el siguiente **desarrollo previsto**:

- Rusia tendrá que esforzarse para aumentar su producción de gas debido a graves problemas de desarrollo de los yacimientos terrestres o marinos que queden en Yamal, Karasea y Barentesea. Tal y como lo entendemos, de ninguna manera se garantiza que la producción mantenga ese nivel hasta 2020-2030.
- La demanda doméstica rusa aumentará en el futuro en paralelo con el desarrollo de su economía, que se basa en aumentar los beneficios de las exportaciones de petróleo.

- Los nuevos consumidores en Asia podrán competir con precios más altos. Por ejemplo, los gasoductos desde Turkmenistán –a través de Rusia, que ya es un importante exportador de gas a Europa– serán más rápidos y baratos de construir hacia China.

Indonesia, uno de los suministradores más importantes de GNL, verá cómo aumentan los problemas de suministro en paralelo a su producción de petróleo en declive. Alrededor de 2003, Indonesia pasó de ser un exportador neto de petróleo a ser un importador neto. En paralelo a su desarrollo, aumentará su necesidad de suministro doméstico de gas.

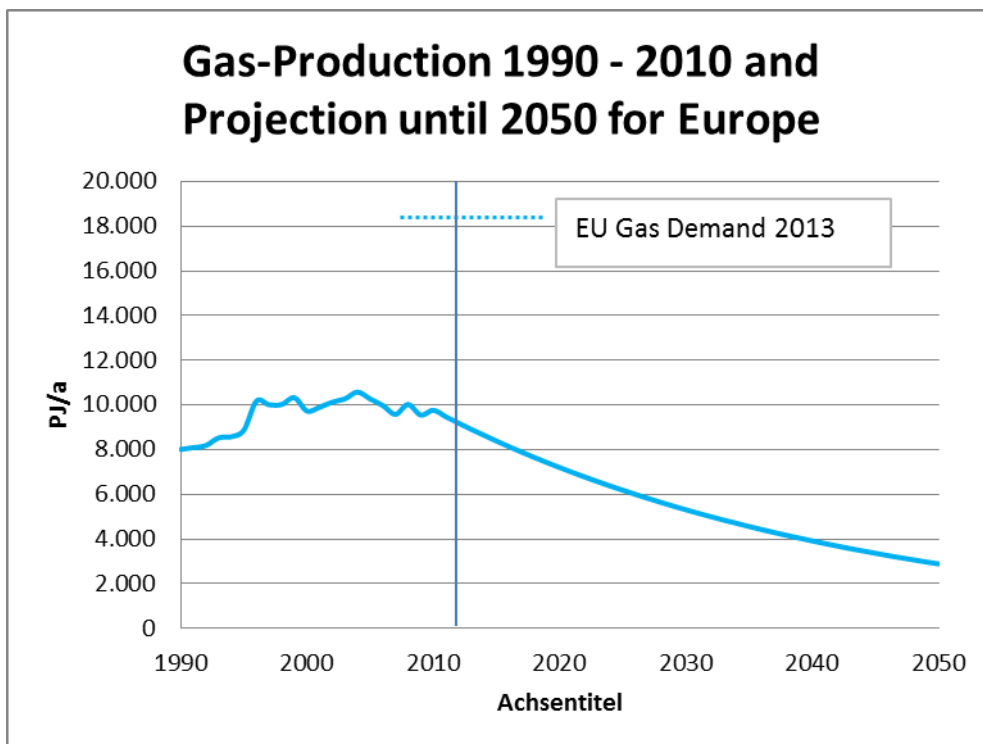
1.1.3 Análisis sobre los riesgos del exceso de suministro regional hacia 2020

Probablemente las dos regiones más ricas en gas durante las dos próximas décadas serán Australia y Qatar. El posible aumento de su producción y exportaciones dependerá de su capacidad de aumentar el nivel de producción de las plantas de licuefacción y de las terminales de exportación.

1.1.4 Producción de gas en la UE entre 1990 y 2010 y proyecciones hasta 2050

Calculado sobre la base del análisis del desarrollo de la producción europea, mostrado en el gráfico de más abajo, podemos ver que la producción propia de la UE puede satisfacer menos de la mitad de sus necesidades actuales. Cabe destacar que los volúmenes reales de producción de la UE son incluso inferiores, ya que el gas que se importa es en muchos casos más barato que la producción doméstica.

Producción de gas 1990-2010 y proyección hasta 2050 para Europa



1.2 Petróleo

1.2.1 Análisis cualitativo de tendencias y proyecciones

De acuerdo con el análisis de Ludwig Bölkow System (LBST), **es muy probable que la producción mundial de petróleo haya estado en su máximo (peak oil) desde 2005**, ya que la producción de petróleo convencional comenzó a caer a partir de entonces. Solo la inclusión de la producción de petróleos pesados y alquitrán en Canadá además de la producción de gas natural líquido (GNL) de varios países ha ayudado a mantener la producción constante desde 2005. La producción de petróleo compacto en Estados Unidos desempeñó un papel menor, aunque contribuyó a invertir el declive de la producción estadounidense de petróleo hacia un aumento de ésta durante unos pocos años. Sin embargo, debido a la naturaleza de estas fuentes de petróleo, creemos que el impacto se limitará a solo unos años.

La posterior inclusión de las llamadas “ganancias de refinado” o “ganancias de procesado” (ganancias en volumen y energía durante el proceso de refinado por hidratación de los hidrocarburos con hidrógeno, producido sobre todo con gas natural) y de los biocombustibles (principalmente de Brasil, Estados Unidos, Europa e Indonesia) ayudó a mantener el aumento total de producción de “todos los líquidos”, según las estadísticas de la Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA) y la Agencia Internacional de la Energía (AIE).

LBST ve como escenario plausible aquel con un declive anual de la producción mundial de crudo entre un 2%-3%. El resultado sería **un declive de prácticamente el 50% de la disponibilidad mundial de crudo en 2030**, con sus correspondientes consecuencias.

1.2.2 Identificación de posibles déficit y cuellos de botella regionales

El mundo puede dividirse entre países importadores y exportadores de petróleo. Los importadores son vulnerables ante los déficit de suministro con serias repercusiones en la infraestructura del país, casi todas sus formas de transporte y -como resultado- en la economía. Las zonas con barrios urbanos adecuadamente establecidos verán las ventajas sobre aquellas zonas donde el patrón de consumo diario depende sobre todo del transporte individual motorizado. Por lo tanto, distancias cortas entre destinos diarios y **un transporte público bien establecido contribuirá a amortiguar considerablemente el impacto de la escasez**. Esto es aún más importante para el transporte y distribución de bienes. Las regiones donde el PIB depende en gran medida de la producción de bienes con fuerte dependencia de la disponibilidad de petróleo (por ejemplo, grandes coches ineficientes) y de grandes mercancías con precios específicos de bajo volumen, se encontrarán con más problemas que otras zonas.

Pueden resultar **más duramente golpeadas, por ejemplo, islas económicamente fuertes como Japón o Corea del Sur, pero también países como Estados Unidos**, acostumbrados a una gasolina de bajo precio, casi exenta de impuestos.

1.2.3 Análisis de los riesgos del exceso de suministro regional hacia 2020

La situación descrita más arriba, será un reflejo de los países exportadores de petróleo, que a primera vista no tendrán problemas con el aumento de precios, incluso cuando el volumen de la exportación caiga. Principalmente, incluye a los países de la OPEP de Oriente Medio y a Rusia. Sin embargo, no pueden identificarse riesgos de exceso de suministro en los países exportadores, salvo cuando la demanda disminuya más rápidamente que la capacidad de producción debido a una recesión.

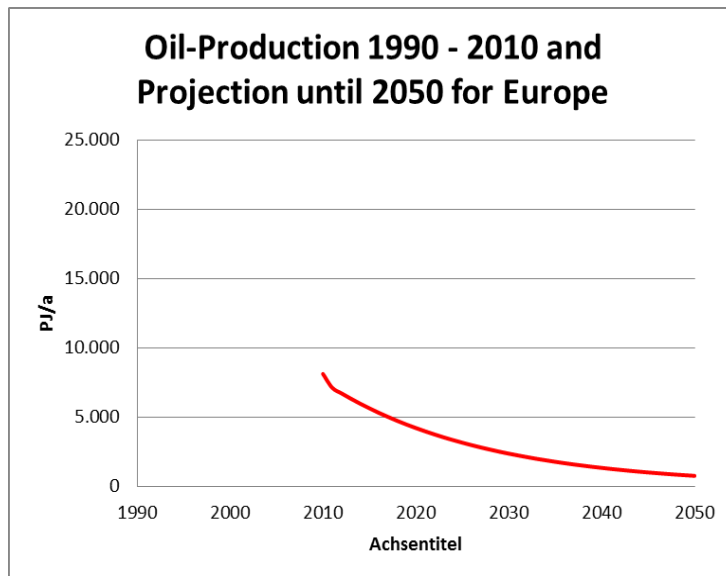
Parece probable que la recesión en el mundo de la producción de petróleo se vaya a caracterizar por las **fluctuaciones del precio del crudo**, inducido por una prosperidad económica variable, cuando los volúmenes de la producción en declive establezcan un techo para el crecimiento económico, siempre que dicho crecimiento lleve a un aumento de la demanda de petróleo.

1.2.4 Producción de petróleo en la UE entre 1990 y 2010 y proyección hasta 2050

Calculado sobre la base del análisis del desarrollo mostrado de la producción europea, el gráfico de más abajo muestra la capacidad de producción restante y la capacidad de producción adicional asumiendo que se continuará con todos los proyectos nuevos planificados para 2012 hasta 2020. Incluso con nuevos proyectos, **la cantidad de petróleo**

convencional restante es muy limitada, por lo que resulta esencial que se produzca una transición hacia un patrón de demanda bajo en petróleo.

Producción de petróleo 1990-2010 y proyección hasta 2050 para Europa



1.3 Carbón de hulla

1.3.1 Análisis cualitativo de tendencias y proyecciones

Comparados con los hidrocarburos, las reservas y recursos de carbón parecen amplios. No obstante, algunos aspectos crean serias dudas acerca de esta visión:

- Las reservas mundiales de carbón han sido rebajadas varias veces en las últimas décadas y han caído alrededor de un 50% desde 1987;
- El ratio estático reservas/producción, que a menudo se ve como una medida de reservas suficientes, bajó desde los 450 años en 1987 a menos de 120 en 2010;
- La práctica de informar sobre las reservas arroja dudas sobre la relevancia y la fiabilidad de dichas cifras;
- Solo alrededor de un 10% del consumo mundial de carbón se importa desde otros países;
- Estados Unidos, China e India, que juntos albergan más de la mitad de las reservas mundiales de carbón, están entre los mayores consumidores. China pasó de ser un país exportador de carbón a ser el mayor importador del mundo con casi 200 millones de toneladas en 2011.

En base a estos datos, cabe esperar que **el aumento de la producción de carbón llegue a su fin en una o dos décadas**, según las restricciones geológicas y sin asumir restricciones voluntarias en materia de política sobre cambio climático.

El carbón de **lignito**, también llamado "carbón marrón", debería considerarse de forma separada. No se ha incluido en el análisis de LBST. Debido a su baja energía y alto contenido en agua, no tiene ningún papel en los mercados de exportaciones. Pero en Alemania, por ejemplo, el lignito ha desempeñado un importante papel en los últimos años. El cierre de centrales nucleares en ese país se contrarrestó aumentando la cuota de producción de electricidad renovable junto con una contribución en aumento del lignito. Podría esperarse que esas tendencias continuaran cuando la producción europea de gas bajase, pero **las cantidades de gas importadas son demasiado pequeñas como para permitir operar centrales de gas que desempeñen un papel de tecnología puente** para compensar las fuertes fluctuaciones de la energía, según LBST.

1.3.2 Identificación de posibles déficit y cuellos de botella regionales

Probablemente los patrones que más sufren la presión de suministro/demanda de carbón son los de Asia, principalmente China e India. Ambos países observan un aumento abrupto de la demanda, mientras que el suministro doméstico no puede seguir el ritmo y necesita importar incluso en mayor medida.

