

Cómo obtener los máximos beneficios ambientales del potencial de bioenergía de Europa



Cómo obtener los máximos beneficios ambientales del potencial de bioenergía de Europa

Advertencia

El contenido de la presente publicación no refleja necesariamente las opiniones oficiales de la Comisión Europea ni de otras instituciones de las Comunidades Europeas. Ni la Agencia Europea de Medio Ambiente ni ninguna persona o empresa que actúe en su nombre es responsable del uso que pueda hacerse de la información contenida en este informe.

Todos los derechos reservados

Queda prohibida la reproducción total o parcial de la presente publicación por cualquier medio, electrónico o mecánico, inclusive fotocopia, grabación o cualquier sistema de almacenamiento y recuperación de información, sin la autorización escrita del titular de los derechos de autor. Las consultas relacionadas con derechos de traducción o reproducción deberán dirigirse a la AEMA (véase información sobre la dirección más abajo). En Internet, a través del servidor Europa (www.europa.eu) pueden consultarse otras informaciones sobre la Unión Europea.

Revisión científica de la edición en español:

Este trabajo ha sido realizado por TAU Consultora Ambiental por encargo de la Unidad de Información Ambiental y Estratégica (Punto Focal Nacional de la AEMA), Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental, Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino (MARM).

Supervisión, coordinación y control (MARM):

Javier Cachón de Mesa

Coordinación (TAU Consultora Ambiental):

Laura Romero Vaquero

Equipo de revisión:

Manuel Álvarez-Arenas Bayo, TAU Consultora Ambiental

José María Gascó Montes, Catedrático de Edafología y Climatología, ETS de Ingenieros Agrónomos, UPM

Gabriel Gascó Guerrero, Departamento de Edafología, ETS de Ingenieros Agrónomos, UPM

José Luis Sotelo Sancho, Catedrático de Ingeniería Química, Facultad de Ciencias Químicas, UCM



MINISTERIO DE MEDIO AMBIENTE Y MEDIO RURAL Y MARINO

Secretaría General Técnica: Alicia Camacho García. **Subdirector General de Información al ciudadano, Documentación y Publicaciones:** José Abellán Gómez. **Director del Centro de Publicaciones:** Juan Carlos Palacios López. **Jefa del Servicio de Producción y Edición:** M^a Dolores López Hernández.

Edita:

© Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino
Secretaría General Técnica
Centro de Publicaciones

Distribución y venta:

Paseo de la Infanta Isabel, 1
Teléfono: 91 347 55 51 - 91 347 55 41
Fax: 91 347 57 22

Diseño de la cubierta: Punto Focal Nacional español de la AEMA

Fotografías de cubierta: Luis Yngüanzo

Plaza San Juan de la Cruz, s/n

Teléfono: 91 597 60 81

Fax: 91 597 66 01

Tienda virtual: www.marm.es
e-mail: centropublicaciones@marm.es



Impresión: ADVANTIA, S.A.

NIPO: 770-11-141-2

ISBN: 978-84-491-1086-3

Depósito Legal: M. 14851-2011

Catálogo General de publicaciones oficiales:

<http://www.060.es> (servicios en línea/oficina virtual/Publicaciones)

Datos técnicos: Formato: 21 x 29,7 cm. Caja de texto: 17,5 x 25 cm. Composición: dos columnas. Tipografía: Palatino a cuerpo 10. Encuadernación: Rústica. Papel: Interior en couché reciclado 100% de 115 g. Cubierta en cartulina gráfica de 300 g. Tintas a 4/4.

Presentación de la edición española

Pocos discuten ya la necesidad de un nuevo modelo productivo, sostenible, competitivo, basado mucho más que antes en la investigación y los avances tecnológicos. Unas nuevas formas de producción y utilización de los recursos que deben extenderse por todos los sectores: industria, servicios, transporte, y energía. Se trata de conseguir un modelo distinto, adaptado a condiciones económicas y naturales nuevas, que también tenga en cuenta algunas de las pautas y comportamientos que han representado avances considerables en nuestras sociedades. Diversificar las fuentes energéticas y carburantes, disminuir la utilización de combustibles fósiles, supone unos claros beneficios ambientales, pero implica también un proceso de innovación tecnológica.

La Directiva 2009/28/CE, de 23 de abril, representa la amplia dinámica emprendida por la Unión Europea para dar impulso a las energías renovables. Sus objetivos son llamativos: conseguir una cuota del 20% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía de la UE, y una cuota del 10% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo energético del sector transporte para el año 2020. Para ello se establecen objetivos para cada Estado miembro, con una trayectoria mínima indicativa hasta el año 2020.

Como ocurre para buena parte de las normas que se plantean modificar hábitos y tendencias de manera significativa, junto a la Directiva 2009/28/CE hay una gran cantidad de estudios, modelos, proyecciones, tanto a nivel europeo como estatal. El informe de la AEMA que ahora editamos analiza los impactos ambientales de diversos procesos de conversión del potencial técnico de bioenergía en electricidad, combustibles o calor, anticipando los resultados hasta 2030 con distintos modelos.

En Europa, una parte apreciable de la energía renovable procede de la biomasa (bioenergía), aunque representa un porcentaje menor sobre el total energético. Intensificar su utilización, tanto para generación de calor como para la producción de electricidad, puede contribuir de manera apreciable a los objetivos generales marcados por la Directiva mencionada.

En España, los recursos potenciales de biomasa que se calcularon en el Plan de Energías Renovables (2005-2010) podrían superar el 45% de la producción de energías renovables, es decir cerca del 2,9% del consumo total de energía primaria, incluidas las convencionales. Andalucía, Galicia y Castilla y León son las Comunidades Autónomas que registran un mayor consumo de biomasa, debido a la existencia de un sector forestal desarrollado, así como a la presencia de empresas (como las del sector celulosa) que emplean la biomasa en gran cantidad. La homogeneidad en la distribución de la población por todo el territorio, sin grandes espacios desérticos, tiene una importancia significativa, ya que facilita el uso doméstico de la biomasa.

El sector de biocarburantes es hoy un sector puntero en sostenibilidad, que dispone de un protocolo de certificación de criterios de sostenibilidad, económicos y sociales. Las investigaciones que tienen lugar en nuestro país en este sector permiten alejar algunas de las controversias suscitadas, al abrir el camino hacia la migración a biocarburantes de segunda generación, basados en cultivos que no estén destinados al consumo humano

Para el cumplimiento de la Directiva mencionada, 2009/28/CE, se ha elaborado ya en España el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) 2011-2020, como paso previo a la elaboración del Plan de Energías Renovables 2011-2020. Antes de comenzar su aplicación, los avances de los últimos años han permitido que en nuestro país las energías renovables supongan en 2009 cerca del 25% de la generación eléctrica total, y el 12,2% de la energía final bruta consumida.

Los avances en las cuotas de renovables no deben verse solamente como pasos hacia el cumplimiento de una norma europea. Han supuesto ya, y pueden suponer en los próximos años, un impulso a la investigación, desarrollo e innovación de nuevas tecnologías. Alcanzar los objetivos que se ha marcado la UE, y que nos hemos planteado en España, debe hacerse de manera compatible con la sostenibilidad técnica, económica y ambiental del sistema energético en su conjunto, fomentando la competencia entre las tecnologías y su competitividad con las fuentes tradicionales.

Con respecto a otros países europeos, tenemos ventajas competitivas en lo que se refiere a la posibilidad de utilización de energías renovables. La energía eólica y la energía solar han experimentado ya avances significativos en los últimos años. La bioenergía, la utilización de biomasa para la producción de calor y electricidad, es aún una asignatura pendiente, si se considera la capacidad existente en España frente a una demanda aún incipiente.

Aunque seguramente puede evolucionar y transformarse en unos años, existe ya la base tecnológica para la utilización adecuada de la bioenergía. Disponemos de algunas de las infraestructuras necesarias, y los Planes de Acción y de Energías Renovables contemplan las que aún pueden desarrollarse. Sin embargo aún es preciso, como en otros aspectos de las políticas ambientales, desarrollar la capacidad de apreciar los cambios posibles a partir de acciones que todavía parecen menores. Y sin embargo, es con la acumulación de muchos pequeños cambios de comportamiento, de muchas pequeñas decisiones, como pueden adquirir toda su dimensión los objetivos esbozados en las directivas europeas y en los Planes Nacionales.

Una de las vías para conseguir objetivos de estas dimensiones es construir un compromiso global, del que formen parte las poblaciones de las zonas rurales y sus organizaciones, pero también las administraciones de diferentes niveles, el sector agrícola, el financiero, etc.

Jesús Huertas García
Director general de Calidad y Evaluación Ambiental
Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino

Índice

Agradecimientos:	4
Resumen general	5
1 Introducción	9
1.1 Limitaciones de este estudio.....	10
1.2 Descripción de este informe	12
2 El potencial de biomasa de Europa y las emisiones de GEI del ciclo de vida de los diferentes procesos bioenergéticos	13
2.1 Estimaciones de la AEMA del potencial de biomasa	13
2.2 El enfoque del análisis de ciclo de vida.....	13
3 Aplicación del modelo Green-X_{ENVIRONMENT} a la bioenergía	15
3.1 Antecedentes y objetivos	15
3.2 Metodología	15
4 Resultados del modelo	24
4.1 El escenario de referencia	24
4.2 Escenario de referencia alternativo y los casos de prioridad medioambiental	34
4.3 Priorización de los Biocarburantes	38
5 Problemas y retos de investigación pendientes	43
5.1 Introducción.....	43
5.2 Uso de los procesos más eficientes.....	43
5.3 Opciones para el futuro desarrollo del marco de modelización Green-X _{ENVIRONMENT}	45
Lista de abreviaturas	46
Bibliografía	47
Anexo 1 Evaluaciones del potencial de bioenergía (revisión bibliográfica)	50
Anexo 2 Cifras de la base de datos GEMIS sobre las emisiones de ACV procedentes de procesos bioenergéticos	57
Anexo 3 Emisiones de GEI según el ACV de la bioenergía y los biocarburantes: discusión metodológica	61
Anexo 4 Tecnologías seleccionadas: descripción de las tecnologías de conversión seleccionadas	69
Anexo 5 Matriz de tecnología-materias primas	73
Anexo 6 Parámetros del escenario: detalles del escenario LCEP y de base de PRIMES	75
Anexo 7 Metodología del enfoque: 'cómo funciona el modelo'	78
Anexo 8 Resultados de los escenarios por país	82
Anexo 9 Legislación sobre emisiones empleada para comprobar si la planta modelizada satisfaría los límites de emisiones	94

Agradecimientos

Este informe ha sido elaborado por Ayla Uslu (Agencia Europea de Medio Ambiente, en lo sucesivo AEMA), Jan-Erik Pedersen (AEMA), Gustav Resch (Universidad de Tecnología de Viena) y Uwe Fritsche (Oeko Institut). El jefe de proyecto de la AEMA ha sido Ayla Uslu.

El informe se basa en las conclusiones del informe de la AEMA *¿Cuánta bioenergía puede producir Europa sin dañar el medio ambiente?* y del informe técnico de la AEMA *Estimación del potencial de bioenergía agrícola compatible con el medio ambiente* que se prepararon para la Agencia Europea de Medio Ambiente (AEMA) por parte del Centro Temático Europeo (CTE) de Calidad del Aire y Cambio Climático de la AEMA (Oeko Institut, socio del CTE de Calidad del Aire y Cambio Climático de la AEMA) y AEA Technology. André Jol, Jeff Huntington, Anca-Diana Barbu, Peder Jensen,

Martin Adams, Ricardo Fernandez, Ybele Hoogeveen, Hans Vos, Josef Herkendell (todos de la AEMA), Mario Ragwitz, Felipe Toro, Lynn Dicks, Stephanie Schlegel y Bettina Kampman han aportado información adicional al informe. La AEMA quiere hacer llegar su más sincero agradecimiento a Tobias Wiesenthal que inició este proyecto y ha realizado contribuciones significativas a este informe.

La AEMA desea agradecer los comentarios sobre el borrador del informe recibido de los puntos focales nacionales de los países miembros de la AEMA y de la Comisión Europea (DG Medio Ambiente, DG Transportes y Energía y DG Agricultura). Estos comentarios se han incluido en su totalidad en la versión final del informe al haber demostrado ser viables en la práctica.

Resumen general

La biomasa como fuente de energía para Europa

La bioenergía —energía obtenida de biomasa— puede jugar un papel importante en la lucha contra el cambio climático además de tener otros efectos, como mejorar la seguridad del suministro energético para Europa. Sin embargo, la biomasa vegetal se utiliza para otros muchos fines, ya que además de energía proporciona alimento, forraje, tejidos, papel, bioplásticos y materiales de construcción. Por esta razón se puede producir una competencia directa entre los diferentes usos del mismo tipo de biomasa, o entre las tierras dedicadas a cultivar biomasa con otros usos del suelo, como p. ej. la protección de la naturaleza.

La producción de biomasa (con cualquier fin) interacciona de forma muy estrecha con el medio ambiente. El cultivo, la cosecha y la recogida de biomasa del campo o el bosque requieren energía y agua y producen emisiones de contaminantes atmosféricos y gases de efecto invernadero (GEI). Además, hay riesgo de erosión del suelo y posibles amenazas a la biodiversidad y los recursos hídricos. La posterior conversión de biomasa en energía utilizable y su uso para calefacción, electricidad y transporte produce emisiones de contaminantes atmosféricos y GEI. Una mayor expansión de la producción de bioenergía puede causar efectos directos adversos en el medio ambiente, así como efectos indirectos debido a desplazamiento (cambios y modificaciones en el uso del suelo, como p. ej. de praderas a suelo cultivable). Estos efectos directos e indirectos podrían socavar uno de los objetivos importantes que la sociedad está intentando conseguir con la bioenergía, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, y poner en peligro otros objetivos ambientales, como la protección de la biodiversidad y los recursos hídricos.

Por otro lado, la elección y la gestión adecuadas de cultivos energéticos también pueden reducir los riesgos de erosión del suelo y de contaminación del agua procedentes de las prácticas agrícolas y de pastoreo y proporcionar determinados beneficios a la biodiversidad. Esos beneficios sólo se harán realidad, no obstante, si existen incentivos políticos y económicos para orientar la producción bioenergética

en esta dirección. Por esta razón son necesarios importantes esfuerzos en diversas áreas de política para minimizar los posibles impactos ambientales negativos de la producción de bioenergía, incluido el uso de estándares de sostenibilidad ambiental armonizados e internacionalmente reconocidos. La protección de los recursos de suelo y de agua, así como la prevención de la pérdida de biodiversidad, merecen especial atención a escala local y regional, mientras que otros problemas como el cambio climático tienen una marcada dimensión global.

Hasta que se establezcan estándares de sostenibilidad global y los mecanismos de control relacionados, se podría decir que desde un punto de vista medioambiental es preferible que la bioenergía de la UE se sustente en recursos internos. En línea con esto, este estudio se centra exclusivamente en la cuantificación de los beneficios que se podrían obtener mediante el uso óptimo del potencial de bioenergía de la UE.

Potencial de bioenergía en Europa

El potencial técnico para la producción de bioenergía en la UE25 se calculó en un informe anterior de la AEMA *¿Cuánta bioenergía puede producir Europa sin dañar el medio ambiente?*. Este estudio analizaba el potencial técnico máximo⁽¹⁾ para utilizar biomasa procedente de los sectores de residuos, la silvicultura y la agricultura bajo un conjunto dado de limitaciones medioambientales. Estas limitaciones se elaboraron para garantizar que el potencial resultante fuera en principio ambientalmente compatible, pero no incluía los posibles efectos externos a la UE.

Explotación del potencial de bioenergía de Europa

Este estudio analiza los impactos ambientales de diversos procesos de conversión del potencial técnico de bioenergía en electricidad, combustibles o calor evaluados en el estudio de la AEMA de 2006. Modeliza diversos desarrollos bioenergéticos europeos hasta 2030, haciendo uso de las tecnologías más beneficiosas desde el punto de vista del medio ambiente. Su objetivo

(1) El potencial técnico se entiende como el mayor potencial teórico limitado por la demanda de suelo utilizado para otros fines y basado en un nivel fijado de productividad agrícola. No obstante, en el estudio realizado en 2006, cuando se calculó el potencial total, no se pudieron incluir las barreras económicas y logísticas.

es demostrar cuánta bioenergía puede ofrecer Europa en términos de mitigación del cambio climático y seguridad energética, así como proporcionar una imagen clara del posible papel de la bioenergía en el mix energético, que se considera en una fase de transición desde una economía de combustibles fósiles a un sistema energético de baja generación de carbono. Por ello, el objetivo de este estudio es ilustrar las implicaciones de las diversas formas de utilizar los recursos de biomasa de Europa, más que evaluar el posible impacto de las propuestas políticas o las prácticas actuales.

Escenarios empleados

Se utilizó una herramienta de software especialmente adaptada, Green-X_{ENVIRONMENT}¹ para elaborar una serie de escenarios de bioenergía basándose en los procesos energéticos de referencia creados a partir del modelo PRIMES para toda la UE.