Algunos argumentos ponen el acento en la falta de infraestructura interna en China para transportar el carbón nacional hasta los lugares donde están los consumidores. Era más fácil importar carbón por barco desde el extranjero hasta los puntos industriales intensivos en energía del este de China, a lo largo de la costa. Sin embargo, parece que la producción de carbón en el gigante asiático depende cada vez más de tres provincias: el interior de Mongolia, Shanxi y Shaanxi.

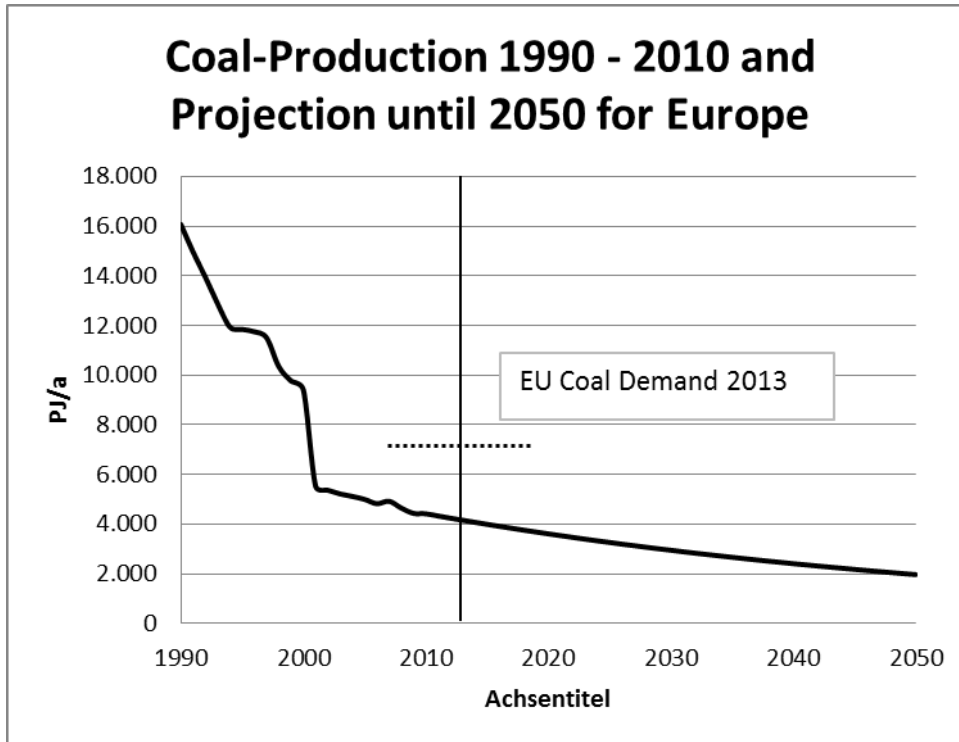
Las futuras necesidades de importación de China determinarán si otros importadores de carbón asiáticos tendrán problemas para satisfacer sus necesidades de grandes importaciones de carbón, que principalmente procede de Indonesia (carbón para generación de vapor), Australia (el mayor exportador de carbón para uso metalúrgico y el segundo mayor de carbón-vapor), Sudáfrica (que cada vez más dirige sus exportaciones de Europa a Asia), Colombia (que en 2011 por primera vez exportó carbón a India) y los países orientales de la Comunidad de Estados Independientes (CEI).

Sudáfrica ya afronta riesgos y cuellos de botella en el suministro de carbón. La mayoría de los expertos lo achacan al transporte y al desarrollo de infraestructuras. No obstante, también parece que la caída en la calidad del suministro del carbón forzó a que las instalaciones operen sus centrales de energía con una eficiencia menor, ya que el rendimiento energético de carbón no era acorde al diseño de la central.

1.3.3 Producción de carbón en la UE entre 1990 y 2010 y proyección hasta 2050

Se ha calculado con base al análisis de LBST del desarrollo de la producción europea, como muestra el siguiente gráfico. Frente al recurso mundial, **los recursos de hulla de la UE están en declive** y durante la última década el carbón se convirtió en un combustible de importación. Incluso en zonas tradicionales de minería de carbón, como Polonia, el recurso está disminuyendo.

Producción de carbón 1990-2010 y proyección hasta 2050 para Europa



1.4 Uranio

Bajo el Tratado Euratom, se creó un mercado atómico común. Euratom estableció la Agencia de Abastecimiento (ESA, por sus siglas en inglés) con el mandato de garantizar la seguridad del suministro de combustibles nucleares a las centrales nucleares en la UE. El Tratado exige que la ESA forme parte de los contratos de suministro. Dicha agencia también hace seguimiento de las transacciones de uranio. Este mercado común marca una distinción formal de los mercados de los combustibles fósiles.

Una de las funciones de seguimiento de la ESA es publicar un informe anual que ofrece una visión general de los orígenes del uranio que se utiliza en la UE. Su publicación de 2012 muestra que la UE tiene un 97,3% de dependencia de las importaciones, un 82% de las cuales procede solo de cinco países⁵. En esos países, la minería del uranio ha tenido un **impacto perturbador sobre las comunidades locales y el medio ambiente**.

En 2009, Greenpeace llevó a cabo una investigación científica en la zona de Arlit en **Níger**⁶, destapando la contaminación medio ambiental y radioactiva creada por la minería del uranio. En las calles de la aldea de Akokan las tasas de niveles de dosis de radiación eran casi 500 veces más altas que los niveles normales del suelo. Una persona que pase menos de una hora al día en dicha localidad estaría expuesta a más de la dosis máxima anual permitida.

Níger tiene el índice de desarrollo humano más bajo del planeta. Esto se encuentra en brusco contraste con los beneficios obtenidos por la empresa pública francesa Areva en Níger a lo largo de los últimos 40 años a través de una minería de uranio ambientalmente destructiva. Las actividades de Areva también han alimentado la agitación local y los conflictos con la población tuareg, amenazando por tanto el suministro desde esa zona.

La minería del uranio también amenaza a las comunidades locales en países como **Canadá o Australia**, poniendo especialmente en peligro la salud de los pueblos indígenas.

1.5 Actual suministro y demanda de Europa

La reciente "Estrategia Europea de Seguridad Energética" publicada por la Comisión Europea en mayo de 2014 esboza la producción de combustible fósil de la UE y el escenario de seguridad energética para todos los Estados miembros⁷.

1.5.1 Producción de energía primaria de la UE

Según el informe, la producción de energía primaria de la UE cayó en casi una quinta parte entre 1995 y 2012. En este periodo, la producción de gas natural cayó en un 30%, la de crudo y petróleo bajó en un 56% y los combustibles sólidos (incluyendo el carbón) en un 40%. Por otra parte, la producción de energía renovable registró un crecimiento notable -un 9% en dos años, entre 2010 y 2012- y ha alcanzado un 22% de cuota en producción del total de la energía primaria.

Holanda y Reino Unido son los mayores productores de gas natural en la UE y en 2012 contaban con el 43% y 26% respectivamente de la producción de gas en la UE; el tercero y cuarto -Alemania y Rumanía- tienen una cuota de un 7% y un 6,5% respectivamente. Reino Unido es el mayor productor de petróleo en la UE, con una cuota del 61% en 2012; Dinamarca es el segundo mayor productor con un 14% de cuota.

1.5.2 Importaciones y déficit de energía en la UE

A pesar del crecimiento en producción de energía renovable, la UE ha estado importando crecientes cantidades de energía para compensar la producción doméstica en declive y para satisfacer la demanda, que hasta 2006 crecía de forma constante. En general, **la dependencia de la UE respecto a las importaciones ha aumentado**, especialmente por el crecimiento de la dependencia de la importación de gas natural (más de seis puntos porcentuales en el periodo 1995-2012) y de crudo (más de tres puntos porcentuales en el mismo periodo).

⁵ <http://ec.europa.eu/euratom/ar/last.pdf>

⁶ <http://www.greenpeace.org/international/en/news/Blogs/nuclear-reaction/left-in-the-dust-arevas-uranium-mining-in-nig/blog/11734/>

⁷ http://ec.europa.eu/energy/doc/20140528_energy_security_communication.pdf

La UE depende en un 53% de las importaciones para su uso de energía. La dependencia de la importación de energía es más pronunciada en relación al crudo (casi el 90%) y el gas natural (66%), y menos pronunciada en el caso del carbón (42%) y el combustible nuclear producido (40%). **La UE gasta más de 1.000 millones de euros al día (unos 400.000 millones en 2013) en importar energía.**

Ya que la dependencia de la importación está en función de las importaciones netas y la demanda total, cualquier caída en la producción resultaría en un incremento de las importaciones. Si esta caída en la producción es más rápida que la caída de la demanda, el resultado sería una mayor dependencia de la importación contra una demanda que cae. Mientras que la dependencia de la importación apunta a la cuota relativa de importaciones en demanda (%), las importaciones netas –que muestran el déficit total de energía– denotan que los volúmenes absolutos de energía que la economía europea necesita importar es la diferencia entre el total de la demanda y el total de la producción. Desde el pico de 2006-2008, las importaciones netas han decrecido, en gran parte debido a una caída y un cambio en el consumo. Aún así, las importaciones netas en 2012 estaban un 25% por encima de los niveles de 1995.

1.5.3 Grandes diferencias entre Estados miembros

Las cifras agregadas a nivel de la UE esconden una gran cantidad de diferencias entre sus Estados miembros. En los Estados miembros con una producción local de energía, la cuota de producción sobre el total de la demanda ha disminuido: en el caso de Reino Unido se ha reducido a la mitad desde su pico, en el caso de Dinamarca y Polonia entre un 30-40% y en el de Holanda en más de un 15%. Estonia es el único Estado miembro que ha visto un aumento estable y significativo de la cuota de producción doméstica en el total de la demanda de energía contra un crecimiento estable de la demanda. Como resultado, las importaciones netas de la mayoría de Estados miembros se han incrementado.

En ningún país es más visible que en el Reino Unido, que tuvo un superávit de energía hasta 2003 y ha tenido un aumento progresivo del déficit desde entonces. **Francia, España e Italia vieron sus picos de déficit de energía en 2005 y han seguido bajando desde entonces**, posiblemente empujados por la suma de una demanda débil y un aumento de la cuota de renovables. El déficit del mayor consumidor de energía de la UE, Alemania, ha sido, como era de esperar, el mayor en términos energéticos, y desde su pico en 2001 ha mostrado fluctuaciones en ambas direcciones, sin una tendencia estable.

CAPÍTULO 2: EL CAMINO HACIA LA INDEPENDENCIA ENERGÉTICA DE LA UE SEGÚN GREENPEACE

Para asegurar un suministro energético que cumpla con todos los objetivos medioambientales, económicos y de seguridad es necesaria una perspectiva a largo plazo. Se necesita tiempo para erigir las estructuras energéticas y para desarrollar las nuevas tecnologías energéticas. Asimismo, un cambio de normativa puede tardar años en surtir efecto. Por tanto, cualquier análisis que pretenda abordar los temas energéticos y medioambientales debe hacerlo con una perspectiva de varias décadas. Los escenarios energéticos descritos en el siguiente capítulo resumen cómo conseguir esto.

Los escenarios describen posibles vías de desarrollo, esto ofrece a los responsables de la toma de decisiones una perspectiva general y les muestran hasta qué punto pueden influir en el futuro sistema energético. A continuación se muestran **dos posibles escenarios** para un futuro sistema de suministro energético:

- El **escenario de la Comisión (COM)** refleja los objetivos que plantea la Comisión Europea en materia climática y energético para 2030.
- El escenario actualizado de la **[R]evolución Energética** refleja las demandas de Greenpeace para 2030 en temas climáticos y energéticos, incluyendo drásticas reducciones en las emisiones de GEI relacionadas con la energía para lograr una reducción del 95% para 2050, así como la eliminación progresiva de la energía nuclear.

2.1 Hipótesis y metodología

Greenpeace encargó al equipo de Análisis de Sistemas del Institute of Technical Thermodynamics que forma parte del Centro Aeroespacial Alemán (DLR) que desarrollase ambos escenarios. Para calcular los escenarios de suministro se utilizó el modelo de simulación MESAP/PlaNet que ya se había empleado con anterioridad en los estudios de la [R]evolución Energética⁸. El desarrollo de las tecnologías automovilísticas se basa en un informe especial que produjo en 2012 el Institute of Vehicle Concepts del DLR para Greenpeace Internacional.

2.1.1 Hipótesis según el escenario de la Comisión (COM) como referencia comparativa

Este escenario se basa en los datos que la Comisión Europea publica en la Evaluación de Impactos (Impact Assessment) en su comunicación al Parlamento Europeo sobre los objetivos climáticos y energéticos para 2030. En general refleja el escenario “GEI40” (reducción de 40% GEI) de la Comisión que aparece en esa Evaluación de Impacto, presenta los números en que se basa la propuesta 2030 de la Comisión⁹.

Las hipótesis más importantes se han extraído del modelo de escenario PRIMES (el empleado por la Comisión) y se han ajustado al modelo MESAP/PlaNet empleado para calcular los escenarios de la [R]evolución Energética. Los resultados del modelo MESAP en cuanto a mix energético, evolución de la demanda energética y vías para la reducción del CO₂ son muy similares al escenario GEI40, pero –debido a un enfoque de modelización diferente- no son idénticos¹⁰. No obstante, son la representación más cercana del escenario GEI 40 de la Comisión. Especialmente, se pueden diferenciar del GEI40 en los resultados de sectores específicos. En este informe, el escenario de la Comisión – que se utiliza como caso referencia para la [R]evolución Energética – recibe el nombre de “COM”.

2.1.2 Hipótesis según el escenario [R]evolución Energética de Greenpeace

En el último escenario de la [R]evolución Energética en la UE publicado por Greenpeace se realizan grandes esfuerzos para explotar al máximo el gran potencial de la eficiencia energética, utilizando la mejor tecnología disponible. Asimismo, se emplean todas las fuentes rentables de energía renovable para calefacción, electricidad y transporte¹¹.

⁸ <http://www.greenpeace.org/international/en/campaigns/climate-change/energyrevolution/>

⁹ <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014SC0015&from=EN>

¹⁰ Bajo GEI 40, el consumo de la UE de energía primaria (sin usos no energéticos) en el año 2030 es de 1.413 millones de tep. La cuota de las energías renovables en el consumo final de energía es del 24,8%. Bajo COM, el consumo de energía primaria es 1.436 Mtep. La cuota de las energías renovables es de 26,5%.

¹¹ Una menor tasa de ahorro de energía, obviamente, requeriría una mayor expansión de las tecnologías renovables con el fin de lograr un alto nivel de reducciones de CO₂. Véase el anexo para un escenario más demanda de energía y, por tanto, una mayor expansión de las tecnologías de utilización de energías renovables

En cuanto al sector del TRANSPORTE, **después de 2025 la demanda energética disminuye** debido al cambio en los patrones de conducción y a la rápida aceptación de los vehículos de combustión eficiente así como al aumento del uso de coches eléctricos e híbridos que se conectan a la red. La hipótesis sobre el uso de biocombustibles en vehículos privados se hace eco de los últimos informes científicos que señalan que los biocombustibles pueden tener una huella de carbono mayor que los combustibles fósiles.

Después de 2025, el **hidrógeno** generado mediante el proceso de electrólisis y electricidad renovable sirve como tercer combustible renovable para el sector del transporte, complementando los biocombustibles y el uso directo de electricidad renovable. Al producir hidrógeno se pueden perder grandes cantidades de energía, sin embargo debido al potencial limitado de los biocombustibles y también al de la movilidad eléctrica de baterías se hace necesario tener una tercera opción renovable. Otra alternativa, sería convertir el hidrógeno renovable en metano sintético o combustible líquido dependiendo de los beneficios económico (costes de almacenamiento versus pérdidas adicionales), la evolución de la tecnología y el mercado en el sector del transporte (motor de combustión versus pilas de combustible).

El escenario de la [R]evolución Energética también prevé que **el uso de las renovables pase de ser eléctrico a calefactor** gracias al enorme y diverso potencial de la energía renovable. Para la producción de la CALEFACCIÓN se asume una rápida expansión de la calefacción urbana y un mayor uso de la electricidad para producir el calor de proceso en el sector industrial. El uso de bombas de calor geotérmico conlleva un **aumento global de la demanda eléctrica** unido a un mayor porcentaje de coches eléctricos en el transporte. También se presupone una expansión más rápida de los sistemas de calefacción solar y geotérmico.

Para todos los sectores se ha tenido en cuenta las últimas proyecciones de evolución del mercado de la industria¹² de la energía renovable. Una rápida incorporación de los vehículos eléctricos junto con la puesta en marcha de las redes inteligentes y la rápida expansión de las súperredes permiten obtener una mayor cuota para la generación fluctuante de energía renovable (fotovoltaica y eólica).

La eficiencia en este último escenario de la [R]evolución Energética se basa en el trabajo de investigación que el Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research (Fraunhofer ISI) publicó en 2013¹³. Según este estudio, para 2030 la UE tiene potencial para ahorrar un 41% en el uso final rentable de energía. Si la UE aprovecha este potencial, para 2030, podría cosechar una **gran variedad de beneficios económicos, sociales y financieros**, entre ellos:

- Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero entre un 49 y un 61% comparado con los niveles de 1990, permitir a la UE intensificar su lucha contra el cambio climático y lograr alcanzar su objetivo en cambio climático **para 2050 de una reducción de gases de efecto invernadero de entre un 80-95%** comparado con los niveles de 1990.
- Aumentar su competitividad a través de costes energéticos menores, aumentar la eficiencia industrial y una mayor demanda de los productos y servicios internos. **Bajarían las facturas de la electricidad**, lo que supondría que para 2030 los hogares y la industria obtendrían unos beneficios netos de 240.000 millones de euros y alrededor de 500.000 millones de euros para 2050.

El estudio concluye que si para 2030 los objetivos energéticos se centran exclusivamente en la reducción de los gases de efecto invernadero, no se impulsarán ahorros energéticos adicionales y se desaprovechará una oportunidad importante para frenar los residuos energéticos y el gasto excesivo en energía importada.

Comparado con el escenario de la [R]evolución Energética de la UE de los 27, el actual supone un mayor ahorro energético, implica una menor expansión de la energía renovable, pero se lograría una reducción mayor de las emisiones de CO₂.

12 Ver EREC, RE-Thinking 2050 (RE-Pensando 2050), GWEC, EPIA et al

13 http://energycoalition.eu/sites/default/files/Fraunhofer%20ISI_ReferenceTargetSystemReport.pdf

Evolución de la población

La futura evolución de la población es un factor importante a la hora de construir un escenario, ya que su número influye en el tamaño y la composición de la demanda energética, tanto de forma directa como a través del impacto que tiene en el crecimiento y desarrollo económico:

Tabla 2.1.1: Evolución de la población de la UE 28 2010-2050

Año	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
UE 28 [millones]	505	511	515	518	520	519	515

Crecimiento económico

El crecimiento económico es uno de los factores claves de la demanda energética. Desde 1971, un aumento del 1% en el Producto Interior Bruto (PIB) global ha supuesto un aumento del 0,6% en el consumo de energía primaria. Desligar la demanda energética del crecimiento del PIB es, por tanto, un prerrequisito de la [R]evolución Energética. La mayoría de los modelos globales de energía/economía/medio ambiente que se construyeron en el pasado dependían de los tipos de cambio del mercado para situar a los países en una moneda común para realizar estimaciones y calibraciones. Este enfoque se ha debatido considerablemente en los últimos años y se ha propuesto una **alternativa basada en los tipos de cambio de paridad de poder adquisitivo (PPA)**. La paridad de poder adquisitivo compara los costes de una cesta fija de bienes y servicios comercializados y no comercializados en distintas monedas dando una gran medida del nivel de vida. Esto es importante para analizar los principales factores de la demanda energética o para comparar la intensidad energética entre países.

Debido a la crisis financiera de principios de 2009, las previsiones de crecimiento del PIB se han rebajado considerablemente desde el estudio anterior, aunque la tendencia de crecimiento subyacente continúa casi igual. Entre 2010 y 2050, el crecimiento del PIB de la UE bajó de 1,8% a 1,1%. Las proyecciones del PIB se basan en el modelo PRIMES para la UE de los 28 y presupone un crecimiento de alrededor de 0,6% entre 2010 y 2020, y 1,2% entre 2020 y 2035.

Tabla 2.1.2: Previsión de la evolución del PIB en la UE de los 28 2010 – 2050

Año	2010-2020	2020-2035	2035-2050	2009-2050
Europa (UE 28)	0,6%	1,2%	1,2%	1,1%

2.1.3. Proyección del precio del petróleo y gas

Debido a las recientes y dramáticas fluctuaciones en los precios globales del petróleo las proyecciones del precio futuro de los combustibles fósiles han resultado ligeramente más altas. Por ejemplo, en el escenario 2004 “precios altos de petróleo y gas” de la Comisión Europea, se asumía un precio de petróleo de 28€ por barril (bbl) para 2030. En la publicación “Perspectivas de la Energía en el Mundo 2011” de la AIE las previsiones del precio del petróleo para 2035 variaban entre 80€/bbl en el escenario 450 partes por millón (ppm) hasta 116€/bbl en el escenario de las políticas actuales.

Desde que se publicó el primer informe de la [R]evolución Energética en 2007, el precio actual del petróleo ha subido por primera vez por encima de los 83€/bbl, alcanzando en julio de 2008 un record histórico de más de 116€/bbl. Aunque en septiembre de 2008 el precio del petróleo bajó a los 83€/bbl y a alrededor de 66€/bbl en abril de 2010, el precio volvió a subir por encima de los 91€/bbl a principios de 2012. Por tanto, las proyecciones previstas en el escenario de las políticas actuales de la AIE se pueden considerar demasiado conservadoras. Teniendo en cuenta la creciente demanda global de petróleo, hemos asumido que el precio de los combustibles fósiles evolucionará a niveles

ligeramente más altos que los que ofrece la extrapolación para 2050 del informe “Perspectivas de la Energía en el Mundo 2011” de la AIE (ver Tabla 2.1.3).

Como ya se explicó en el capítulo anterior el suministro de gas natural se ve limitado por la disponibilidad de infraestructuras de gaseoducto, por tanto, el mercado mundial no cuenta con un precio para el gas. En la mayoría de las regiones del mundo, el precio del gas está directamente relacionado con el precio del petróleo. Por tanto, se asume que para 2050 el precio del gas aumentarán a 20-25€/GJ.