Como escenario de referencia se utilizó el Modelo de baja generación de carbono (Low Carbon Emission Pathway, LCEP) desarrollado anteriormente por la AEMA (AEMA, 2005a y b). El escenario LCEP asume que las políticas ambiciosas de reducción de emisión de GEI conducen a un precio de los derechos de emisión de carbono de 20 EUR/tonelada en 2020, que se elevará a 65 EUR/tonelada en 2030, (asume también precios bajos de los combustibles fósiles). En este escenario, para el año 2030 la cuota de energía renovable será del 13%, la de energía nuclear del 12% y la cuota de combustibles sólidos será tan solo del 4,9% del consumo bruto de energía interno.

Los escenarios de Green-X, que en todos los casos asumen un uso pleno del potencial técnico para la producción de bioenergía, incluyen una simulación del modelo de implementación de bioenergía con el 'mínimo coste' que se ejecuta sin intervención de políticas y que sirve como caso de 'referencia' principal ('el escenario de referencia LCEP'). Para probar la sensibilidad ante los precios de las emisiones de carbono y los precios de los combustibles fósiles, la opción de 'mínimo coste' también se ejecutó con un precio de las emisiones de carbono relativamente bajo y un precio de los combustibles sólidos alto (el 'Escenario alternativo').

Otros escenarios estudiados reflejan diferentes prioridades de las políticas medioambientales y energéticas, entre las que se incluyen el establecimiento de prioridades de la producción combinada de calor y electricidad (PCCE), la reducción al mínimo de las emisiones de CO₂; la reducción de las emisiones de contaminantes atmosféricos y la priorización de los biocarburantes para el transporte.

Se evaluaron el escenario de referencia LCEP y los escenarios de referencia alternativos, así como los diferentes escenarios prioritarios en términos de contribución de la bioenergía a la demanda energética total en los tres sectores (electricidad, calor y transporte), los costes adicionales de generación y el ahorro de combustible fósil, las emisiones de GEI que se evitan y la variación de las emisiones de contaminantes atmosféricos. Las emisiones se calcularon a partir de evaluaciones directas y del análisis de ciclo de vida, basadas en el Modelo Global de Emisiones para Sistemas Integrados (Global Emission Model for Integrated Systems, GEMIS).

Principales resultados

A continuación se presentan los principales resultados de algunos escenarios. En todos los casos, éstos se basan en las asociaciones de cultivos consideradas en el estudio de la AEMA de 2006 y en los procesos bioenergéticos óptimos calculados por el modelo Green-X_{ENVIRONMENT}.

El escenario de referencia LCEP demuestra que la utilización de todo el potencial de bioenergía medioambientalmente compatible con la hipótesis de un 'mínimo coste' evitaría 394 millones de toneladas de emisiones de CO₂ equivalentes para el año 2020 y 617 millones de toneladas para 2030, lo que correspondería al 7% del volumen total de emisiones de GEI en la UE25 en 1990 y al 11% en 2030. Esto incide en la importancia de la bioenergía para alcanzar los futuros objetivos de reducción de GEI de la UE.

Se ahorrarían así 1.700 TWh de energía procedente de combustibles fósiles en 2020 y 2.700 TWh en 2030, con un valor de 25.000 y 47.000 millones de euros, respectivamente, según los precios previstos para 2020/2030 (o 42.000 y 70.000 millones de euros con los precios actuales de la energía⁽²⁾). Esto tendría un efecto positivo en la balanza comercial europea, ya que la mayoría de los combustibles fósiles se importan, y ayudaría a compensar los costes adicionales de generación que conlleva la implementación de bioenergía. Estos costes son relativamente bajos: en torno a los 19.000 millones de euros en 2020 y 2030.

En comparación, el escenario de referencia alternativo con unos precios de los combustibles fósiles relativamente más altos, pero con precios de los derechos de emisión de carbono más bajos, da como resultado una reducción de 426 millones de toneladas (8%) de emisiones de GEI en 2020 y 695 millones de toneladas (13%) en 2030. Estas mayores reducciones de emisiones y ahorro de costes se deben a que en este escenario de referencia alternativo las emisiones absolutas de GEI son más elevadas, por lo que el uso de bioenergía tiene un mayor impacto.

(²) Se aplican los precios de importación de diciembre de 2007.

Si se comparan los dos escenarios de referencia se demuestra que, aunque los números específicos cambian, la imagen global sigue siendo la misma. Con el uso de bioenergía se obtienen reducciones sustanciales en las emisiones de GEI, mientras que los costes adicionales de generación de bioenergía son menores que el valor de los combustibles fósiles a los que sustituyen.

La bioenergía también supondría una contribución sustancial para alcanzar el objetivo de energía renovable de la UE para 2020. Si todo el potencial teórico estimado en el estudio de la AEMA de 2006 fuera viable en términos económicos y logísticos, alrededor del 10,5% del consumo bruto de energía de Europa (9,5% de la demanda de energía final) en 2020 se podría satisfacer solamente con biomasa (en comparación con el 4,5% de la demanda bruta de energía en 2005), casi la mitad del objetivo del 20% definido en términos de energía final. En 2030, el 30% de la demanda bruta de energía de la UE25 se satisfaría con bioenergía. La bioenergía proporcionaría el 18,1% de la demanda europea de calor, el 12,5% de la demanda de electricidad y el 5,4% de la demanda de carburante para el transporte (correspondiente al 7% de la demanda de diésel y gasolina para el transporte por carretera).

Por último, dado que la bioenergía reemplazaría a combustibles importados, p. ej. gas de Rusia, también contribuiría a garantizar la seguridad del suministro energético de la UE (véase también a continuación).

Si se implementaran las prioridades e inversiones adicionales para aumentar el uso de calor procedente de sistemas de producción combinados de calor y electricidad, el escenario de PCCE indica que las reducciones de las emisiones de GEI serían mayores (454 millones de toneladas en 2020 y 695 en 2030) y la cuota de bioenergía para calor aumentaría hasta el 23% en 2030. Los costes adicionales de generación serían sustancialmente menores y los ahorros en combustible ligeramente mayores que en el escenario de referencia LCEP, aunque no fue posible incluir en el análisis los costes de las inversiones adicionales en las redes de calefacción de distrito en el análisis.

Si se da prioridad al objetivo propuesto de lograr una cuota del 10% de energías renovables en el sector del transporte para el año 2020, con la limitación impuesta de utilizar únicamente biomasa europea, se obtienen unas reducciones de las emisiones de GEI para 2020 y 2030 del mismo orden que en el escenario de referencia LCEP, pero con costes de generación sustancialmente mayores (aproximadamente 27.000 millones de euros en 2020 y 28.000 millones de euros en 2030) y con unos ahorros de combustibles fósiles similares (26.000 millones de euros en 2020 y 44.000 en 2030). Para alcanzar el objetivo de 2020 resultan imprescindibles el comercio intraeuropeo de biocarburantes refinados y el rápido desarrollo e introducción de tecnologías de segunda generación, dadas las limitaciones del modelo

en cuanto a utilizar exclusivamente biocarburantes procedentes de recursos internos y a dar prioridad al medio ambiente. Las tecnologías de segunda generación son las únicas que podrían utilizar con éxito la gran cuota de biomasa procedente de la silvicultura del total del potencial europeo que se asignó en el estudio de la AEMA de 2006 a los biocarburantes para transporte.

El cambio de los niveles de uso de bioenergía tendrá diferentes efectos (positivos o negativos) con respecto a la calidad del aire en Europa, en función del escenario. El escenario de referencia LCEP implica un cambio significativo con la sustitución del carbón por gas natural, lo que por lo general conduce a una mejor calidad del aire. Los diferentes escenarios analizados indican que la aplicación adicional de bioenergía daría lugar a una mejora de las emisiones de NO_x y SO₂ en comparación con el escenario de referencia, pero estas emisiones son inferiores a los niveles de emisiones actuales. Serán necesarios nuevos estudios para comprender mejor los posibles impactos de la bioenergía en la calidad del aire.

Revisión de determinadas premisas clave para la modelización

a) *Modelización del posible papel de los biocarburantes para el transporte*

Al evaluar los principales resultados se debe resaltar que en los escenarios se ha supuesto que el uso de la biomasa para combustibles de transporte será más atractivo en el futuro desde un punto de vista medioambiental:

- Los biocarburantes de segunda generación procedentes de cultivos perennes de bajo impacto y alto rendimiento proporcionarán un mayor ahorro en las emisiones de GEI que los biocarburantes de primera generación. Se da por hecho que los biocarburantes de segunda generación estarán disponibles de forma generalizada para el año 2020, y que alcanzarán una cuota del 80% de todos los biocarburantes.
- El cambio de combustible asumido de carbón a gas en los sectores de electricidad y calor, podría reducir el ahorro en emisiones de GEI resultantes del uso de biomasa en esos sectores. El mix energético en Europa está basado en un 24% en el gas natural y un poco más de la mitad del consumo total de energía procede de energía importada. En este estudio se espera que la cuota de gas natural en el mix de combustibles aumente significativamente en el futuro, con aproximadamente un 80% del gas importado (principalmente desde Rusia). En el año 2030, los principales sustitutos de los combustibles fósiles serán el gas (60% del volumen total reemplazado) seguido por el petróleo (30%).

No obstante, es posible que estas premisas sobredimensionen el papel potencial de los combustibles para el transporte basados en biomasa en comparación con el uso de la biomasa en la generación de electricidad y calor. En primer lugar, en estos momentos existen dudas considerables sobre la disponibilidad generalizada de biocarburantes de segunda generación que puedan satisfacer los estrictos criterios de sostenibilidad para el año 2020. En segundo lugar, la tendencia de cambio de carbón a gas se podría invertir o verse limitada por la necesidad de garantizar la seguridad del suministro energético, ya que el carbón de la UE es más atractivo que el gas importado en este aspecto.

b) Implicaciones de los elevados precios de los combustibles fósiles

El estudio de 2006 asumía unos costes de los combustibles fósiles mucho menos elevados que los observados actualmente en los mercados mundiales. La subida de los precios de los combustibles fósiles podría reducir el coste relativo de la producción de bioenergía en comparación con los combustibles fósiles. En particular, es posible que el aumento del precio del petróleo provoque que los biocarburantes para el transporte se perciban como más competitivos en comparación con la generación de electricidad y calor con biomasa. No obstante, podrían existir efectos contrapuestos, ya que es probable que los precios elevados de los combustibles fósiles repercutan en un aumento de los costes de producción de las materias primas (especialmente de los cultivos agrícolas debido a un aumento en los precios de los fertilizantes), así como de los costes de capital. Por ello, es necesario un análisis más detallado que nos permita comprender el impacto total de la subida de los precios de los combustibles

fósiles y, en particular, del precio del petróleo en los sistemas bioenergéticos.

c) Modelización de los mercados agrícolas y efectos indirectos

El enfoque del modelo que utilizó la AEMA en 2006 tuvo que establecer los límites del sistema en las fronteras europeas. Se presuponía que la superficie necesaria para producir alimentos y forraje en Europa se reduciría debido a mejoras de la productividad y a una menor producción, como consecuencia de la apertura de los mercados agrícolas europeos a una mayor competencia. Este enfoque no incluía ciclos de retroalimentación con los mercados agrícolas o bioenergéticos globales, por lo que no se tuvieron en cuenta las subidas recientes de los precios de los alimentos y los forrajes en los mercados mundiales.

Asimismo, en el mundo real, la producción agrícola europea contribuye de forma significativa al aprovisionamiento de los mercados agrícolas mundiales, algo que probablemente aumente en importancia dado el fuerte crecimiento de la demanda mundial de alimentos en el futuro. Debido a este hecho, y a las interacciones entre los mercados de alimentos y de biomasa del mundo, es probable que un cambio en las importaciones europeas de biomasa para energía o de su potencial de exportación agrícola tenga implicaciones en las tendencias globales de uso del suelo. Estos efectos y las emisiones de GEI asociadas o los impactos en la biodiversidad no formaron parte del análisis original. Consecuentemente, lo ideal sería realizar una actualización del modelo de 2006 para estimar los efectos probables en el medio ambiente y la eficiencia de CO₂ de las políticas bioenergéticas europeas.

1 Introducción

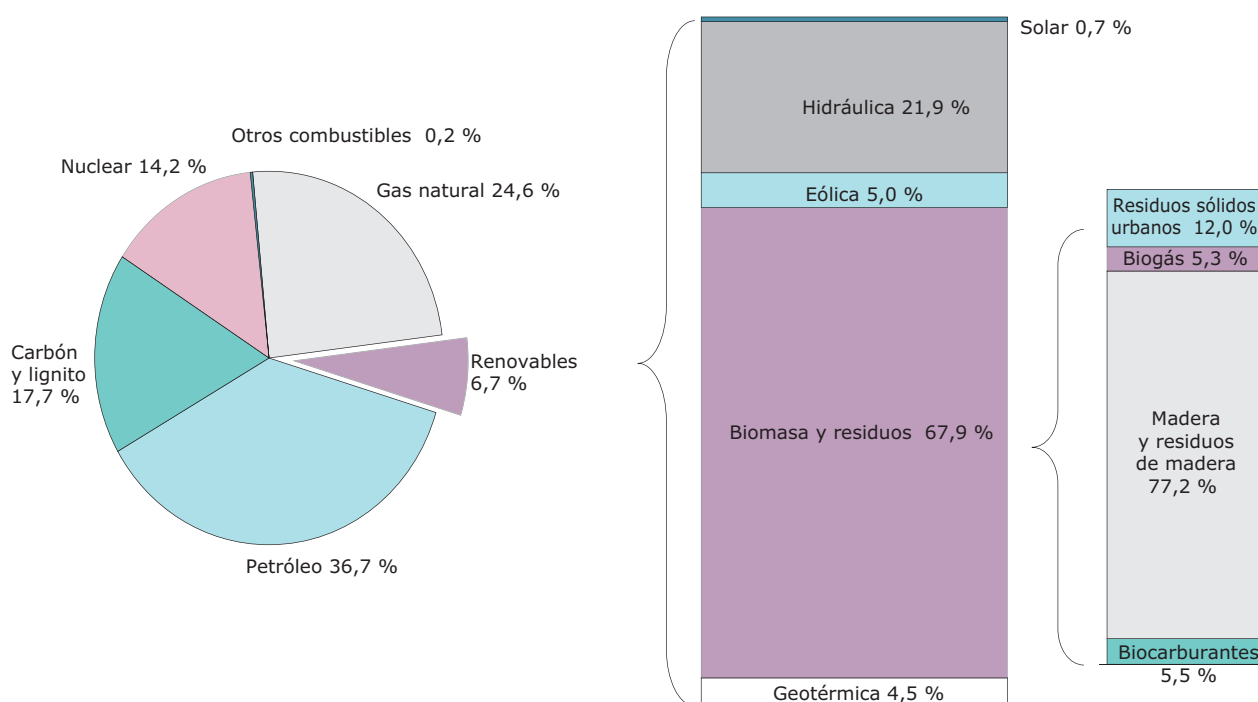
La UE pretende aumentar el uso de la energía renovable a fin de limitar el cambio climático y mejorar la seguridad del suministro energético. En 2005, las energías renovables suponían el 6,7% del consumo bruto de energía de la UE, y de este porcentaje, dos tercios eran biomasa y residuos (ver la figura 1.1). Es probable que se necesiten cantidades adicionales de bioenergía para alcanzar el objetivo que obliga legalmente a que en 2020 el 20% del consumo total de energía final de la UE esté constituido por energías renovables, propuesto por la Comisión (CE, 2008a) para implementar el acuerdo alcanzado en el Consejo Europeo el año anterior. También existe una propuesta por la que cada Estado miembro debería introducir un objetivo nacional mínimo del 10% de energías renovables en el sector del transporte, con la condición de que la producción sea sostenible y las tecnologías de segunda generación estén comercialmente disponibles.

Como contribución a la evaluación del potencial de un mayor uso de la energía renovable en Europa, la

Agencia Europea de Medio Ambiente (AEMA) publicó un informe en el que se evalúa el potencial técnico de Europa para producir bioenergía sin impactos medioambientales negativos (AEMA, 2006). El informe identificaba las presiones medioambientales que surgen de la mayor demanda de bioenergía y proponía eliminarlas, en la medida de lo posible, mediante la aplicación de diversos criterios medioambientales a las estrategias de producción de biomasa. De esta forma identificaba la cantidad de biomasa que Europa podría producir potencialmente en los años 2010, 2020 y 2030, protegiendo a la vez su medio ambiente.

Una vez evaluado el posible potencial de bioenergía de Europa, el siguiente paso ha sido identificar las formas más eficientes y rentables de utilizar la biomasa desde un punto de vista medioambiental. Existen muchas fuentes diferentes de biomasa y muchas formas diferentes de utilizarla para producir energía. Se puede convertir en electricidad, en calor o en carburantes para transporte (en adelante 'biocarburantes').

Figura 1.1 Cuota de consumo energético por tipo de combustible en 2005, UE27



Fuente: AEMA, 2007a.

Esto significa que existirá una competición por las principales materias primas para bioenergía, relevantes pero finitas, que se pueden producir en Europa. Dado que los diversos procesos y tipos de uso final tienen diferentes consecuencias económicas y medioambientales, es importante utilizar la biomasa disponible de la forma más eficaz posible desde la perspectiva del cambio climático y del suministro energético.

Diversos estudios han examinado los diferentes procesos de conversión de biomasa en energía. Sin embargo, la mayoría están limitados a un número reducido de materias primas y de tecnologías de conversión, o se centran exclusivamente en la producción de electricidad o biocarburantes. Este estudio examina los procesos eficaces de utilización del potencial de bioenergía medioambientalmente compatible para todos los fines energéticos de Europa.