Tabla 2.1.3: Evolución de las proyecciones de los precios en €2010 para los combustibles fósiles y la biomasa

Table 4.3 in EURO													
FOSSIL FUEL	UNIT	2000	2005	2007	2008	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2050
Crude oil imports													
Historic prices (from WEO)	barrel	29	42	63	81	65							
WEO "450 ppm scenario"	barrel					65	80	80	80	80	80		
WEO policies	barrel					65	88	88	88	112	116		
Energy [R]evolution 2012	barrel					65	93	93	93	126	126	126	126
Natural gas imports													
Historic prices (from WEO)													
United States	GJ	4,20	1,94	2,71	0,00	3,84							
Europe	GJ	3,10	3,77	5,27	0,00	6,55							
Japan LNG	GJ	5,11	3,79	5,30	0,00	9,61							
WEO 2011 "450 ppm scenario"													
United States	GJ					3,84	5,15	5,68	6,98	7,32	6,81		
Europe	GJ					6,55	8,21	8,56	8,56	8,47	8,21		
Japan LNG	GJ					9,61	10,39	10,48	10,48	10,57	10,57		
WEO 2011 Current policies													
United States	GJ					3,84	5,33	6,12	6,72	7,32	7,86		
Europe	GJ					6,55	8,56	9,61	10,39	11,00	11,35		
Japan LNG	GJ					9,61	11,09	11,78	12,40	12,92	13,27		
Energy [R]evolution 2012													
United States	GJ					3,84	7,03	8,97	10,39	12,06	13,61	15,18	19,89
Europe	GJ					6,55	11,77	13,89	15,08	16,17	17,30	18,45	21,82
Japan LNG	GJ					9,61	13,42	15,79	17,07	18,31	19,55	20,79	24,64
OECD steam coal imports													
Historic prices (from WEO)	\$/tonne	34,76	41,38	57,93	100,96	81,93							
WEO 2011 "450 ppm scenario"						81,93	82,76	76,96	68,69	61,24	56,27	0,00	0,00
WEO 2011 Current policies						81,93	86,89	80,20	93,51	96,00	97,65	0,00	0,00
Energy [R]evolution 2012						0,00	104,65	115,03	134,31	141,51	150,04	164,69	170,73
Biomass (solid)													
Energy [R]evolution 2012													
OECD Europe	GJ			8,21		6,46	6,88	7,71	8,04	8,38	8,51	8,63	8,81
OECD Asia Oceania & North America	GJ			2,76		2,85	2,94	3,19	3,39	3,61	3,77	3,94	4,36
Other regions	GJ			2,27		2,35	2,68	2,84	3,14	3,35	3,61	3,86	4,10

(Fuente: Perspectivas de la Energía en el Mundo (PEM) de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) 2009 y 2011 e hipótesis propias)

Una lista detallada de los hipotéticos costes de inversión para la generación de energía al igual que los costes de operación y mantenimiento se pueden encontrar en los escenarios energéticos previos. La [R]evolución Energética no pretende ser una herramienta para predecir el futuro, simplemente describe un posible camino de evolución de entre la gran multitud de posibles “futuros”. Se diseñó para indicar los esfuerzos y acciones necesarias para alcanzar ambiciosos objetivos e ilustrar las opciones con las que Europa cuenta para **cambiar su sistema de suministro energético a uno que sea realmente sostenible**. El cambio político necesario para alcanzar la [R]evolución Energética no forma parte de este análisis.

2.2 Resultados claves de la [R]evolución Energética hacia la independencia energética

2.2.1. Demanda de energía por sector

La futura evolución de la demanda energética en Europa bajo los escenarios COM y [R]evolución Energética se muestra en el gráfico 2.2.1. Bajo el escenario COM, la demanda total de energía primaria en la UE de los 28 desciende un 20% de los niveles actuales de 72300 PJ/a a 57841 PJ/a para 2050. La demanda energética para 2030 en el escenario [R]evolución Energética desciende un 40% comparado con el consumo actual y se prevé que para 2050 alcance los 37900 PJ/a.

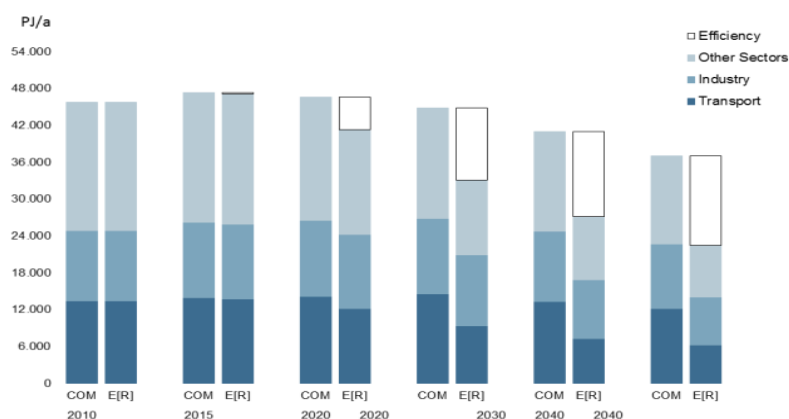


Gráfico 2.2.1: Proyección de la demanda energética final total por sector según los escenarios COM y [R]E en la UE de los 28

Bajo el escenario de la [R]evolución Energética se prevé que la demanda de electricidad en el sector industrial así como en el sector residencial y en el de servicios descienda después de 2015 (ver gráfico 2.2.2). Debido a una mayor proporción de vehículos eléctricos, bombas de calor y generación de hidrógeno, la demanda eléctrica aumenta a 2519 TWh/a en 2030 y a 2673 TWh/a en 2050, un 27% por debajo del escenario COM. La eficiencia mejora más en el sector de suministro de calor que en el sector eléctrico. Bajo el escenario de la [R]evolución Energética se puede **reducir significativamente la demanda final de suministro de calor** (ver gráfico 2.2.3). Comparado con el escenario COM, para 2050 se evita un consumo equivalente a 4060 PJ/a gracias a las medidas de eficiencia. En el futuro, como resultado de las reformas energéticas en los edificios residenciales existentes, al igual que la introducción de estándares de baja energía y *viviendas pasivas* (aprovechan su diseño arquitectónico para no tener que generar calor) para los edificios nuevos, se puede disfrutar del mismo nivel de confort y servicios energéticos con una demanda energética más baja.

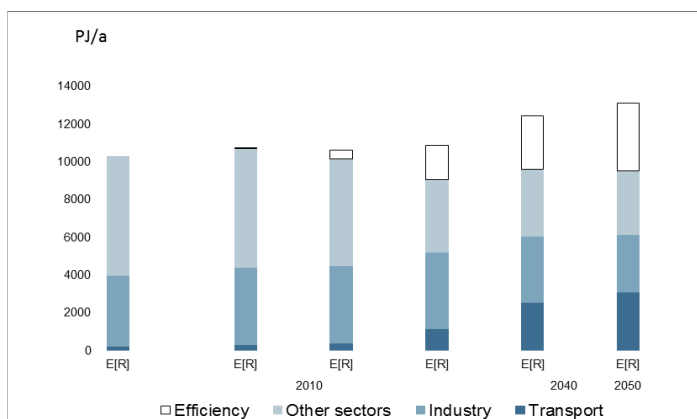


Gráfico 2.2.2: Evolución de la demanda eléctrica por sector en el escenario [R]E en la UE de los 28

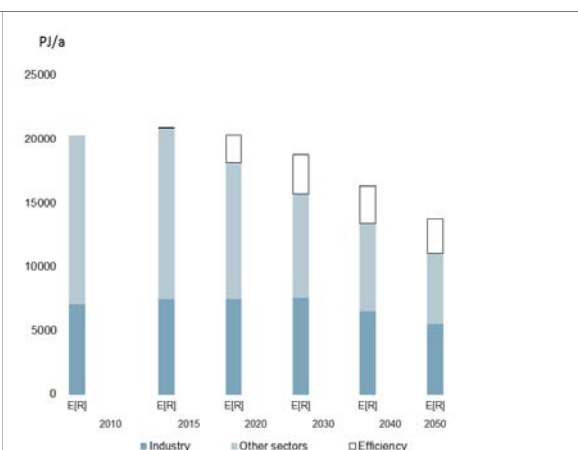


Gráfico 2.2.3: Evolución de la demanda de calor por sector en el escenario [R]E en la UE de los 28

2.2.2 Generación de electricidad

La evolución del mercado de suministro eléctrico se caracteriza por el crecimiento dinámico del mercado de la energía renovable. Ello compensará la eliminación progresiva de la energía nuclear y reducirá el número necesario de centrales que utilizan combustibles fósiles para estabilizar la red. **Para 2050, el 95% de la electricidad generada en la UE de los 28 procederá de fuentes de energía renovable.** Las “nuevas” renovables – principalmente eólica, solar térmica y fotovoltaica- supondrán un 76% de la generación eléctrica. El escenario de la [R]evolución Energética prevé una evolución del mercado inmediata con una alta tasa de crecimiento anual donde se alcanzará una cuota de electricidad renovable del 44% en Europa para 2020, y del 75% para 2030. La capacidad instalada de renovables alcanzará los 907 GW en 2030 y los 1211 GW para 2050.

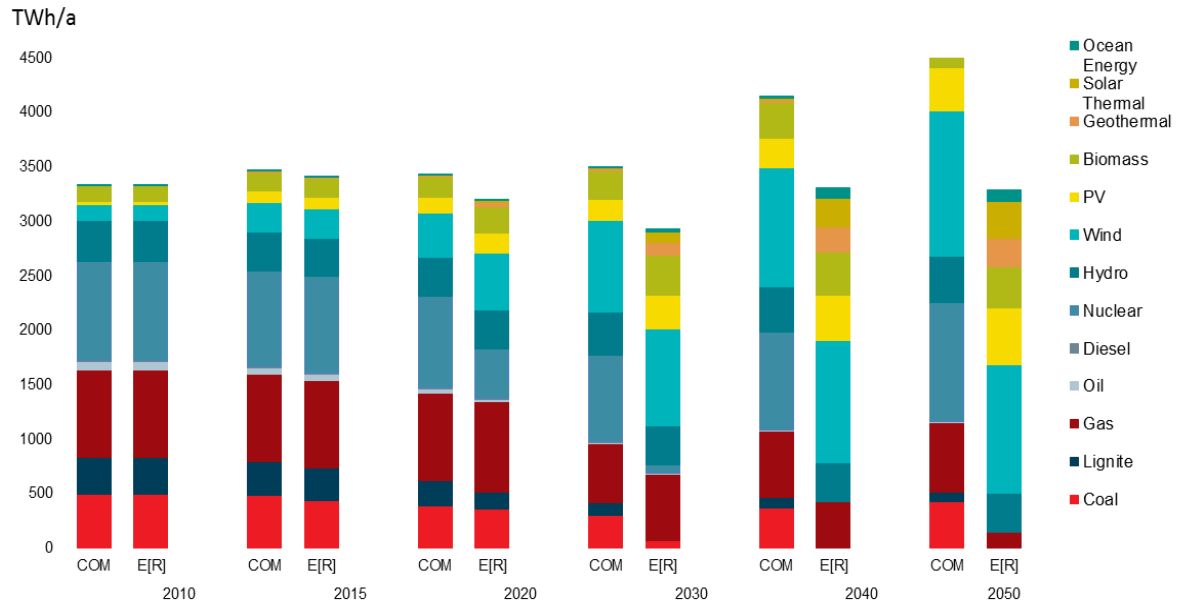
in GW		2010	2020	2030	2040	2050
Hydro	COM	147	156	170	178	186
	E[R]	147	152	156	161	166
Biomass	COM	23	29	41	49	63
	E[R]	23	36	51	59	71
Wind	COM	83	188	383	454	519
	E[R]	83	259	496	550	569
Geothermal	COM	1	2	2	3	4
	E[R]	1	6	25	45	56
PV	COM	23	130	171	216	303
	E[R]	23	213	370	454	570
CSP	COM	0	2	4	5	6
	E[R]	0	11	31	62	81
Ocean	COM	0	0	2	7	12
	E[R]	0	3	18	36	44
Total	COM	277	507	772	912	1.093
	E[R]	277	681	1.146	1.366	1.556

Tabla 2.2.2: Proyección de la capacidad de generación de electricidad renovable

La tabla 2.2.2 ofrece una comparativa en el tiempo de la evolución de las diferentes tecnologías renovables en la UE de los 28. Hasta 2020 la hidráulica y la eólica continuarán siendo los principales contribuyentes a la creciente cuota de mercado. Después de 2020, el continuo crecimiento de la eólica se complementará con la electricidad procedente de la biomasa, y de la energía fotovoltaica y solar térmica. Para 2030, el escenario de la [R]evolución Energética permitirá un 58% de cuota de fuentes fluctuantes de generación de energía (fotovoltaica, eólica, eólica marina). Por lo tanto, la expansión de las redes inteligentes, la gestión de la demanda y la capacidad de almacenamiento, por ejemplo a partir de una cuota mayor de vehículos eléctricos, servirá para una mejor integración de la red y gestión de la generación de energía.

Importar energía solar térmica de Oriente Medio y África del Norte que cuente con garantía de disponibilidad de alrededor de 400 TWh/a para 2050 contribuirá significativamente a equilibrar el suministro y la carga del sistema energético europeo.

Gráfico 2.2.2.1: Evolución de la estructura de generación de electricidad bajo COM y [R]E

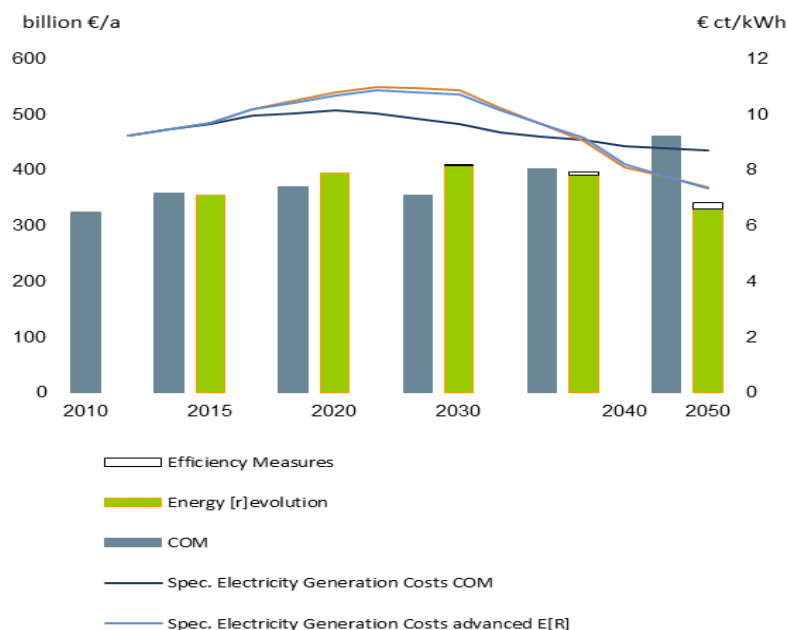


Costes futuros de la generación de electricidad

El gráfico 2.2.2.2 muestra que la introducción de tecnologías renovables bajo el escenario de la [R]evolución Energética incrementa ligeramente los costes de generación de electricidad en la UE de los 28 comparado con el escenario COM. Hasta 2020 esta diferencia será de menos de 0,7 céntimos por kWh. Debido a la menor intensidad de CO₂ de la generación de electricidad, los costes de producción de electricidad se volverán económicamente favorables bajo el escenario de la [R]evolución Energética, y para 2050 los costes serán 2,5 céntimos por kWh por debajo de los del escenario COM.

Según el escenario COM, debido al aumento del precio de los combustibles fósiles y al coste de las emisiones de CO₂, los costes totales del suministro de electricidad ascienden de los actuales 324.000 millones de euros anuales a 355.000 millones de euros para 2030, y a más de 461.000 millones de euros para 2050. El gráfico 2.2.2.2 muestra que el escenario de la [R]evolución Energética no sólo cumple con los objetivos de reducción de CO₂ de la UE de los 28, sino que además ayuda a estabilizar los costes energéticos. Aumentar la eficiencia energética y cambiar el suministro energético a las renovables supone que los costes a largo plazo del suministro de electricidad sean un 33% más bajos que en el escenario COM, aunque se incluyan los costes por medidas de eficiencia de hasta 3 céntimos por kWh.

Gráfico 2.2.2.2: Evolución de los costes totales del suministro de electricidad y evolución de los costes específicos de la generación de electricidad



Inversiones futuras

Hasta 2030, se necesita una inversión de 1,754 billones de euros para hacer realidad el escenario de la [R]evolución Energética en el sector de la energía (incluyendo inversiones para los sustitutos tras la vida útil económica de las centrales) – aproximadamente 195.000 millones de euros totales o 12.000 millones de euros anuales más que en el escenario COM (1,558 billones de euros).

Bajo el escenario COM, la inversión en centrales convencionales supone casi un 30%, mientras que se invierte un 70% en energía renovable y cogeneración (forma de producir dos energías simultáneamente) hasta 2050. Bajo el escenario de la [R]evolución Energética, la UE de los 28 invertiría casi un 95% de la inversión total en renovables y cogeneración. Hasta 2030, la inversión en combustibles fósiles del sector energético se centraría principalmente en las centrales de cogeneración.

La inversión total hasta 2050 en el escenario de la [R]evolución Energética ascendería a 3,369 billones de euros comparado con los 3,243 billones de euros en el escenario COM. La inversión media anual en el sector energético sería similar bajo ambos escenarios – 84.000 millones de euros en el escenario de la [R]evolución Energética y 81.000 millones de euros en el escenario COM.

Sin embargo, dado que la energía renovable no tiene costes de combustible, bajo el escenario de la [R]evolución Energética el ahorro en costes de combustible comparado con el escenario COM supondrían 1,192 billones de euros hasta 2050 o 29.800 millones de euros por año (ver capítulo 3.3).

2.2.3 Suministro de calor

En la actualidad, las renovables aportan el 15% de la demanda energética para calor en la UE de los 28, con la **biomasa como principal contribuyente**. La falta de redes de calefacción urbana es un obstáculo estructural muy importante a la hora de utilizar la energía geotérmica y solar térmica a gran escala. En el escenario de la [R]evolución Energética, las renovables aportan el 47% de la demanda total de calor de la UE de los 28 en 2030, y el 91% en 2050.

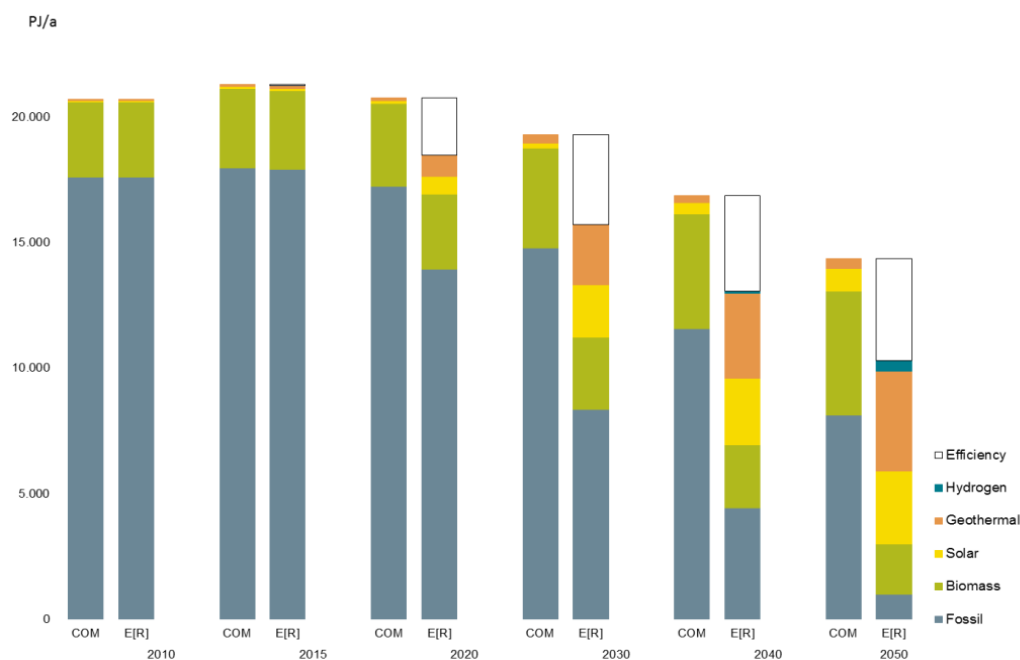
- Las medidas de eficiencia energética pueden **disminuir la demanda total actual de suministro de calor en al menos un 20%**, a pesar del crecimiento de la población y las actividades económicas, además de mejorar el nivel de vida.
- Para la calefacción, con mayor frecuencia se sustituyen los sistemas de combustibles fósiles por colectores solares, la biomasa/biogás, o la energía geotérmica.
- Para conseguir economías de escala en los próximos 5 a 10 años es necesario acometer medidas de eficiencia severas, por ejemplo introducir altos estándares para edificios y ambiciosos programas de apoyo a los sistemas de calefacción.

Tabla 2.2.3 Proyección de la capacidad calefactora renovable bajo los escenarios COM y [R]E en la UE de los 28

in PJ /a		2010	2020	2030	2040	2050
Biomass	COM	2.978	3.315	3.979	4.563	4.924
	E[R]	2.978	3.369	3.396	3.142	2.912
Solar collectors	COM	62	101	207	468	898
	E[R]	62	850	2.665	4.291	5.430
Geothermal	COM	62	130	317	280	418
	E[R]	62	994	2.754	4.512	5.695
Hydrogen	COM	0	0	0	0	0
	E[R]	0	0	2	81	493
Total	COM	3.102	3.545	4.503	5.311	6.239
	E[R]	3.102	5.212	8.818	12.025	14.530

La tabla 2.2.3 muestra la evolución en el tiempo de las distintas tecnologías renovables empleadas para generar calor en la UE de los 28. Hasta 2020, la biomasa seguirá siendo el principal contribuyente a la creciente cuota de mercado. Después de 2020, gracias al crecimiento continuo de los colectores solares y la cuota creciente de las bombas de calor geotérmicas se reducirá la dependencia de los combustibles fósiles.

Gráfico 2.2.3.1 Proyección de la demanda total de energía final por sectores según COM y [R]E



2.2.4 Transporte

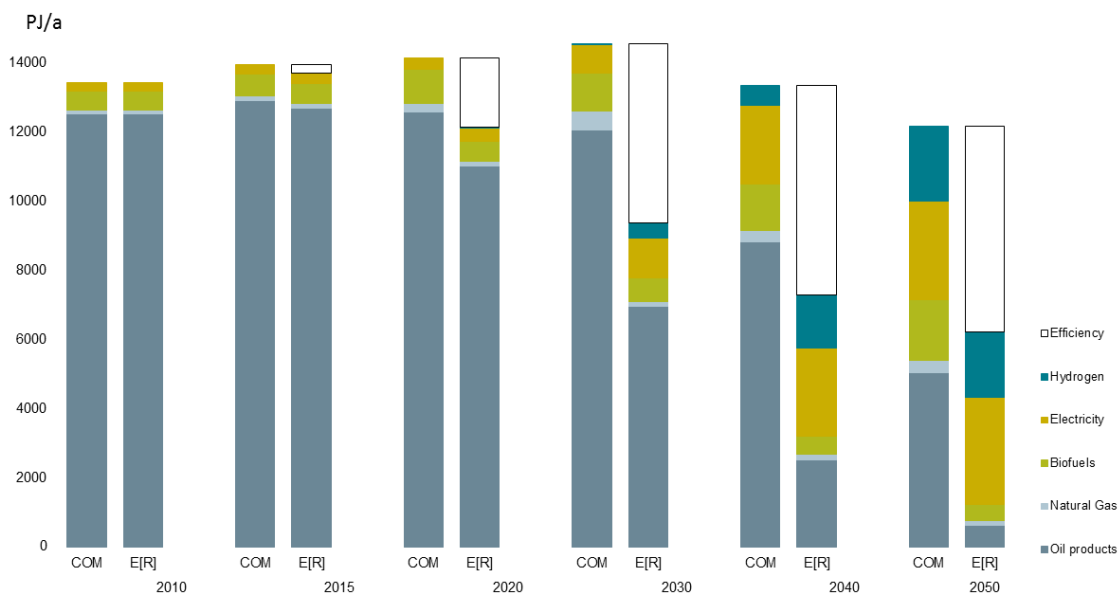
El escenario de la [R]evolución Energética presupone que el sector del transporte puede reducir la demanda energética en alrededor de 6000 PJ/a para 2050, un ahorro del 49% comparado con el escenario COM. Por tanto, la demanda energética disminuirá entre 2009 y 2050 a 6200 PJ/a, lo que supone un 54%. Esta reducción se puede conseguir con la introducción de vehículos altamente eficientes, favoreciendo el transporte de mercancías por raíles y no por carretera, y cambiando los patrones de comportamiento relativos a la movilidad. Asimismo se debe aumentar el mix de transporte público y conseguir que sea una alternativa atractiva al coche particular. Disminuye el crecimiento del *stock* de coches y los kilómetros anuales que recorre el individuo son más bajos que en el escenario COM.