Para hacer realidad los beneficios ambientales de la bioenergía y reducir los impactos negativos se requiere un enfoque integrado. La figura 1.2 resume los enfoques aplicados en estudios anteriores y en el presente para el potencial de bioenergía.

1.1 Limitaciones de este estudio

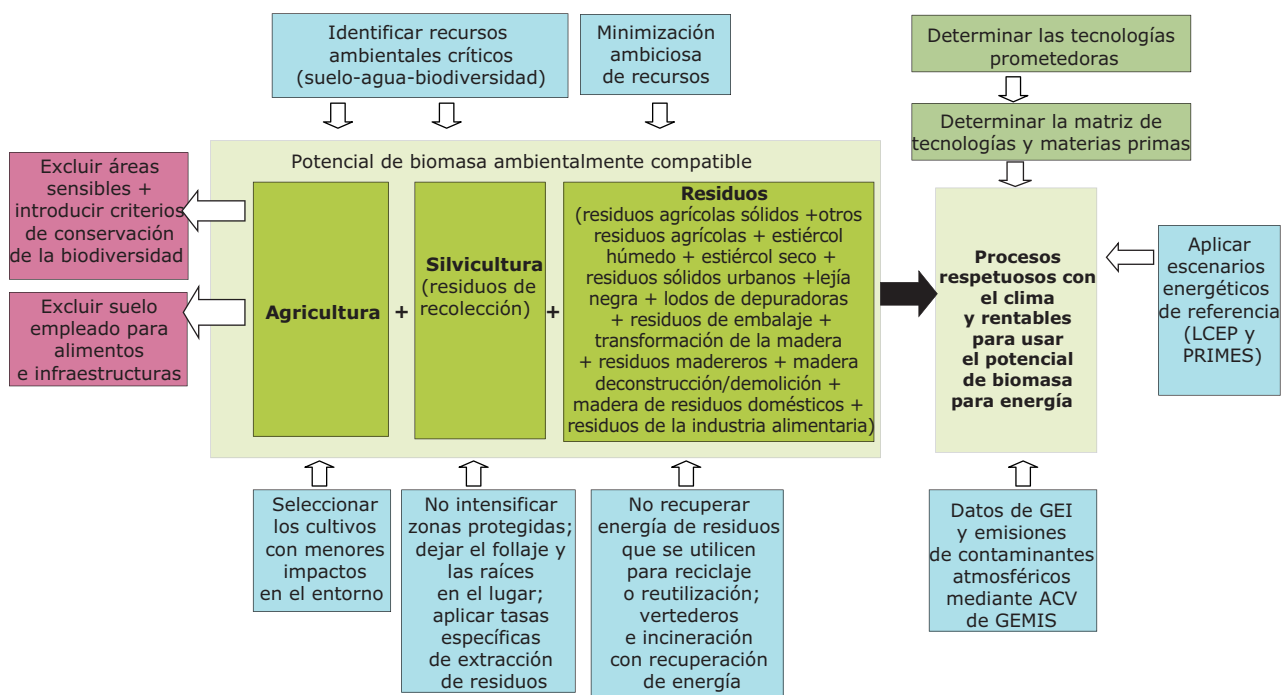
Las principales restricciones de este estudio están relacionadas con los límites de la modelización y los parámetros de partida aplicados en el estudio anterior que identifica el potencial de biomasa

ambientalmente compatible en Europa. En particular, es necesario analizar tres factores teniendo en cuenta los conocimientos actuales y las tendencias económicas recientes: el efecto ambiental del cambio indirecto de uso del suelo vinculado a la producción bioenergética, las tendencias observadas en el aumento del rendimiento de los cultivos de alimentos y energéticos, así como el marcado aumento de los precios de los combustibles fósiles en comparación con los escenarios utilizados en el estudio.

a) Modelización de los límites y posibles efectos indirectos

Los límites de la modelización del estudio de la AEMA de 2006 se establecieron en las fronteras europeas por razones tanto de la propia modelización como de la falta de datos y conocimientos para estimar los efectos más allá de los países miembros de la AEMA. Por tanto, el estudio se centró en el potencial de biomasa que se podría producir en Europa de una forma compatible con el medio ambiente si se siguieran determinadas pautas para reducir en la medida de lo posible los impactos en el suelo, la biodiversidad, los paisajes y los recursos hídricos de Europa. Dentro de estas condiciones ambientales sería posible producir biomasa en tierras que no sean precisas para satisfacer la demanda europea, ya que se presupone que el área necesaria para cultivar alimentos y forrajes en Europa será menor debido a las mejoras en la productividad y a una menor necesidad de producción como consecuencia de una apertura de los mercados globales agrícolas a una mayor competencia. Por ello, para el estudio de 2006, se asumió que los

Figura 1.2 Marco analítico aplicado en este estudio



Nota: El estudio anterior (realizado en 2006) se encuentra a la izquierda y el estudio actual a la derecha. Las flechas blancas muestran el flujo de datos y/o limitaciones.

impactos en las sociedades y el entorno fuera de Europa eran insignificantes.

Desde una perspectiva técnica más detallada debe señalarse que las cifras de uso del suelo empleadas en el estudio de 2006 provienen de las simulaciones del modelo CAPSIM (*Common Agricultural Policy SIMulation*, Simulación de la Política Agrícola Común) en las que se suponía una competencia plena de la agricultura de la UE en el mercado mundial. El suelo "liberado" de la agricultura en estas simulaciones del modelo es una función de la evolución de los precios de los alimentos y los forrajes y las simulaciones de CAPSIM no incluyen las subidas de precio recientes de los alimentos y los forrajes en los mercados mundiales. Los resultados de CAPSIM por tanto se beneficiarían de una revisión que incluya la situación actual. La revisión debería reducir la cantidad de suelo "liberado" o hacer que la competencia entre la producción de alimentos/forraje y de cultivos bioenergéticos en ese suelo dependa de la relación de los precios (precios más altos del petróleo frente a precios más altos de alimentos/forraje).

Por ello, el desarrollo de los mercados y los precios de los productos agrícolas (OCDE-FAO, 2007), el crecimiento de la población mundial, las condiciones climáticas y los cambios en la dieta⁽³⁾ que influyen en la oferta y en la demanda de cultivos para alimentación, forraje y bioenergía, podrían cambiar la demanda global y los equilibrios de comercio agrícola entre Europa y otras regiones mundiales. Por tanto, al reconocer que la producción a gran escala de bioenergía requiere superficies considerables de suelo, se debería realizar una evaluación de las políticas bioenergéticas que tuviera en cuenta los impactos directos e indirectos del cambio de uso del suelo, aunque se centren en el cultivo doméstico de biomasa.

Esto es importante ya que un cambio indirecto del uso del suelo, en particular la deforestación, afecta al equilibrio global de efecto invernadero en la producción de bioenergía (Fargione *et al.*, 2008; MNP, 2008). La deforestación y el cambio asociado del uso del suelo fueron responsables de aproximadamente el 17% de las emisiones globales de gases de efecto invernadero en 2004 (IPCC, 2007). De hecho, la deforestación es un factor más importante a nivel global que las emisiones del transporte (Stern, 2006). La deforestación y la combustión de la vegetación se produce principalmente en los países tropicales a causa de la tala legal e ilegal (FAO, 2005), la expansión de las zonas de cultivo y de pasto (FAO, 2003; Morton *et al.*, 2006) y el uso de la biomasa forestal como combustible (ONU Energía, 2007). Por esta razón, el problema del cambio de usos del suelo, la conservación de los bosques nativos y la expansión de los recursos forestales como un mecanismo para establecer sumideros de carbono ha recibido una atención considerable (Righelato y Spracklen, 2007; Kindermann *et al.*, 2006),

incluso en el contexto de las negociaciones globales sobre el cambio climático.

En conclusión, hay tendencias agrícolas y de uso del suelo muy marcadas que afectan a los ecosistemas del mundo (p. ej. OCDE, 2008) incluyendo su capacidad de actuar como sumideros de carbono. Estas tendencias son independientes de la producción de bioenergía, pero se debe tener precaución para que la producción de biomasa con fines energéticos no agrave los problemas medioambientales asociados con las tendencias globales del uso del suelo (Searchinger *et al.*, 2008; MNP, 2008). Las revisiones futuras del trabajo de modelización de la AEMA de 2006 deberían, por tanto, abordar los posibles efectos indirectos de la producción y el consumo de bioenergía en la UE, con especial atención al uso del suelo.

b) *Hipótesis de aumentos de rendimiento*

Los incrementos de producción incluidos en el ejercicio de modelización de 2006 para cultivos agrícolas y energéticos son relevantes dado que influyen en el potencial total de biomasa estimado. En cualquier sistema de modelización dado, el aumento del rendimiento se puede tratar como una variable exógena (es decir, impuesta en la simulación del modelo por factores externos) o endógena, lo que significa que las tendencias de rendimiento estarían influidas por otras variables del sistema de modelización propiamente dicho, como p. ej. una mayor demanda de alimentos o una subida de precios en el caso del rendimiento agrícola.

El estudio de 2006 basaba sus cálculos de materias primas agrícolas en las cifras de rendimiento estimadas en el modelo CAPSIM que utilizaba predicciones de tendencias en diversos ejercicios de modelización llevados a cabo por la DG Agricultura, el Departamento de Agricultura de los EE.UU. y la FAO. Los rendimientos de cultivos energéticos se calcularon a partir de investigaciones de campo publicadas, que se citaron en estudios anteriores sobre bioenergía. Las tendencias de aumento del rendimiento empleadas en el estudio se desarrollaron a partir de una combinación de datos históricos de estas tendencias para alimentos y cultivos energéticos de 1ª generación, así como de estimaciones de tendencias en función de la mayor demanda y las actividades de investigación y reproducción vegetal, en especial para los cultivos energéticos nuevos. Se aplicaron las siguientes tendencias de rendimiento:

- Para los cultivos de oleaginosas de 1ª generación en la UE, un crecimiento anual constante del 1% en el rendimiento energético durante todo el periodo, resultante del aumento moderado de la demanda y de los desarrollos históricos.

(3) Un incremento en la demanda mundial de productos animales aumentará significativamente la superficie de suelo necesaria para alimentar a la población.

- Para los cultivos ricos en almidón de 1ª generación en la UE, un crecimiento anual constante del 1,5% en el rendimiento energético durante todo el periodo como consecuencia de una mayor demanda esperada de etanol.
- Para los cultivos ricos en almidón de 2ª generación (es decir, con aprovechamiento integral de la planta entera), los esquemas de doble cultivo y los cultivos exclusivamente lignocelulósicos (monte bajo de ciclo corto y praderas y pastizales permanentes) producidos en la UE, un aumento anual del 1% en el rendimiento energético entre los años 2000 y 2010, del 1,5% entre los años 2010 y 2020 y del 2% al año desde los años 2020 y 2030. Esta dinámica se basa en el desarrollo del aumento de la demanda con el tiempo.

No obstante, estas cifras solamente se pueden considerar como estimaciones debido a la existencia de incertidumbres que pueden afectarlas, como p. ej. el impacto del aumento del precio de la energía y otros insumos, el éxito de las nuevas tecnologías de cultivo y las limitaciones medioambientales y climáticas del futuro. Las variaciones en la biomasa total estimada debido a los diferentes aumentos del rendimiento no afectarían de forma significativa a los resultados del principal objetivo de modelización en este estudio, determinar un uso óptimo de la biomasa disponible en Europa.

c) *Posibles impactos del aumento de los precios de los combustibles fósiles*

Este trabajo de modelización está basado en las estimaciones de precios de los combustibles fósiles de 2004/2005 que no reflejan las percepciones actuales del mercado energético y agrícola del futuro. El impacto del aumento de los precios de los combustibles fósiles, en particular de los precios del petróleo, requiere una evaluación más profunda ya que afectará a los costes extras necesarios para producir biocarburantes, bioelectricidad y biocalor (en comparación con los sistemas de energía convencionales). En especial, el rápido aumento de los precios de petróleo puede afectar al papel potencial de los biocarburantes para el transporte en comparación con el uso de la biomasa para la generación de electricidad y calor. Por otro lado, los costes de la producción de bioenergía crecerán ya que posiblemente se incrementen los costes de capital,

de los combustibles y de producción de materias primas debido a un aumento de los precios de los combustibles fósiles. En función del tipo de materia prima, el incremento de los costes de producción podría contrarrestar el impacto positivo de los precios elevados de los combustibles fósiles en la competitividad de la bioenergía frente a los combustibles fósiles.

1.2 Descripción de este informe

En este informe se presentan varias formas de optimizar los beneficios del uso de bioenergía en Europa para los años 2020 y 2030, mediante la identificación de los GEI y las emisiones atmosféricas, así como métodos rentables de utilización de biomasa para cada sector energético: electricidad, calor y carburantes.

En el capítulo 2 se revisan los datos disponibles sobre los diversos recursos bioenergéticos que puede proporcionar Europa y se discuten distintas aproximaciones de análisis del ciclo de vida (ACV) para estimar las emisiones de gases de efecto invernadero y contaminantes atmosféricos relacionados con los diferentes procesos bioenergéticos. En el capítulo 3 se describen la estructura y las premisas del modelo Green-X_{ENVIRONMENT}. Este modelo está configurado para averiguar en qué medida la bioenergía puede contribuir a los objetivos de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y de una mayor seguridad energética - dos de los principales objetivos de la política europea. En el capítulo 4 se presentan los resultados del modelo, que muestran la forma en la que se puede utilizar la biomasa europea de una forma rentable y medioambientalmente eficiente. Asimismo, analiza la emisión de contaminantes atmosféricos en el ciclo de vida de la producción de bioenergía. El análisis se realizó para los Estados miembros europeos para los años 2010, 2020 y 2030. A continuación el modelo se aplica para analizar los impactos de las diferentes estrategias y prioridades de las políticas en el mercado bioenergético del futuro, y sus consecuencias con respecto a la seguridad energética y las emisiones. En este capítulo también se analizan las posibles consecuencias de priorizar el uso de biocarburantes en el sector del transporte. Por último, en el capítulo final se abordan los retos futuros para conseguir procesos bioenergéticos medioambientalmente eficientes que se han presentado en los capítulos anteriores.

2 El potencial bioenergético de Europa y las emisiones de GEI del ciclo de vida de los diferentes procesos bioenergéticos

2.1 Estimaciones de la AEMA del potencial de biomasa

La biomasa es la cuarta fuente de energía del mundo en volumen, aportando en torno al 10% de la demanda de energía de todo el mundo. La mayor parte de esta energía se utiliza en países en vías de desarrollo para cocinar y calefacción. Tan sólo alrededor de un 4,4% de la demanda de energía primaria de la UE se cubre mediante el uso de biomasa, lo que equivale a aproximadamente el 6,5% del suministro global de energía primaria de biomasa (AIE, 2006a). En 2005, la producción de energía primaria procedente de biomasa en Europa fue de aproximadamente 80 Mtep (Eurostat, 2007), en su gran mayoría procedente de madera y residuos madereros.

Varios estudios han evaluado el potencial de biomasa en Europa y a nivel mundial en lo que respecta a su aplicación energética y material (ver el anexo 1). Este estudio se basa en el potencial de bioenergía estimado por la AEMA en 2006 debido a que es el único estudio que incluye de forma explícita consideraciones medioambientales en la evaluación de la cantidad de energía que se podría producir. Este estudio supone que se han tomado las medidas medioambientales que se muestran en el recuadro 2.1.

Con estas restricciones, a corto plazo la biomasa procede en su mayor parte del sector de los residuos, ya que los cultivos bioenergéticos alcanzarán todo su potencial a más largo plazo (debido a las expectativas de aumento de la producción y una reducción de las exportaciones agrícolas).

Estas cifras representan el potencial técnico de producción de biomasa de Europa, restringido por las consideraciones medioambientales. Sin embargo, no tienen en cuenta las restricciones logísticas o económicas de la producción. Se debe observar que incluso una producción total de bioenergía mucho menor puede ejercer presiones medioambientales significativas si no se cumplen las premisas de la AEMA sobre la elección de los cultivos energéticos, de los procesos de conversión de energía y el marco político de la UE.

2.2 El enfoque del análisis del ciclo de vida

El enfoque del análisis del ciclo de vida (ACV) tiene en cuenta las emisiones directas e indirectas procedentes por ejemplo de la minería, el procesamiento y el transporte, así como de los materiales y la energía necesarios para todas las fases de fabricación. Este estudio se centra en el ciclo de vida de las emisiones de gases de efecto invernadero y contaminantes atmosféricos procedentes de diferentes cadenas de generación de energía. Es una forma de analizar sin ambigüedades el rendimiento medioambiental de diversos sistemas energéticos, para poder compararlos con los combustibles convencionales desde la perspectiva de los objetivos globales y europeos de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.

Los datos completos de las emisiones del ciclo de vida de combustibles fósiles y sistemas bioenergéticos de los Estados miembros de la UE se obtienen del Modelo Global de Emisiones para Sistemas Integrados

Recuadro 2.1 Premisas ambientales implícitas en la evaluación del potencial de biomasa

- Al menos el 30% de los terrenos agrícolas se reserva para agricultura ambientalmente orientada.
- Se mantienen los tipos importantes de agricultura extensiva, incluyendo las zonas de pastos.
- Para 2030, 3% de las tierras con agricultura intensiva se reservarán como zonas de compensación ecológica.
- Se favorecen los cultivos bioenergéticos con poca presión medioambiental.
- Se mantienen las zonas de bosque que están protegidas actualmente y se aumenta un 5% adicional en cada país.
- La retirada de residuos del bosque se adapta a las condiciones locales del lugar. No se retiran la hojarasca ni las raíces.
- Al menos el 5% del bosque agotado se deja en todos los bosques.

Fuente: AEMA, 2006; AEMA, 2007b.

(*Global Emissions Model for Integrated Systems, GEMIS*) empleado en este estudio. Este modelo se desarrolló por primera vez a finales de la década de 1980 y se está actualizando continuamente desde entonces. Los datos procedentes de la base de datos GEMIS que se han empleado se pueden encontrar en el anexo 2.

Aunque la metodología de ACV por lo general está bien definida, los resultados de diferentes estudios de ACV pueden variar significativamente en función de las premisas empleadas y las elecciones metodológicas realizadas. Las principales diferencias se deben en su mayor parte a:

- premisas referentes a datos importantes que describen las cadenas de biocarburantes y bioenergía;
- el tratamiento de los subproductos;
- el tratamiento de las emisiones debidas a los cambios del uso del suelo y la vegetación.

Algunos factores importantes que pueden variar de unos estudios a otros y, consecuentemente, producir diferentes resultados incluyen: la cantidad de fertilizantes utilizados y el rendimiento de los cultivos, los factores de emisión de N₂O durante el cultivo, la eficiencia energética de los procesos y el tipo de combustible utilizado para los procesos de producción de bioenergía y biocarburantes.

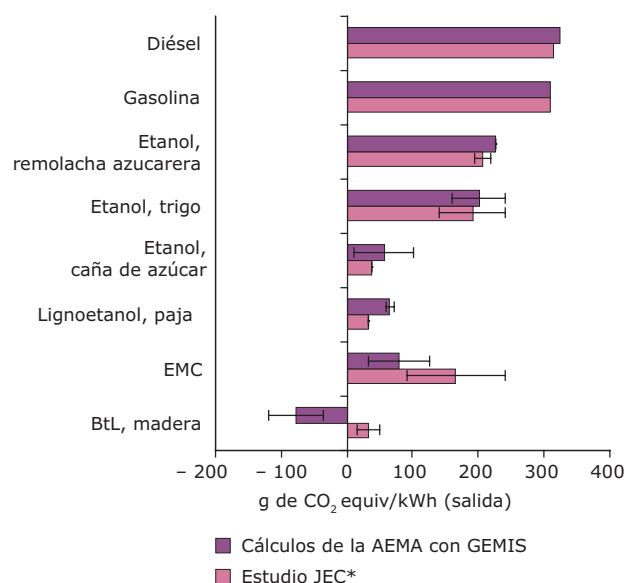
A la vista de estas variaciones en la metodología y los resultados del ACV, es útil ver en qué medida se pueden comparar los resultados de la modelización GEMIS con los resultados de otros estudios de ACV.

En referencia a los biocarburantes, los datos de GEMIS empleados en este análisis se han comparado con los resultados de CONCAWE/JRC/EUCAR, 2007 (denominados conjuntamente como JEC) para cadenas de biocarburantes similares (ver la figura 2.1).

En determinados casos, los resultados de GEMIS coinciden bastante bien con los resultados de JEC con la excepción de los procesos de biodiesel de colza (EMC) y biomasa transformada en líquido (BtL). Las reducciones de emisiones calculadas por GEMIS son superiores que las de JEC, debido a la sustitución de subproductos aplicada (es decir, la glicerina subproducto se sustituye por glicerina sintética)⁽⁴⁾. Se debe tener en cuenta que ninguno de estos modelos incluye las emisiones debidas al cambio del uso del suelo⁽⁵⁾.

Por lo general, se han realizado menos estudios internacionales de ACV referentes a la bioenergía en

Figura 2.1 Emisiones netas de gases de efecto invernadero del ciclo de vida de combustibles fósiles y varios biocarburantes



Nota: * CONCAWE/JRC/EUCAR, 2007 denominados conjuntamente como JEC.

Fuente: CONCAWE/JRC/EUCAR, 2007.

comparación con los biocarburantes, ya que el uso de biomasa como combustible para producir calor y/o electricidad es mucho más un tema específico de los países que los biocarburantes. Asimismo, los ACV de las rutas bioenergéticas son difíciles de comparar debido a que existen muchas más materias primas y configuraciones de procesos posibles para bioenergía que para biocarburantes y cada una produce unos resultados de emisiones diferentes.

Para poder realizar una comparación precisa entre los resultados de GEMIS con los de otros modelos, se necesitaría un análisis muy específico de las configuraciones empleadas, algo que no ha sido posible realizar en el ámbito de este proyecto. No obstante, tanto GEMIS como otros modelos dejan patente que la reducción neta de emisión de GEI aumenta significativamente donde se aplica la cogeneración (CCE, combinación calor y electricidad) y los créditos del calor se incluyen en los cálculos.

En el anexo 3 se puede encontrar más información sobre el enfoque de ACV, así como los resultados.

(4) En los ACV de biocarburantes, unas diferencias relativamente pequeñas en las premisas pueden producir resultados significativamente diferentes.

(5) Si se produce un cambio en el uso del suelo debido a la producción de biocarburantes, esto puede causar emisiones de GEI significativas, procedentes tanto del suelo como del subsuelo, ver p. ej. JRC (2008) o Fargione (2008).

3 Aplicación del modelo Green-X_{ENVIRONMENT} a la bioenergía

3.1 Antecedentes y objetivos

El modelo Green-X es una herramienta de simulación desarrollada por el Grupo de Economía de la Energía de la Universidad de Tecnología de Viena entre 2002 y 2004, como parte del proyecto conjunto europeo Green-X. El modelo permite realizar análisis cuantitativos de interacciones entre fuentes de energía renovables, sistemas de energía convencionales y políticas para reducir las emisiones de GEI, tanto en la UE en conjunto, como en los Estados miembros individuales.

En este estudio se ha adaptado el modelo Green-X para proporcionar un análisis del mercado bioenergético europeo desde un punto de vista tanto económico como ambiental, en el que se incluyen los usos energéticos de la biomasa: biocarburantes para transporte y biomasa sólida para generación de calor y electricidad. El nuevo modelo se llama Green-X_{ENVIRONMENT} y sus principales ventajas son el inventario detallado de los recursos de biomasa de Europa y de las correspondientes tecnologías de conversión y el planteamiento de diferentes escenarios para identificar métodos ambientalmente beneficiosos para utilizar la biomasa con fines energéticos.

En este estudio el modelo se ha empleado para obtener un conocimiento profundo del potencial de uso de la bioenergía en el sector energético europeo y las consecuencias ambientales y económicas asociadas a las diferentes estrategias. El estudio tenía los siguientes objetivos:

- Identificar cómo se podría implementar la bioenergía de una forma ambientalmente óptima con un objetivo de mínimo coste⁽⁶⁾. Esto supone la creación de un modelo para implementar la biomasa en los sectores de electricidad, calor y transporte utilizando solamente recursos de biomasa europeos ambientalmente compatibles, las opciones tecnológicas más favorables para el medio ambiente y presuponiendo un precio del carbono relativamente alto.
- Evaluar la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y de contaminantes atmosféricos (desde una perspectiva de ciclo de vida) debida a la

implementación optimizada y evaluar los cambios que se producen con diferentes prioridades.

- Analizar el impacto del sistema bioenergético ambientalmente optimizado sobre la seguridad del suministro (dependencia de las importaciones).
- Deducir los costes adicionales de generación del sistema bioenergético ambientalmente optimizado y los costes asociados a la imposición de diferentes prioridades medioambientales.

El objetivo del análisis es proporcionar a los responsables de políticas una idea acerca de las diversas opciones de futuro en términos de la contribución de la biomasa a cada sector energético (electricidad, calor y transporte), para obtener los mayores beneficios ambientales. Por ello, este estudio no pretende analizar las propuestas actuales de políticas de energías renovables, ni la propuesta de política de carburantes para el transporte. Sin embargo, sí incluye una evaluación del objetivo de utilización del 10% de biocarburantes en el sector del transporte para el año 2020 con una limitación impuesta de utilizar exclusivamente recursos de biomasa de la UE. No obstante esta simulación del modelo no se debería interpretar como una evaluación en profundidad de la política de transporte alternativo de la Comisión, ni tiene como objeto identificar la mejores formas (ambientales, económicas y sociales) de alcanzar el objetivo propuesto. Estos análisis quedan fuera del ámbito de este estudio.

En cada caso, el análisis se ha realizado en cada Estado miembro de la UE para los años 2010, 2020 y 2030.

3.2 Metodología

3.2.1 Cómo funciona el modelo

El modelo Green-X_{ENVIRONMENT} emplea el concepto de modelización de las curvas dinámicas de coste-recurso. Este concepto permite vincular las curvas estáticas de coste-recurso, los cambios de tecnología y la difusión de las tecnologías (ver la figura 3.1).

⁽⁶⁾ Se trata de un instrumento artificial que busca la forma más barata de conseguir un objetivo dado en todos los sectores energéticos. No se podría aplicar en el mundo real, pero permite mostrar un resultado óptimo desde el punto de vista económico. El modelo asume una competencia plena entre los actores del mercado y minimiza los costes adicionales de generación en relación a las opciones convencionales.

En el modelo, la biomasa se considera como un recurso limitado. Debe tenerse en cuenta la dinámica de los costes, ya que estos pueden aumentar con una mayor utilización debido a que primero se explotarán las fracciones más baratas disponibles del potencial total. Como consecuencia, se produce un aumento en los costes de generación. La curva estática de coste-recurso es una herramienta adecuada para describir estos costes y potenciales.

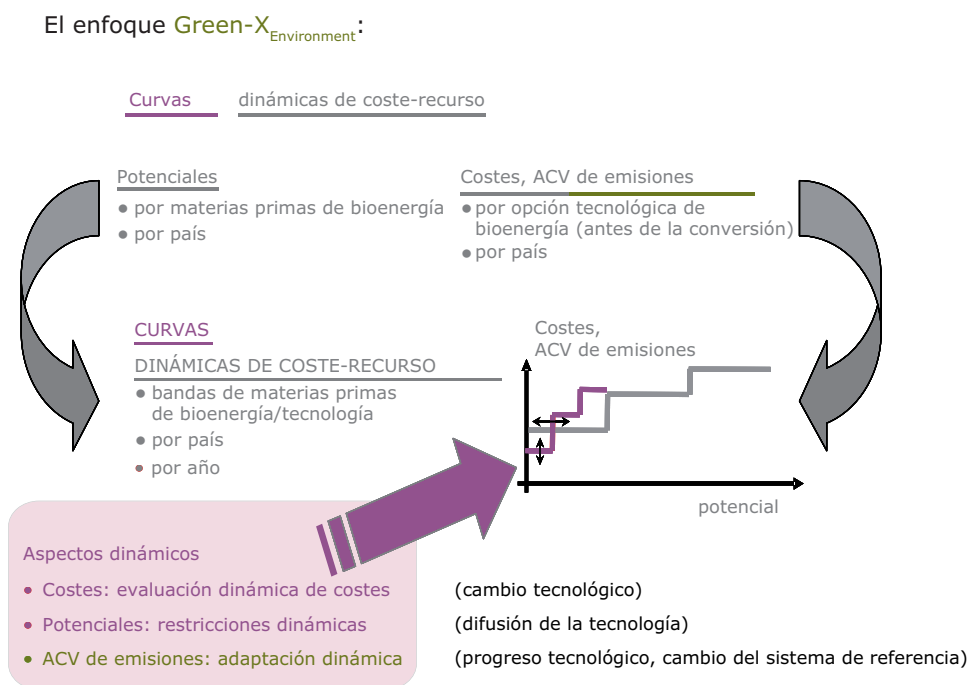
Los cambios en las condiciones de los recursos y las tecnologías de conversión están representados en el modelo como aspectos de cambio tecnológico y difusión de la tecnología. Los datos de costes y eficiencia están adaptados a este modelo de forma dinámica a nivel de tecnología. De esta forma, se aplican predicciones estándar de costes para reflejar el progreso tecnológico esperado en referencia a la base de datos GEMIS en el caso de la bioenergía y los escenarios energéticos PRIMES⁽⁷⁾ para los sistemas energéticos convencionales aplicados. El modelo utiliza patrones de 'curva en S' para describir el impacto de las restricciones administrativas y del mercado, que

son las barreras no económicas más importantes a la implementación de una tecnología energética nueva.

El modelo considera 37 fracciones de biomasa que se pueden convertir en combustible para electricidad, calor o transporte. Estas fracciones comprenden los cultivos energéticos en terrenos agrícolas (cultivos empleados para biocarburantes de primera generación⁽⁸⁾, monte bajo de ciclo corto, praderas y pastizales permanentes y materias primas de biogás), diversas fracciones de residuos biogénicos (como residuos sólidos urbanos, residuos de la transformación de la madera o paja) y recursos de la silvicultura. Los potenciales de cada materia prima, y los costes de combustible correspondientes, se basan en una evaluación en profundidad de los recursos de biomasa en todos los Estados miembros de la UE. (AEMA, 2006; AEMA, 2007b).

El modelo considera un conjunto amplio pero limitado de tecnologías de conversión y procesos de tratamiento posteriores para cada materia prima de biomasa. Los procesos bioenergéticos prometedores en términos de

Figura 3.1 Metodología referente a curvas dinámicas de coste-recurso por medio de bandas dinámicas de materias primas de bioenergía/tecnología (para el modelo Green-X_{ENVIRONMENT})



Fuente: Grupo de Economía Energética (EEG), Universidad Tecnológica de Viena, www.green-x.at.

⁽⁷⁾ PRIMES es un modelo de equilibrio del mercado energético europeo diseñado para predecir cambios en la oferta y la demanda de la energía y las tecnologías. Se desarrolló en la Universidad Nacional Técnica de Atenas, con financiación de la Comisión Europea.

⁽⁸⁾ Las materias primas de primera generación son los cultivos convencionales (como caña de azúcar, remolacha azucarera, maíz, trigo, semillas de colza, soja, aceite de palma) cosechados por su contenido de azúcar, almidón y aceite, que se convierten en biocarburantes mediante tecnologías convencionales. Las materias primas de segunda generación, por otra parte, comprenden la biomasa celulósica (como madera, herbáceas altas y residuos de bosques y cultivos) que requieren tecnologías avanzadas para convertirse en biocarburantes.

eficiencia y emisiones de GEI están preseleccionados (ver el anexo 4).

El modelo predice la aplicación de bioenergía bajo diferentes escenarios, con sus correspondientes emisiones de gases de efecto invernadero y de contaminantes atmosféricos y los costes adicionales de generación, hasta el año 2030. Las emisiones comprenden el ACV de las emisiones (directas e indirectas) de diferentes tecnologías y procesos procedentes de la base de datos GEMIS adaptada.

3.2.2 El potencial y los costes de las materias primas

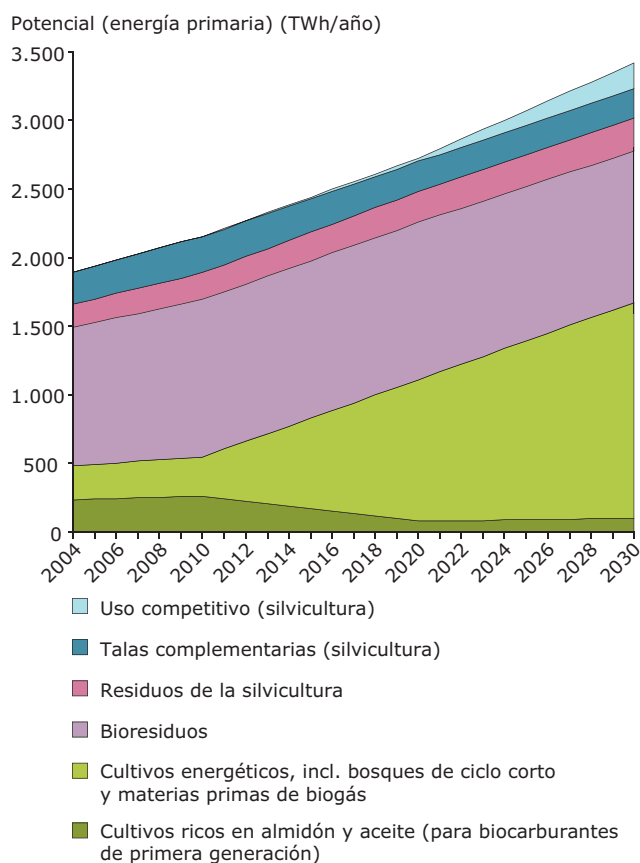
El potencial total de biomasa, calculado por la AEMA (2006), incluye los siguientes componentes.