Habrà a un ahorro significativo de energía gracias a los incentivos económicos que favorecerán los coches más pequeños, al cambio significativo en la tecnología de propulsión hacia trenes eléctricos y a la reducción del número de kilómetros recorrido por vehículo. En 2030, bajo el escenario de la [R]evolución Energética, **la electricidad suministrará el 12% de la demanda total de energía en el sector del transporte mientras que en 2050 la cuota será de alrededor del 50%.**

Tabla 2.2.4 Proyección de la demanda energética en el sector del transporte según el medio de transporte

in PJ /a		2010	2020	2030	2040	2050
Rail	COM	366	397	422	401	378
	E[R]	366	408	451	549	632
Road	COM	12.494	13.000	13.217	12.061	10.926
	E[R]	12.494	11.039	8.246	6.131	5.067
Domestic aviation	COM	279	432	552	574	577
	E[R]	279	408	403	364	326
Domestic navigation	COM	249	276	298	274	250
	E[R]	249	255	234	212	189
Total	COM	13.388	14.105	14.490	13.310	12.131
	E[R]	13.388	12.110	9.333	7.255	6.214

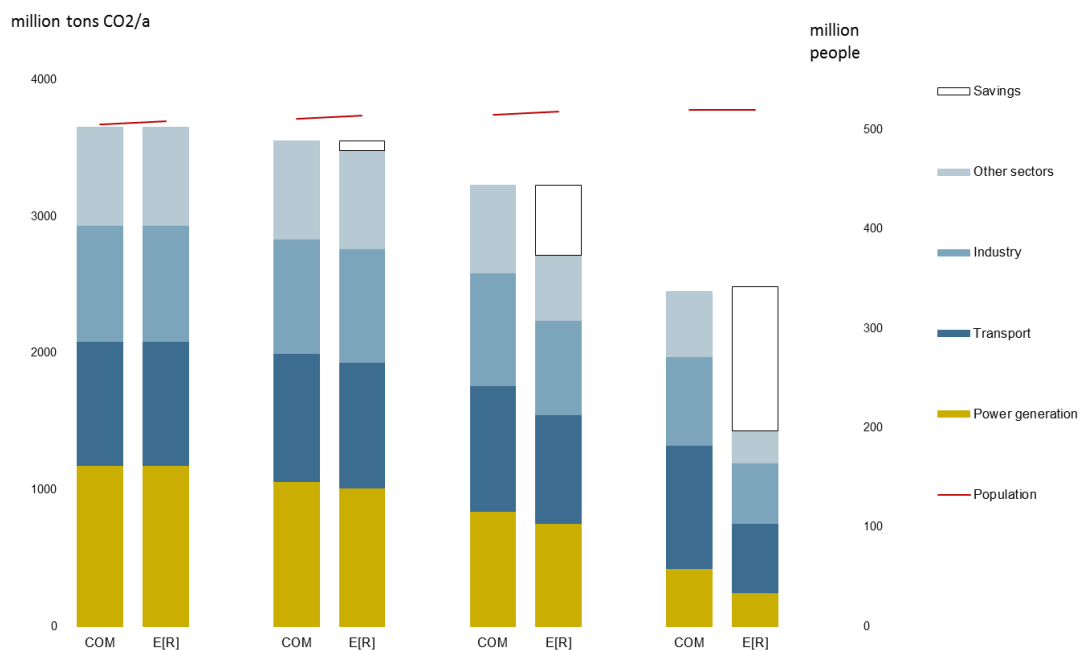
Gráfico 2.2.4 Proyección de la demanda total energética en transporte por combustible



2.2.6 Evolución de las emisiones de CO2

Bajo el escenario COM, las emisiones de CO2 de la UE de los 28 relativas a la energía disminuirían un 40% en 2030 (comparadas con las de 1990). En ese mismo periodo, bajo el escenario de la [R]evolución Energética las emisiones **disminuirían más del 60%**. Las emisiones anuales per cápita caerían de 7,2 t a 2,7 t en 2030 y a 0,3 en 2050. A pesar de la eliminación progresiva de la energía nuclear y del aumento de la demanda energética, las emisiones de CO2 disminuirían en el sector eléctrico. A largo plazo, las mejoras en eficiencia y el aumento del uso de electricidad renovable en los vehículos reduciría las emisiones en el sector del transporte. Cuando en 2030 la cuota de emisiones de CO2 del sector energético fuera del 18%, sería superada por varios sectores, entre ellos el del transporte, como mayor fuente de emisiones. **Para 2050, las emisiones de CO2 de la UE de los 28 supondrían solo el 4% de los niveles de 1990.**

Gráfico 2.2.6: Evolución de las emisiones de CO2 por sector (eficiencia en el escenario [R]E= reducción comparada con el escenario COM)



2.3 Conclusiones principales

- **Demanda energética:** Bajo el escenario COM, la demanda total de energía primaria en la UE de los 28 desciende un 20% comparado con los niveles actuales, de 72300 PJ/a a 57841 PJ/a en 2050. **Bajo el escenario de la [R]evolución Energética, esta demanda energética en 2030 desciende el doble**, es decir en un 40% comparado con el consumo actual, y se espera que disminuya a 37900 PJ/a para 2050.
- **Consumo energía primaria:** Comparado con el escenario COM, la demanda global de energía primaria se reduce en alrededor del 40% en 2030. Alrededor del 48% del resto de la demanda se cubrirá con fuentes de energía renovable (incluyendo usos no energéticos). En el escenario de la [R]evolución Energética **se reduce significativamente más rápido el uso del carbón y del petróleo** que en el escenario COM. Ello es posible sobre todo gracias al reemplazo de las centrales de carbón por renovables y a una introducción más rápida en el sector del transporte de vehículos eléctricos muy eficientes que reemplazan los motores de combustión de petróleo. Esto supone que **para 2030 la cuota total de la energía primaria renovable es del 48% y del 92% en 2050**. Justo después de 2030 la energía nuclear queda eliminada.
- **Sector eléctrico:** Bajo el escenario de la [R]evolución Energética se prevé que la demanda de electricidad del sector industrial así como del sector residencial y del de servicios descienda después de 2015. Debido a una creciente cuota de vehículos eléctricos, bombas de calor y generación de hidrógeno, la demanda eléctrica aumenta a 2519 TWh/a en 2030 y a 2673 TWh/a en 2050, un 27% por debajo del escenario COM.

La evolución del mercado de suministro eléctrico se caracteriza por un crecimiento dinámico del mercado de la energía renovable bajo el escenario [R]E. Esto compensará la eliminación progresiva de la energía nuclear y reducirá el número de centrales alimentadas con combustibles fósiles que se necesitan para estabilizar la red. **Para 2050, el 95% de la electricidad generada en la UE de los 28 procederá de fuentes de energía renovable**. Las “nuevas” renovables – principalmente eólica, solar térmica y fotovoltaica - supondrán un 76% de la generación eléctrica. El escenario de la [R]evolución Energética prevé una evolución del mercado inmediata con una alta tasa de crecimiento anual donde se alcanzará una cuota de electricidad renovable del 44% en Europa para el 2020, y del 75% para 2030. La capacidad instalada de renovables alcanzará los 907 GW en 2030 y los 1211 GW para 2050..

- **Sector de la calefacción:** La eficiencia mejora más en el sector de suministro de calor que en el sector eléctrico. Bajo el escenario de la [R]evolución Energética la demanda final de suministro de calor se puede reducir significativamente. Comparado con el escenario COM, para 2050 se evita un consumo equivalente a 4060 PJ/a gracias a las medidas de eficiencia.

En la actualidad, las renovables cubren el 15% de la demanda energética de calor en la UE de los 28, siendo la biomasa el principal contribuyente. La falta de redes de calefacción urbana es un obstáculo estructural muy importante a la hora de utilizar la energía geotérmica y solar térmica a gran escala. En el escenario de la [R]evolución Energética las renovables aportan el 47% de la demanda total de calor de la UE-28 en 2030, y el 91% en 2050.

- **Costes futuros de la generación de electricidad:** Bajo el escenario de la [R]evolución Energética los costes de generación de electricidad en la UE de los 28 aumentan ligeramente comparado con el escenario COM. Hasta 2020 esta diferencia será de menos de 0,7 céntimos por kWh. Debido a la menor intensidad de CO₂ de la generación de electricidad, los costes de producción de electricidad se volverán económicamente favorables bajo el escenario de la [R]evolución Energética, y para 2050 los costes serán de 2,5 céntimos por kWh por debajo de los del escenario COM. Bajo el escenario COM, el crecimiento incontrolado de la demanda, el aumento del precio de los combustibles fósiles y el coste de las emisiones de CO₂ significa que los costes totales del suministro de electricidad ascienden de los actuales 324 mil millones de euros anuales a 355.000 millones de euros para 2030, y a más de 461.000 millones de euros para 2050.
- **Inversiones futuras:** Hasta 2030, se necesita una inversión de 1,754 billones de euros para hacer realidad el escenario de la [R]evolución Energética (incluyendo inversiones en sustitutos tras la vida útil económica de las centrales) – aproximadamente 195.000 millones de euros por año, o 12.000 millones de euros anuales más que en el escenario COM (1,558 billones de euros). Bajo el escenario de la [R]evolución Energética la inversión media anual en

el sector energético entre hoy y 2050 será aproximadamente de 84.000 millones de euros.

- **Ahorro en costes de combustible:** Bajo el escenario de la [R]evolución Energética se ahorrarán costes en combustible por un total de 1,192 billones de euros hasta 2050 o 29,8 mil millones de euros por año. Por tanto, comparado con el escenario COM y basándose en la supuesta evolución del precio de la energía, **el ahorro total en combustible cubriría ampliamente el total de las inversiones adicionales.**
- **Transporte:** El escenario de la [R]evolución Energética presupone que el sector del transporte puede reducir la demanda energética en alrededor de 6000 PJ/a para 2050, **un ahorro del 49% comparado con el escenario COM.** Por tanto, la demanda energética disminuirá entre 2009 y 2050 en un 54% a 6200 PJ/a. En 2030, bajo el escenario de la [R]evolución Energética, la electricidad suministrará el 12% de la demanda total de energía en el sector del transporte, mientras que en 2050 la cuota será de alrededor del 50%.
- **Evolución de las emisiones de CO2:** Bajo el escenario COM, las emisiones de CO2 de la UE de los 28 relacionadas con la energía disminuirán un 40%, mientras que bajo el escenario de la [R]evolución Energética las emisiones disminuirán más del 60% para 2030. Es importante señalar que el objetivo propuesto por la Comisión es de una reducción del 40% del total de las emisiones de gases de efecto invernadero, mientras que el escenario COM tiene en cuenta sólo las emisiones de CO2 relativas a la energía. Las emisiones anuales per cápita caerán de 7,2 t a 2,7 t en 2030 y a 0,3 en 2050. A pesar de la eliminación progresiva de la energía nuclear y del aumento de la demanda energética, las emisiones de CO2 disminuirán en el sector eléctrico. A largo plazo, las mejoras en eficiencia y el aumento del uso de electricidad renovable en los vehículos reducirá las emisiones en el sector del transporte. Cuando en 2030 la cuota de emisiones de CO2 del sector energético sea del 18%, será superada por varios sectores, entre ellos el del transporte, como mayor fuente de emisiones. **Para 2050, las emisiones de CO2 de la UE de los 28 son el 4% de los niveles de 1990 con el escenario [R]E.**

CAPÍTULO 3: LA NECESIDAD DE COMBUSTIBLES FÓSILES EN LA UNIÓN EUROPEA

Esta sección ofrece una perspectiva general sobre la necesidad de combustibles fósiles en las dos hojas de ruta descritas previamente, la hoja de ruta de la Comisión y la [R]evolución Energética para la UE de los 28. Las proyecciones de la demanda se basan en los resultados del capítulo 2.