- (i) *Biomasa de agricultura procedente de cultivos bioenergéticos.* Pueden tratarse de cultivos bioenergéticos como cultivos ricos en almidón (cereales, remolacha azucarera) o cultivos ricos en aceite (colza, girasol), así como monte bajo de ciclo corto y praderas y pastizales permanentes en tierras agrícolas. Los residuos agrícolas (paja, partes aéreas de plantas y estiércol) designadas como 'biorresiduos'.
- (ii) *Biomasa de la silvicultura* que comprende los residuos de operaciones de recolección que habitualmente se dejan en el bosque tras la retirada de la leña, como la parte superior del tronco, el tocón, las ramas, las hojas y las raíces. Las talas complementarias constituyen fuentes adicionales de bioenergía selvícola. Éstas indican la diferencia entre el nivel máximo sostenible de cosecha y la necesidad real de cubrir la demanda de madera de troza.
- (iii) *Bioresiduos/residuos* que comprenden subproductos y tipos de residuos de origen biológico procedentes de la agricultura, la industria y los hogares. Se tuvieron en cuenta los siguientes flujos de residuos específicos:
 - (a) residuos sólidos de la agricultura: paja de cereales y colza, tallos de los girasoles y podas de viñedos y olivos;
 - (b) otros residuos agrícolas: partes aéreas de patatas y remolachas;
 - (c) estiércol húmedo: estiércol de vacas, cerdos y gallinas ponedoras;
 - (d) estiércol seco: estiércol de gallinas de engorde;
 - (e) residuos sólidos urbanos: los componentes biológicos de los residuos sólidos urbanos (principalmente residuos procedentes de la cocina y el jardín, papel y cartón);
 - (f) lejía negra: subproductos líquidos procedentes de la producción de pulpa y papel;
 - (g) residuos madereros de la transformación de la madera: serrín y retazos del procesamiento

- primario de la madera (aserraderos) y del procesamiento secundario de la madera (como p. ej. la fabricación de muebles);
- (h) madera de construcción y demolición: retazos de madera de la construcción y madera recuperada de demoliciones;
- (i) madera de residuos de embalajes: procedentes de la industria de los palets y los embalajes (palets, cajas, etc.);
- (j) madera de residuos domésticos: objetos como muebles y vallas viejos;
- (k) lodos de depuradora;
- (l) residuos de la industria alimentaria: residuos de las industrias lácteas y azucareras y de la producción de vino y cerveza.

La figura 3.2 muestra la contribución de las diferentes fuentes de biomasa al potencial total de biomasa hasta el año 2030. Debe observarse la cuota creciente de cultivos de segunda generación (monte bajo de ciclo corto, praderas y pastizales permanentes y materias primas de biogás).

Figura 3.2 Desarrollo de los potenciales ambientalmente mejorados de biomasa de Europa (UE25) (en términos de energía primaria), por categoría de la fuente



Fuente: AEMA 2006.

Los costes correspondientes de las materias primas se calcularon para el mismo estudio (AEMA, 2006). No obstante, antes de la conversión a bioenergía, la materia prima se debe procesar para cumplir las especificaciones de la tecnología de conversión, por ejemplo, en términos de tamaño o contenido de humedad. Así, para llegar desde biomasa a su transformación final en energía, es necesaria una fase de preconversión en la que se realiza un procesamiento previo. Los costes de la preconversión para los diversos procesos de la UE, derivados de la base GEMIS, se pueden ver en la figura 3.3.

3.2.3 Tecnologías

Se estudiaron tecnologías disponibles en relación con su eficiencia, emisiones de ciclo de vida y costes. Se excluyeron tecnologías bioenergéticas con emisiones o costes elevados, por lo que en el modelo solamente se incluyeron las tecnologías más prometedoras. Esta selección se realizó a partir de datos de un completo estudio realizado sobre energía sostenible en Alemania, que utilizó talleres revisados por pares y por expertos para asegurar la calidad de los datos (Fritsche *et al.*, 2004). A continuación se presenta un breve resumen sobre las tecnologías seleccionadas. En el anexo 4 se presenta una descripción detallada de las tecnologías seleccionadas.

- Electricidad
 - Combustión en centrales de energía no combinadas: se añade biomasa al combustible tradicional (carbón) en un porcentaje de < 5% de paja o < 10% de madera. En estas plantas se tiene en cuenta la disponibilidad de los filtros adecuados.
 - Cogeneración de electricidad y calor (CCE): plantas con un tamaño de 1 a 20 MWeI, como las alimentadas por biogás, madera y otros flujos de residuos.

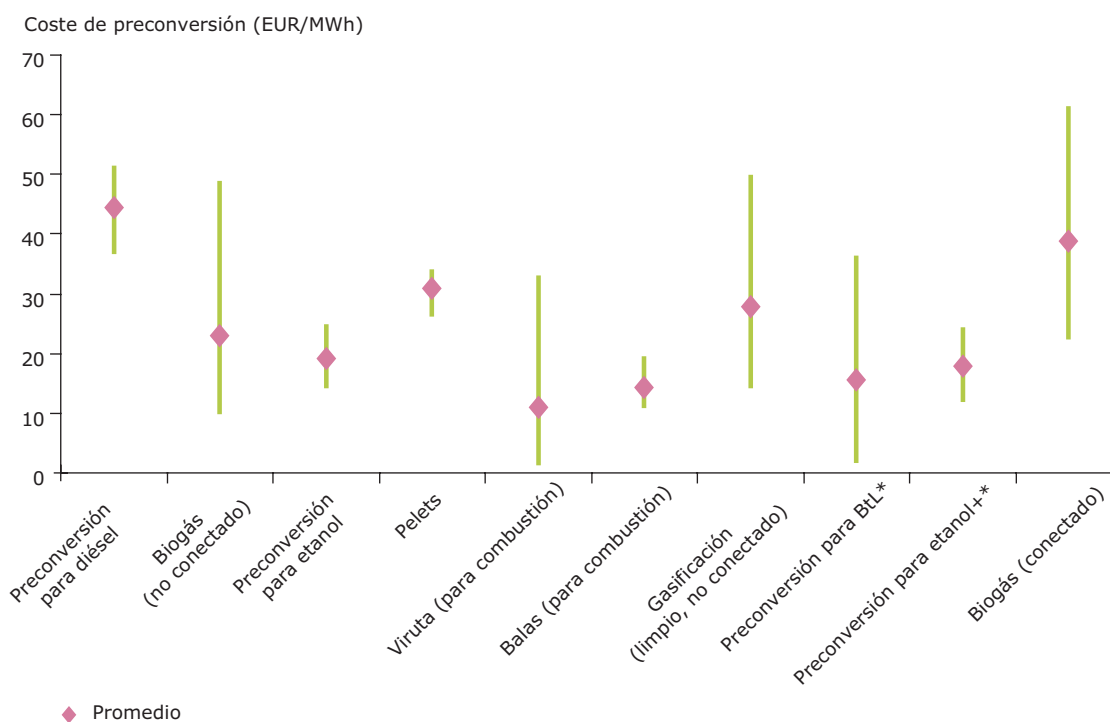
La cogeneración también incluye la cogeneración con una mezcla de gas y biogás después de una serie de procesos de tratamiento previo.

Ambos tipos de generación de electricidad están basados en prácticamente todos los recursos de biomasa, desde los silvícolas, hasta los cultivos energéticos, pasando por los flujos de residuos.

- Calor, no conectado a la red
 - Pelets
 - Virutas de madera

Ambos se basan principalmente en recursos silvícolas, cultivos energéticos y residuos madereros.

Figura 3.3 Intervalos de costes de las opciones de preconversión de materias primas bioenergéticas en la UE25



Nota: * Los datos de BtL y etanol son para el año 2020; el resto de los costes se han calculado para 2010.

Fuente: Öko, 2006.

- Calor, conectado a la red
 - Plantas de calor
 - CCE

Ambas se basan en diversos recursos de biomasa: recursos silvícolas, cultivos energéticos y corrientes de residuos

- Carburantes para transporte
 - Materias primas de primera generación (como la caña de azúcar, remolacha azucarera, el sorgo dulce, las semillas oleaginosas y los cultivos ricos en almidón), que ya se están convirtiendo en carburantes líquidos mediante las siguientes tecnologías convencionales:
 - Fermentación. El azúcar que se extrae de los cultivos ricos en azúcar se fermenta con facilidad en etanol. Los cultivos ricos en almidón como el trigo o el maíz se hidrolizan a azúcar, que posteriormente se fermenta para producir etanol. Estos procesos se denominan etanol en nuestro modelo.
 - Transesterificación en EMAG (éster metílico de ácidos grasos). Este proceso convierte el aceite de cultivos de semillas oleaginosas en biodiesel.
 - Materias primas de segunda generación, que incluyen toda la planta del cultivo (residuos del cultivo), madera, herbáceas altas y residuos de la silvicultura, y reciben el nombre conjunto de biomasa celulósica. La biomasa celulósica se compone de celulosa, hemicelulosa y lignina, así como de cantidades más pequeñas de proteínas, lípidos (grasas, ceras y aceites) y cenizas. Son naturalmente resistentes a la descomposición, por lo que necesitan tecnologías avanzadas para convertirse en carburantes. La biomasa celulósica se puede convertir en carburante mediante conversión termoquímica o bioquímica:
 - Conversión termoquímica. La biomasa se puede gasificar para producir un gas de síntesis (entre 600 y 1.100 °C), que posteriormente se puede convertir en biodiesel mediante el proceso de Fischer-Tropsch (F-T). Este proceso recibe el nombre de biomasa transformada a líquido (BtL) y se puede aplicar a biomasa procedente de madera o herbáceas. Actualmente no existe ninguna planta comercial que produzca carburantes de esta forma. La primera planta comercial de BtL se está construyendo en Freiberg, y se espera que produzca 18 millones de litros de biodiesel al año a partir de mediados del año 2008. La biomasa celulósica también se puede convertir en un carburante líquido llamado biopetróleo o petróleo de pirólisis, calentándola a una temperatura aproximada de 475 °C. No obstante, los petróleos de pirólisis actualmente no se utilizan para el transporte.
 - Conversión bioquímica. Este proceso implica la descomposición de la biomasa en sus componentes moleculares de azúcar, seguida

de una fermentación para convertir el azúcar en etanol. En la UE existen tres plantas de etanol celulósico de demostración: en Suecia, España y Dinamarca. En nuestro modelo este proceso se llama Etanol+.

3.2.4 Asignación de las materias primas a las tecnologías

En teoría, hay múltiples formas de combinar diferentes materias primas de biomasa con tecnologías de conversión de biomasa. Debido a que no es probable que todas estas combinaciones se apliquen a escala comercial antes del año 2030, y dado que el modelo no podría abarcar todas las combinaciones posibles, hemos seleccionado un conjunto de cadenas de procesos para utilizar en el modelo. Como se muestra en la figura 3.4, cada cadena comienza con una materia prima que se transforma mediante un proceso de preconversión y continúa con la tecnología final de conversión.

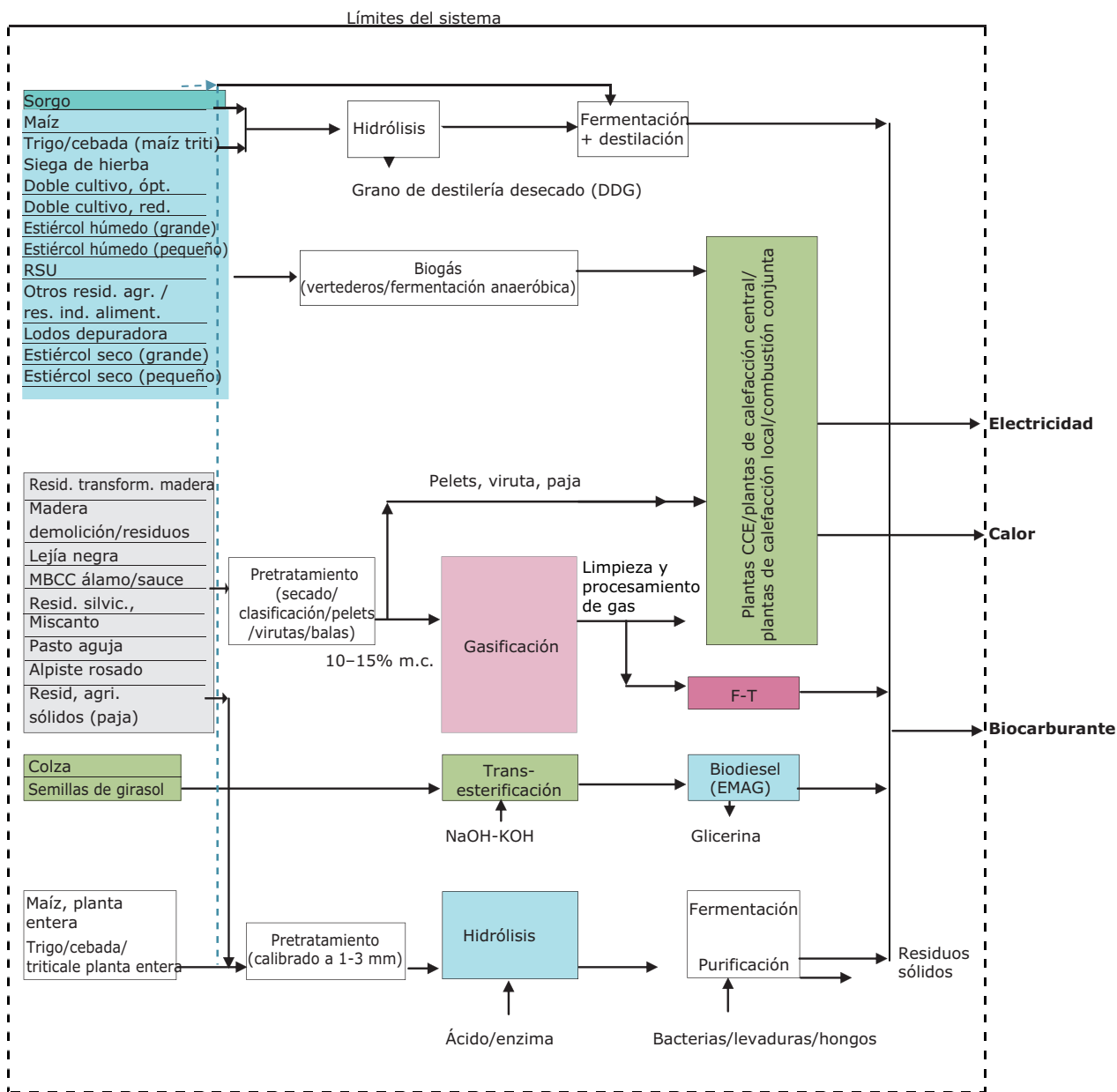
Estos procesos se pueden consultar en el anexo 5. Se excluyeron algunos procesos posibles porque las referencias bibliográficas y los conocimientos expertos sugieren que no estarán comercialmente disponibles antes de 2030.

Por ejemplo, se excluyó el uso de pelets fabricados a partir de residuos de bosques y talas complementarias en sistemas de calefacción residenciales, ya que los pelets se pueden fabricar fácilmente a partir de partículas pequeñas de numerosos materiales como el serrín. Fabricar pelets a partir de virutas de madera o tallos sería muy costoso económicamente y poco eficiente desde el punto de vista energético. Por el contrario, las virutas de madera se consideran una opción viable para los sistemas de calefacción descentralizados a media o gran escala.

Entre los procesos bioenergéticos para carburantes de transporte, en el modelo no se utilizan madera o praderas y pastizales permanentes para la conversión de la biomasa lignocelulósica en etanol (etanol+ en este estudio). Según Fritsche *et al.* (2004), el pretratamiento de la madera y la cantidad de enzimas necesarias para convertir la biomasa procedente de la madera en etanol supondrían unos costes prohibitivos, aún en el año 2020. En cuanto a las praderas y pastizales permanentes, se desconocen los costes y el rendimiento de su conversión en etanol y el proceso produciría residuos que habría que incinerar o gasificar. Aunque los esquemas híbridos, como la combinación de la producción de etanol con procesos de BtL, o posiblemente la generación de electricidad y materias primas, tienen su potencial, este concepto de 'biorrefinería' se encuentra en una etapa muy temprana y no es probable que dé sus frutos en el periodo contemplado (10 a 20 años).

Entre los procesos de BtL que se utilizan para producir biocarburantes, se ha excluido el uso de lejía negra

Figura 3.4 Las cadenas del proceso bioenergético



como materia prima, aunque en principio ésta sería una de las opciones más baratas. De acuerdo con los expertos del sector, es muy poco probable que esté disponible para la producción de biocarburantes para el transporte, debido a que ya se utiliza para la generación de electricidad dentro de la industria pastero-papelera.

La adecuación de las diferentes tecnologías a cada país depende de la cantidad de biomasa primaria que esté potencialmente disponible. Por ejemplo, en un país pequeño como Chipre las centrales energéticas de biomasa a gran escala o las plantas a gran escala de BtL no tienen mucho potencial, por lo que no aparecerían como una opción adecuada.

3.2.5 Hipótesis del modelo

Este estudio utiliza el modelo Green-X_{ENVIRONMENT} para ilustrar cómo podría ser la implementación de la bioenergía en el futuro, si proporciona los mejores resultados posibles para alcanzar los objetivos generales con el mínimo coste, incluyendo:

- la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero;
- la reducción de las emisiones de contaminantes atmosféricos;
- un incremento en la sustitución de combustibles fósiles.

Se necesitarán políticas energéticas y normas ambientales a nivel europeo, nacional, regional y sectorial para que el mercado se centre en conseguir estos resultados. No obstante, el modelo no considera un marco político específico. El objetivo de este informe fue el estudio del potencial de bioenergía para alcanzar estos objetivos en Europa, si se explotara el potencial completo de los recursos de biomasa de una forma beneficiosa para el medio ambiente.