El análisis no incluye un estudio detallado de las importaciones de biomasa. En general, en el escenario [R]E se utiliza mucha menos biomasa que en el COM y por tanto la cuantía de las importaciones será más pequeña también.

Igualmente, no se ha hecho una evaluación detallada sobre la previsión de consumo o importación de uranio en la UE. **Bajo el escenario COM, se continúa empleando la energía nuclear y para 2050 su uso aumenta ligeramente comparado con la situación actual. Bajo el escenario [R]E, el último reactor se cierra entre 2030 y 2035.** Por tanto, para 2030 la importación de uranio será mínima, e inexistente para 2050.

3.1 El balance de los combustibles fósiles: escenario comparativo

El balance de los combustibles fósiles según el escenario compara la demanda de combustible con los recursos de combustibles fósiles disponibles en la UE. La evaluación de los recursos se basa en un estudio exhaustivo que realizó Ludwig Bölkow Systemtechnik (LBST) para Greenpeace Internacional en 2012 y que se ha presentado en la primera sección de este informe.

La “necesidad de importar” compara los recursos de la UE teóricamente disponibles con la demanda de combustible. No refleja la situación actual de los mercados del combustible fósil. Debido a la diferencia de precio entre el petróleo, gas y carbón, dentro y fuera de la UE, no se utilizarán todos los recursos internos. La necesidad de importar viene dado como un porcentaje que muestra la diferencia entre los recursos teóricamente disponibles dentro de la UE y la demanda total, indicando la cuota que hace falta que proceda del exterior de la UE.

Bajo el escenario COM, la UE seguirá dependiendo en gran medida de la importación de los tres combustibles fósiles. Para 2030, la dependencia del petróleo importado será de alrededor del 90% y del 60% del gas importado. La UE sólo cambiará marginalmente su actual dependencia de los productos importados. En realidad, es posible que aumente el nivel de importación ya que no se utilizarán todos los recursos disponibles en la UE.

Tabla 3.1.1 Perspectiva general de la demanda de combustible bajo el escenario COM

European Fossil Resources				COM								
				OIL			GAS			COAL		
	OIL	GAS	COAL	Demand	Import Requirement	Import Requirement	Demand	Import Requirement	Import Requirement	Demand	Import Requirement	Import Requirement
Jahr	mio barrel	billion m3	mio tons	mio barrel	mio barrel	[%]	billion m3	billion m3	[%]	mio tons	mio tons	[%]
2015	922	223	173	3.877	2.550	66%	485	225	46%	333	142	42%
2020	689	192	157	3.610	2.921	81%	477	286	60%	288	131	46%
2030	387	141	128	3.231	2.844	88%	396	255	64%	209	81	39%
2040	219	104	105	2.266	2.047	90%	355	251	71%	205	100	49%
2050	125	77	85	1.331	1.206	91%	292	215	74%	201	116	57%

Sin embargo, bajo el escenario de la [R]evolución Energética para 2020 ya se reduce la cantidad de petróleo, gas y carbón importada. En 2030, la UE necesitará importar anualmente 1287 millones de barriles de petróleo menos y 90 millones de m3 menos de gas. La importación de carbón se elimina por completo evitando la necesidad de obtener alrededor de 81 millones de toneladas adicionales al año.

Tabla 3.1.2 Perspectiva general de la demanda de combustible bajo el escenario [R]E

European Fossil Resources				Energy [R]evolution								
				OIL			GAS			COAL		
	OIL	GAS	COAL	Demand	Import Requirement	Import Requirement	Demand	Import Requirement	Import Requirement	Demand	Import Requirement	Import Requirement
Jahr	mio barrel	billion m3	mio tons	mio barrel	mio barrel	(%)	billion m3	billion m3	(%)	mio tons	mio tons	(%)
2015	922	223	173	3.836	2.508	65%	483	223	46%	311	119	38%
2020	689	192	157	3.061	2.372	77%	442	250	57%	233	76	33%
2030	387	141	128	1.944	1.557	80%	306	165	54%	79	NON	NON
2040	219	104	105	915	696	76%	196	92	47%	39	NON	NON
2050	125	77	85	476	351	74%	64	NON	NON	33	NON	NON

Tabla 3.1.3 Comparativa general de la demanda de combustible adicional entre el escenario COM y la [R]E

	COM versus Energy [R]evolution										Total Fuel costs savings
	OIL			GAS			COAL				
	Additional Annual Demand	Assumed Costs	Total Costs	Additional Annual Demand	Assumed Costs	Total Costs	Additional Annual Demand	Assumed Costs	Total Costs		
	mio barrel	Euro / barrel	million Euro	billion m3	€/billion m3	million Euro	mio tons	Euro/ton	million Euro	million Euro	
2015	41	93	3.854	1,31	266.000	0,35	22	105	2.333	6.187	
2020	548	93	51.000	36	341.000	12	55	115	6.362	57.375	
2030	1.287	126	162.190	90	456.000	41	131	141	18.430	180.661	
2040	1.351	126	170.182	158	570.000	90	165	165	27.306	197.579	
2050	855	126	107.787	227	760.000	173	168	170	28.587	136.547	

La tabla 3.1.3 muestra que el coste adicional anual en combustibles fósiles bajo el escenario COM, comparado con la [R]evolución Energética, suma un total de 57.000 millones de euros en 2020 y 180.000 millones de euros en 2030.

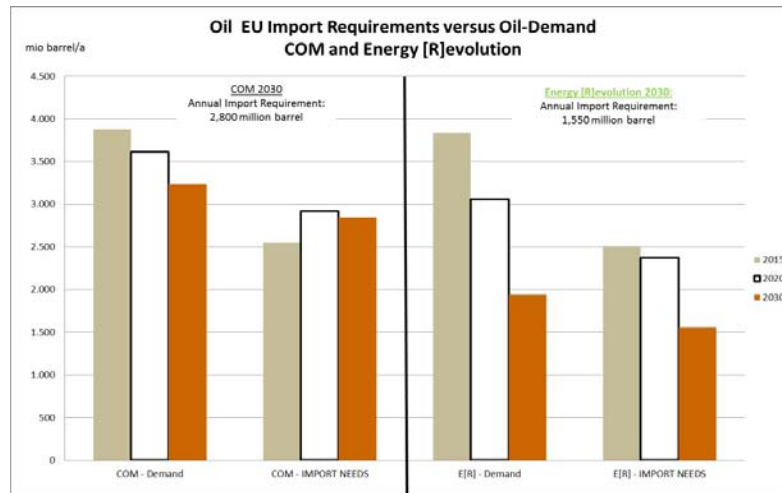
3.2 Balance de los combustibles fósiles por combustible

Para ampliar la perspectiva general, esta sección ofrece la evolución descrita arriba para cada combustible y los sitúa en el contexto de ambos escenarios:

3.2.1 Petróleo

En los próximos 35 años resulta imposible para ambos escenarios eliminar por completo la importación de petróleo. Sin embargo, **en el escenario de la [R]evolución Energética se reduce a la mitad la demanda de petróleo para 2030.** Por tanto, la compra total de petróleo fuera de la UE se reduce en consecuencia. Para reemplazar este petróleo se destinarán fondos a las tecnologías de eficiencia energética y a la electricidad renovable, cuyo suministro al sector del transporte irá en aumento.

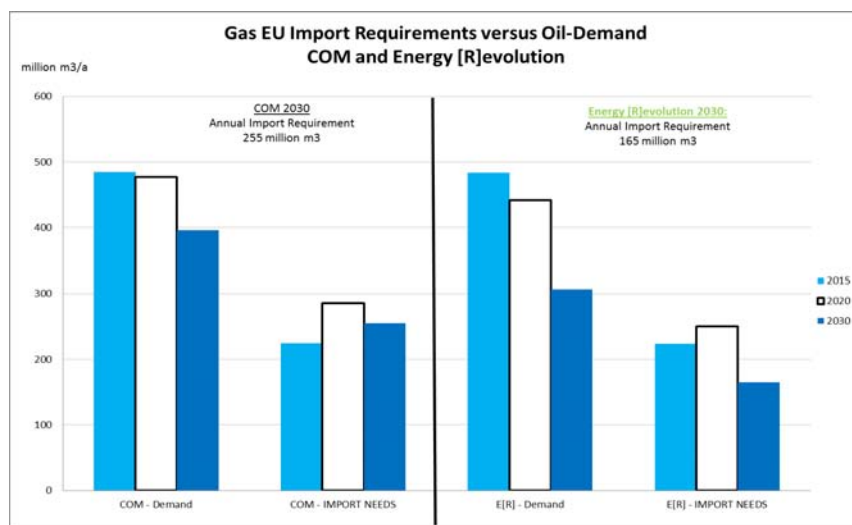
Necesidades de importación de petróleo en la UE frente a la demanda de petróleo según los escenarios COM y [R]evolución Energética



3.2.2 Gas

Durante las dos próximas décadas, la [R]evolución Energética emplea el gas como combustible puente que complementa la cuota creciente de renovables mientras se elimina progresivamente la nuclear, el lignito y el carbón. Sin embargo, para 2030 el volumen importado total se reducirá un 35% comparado con el escenario COM. La necesidad de importar gas es significativamente más alta en el escenario COM que en la [R]evolución Energética.

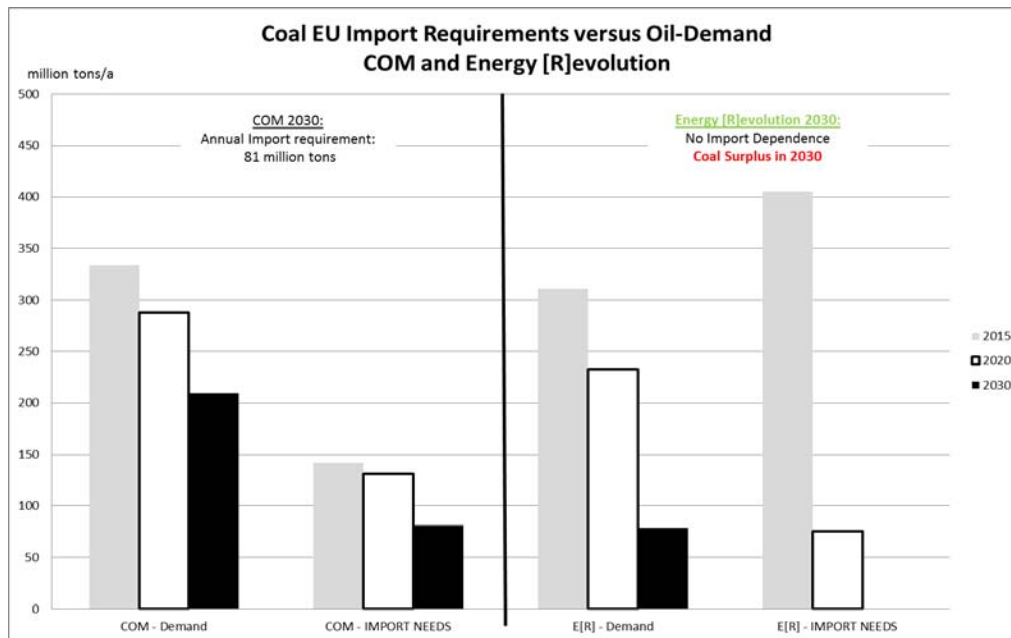
Necesidades de importación de gas frente a la demanda de petróleo según los escenarios COM y [R]evolución Energética



3.2.3 Carbón

Mientras que bajo el escenario COM la UE sigue dependiendo del carbón importado, la [R]evolución Energética conlleva a un excedente de carbón en la UE. Dejar el carbón bajo tierra es beneficioso para el cambio climático, además **el dinero invertido en la minería de carbón se puede destinar a la energía renovable, creando así trabajo sostenible** para las generaciones futuras.