La única política específica considerada en la modelización es el uso de cuotas para biocarburantes (10% para 2020), en el caso del establecimiento de prioridades para los biocarburantes (capítulo 6). Además de esto, en uno de los casos la explotación de biomasa se ha obtenido a partir de la simulación del modelo realizada para la DG Medio Ambiente a fin de evaluar los efectos del objetivo de 20% de energía renovable establecido para el año 2020 (Ragwitz *et al.*, 2006).

A continuación se enumeran algunas de las condiciones del modelo:

- (i) horizonte temporal: de 2004 a 2030. Los resultados se obtienen de forma anual;
- (ii) cobertura geográfica: la Unión Europea de 2006 incluyendo los 25 Estados miembros (denominada UE25⁽⁹⁾);
- (iii) sistema de energía de referencia: el modelo utiliza escenarios para el grado de desarrollo que alcanzará el sistema energético de la UE en términos de precios del carbono y los combustibles, tomados del modelo PRIMES del mercado energético europeo. En particular, se utilizan el Modelo de baja generación de carbono (AEMA 2005a, 2005b) y los escenarios 'alternativos' propuestos (CE, 2006). En el apartado 3.2.6 se incluyen determinados detalles de estos escenarios;
- (iv) uso de recursos internos: el modelo asume que la conversión de la biomasa doméstica en otros vectores energéticos es el mejor uso del recurso.

3.2.6 Parámetros del escenario y casos de prioridad

Los escenarios bioenergéticos se basan en el desarrollo previsto para el sistema energético global de la UE. El escenario clave de referencia es el del modelo de baja generación de carbono (LCEP), que se caracteriza por unos precios moderados de los combustibles fósiles, pero con un precio para los derechos de emisión de carbono de hasta 65 EUR/tonelada para el año 2030 (AEMA, 2005b). Se eligió este escenario por describir un sistema energético con una reducción significativa de las emisiones de GEI.

Para analizar la sensibilidad se utiliza un escenario alternativo (CE, 2006), que se caracteriza por unos precios de los combustibles fósiles relativamente altos, y un precio moderado para los derechos de emisión de carbono (20 EUR/tonelada).

Los detalles de estos dos escenarios, incluidos los precios de la energía, la demanda de energía, los valores de la eficiencia energética y la estructura de generación se pueden encontrar en el anexo 6.

En todas las simulaciones del modelo se aplica el enfoque de mínimo coste intersectorial dentro de los límites ambientales de cada simulación del modelo. El modelo asume una competencia plena entre los actores del mercado y minimiza los costes adicionales de generación en relación a las opciones convencionales.

La competencia por la biomasa se produce a tres niveles:

- entre las materias primas para biomasa (en función de su coste);
- entre los procesos tecnológicos por el uso de cada materia prima;
- entre los sectores bioenergéticos: calor, transporte y electricidad.

La tabla 4.1 muestra una breve descripción de los casos investigados en este informe. Los casos 1 a 4 imponen prioridades ambientales. Por ejemplo, en el caso 1, se fomenta la aplicación de la cogeneración al asumir que el mercado de calor producido por plantas de cogeneración funciona a la perfección y que todo el calor producido se puede vender. Esto implica la eliminación de las principales barreras que limitan en la actualidad el atractivo económico de la cogeneración. El caso 5, por otro lado, da prioridad a un objetivo político clave de la UE. En este caso la prioridad se fija en el logro del objetivo propuesto de un 10% de energías renovables en el sector del transporte para el año 2020 utilizando exclusivamente recursos de biomasa doméstica de la UE.

En el anexo 7 se encuentran más detalles sobre cómo funciona el modelo y cómo se aplican las prioridades.

3.2.7 Evaluación de los impactos ambientales y económicos en las simulaciones del modelo

Impactos ambientales

Para evaluar los beneficios ambientales de los escenarios bioenergéticos simulados en este modelo, tienen que compararse con el escenario energético 'convencional' (por ejemplo, para el escenario de referencia, se debe comparar con el LCEP PRIMES).

⁽⁹⁾ El modelo abarca los Estados miembros de la UE25, pero no incluye a Bulgaria y Rumanía.

⁽¹⁰⁾ Tras la propuesta de la Comisión de un objetivo del 10% de energía renovable en el transporte para el año 2020, se espera que los biocarburantes supongan un aporte significativo. Consecuentemente, dado que las condiciones previas varían significativamente, esta investigación no se debe malinterpretar como una evaluación a fondo del impacto del objetivo de 10%.

Tabla 3.1 Descripción de los casos investigados

Caso	Nombre	Optimización base es	Priorización	Premisas
Premisa general para todos los casos		<ul style="list-style-type: none"> • Potencial de biomasa totalmente explotado • Enfoque de menor coste • Economía energética descrita por LCEP PRIMES (AEMA, 2005a, 2005b), excepto el caso 6 (escenario de referencia alternativo) que utiliza el escenario de base PRIMES para comparación • Plena competencia entre procesos tecnológicos, materias primas y sectores energéticos 		
Escenario de referencia		Energía primaria	Ninguno	Sectores con igual peso
Caso 1	Caso de CCE optimizada	Energía primaria	CCE optimizada	Se supone que se vende todo el calor producido en las plantas de CCE
Caso 2	Reducción de GEI	Reducción de emisiones GEI	Reducción de emisiones de gas de efecto invernadero (CO ₂ equivalente)	Se reducen las emisiones de gases de efecto invernadero
Caso 3	Reducción de emisiones de contaminantes atmosféricos	Se reducen las emisiones de contaminantes atmosféricos	Reducción de equivalentes de PM	Las emisiones de partículas, SO ₂ , NO _x se convirtieron a equivalentes de partículas (equivalentes de PM), mediante factores de 0,7 para SO ₂ y de 0,88 para NO _x (basado en de Leeuw, 2002)
Caso 4	Renovables	20% de ER para 2020	Acercar la implementación de bioenergía para poder alcanzar el objetivo global de energía renovable (en línea con Ragwitz, 2006)	El objetivo de 20% de energía renovable para 2020 tiene prioridad
Caso 5	Biocarburantes	Energía primaria	Sector del transporte, sin comercio de bioenergía no procedente de la UE	<ul style="list-style-type: none"> • El objetivo de 10% de ER en el sector del transporte para 2020 tiene prioridad • Uso de materia prima procedente de la UE para biomasa
Escenario alternativo de referencia		Energía primaria	Ninguno	Este escenario utiliza el escenario de base PRIMES, por lo que asume un precio elevado para los combustibles sólidos y un precio mucho más bajo para los derechos de emisión de carbono

Por 'beneficios ambientales' en este estudio se entiende el impacto de los diferentes tipos de materias primas y procesos bioenergéticos en las emisiones totales de gases de efecto invernadero y contaminantes atmosféricos.

Para las emisiones de gases de efecto invernadero, se calculó el ahorro de emisiones en base a los combustibles fósiles sustituidos en el modelo bioenergético. El ahorro neto es el total de emisiones del ciclo de vida de los combustibles fósiles producidos

y utilizados, menos las emisiones de ciclo de vida de la producción de bioenergía. Las emisiones de la generación de electricidad se calculan incluyendo las derivadas de la propia generación de electricidad, pero no las asociadas al transporte de la electricidad o a su uso comercial o interno. El cálculo de las emisiones procedentes de los carburantes para transporte incluye la producción del carburante, pero no los pasos que se producen después de la conversión de materias primas en biocarburantes (p. ej. el uso de carburante en transporte por carretera).

En el caso de los contaminantes atmosféricos, se compararon las emisiones con las procedentes de un sistema energético convencional (descrito en detalle en AEMA, 2005b), en el que la generación de electricidad con carbón se va sustituyendo de forma significativa por gas hasta 2030. Los cálculos de las emisiones de contaminantes atmosféricos también se obtuvieron de la base de datos GEMIS, deducidos de la misma forma y con el mismo ámbito que las evaluaciones de ciclo de vida de emisiones de gases de efecto invernadero.

Impactos económicos

Los impactos económicos se evalúan determinando los costes (adicionales) de generación impuestos por la

mejor implementación de la bioenergía. Al no realizarse un análisis explícito de las políticas energéticas, en este estudio, no se evalúan los costes asociados, es decir los gastos de los consumidores que surgen del apoyo financiero ofrecido para estimular la implementación de la bioenergía.

Los costes de generación se calculan a partir de los datos de costes proporcionados en el anexo 4 (costes de materias primas, costes de inversión, costes de funcionamiento y mantenimiento, vida útil específica de la tecnología (15-25 años), etc.). Por tanto, todos los datos de costes y rendimiento de las diferentes tecnologías de conversión seleccionadas se toman de la base de datos GEMIS. El cálculo de los costes de generación se basa en un tipo de interés (real) del 6,5%. Todos los datos de coste se expresan en términos reales utilizando EUR₂₀₀₅.

Los datos de los precios del sistema energético convencional se presentan en el anexo 6. El coste adicional de generación se calcula como la diferencia entre el coste total de generación de los sistemas bioenergéticos y el correspondiente a los sistemas energéticos convencionales que proporcionan el escenario de referencia y el escenario de referencia alternativo.

4 Resultados del modelo

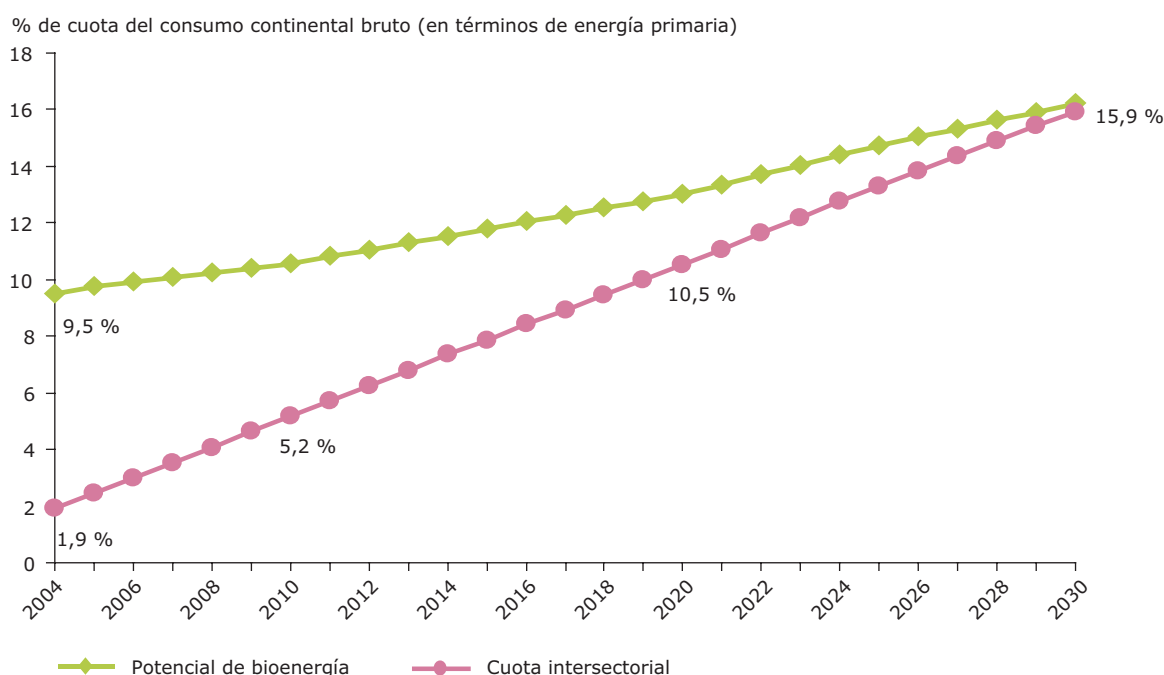
En este capítulo se presentan los principales resultados obtenidos de la modelización del escenario de referencia. A esto le sigue el escenario de referencia alternativo (para realizar un análisis de sensibilidad) y otros escenarios en los que se priorizan diferentes opciones: prioridad para la PCCE, reducción de la emisión de gases de efecto invernadero, reducción de los contaminantes atmosféricos o para alcanzar el objetivo de energía renovable propuesto para Europa. En esta última simulación se estudia el caso en que se priorizan los biocarburantes (a fin de alcanzar el objetivo del 10% para el año 2020). Este caso se analiza separadamente debido a que las implicaciones ambientales del objetivo de un 10% de biocarburantes están sujetas en estos momentos a considerables debates y requiere una atención extra. No obstante, como se ha mencionado anteriormente, en este estudio no se han analizado todos los aspectos relevantes de las mejoras que aportan los biocarburantes.

4.1 El escenario de referencia

4.1.1 Implantación de la bioenergía

En este escenario, la utilización de la bioenergía primaria aumenta de forma lineal con el tiempo hasta alcanzar un valor de 10,5% del consumo total de energía primaria (7,7% del consumo final de energía) en 2020, y por último, un 15,9% (13% del consumo final de energía) en 2030 (ver la figura 4.1). Esto corresponde a 2.202 TWh en el año 2020 y a 3.355 TWh en el año 2030. Como se expuso en el apartado 1, la cuota de bioenergía en el consumo total de energía dentro de la UE25 en el año 2005 fue de un 4,5% aproximadamente (AEMA, 2007a), mientras que este trabajo de modelización calcula la implementación de bioenergía ambientalmente compatible próxima a un 2,5% para el año 2005 (ver la figura 4.1)⁽¹¹⁾.

Figura 4.1 Evolución de la implantación de la bioenergía y potencial de bioenergía en la UE25, expresada como una cuota del consumo de energía primaria



Fuente: AEMA, basada en el modelo Green-X_{ENVIRONMENT}

⁽¹¹⁾ La diferencia relativamente grande con la cuota real del uso de bioenergía en este año se debe al uso generalizado de bioenergía para calefacción, ya que las antiguas estufas a pequeña escala no suelen cumplir los estrictos criterios relativos a las emisiones de contaminantes atmosféricos que se utilizan para la preselección de las tecnologías de este estudio.

La figura 4.2 muestra la proporción de la demanda total de energía de cada sector que se suministra con biomasa, de acuerdo con el caso de referencia. Para el año 2030, la bioenergía aportará un 18,1% de la demanda total de calor y un 12,5% de la cuota de demanda bruta de electricidad.

Para el año 2030 sólo hay una pequeña cuota de la demanda total de energía para el transporte, 5,4%, que se satisface con biocarburantes. Esto corresponde aproximadamente a un 7% de la demanda de los carburantes de transporte por carretera (diesel y gasolina). Los biocarburantes de segunda generación se convierten en una opción, con una cuota importante, a partir de 2010. En este escenario, la cuota de biocarburantes de segunda generación es de aproximadamente el 30% en el año 2015 y supera el 65% en el año 2030.

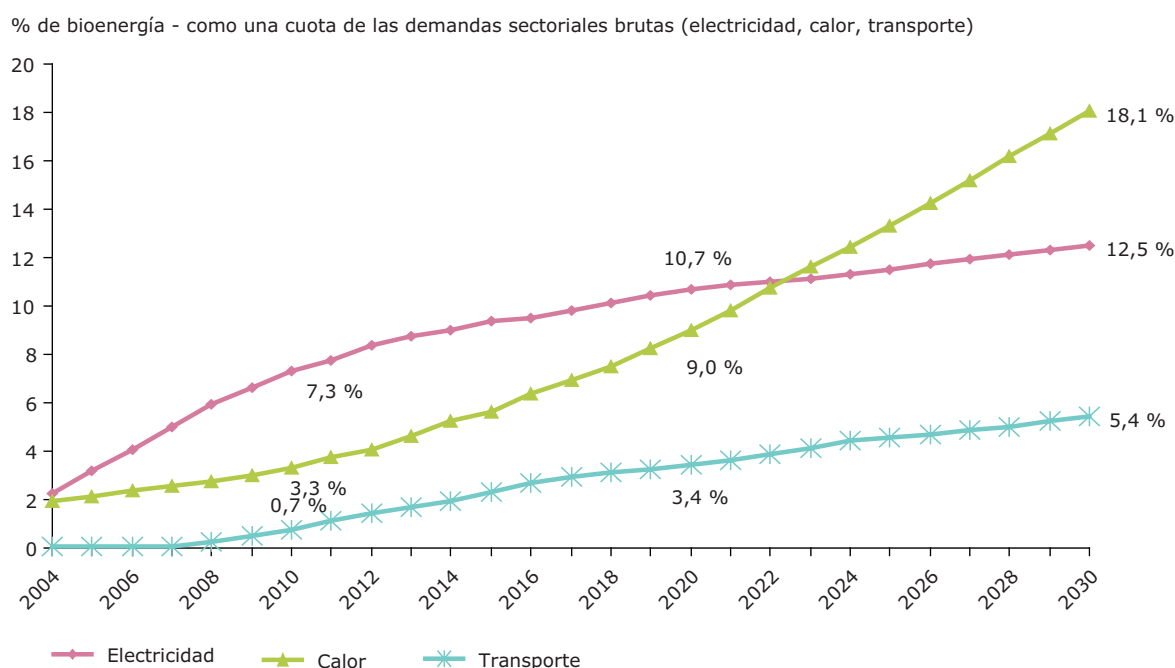
Los resultados muestran que la bioenergía puede suponer una contribución importante para alcanzar los objetivos actuales de energía renovable de Europa. Se prevé que en el año 2010, el 7,3% de la electricidad se puede generar a partir de biomasa⁽¹²⁾, algo más de un tercio del objetivo del 21% de electricidad renovable establecido para la UE27. En el año 2020, aproximadamente el 8% del total demanda total de energía de la UE se puede satisfacer con biomasa, casi la mitad del objetivo del 20 % para 2020.

Todos estos resultados son promedios de la Unión Europea. Los detalles varían significativamente entre los Estados miembros. Por ejemplo, los índices más elevados de implementación para calor (> 40%) se alcanzan en Lituania, Estonia, Letonia, Suecia y Eslovenia, mientras que Polonia y Lituania generan las mayores implementaciones de electricidad procedente de biomasa en el año 2030. El modelo muestra que en el año 2030 en Lituania, Letonia y Estonia, más del 20% de la energía para transporte provendrá de biocarburantes. No obstante, estas elevadas cuotas corresponden en su gran mayoría a biocarburantes de segunda generación. Los resultados del modelo para los Estados miembros individuales están disponibles en el anexo 8.

La figura 4.3 ilustra, por subsectores, el desarrollo anual de la generación de electricidad, calor y biocarburantes a partir de bioenergía. En la figura 4.4 se pueden encontrar detalles adicionales de la implantación específica de cada tecnología, con un desglose de la electricidad, el calor y los biocarburantes por grupos de tecnologías en determinados años (2010, 2020 y 2030).

En este escenario la bioenergía se utiliza principalmente para calor y electricidad. Para el año 2030, la bioenergía asignada a sistemas de calefacción descentralizados y de distrito y la cogeneración es de 1.660 TWh (aportación de carburante), lo que supone aproximadamente el 49% del total de bioenergía

Figura 4.2 Implantación de la bioenergía como una cuota de las demandas sectoriales brutas (electricidad, calor y transporte)



Fuente: AEMA, basada en el modelo Green-X_{ENVIRONMENT}

⁽¹²⁾ Este valor pertenece a la UE25.

utilizada. Esto demuestra el atractivo económico de la biomasa con fines de calefacción. Las plantas de cogeneración ofrecen beneficios significativos gracias a su mayor eficiencia de generación de electricidad, flexibilidad de combustibles (muchas plantas están diseñadas para quemar más de un combustible), menores emisiones de gases de efecto invernadero por unidad de energía producida y menores costes de transmisión. No obstante existen limitaciones para el desarrollo de este sector. Asimismo, los sistemas de calefacción de distrito son caros de instalar pero tienen una vida prolongada una vez que se instalan. En algunos países se ponen obstáculos a la implantación de sistemas de calefacción de distrito con plantas de cogeneración. Entre estos obstáculos se encuentran la falta de infraestructuras para proporcionar combustible, la falta de acceso a las redes nacionales de distribución para vender la electricidad excedente, la ausencia de una demanda segura de calor y las dificultades relacionadas con la legislación y los impuestos.

La otra opción barata predominante para la bioenergía es la generación de electricidad, en la que se utilizarán 1.239 TWh de bioenergía primaria en 2030. La generación de electricidad es la opción dominante en el periodo hasta el año 2020, pero al reducirse la disponibilidad de opciones tecnológicas económicamente atractivas, como la combustión conjunta o las plantas de cogeneración a larga escala, la implementación se satura en los últimos años. De acuerdo con el escenario de referencia, en el

año 2030 aproximadamente el 60% de la electricidad producida con bioenergía se generará en plantas de cogeneración, mientras que las plantas que solo producen electricidad aportarán el 37%. La diferencia del 3% representa el subproducto de electricidad que surge de la producción de biocarburantes de segunda generación. En el año 2010 la electricidad de biomasa producida en plantas de cogeneración solamente satisfará un 4% de la demanda total de electricidad.

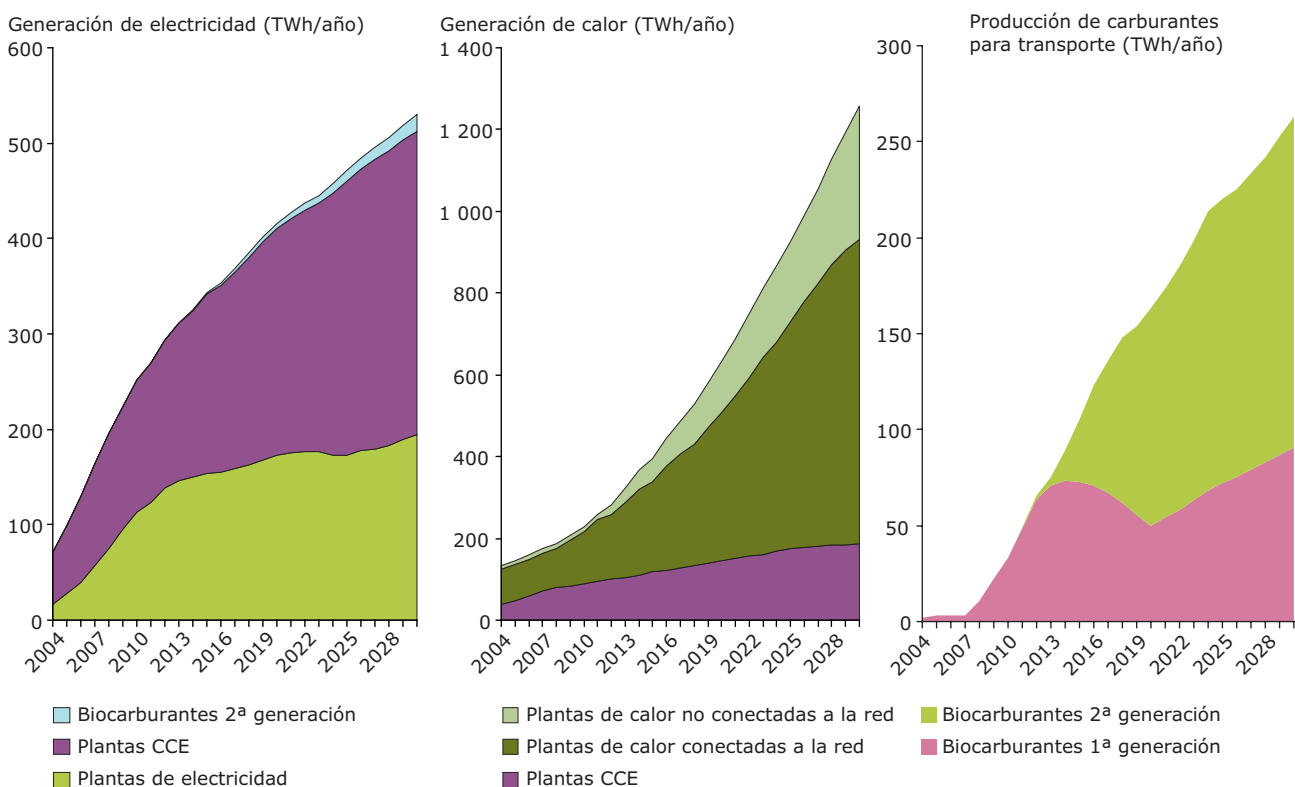
Alrededor del 14% de la bioenergía se utiliza en el sector del transporte, que contribuye en el año 2030 con 456 TWh aproximadamente en términos de bioenergía primaria.

4.1.2 Potencial de mitigación del cambio climático

El escenario de referencia indica que se podrían ahorrar hasta 394 millones de toneladas de emisiones de CO₂ equivalentes al año en 2020 y 627 millones de toneladas al año en 2030 (UE25), como resultado de la explotación plena del potencial de bioenergía evaluado (ver la figura 4.5). Estas cifras reflejan los balances netos en los que se tienen en cuenta las emisiones del ciclo de vida de la bioenergía de forma similar a las energías tradicionales sustituidas.

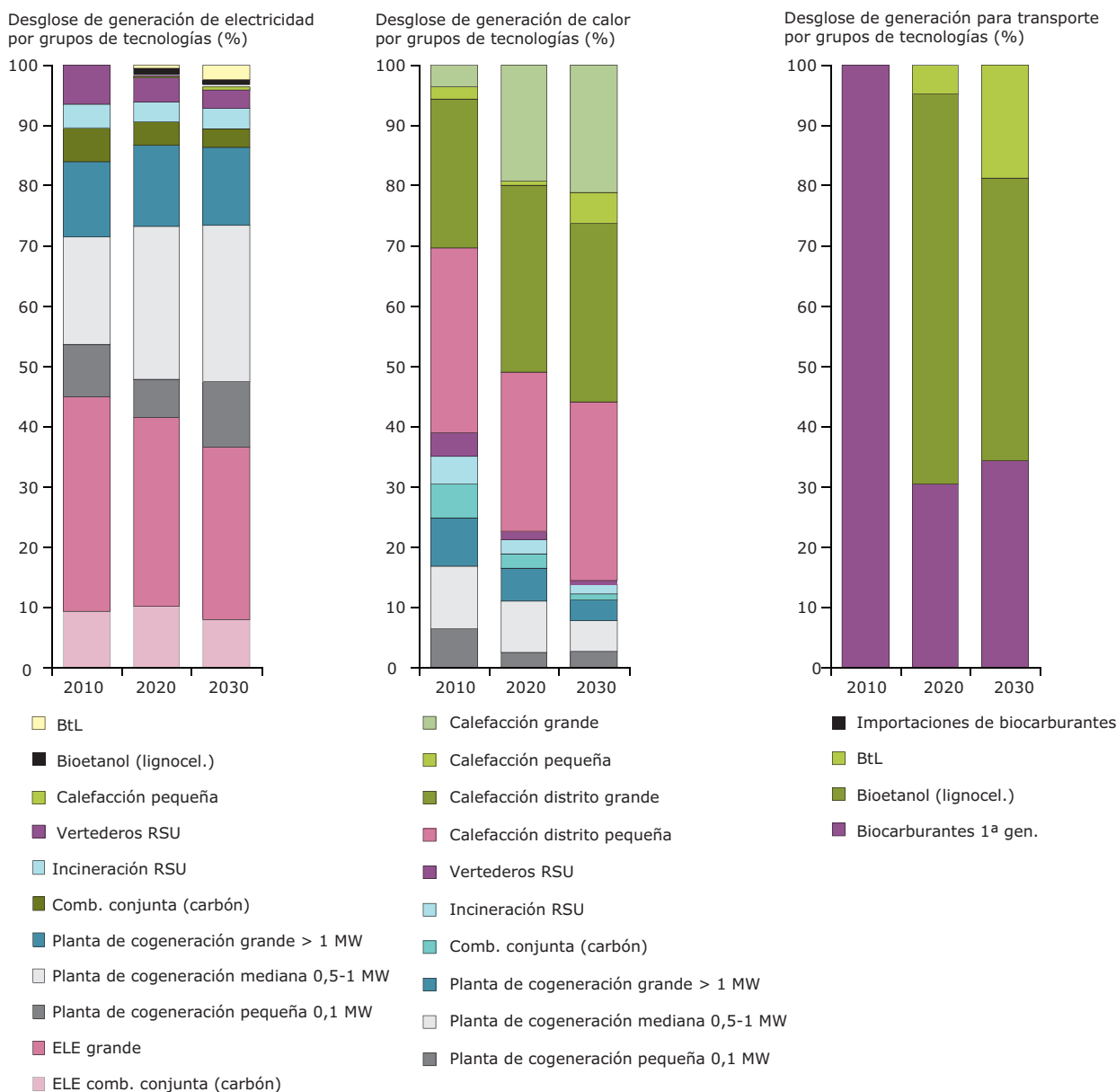
Para situar estos valores en perspectiva, de acuerdo con el reciente inventario de gases de efecto invernadero de la CE (AEMA, 2008), la emisión total de la UE27 de gases de efecto invernadero en 1990 fue de

Figura 4.3 Desarrollo anual de la generación de electricidad, calor y biocarburantes por subsector



Fuente: AEMA, basada en el modelo Green-X_{ENVIRONMENT}

Figura 4.4 Desglose de generación de electricidad, calor y biocarburantes por grupos de tecnologías para 2010, 2020 y 2030



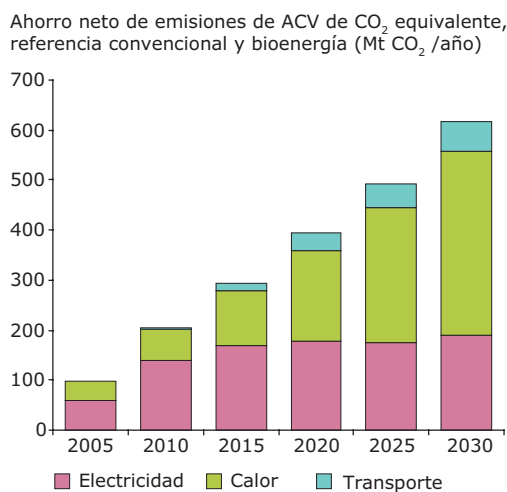
Fuente: AEMA, basada en el modelo Green-X_{ENVIRONMENT}

aproximadamente 5.572 millones de toneladas de CO₂ equivalente. El total de emisiones de GEI, sin considerar USCUSF (uso del suelo, del cambio de uso del suelo y forestación, siglas en inglés LULUCF) en la UE27 se redujo un 7,7% entre 1990 y 2006 (429 millones de toneladas de CO₂ equivalente). En 2007, no obstante, la UE hizo el firme compromiso de alcanzar una reducción de al menos el 20% de las emisiones de gases de efecto invernadero para el año 2020 en comparación con 1990, lo que supone un objetivo de reducción en torno a los 1.114 millones de toneladas de CO₂ equivalentes al año. Aunque el Protocolo de Kioto y el objetivo unilateral de 2020 se refieren a las emisiones directas (lo que impide que las emisiones de GEI del ciclo de vida puedan compararse con

este objetivo), cabe prever que la implantación de la bioenergía puede jugar un papel importante en la reducción de las emisiones de GEI y el logro de dicho objetivo.

La electricidad y el calor suponen conjuntamente el 91% del ahorro neto total de emisiones de gases de efecto invernadero, mientras que el resto (9%) proviene del transporte (principalmente debido a los carburantes de segunda generación). El mayor ahorro de emisiones se prevé que se produzca en el sector de la calefacción, alcanzando los 368 millones de toneladas de CO₂ equivalentes de gases de efecto invernadero al año, aproximadamente el 60% del total para el año 2030. En comparación con la elevada intensidad de

Figura 4.5 Ahorro neto de emisiones de CO₂ equivalente debido a una mejor implementación de la bioenergía



Fuente: AEMA, basada en el modelo Green-X_{ENVIRONMENT}.

CO₂ de los sistemas energéticos convencionales, los tipos de biomasa asignados para la producción de calor y electricidad (como los residuos de biomasa y las cadenas de residuos) causan emisiones relativamente bajas durante su ciclo de vida. Por el contrario, los biocarburantes de primera generación para el transporte requieren cultivos de biomasa específicos con emisiones de ciclo de vida más altas en la cadena de conversión.

La tabla 4.1 muestra el ahorro neto de emisiones de gases de efecto invernadero por unidad de combustible primario de cada subsector. Claramente, los sistemas de calefacción por biomasa son la opción más atractiva para reducir emisiones de gases de efecto invernadero, seguida por la generación de electricidad. No obstante, en los primeros años del periodo hasta 2010, la generación de electricidad obtiene las mayores reducciones de emisiones. Esto muestra la eficacia de la combustión conjunta en la generación de electricidad

como una opción para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Esta evaluación se basa en un sistema energético (LCEP) donde la introducción de los precios de los derechos de emisión de carbono permite los cambios en el mix de energías a favor de los carburantes bajos en carbono. De esta forma, el uso de los combustibles fósiles convencionales en el escenario LCEP es 80% más bajo y el uso del petróleo es un 10% más bajo que los niveles de 1990. Por otra parte, en un escenario sin cambios, la implantación de bioenergía puede cobrar más importancia. El mercado del petróleo podría mantenerse en tensión, debido a la diferencia entre la oferta y la demanda de petróleo en los años venideros, como se especifica en el World Energy Outlook (AIE, 2006a). Esto puede suponer un incentivo para las tecnologías de licuefacción de carbón (CtL) o el uso de petróleos no convencionales (como arenas bituminosas).

4.1.3 Emisiones de contaminantes atmosféricos

La evaluación del modelo muestra que después de 2010-2015 se podría producir un aumento en las emisiones de contaminantes atmosféricos en relación con los sistemas convencionales de energía, como resultado de un mayor uso de bioenergía.

Las emisiones de SO₂, NO_x y partículas procedentes de la producción de bioenergía se muestran en las figuras 4.6, 4.7 y 4.8 respectivamente.

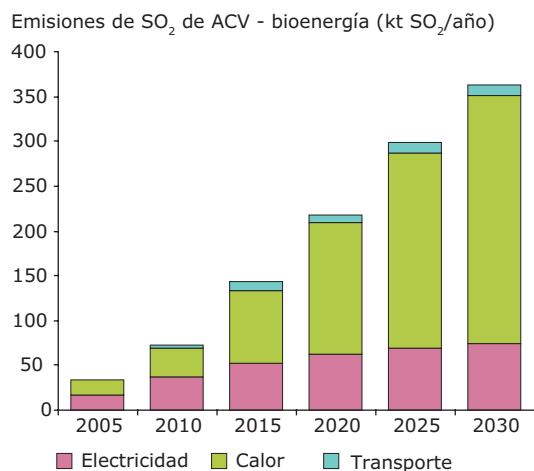
En el año 2030, la potenciación de la bioenergía produce emisiones anuales de casi 363 kilotoneladas de SO₂. El sector del calor es la fuente más importante de SO₂ (76%), seguido por la electricidad (20%). Los biocarburantes en el sector del transporte solamente representan el 3%, aproximadamente 12 kilotoneladas de SO₂ al año en 2030. No obstante, es importante tener en cuenta que en estos cálculos no están incluidas las emisiones asociadas al uso de automóviles.