Necesidades de importación de carbón frente a la demanda de petróleo según los escenarios COM y [R]evolución Energética



Bajo el escenario COM, la cantidad total de los tres combustibles que es necesaria importar es de 31.700 PJ para 2020, 29.000 PJ para 2030 y más de 18.200 PJ para 2050. Bajo el escenario de la [R]evolución Energética es sólo de 25.700, 14.600 y 460 PJ. La comparativa muestra que **la UE puede reducir la importación global de combustible en un 19% para 2020, un 45% para 2030 y un 88% para 2050.**

3.3 El coste de los combustibles fósiles frente a la inversión en nuevas tecnologías de energía renovable

Como parte del desarrollo del escenario [R]E se realizó un análisis detallado de los costes del sector energético. Sin embargo, no se realizó un análisis de las medidas de eficiencia para los sectores de generación de electricidad, calor y del transporte.

Tabla 3.3 Inversiones en nuevas centrales en los escenarios [R]E y COM.

Total Investment COM		2011-2020	2021-2030	2031-2040	2041-2050	2011-2050	2011 - 2050 average per year
Conventional (Fossil)	Mill €	268.938	271.506	352.817	239.498	1.132.759	28.319
Renewables	Mill €	498.778	519.748	505.008	586.379	2.109.912	52.748
biomass	Mill €	38.304	63.823	31.786	55.181	189.094	4.727
hydro	Mill €	82.492	100.214	86.852	84.759	354.317	8.858
wind	Mill €	179.439	274.831	230.787	320.114	1.005.171	25.129
PV power plant	Mill €	174.303	63.676	134.453	101.384	473.816	11.845
Geothermal	Mill €	9.394	6.616	5.178	4.558	25.747	644
Solar thermal power	Mill €	13.692	7.483	8.194	12.269	41.638	1.041
Ocean energy	Mill €	1.152	3.105	7.757	8.113	20.128	503
Total						3.242.671	81.067
Total Investment E[R]		2011-2020	2021-2030	2031-2040	2041-2050	2011-2050	2011 - 2050 average per year
Conventional (Fossil)	Mill €	181.901	52.430	62.464	0	296.794	7.420
Renewables	Mill €	745.218	775.113	854.199	697.509	3.072.039	76.801
biomass	Mill €	67.881	94.909	62.027	53.989	278.807	6.970
hydro	Mill €	71.277	64.168	67.497	66.389	269.331	6.733
wind	Mill €	281.703	295.566	260.062	220.219	1.057.549	26.439
PV power plant	Mill €	225.916	137.145	180.726	140.219	684.006	17.100
Geothermal	Mill €	50.007	98.558	120.388	102.386	371.340	9.283
Solar thermal power	Mill €	40.268	69.979	134.349	99.214	343.810	8.595
Ocean energy	Mill €	8.166	14.788	29.149	15.093	67.196	1.680
Total						3.368.833	84.221

Debido a la elevada edad media de las centrales europeas, la inversión necesaria en nueva capacidad de generación de energía – principalmente para reemplazar las centrales existentes – es alta incluso bajo el escenario referencia. La inversión necesaria en los escenarios [R]E y COM es similar, alrededor de 84.000 millones de euros y 81.000 millones de euros respectivamente, entre 2011 y 2050. Sin embargo, el escenario COM prevé una inversión de 28.000 millones de euros en centrales convencionales de combustible fósil, lo que implica que Europa seguirá importando este tipo de combustible. En su lugar, la [R]E canaliza el 90% de la inversión hacia las tecnologías de energía renovable, mientras que el resto de los fondos van a parar a las centrales térmicas de gas natural bien para distribución o para la cogeneración con calefacción urbana.

Tabla 3.3.1 Inversión y ahorro en costes de combustible en los escenarios COM y [R]E

Investment difference E[R] versus COM		2011-2020	2021-2030	2031-2040	2041-2050	2011-2050	2011 - 2050 average per year
Conventional (Fossil)	billion €	-87	-219	-290	-239	-836	-20,9
Renewables	billion €	246	255	349	111	962	24,1
Total	billion €	159	36	59	-128	126	3,2
Cumulative Fuel Cost Savings E[R] versus COM		2011-2020	2021-2030	2031-2040	2041-2050	2011-2050	2011 - 2050 average per year
fuel oil	billion €	7,1	18,7	24,1	21,1	71	1,8
gas	billion €	-8,8	-56,7	115,1	602,2	652	16,3
hard coal	billion €	12,7	69,3	149,2	199,4	431	10,8
lignite	billion €	2,1	12,2	12,4	12,1	39	1,0
total	billion €	13,1	43,5	300,8	834,9	1.192	29,8

Durante el periodo de tiempo que cubre el escenario hasta 2050, el ahorro total en costes de combustible asciende a 1,192 billones de euros o 29.800 millones de euros anuales. Este ahorro se pueden utilizar para compensar los 3.200 millones de euros que es necesario invertir en nueva capacidad de generación. Se necesitan una inversión adicional en medidas de eficiencia energética.

CAPÍTULO 4: RECOMENDACIONES PARA LA UNIÓN EUROPEA

El camino que propone la [R]evolución Energética para lograr una UE energéticamente independiente demuestra que con unos objetivos energéticos y climáticos ambiciosos para 2030 –a diferencia de la propuesta de la Comisión Europea- se consigue reducir de manera importante la importación de energía y así los países de la UE serían menos vulnerables a las perturbaciones en el suministro externo. También demuestra que proteger el medio ambiente y el clima, y reducir la dependencia de la importación de energía, no son incompatibles sino que además pueden reforzarse mutuamente. **Por tanto, la UE debe tomar la siguiente decisión clave: acordar e implementar objetivos ambiciosos y vinculantes en materia de energía y clima para 2030.**

Los jefes de Estado y los gobiernos deben adoptar un paquete energético y climático para 2030 que contenga objetivos vinculantes para las renovables de un 45% y ahorro energético de un 40% (comparado con 2005), además de un objetivo ambicioso para la reducción de emisiones en la UE de al menos el 55% (comparado con 1990). A continuación, las instituciones de la UE deben adoptar leyes efectivas que garanticen la implementación adecuada del paquete. **Este marco no sólo reforzará la independencia energética de la UE, también aportará importantes beneficios climáticos, de empleo y salud.**

Las siguientes medidas son necesarias para alcanzar este objetivo:

1. Implementar rigurosamente y fortalecer la legislación existente en la UE sobre eficiencia energética

Tras reconocer los beneficios económicos y medioambientales que conlleva el ahorro energético, los Estados miembros de la UE acordaron ahorrar un 20% de energía para 2020, en vez de dejar que las cosas siguieran como siempre. Adoptaron una Directiva sobre eficiencia energética y presentaron planes nacionales de acción sobre eficiencia energética, incluyendo objetivos nacionales indicativos para 2020. No obstante, es probable que no se cumpla el objetivo 2020, que es de carácter voluntario.

Por tanto, la Comisión debe asegurarse de que los países de la UE -que presentaron planes de acción deficientes- los mejoren. Asimismo debe iniciar procesos de infracción contra aquellos países de la UE cuyos planes no cumplen con los requisitos principales de la Directiva sobre eficiencia energética al igual que con la Directiva de eficiencia energética en edificios.

Además, la Comisión debe fortalecer las leyes sobre el etiquetado energético y el ecodiseño para garantizar un ahorro energético mayor. Ello debe incluir unas normas más dinámicas que tengan en cuenta no sólo el producto sino que incorporen el ahorro energético en todo el sistema.

2. Establecer un fondo de seguridad energética de la UE para la renovación de los edificios

El sector inmobiliario es responsable de alrededor del 40% del consumo energético en la UE. Por tanto, la UE debe priorizar el acondicionamiento y mejora del aislamiento de los edificios existentes y remplazar los sistemas de calefacción ineficientes. Sin embargo, uno de los grandes obstáculos es acceder a la financiación.

Por tanto, los Estados miembros de la UE deben encargar al Banco Europeo de Inversiones que, en colaboración con los bancos de inversión nacionales, creen un fondo de seguridad energética para apoyar el desarrollo, financiación y entrega de planes que mejoren el rendimiento energético de los edificios. La atención debe centrarse en aquellos países que son especialmente vulnerables a los problemas en el suministro de energía y tienen un mayor potencial para mejorar la eficiencia.

3. Eliminar las subvenciones a los combustibles fósiles y a las tecnologías para la energía nuclear

Muchos países de la UE todavía otorgan generosas subvenciones y otro tipo de apoyo a las tecnologías del carbón, nuclear y gas de esquisto. España, Alemania, Polonia y Rumanía subvencionan el sector del carbón, mientras que Italia e Irlanda otorgan pagos por la capacidad a las centrales de gas natural. Las subvenciones a la energía nuclear –incluso después de medio siglo de explotación comercial- son una realidad; éstas van desde las subvenciones relacionadas con la responsabilidad a la ayuda pública por la gestión de residuos nucleares o el desmantelamiento. Todo ello a pesar de la petición unánime por parte de los jefes de Estado y gobiernos en mayo de 2013 por una eliminación progresiva de las

subvenciones perjudiciales para el medio ambiente y la economía, incluyendo las subvenciones a los combustibles fósiles.

Sin más dilación, los gobiernos de la UE deben eliminar progresivamente todas las subvenciones (incluyendo los créditos a la exportación) para las tecnologías de los combustibles fósiles y de la energía nuclear. En la mayoría de los casos, dichas subvenciones favorecen la importación de combustible de terceros países; esto va en contra de la seguridad energética que la UE se ha marcado como objetivo.

4. Mejorar las conexiones a la red eléctrica entre los países de la UE

La [R]evolución Energética muestra que el camino hacia la independencia energética de la UE pasa por el desarrollo de la energía renovable como uno de los mayores impulsores para reducir la dependencia de la energía importada. Para potenciar la energía renovable hay que establecer conexiones de red adicionales tanto dentro de los Estados miembros de la UE como entre ellos, y se deben modernizar las conexiones existentes. Asimismo se deben priorizar las interconexiones eléctricas que directamente afectan a la integración de las fuentes de energía renovable.

5. Planificar los proyectos de infraestructura empleando hipótesis adecuadas

La [R]evolución Energética muestra que el camino hacia la independencia energética de la UE requiere de unas medidas ambiciosas en eficiencia energética y energía renovable para reducir de forma significativa la necesidad de importar energía.

Los Estados miembros de la UE deben tener en cuenta la caída del consumo de combustibles fósiles a la hora de planificar nuevos conductos o líneas eléctricas para evitar una costosa “sobre-estructuración” del sistema energético y la creación de activos en desuso.

Autores:

Sven Teske, coordinador (Greenpeace Internacional)

Jan Vande Putte (Greenpeace Bélgica), Franziska Achterberg (Greenpeace UE), investigación y coautores

Ludwig Bölkow Systemtechnik, Dr. Werner Zittel, capítulo 1

Modelización global: Instituto de Termodinámica Técnica del Centro Aeroespacial Alemán (DLR)

Departamento de Análisis de Sistemas y Evaluación de la Tecnología, Stuttgart, Alemania: Dr. Thomas Pregger, Dra. Sonja Simon

Redactado por: Alexandra Dawe

Edición en castellano:

Coordinación de publicación: Marina Bevacqua (Greenpeace España)

Edición: María Torrens

Traducción: OpenDoor traducciones y Mamen Illán

Maquetación y diseño: Rebeca Porras

Junio 2014

Copyright Greenpeace

energética nòιον[ε]ν[α]

GREENPEACE

Greenpeace es una organización independiente que usa la acción directa no violenta para exponer las amenazas al medio ambiente y busca soluciones para un futuro verde y en paz.

Este informe ha sido producido gracias a las aportaciones económicas de los socios de Greenpeace.

info.es@greenpeace.org
www.greenpeace.es

Greenpeace
San Bernardo 107 1ª
28015 Madrid
tel +34 91 444 14 00
fax +34 91 187 44 56

Hazte socio. Llama al 902 100 505 o visita
www.colabora.greenpeace.es