Las emisiones de NO_x procedentes de la bioenergía muestran que en los tres sectores, la cuota más grande proviene del sector de la electricidad, que será

Tabla 4.1 Ahorro neto de emisiones de ciclo de vida en CO₂ equivalente de los diferentes sectores energéticos por unidad de energía

Ahorro neto de emisiones de gases de efecto invernadero		2005	2010	2015	2020	2025	2030
	Unidad						
Generación de electricidad	kg de CO ₂ equivalentes/MWh <small>primaria</small>	264	274	246	214	195	187
CCE: electricidad y calor	kg de CO ₂ equivalentes/MWh <small>primaria</small>	166	150	138	130	119	119
Calefacción de distrito	kg de CO ₂ equivalentes/MWh <small>primaria</small>	258	265	261	263	265	266
Calefacción descentralizada	kg de CO ₂ equivalentes/MWh <small>primaria</small>	265	263	265	265	263	261
Transporte	kg de CO ₂ equivalentes/MWh <small>primaria</small>	68	57	84	122	128	138
TOTAL (promedio)	kg de CO ₂ equivalentes/MWh <small>primaria</small>	201	194	180	179	177	184

Fuente: AEMA, basada en el modelo Green-X_{ENVIRONMENT}.

Figura 4.6 Emisiones de SO₂ de diferentes sectores de bioenergía

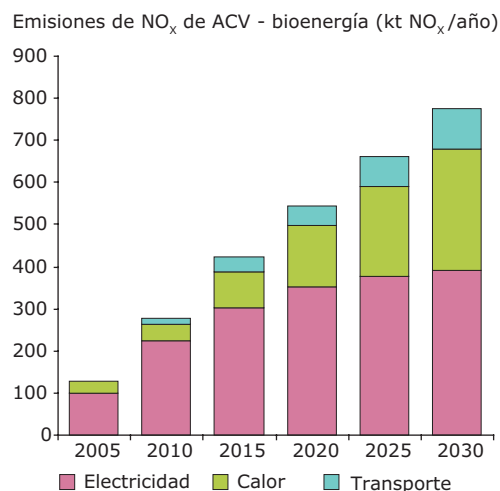
Fuente: AEMA, basada en el modelo Green-X_{ENVIRONMENT}

responsable de aproximadamente el 50% del total de 774 kilotoneladas al año de emisiones de NO_x en el año 2030. La bioenergía en el sector del calor será responsable de 290 kilotoneladas de NO_x al año en 2030, aproximadamente el 37% del total.

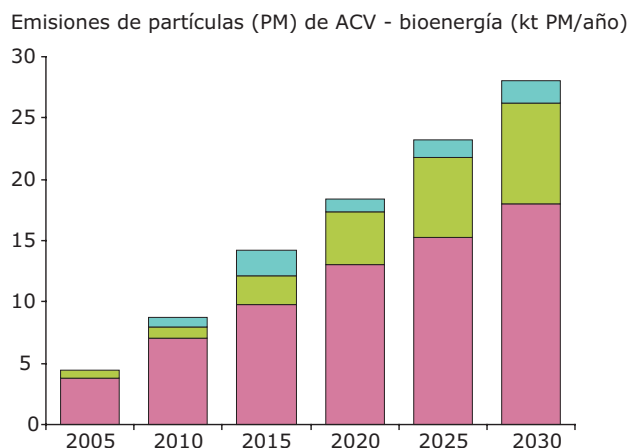
Los biocarburantes en el sector del transporte solamente representan el 12%, 94 kilotoneladas al año, de las emisiones de NO_x en 2030. Esto supera su contribución a las emisiones de otros contaminantes atmosféricos. Una de las principales causas de las emisiones de NO_x procedentes del sector de biocarburantes es la implementación de cultivos de biomasa especializados que requieren fertilizantes y generan emisiones de NO_x durante el cultivo y la cosecha. No obstante, el cambio desde los carburantes convencionales para el transporte a los biocarburantes en la UE es aproximadamente neutral en términos de emisiones directas de contaminantes atmosféricos de los automóviles. Asimismo, estas emisiones son relativamente pequeñas, debido a los estrictos controles impuestos por la UE en los estándares de los vehículos, por lo que en países con estándares actualmente bajos, el cambio tenderá a tener efectos beneficiosos.

El sector de la electricidad es el que más contribuye a las emisiones de partículas (PM) procedente de la bioenergía, con aproximadamente 18 kilotoneladas al año en 2030. El sector del calor aporta una cantidad mucho menor, aproximadamente 8 kilotoneladas. La producción de biocarburantes para el transporte aporta emisiones de partículas aun más bajas, aproximadamente 2 kilotoneladas en 2030.

Para garantizar que las tecnologías aplicadas en este trabajo de modelización no infringen las legislaciones pertinentes sobre la emisión de contaminantes atmosféricos, se comparan las emisiones directas procedentes de distintas tecnologías con los límites

Figura 4.7 Emisiones de NO_x de diferentes sectores de bioenergía

Fuente: AEMA, basada en el modelo Green-X_{ENVIRONMENT}

Figura 4.8 Emisiones de partículas (PM) de diferentes sectores de bioenergía

Fuente: AEMA, basada en el modelo Green-X_{ENVIRONMENT}

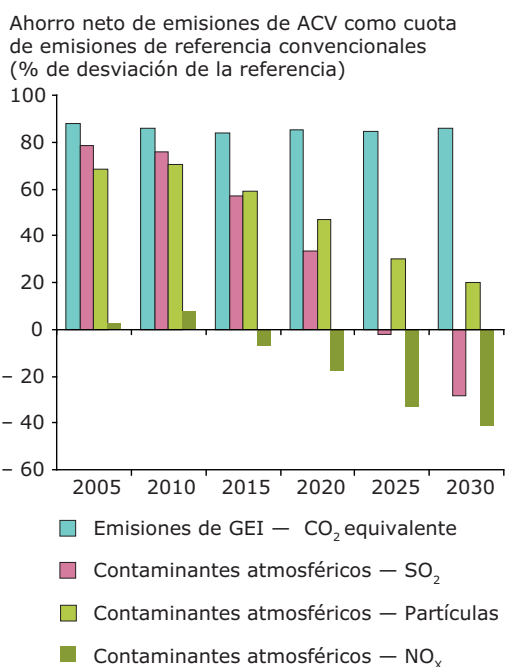
establecidos por la legislación. En el caso de las plantas más pequeñas, donde con frecuencia se aplican normativas nacionales y no europeas, se utilizan para la comparación los límites más estrictos de la legislación nacional o de los códigos voluntarios. La legislación empleada para comprobar las emisiones de cada tipo de combustible y contaminante se especifica en el anexo 9. Para cada categoría se utilizaron varios estándares de emisiones para reflejar la variedad de tamaños de plantas del modelo. En todos los casos, las emisiones del modelo están por debajo de los límites establecidos por la legislación.

Adicionalmente se realizó una comprobación con datos reales comparando las emisiones predichas de este estudio con las emisiones nacionales declaradas por los Estados miembros y sus futuros techos de emisiones

nacionales. En esta comprobación se utilizaron los techos nacionales de 2010 (sólo para SO₂ y NO_x) procedentes de la Directiva de Techos Nacionales de Emisión (CE 2001) diseñada para coincidir con los objetivos ambientales provisionales de la Estrategia temática sobre la contaminación atmosférica (IIASA, 2007)⁽¹³⁾.

En todos los casos, las emisiones estimadas en este estudio se encuentran por debajo de los niveles actuales de emisiones declaradas y los techos de emisión futuros. Solamente hay algunos casos en los que las emisiones del escenario de referencia suponen una contribución relativamente alta a las emisiones declaradas. Por ejemplo, las emisiones de SO_x del escenario de referencia para Letonia son un 33% de las emisiones declaradas (2005) en este país para los sectores relevantes. Varios Estados miembros tienen emisiones en el modelo para 2010 situadas entre el 10 y el 20% de los techos de emisión indicativos para 2020. En particular, para Lituania, las emisiones estimadas por el modelo Green-X son un 50% superiores a las de los techos indicativos de SO_x y NO_x en 2020. No obstante, este contraste con datos reales, está basado en una comparación de las emisiones de contaminantes atmosféricos durante el ciclo de vida considerado en el

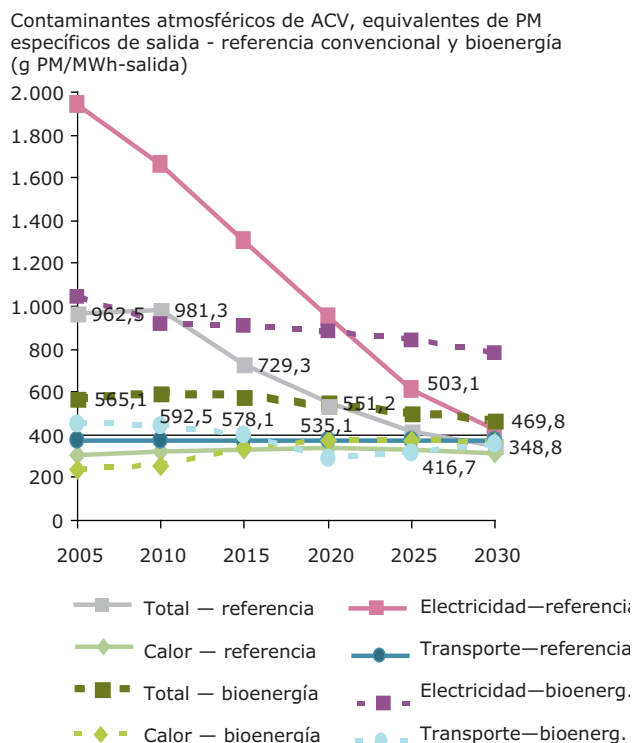
Figura 4.9 Ahorro neto de emisiones como cuota de las emisiones de un sistema energético convencional



Nota: Los valores positivos muestran una mejora neta o una reducción de las emisiones. Los valores negativos muestran un aumento de las emisiones en relación con la energía convencional.

Fuente: AEMA, basada en el modelo Green-X_{ENVIRONMENT}

Figura 4.10 Emisiones de contaminantes atmosféricos de diferentes sectores de bioenergía y del sistema de energía convencional, por unidad de energía



Fuente: AEMA, basada en el modelo Green-X_{ENVIRONMENT}

modelo, con los techos anuales de emisiones. Así pues, se prevé que la contribución anual a las emisiones de contaminantes atmosféricos de los sectores relevantes (en esta simulación del modelo) sea inferior en términos porcentuales (en comparación con los techos nacionales) que estos valores ilustrativos.

En la figura 4.9 se presentan los efectos netos de la implementación de la bioenergía en relación con el mix de energías LCEP. En esta figura, un valor positivo significa una mejora neta o una reducción en las emisiones, mientras que un valor negativo significa un aumento en las emisiones. La figura incluye emisiones netas de gases de efecto invernadero durante el ciclo de vida con fines comparativos.

Después de 2015 la contaminación atmosférica procedente de la bioenergía parece ser peor que la procedente de la energía convencional. Esto se debe principalmente a que el escenario LCEP ya muestra reducciones muy importantes de contaminantes

⁽¹³⁾ Las emisiones declaradas por los Estados miembros y los techos nacionales de emisiones de la Directiva TNE representan el total de emisiones anuales de contaminantes atmosféricos procedentes de actividades antropogénicas. Por su parte, los valores de emisiones disponibles por este trabajo comprenden las emisiones de contaminantes atmosféricos durante el ciclo de vida. Por tanto, la comparación entre los dos solamente tiene un valor ilustrativo.

Tabla 4.2 Ahorro de combustibles fósiles a nivel europeo (UE25) - desglose por sectores en términos energéticos (arriba) y económicos (abajo)

Seguridad del suministro - combustibles fósiles ahorrados	Ahorro de combustibles fósiles en términos energéticos - por sector						
	Unidad	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Electricidad	TWh/a	264	628	799	890	960	1.073
Calor (conectado a la red)	TWh/a	137	213	346	538	782	1.016
Calefacción descentralizada	TWh/a	10	13	58	125	195	325
Transporte	TWh/a	3	35	111	172	232	277
Total	TWh/a	415	889	1.315	1.725	2.168	2.691
Seguridad del suministro - combustibles fósiles ahorrados	Ahorro de combustibles fósiles en términos económicos - por sector						
	Unidad	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Electricidad	MEUR/a	2.313	6.044	8.718	11.055	13.605	15.959
Calor (conectado a la red)	MEUR/a	1.632	2.761	5.067	8.727	13.782	19.086
Calefacción descentralizada	MEUR/a	128	176	876	2.008	3.383	5.908
Transporte	MEUR/a	43	520	1.815	3.073	4.486	5.771
Total	MEUR/a	4.116	9.501	16.476	24.863	35.256	46.724

Nota: En el escenario de referencia los precios para los combustibles fósiles que se aplican para 2020 son: 5,2 EUR/MWh para carbón y lignito, 17,9 EUR/MWh para petróleo y 15,3 EUR/MWh para gas. De acuerdo con los datos recientes (precios de importación del mercado mayorista alemán de la energía según observaciones de diciembre de 2007), los precios del carbón y el lignito son 10 EUR/MWh, 40 EUR/MWh para el petróleo y 21 EUR/MWh para el gas.

Fuente: AEMA, basada en el modelo Green-X_{ENVIRONMENT}

atmosféricos, en particular, de NO_x y SO₂ en el sistema energético convencional. En los últimos años previos a 2030, el sistema energético convencional aplicado (tomado de la AEMA, 2005b) asume un cambio del carbón al gas en el sector energético.

En el caso de partículas en suspensión, se produce un ahorro neto en las emisiones durante todo el periodo con una mejor implantación de la bioenergía. Sin embargo, en 2030, las emisiones de partículas son sólo un 20% inferiores a las del esquema energético convencional. Esto se debe a que las emisiones de partículas asociadas a la producción de electricidad mediante biomasa son relativamente altas.

La figura 4.10 compara las emisiones de los contaminantes atmosféricos de la bioenergía y del sistema energético convencional de referencia en términos específicos, por unidad de energía generada. Incluye los tres contaminantes específicos que se tienen en cuenta (SO₂, NO_x y partículas) convertidos en equivalentes de PM. Las emisiones de contaminantes atmosféricos de la bioenergía permanecen estables en el tiempo, con una ligera reducción a lo largo de todo el periodo. A diferencia de esto, se prevé que las emisiones del sistema energético convencional se reduzcan significativamente con el tiempo debido

exclusivamente a los cambios en el sector de la electricidad. En conjunto, no hay un ahorro neto de emisiones de contaminantes atmosféricos debido a la mejora de la implementación de la bioenergía en los años cercanos a 2030.

Estas cifras serían diferentes en un escenario sin cambios, en el que el mix de energías no sigue un proceso energético bajo en carbono. En tal caso, los resultados mostrarían un descenso acusado de las emisiones de contaminantes atmosféricos si se potencia la bioenergía, ya que ésta sustituiría al carbón en lugar del gas natural, como sucede en el escenario LCEP.

4.1.4 Seguridad del suministro de energía

En el escenario de referencia, la mayor implantación de la bioenergía reduce significativamente la demanda de combustibles fósiles y mejora sustancialmente la seguridad del suministro de energía en Europa⁽¹⁴⁾.

El análisis de la modelización muestra que en 2030 se pueden ahorrar en torno a 2.691 TWh de combustibles fósiles, una cantidad de combustible con un valor de casi 47.000 millones de euros al año según los precios previstos para 2030. La tabla 4.2 muestra el ahorro en combustibles fósiles de cada sector energético en

⁽¹⁴⁾ Por lo general, una reducción de la demanda interna de la UE de combustibles fósiles puede llevar a una reducción de las importaciones primarias de combustible o a un aumento de las exportaciones de productos refinados (diesel, gasolina). En ambos casos, es aparente un impacto positivo en la seguridad del suministro y el equilibrio comercial de Europa.

Tabla 4.3 Combustibles fósiles sustituidos a nivel europeo (UE25) - desglose por combustibles en términos energéticos (arriba) y económicos (abajo)

Ahorro de combustibles fósiles en términos energéticos - por combustible							
Unidad TWh/a	2005	2010	2015	2020	2025	2030	
Carbón	91	200	236	191	141	156	
Lignito	37	85	73	69	54	53	
Petróleo	74	147	278	446	646	844	
Gas	213	457	728	1 019	1.327	1.639	
Total	415	889	1.315	1.725	2.168	2.691	
Ahorro de combustibles fósiles en términos económicos - por combustible							
Unidad MEUR/a	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2030*
Carbón	495	1.069	1.246	997	737	815	1.508
Lignito	199	454	385	357	279	274	507
Petróleo	1.045	2.190	4.549	7.960	12.509	17.579	33.459
Gas	2.376	5.787	10.295	15.549	21.732	28.057	34.808
Total	4.116	9.501	16.476	24.863	35.256	46.724	70.282

Nota: * con precios de diciembre de 2007.

Fuente: AEMA, basada en el modelo Green-X_{ENVIRONMENT}

términos de energía y dinero. En este escenario la generación de calor y electricidad es responsable del 88% del gasto ahorrado en combustibles fósiles.

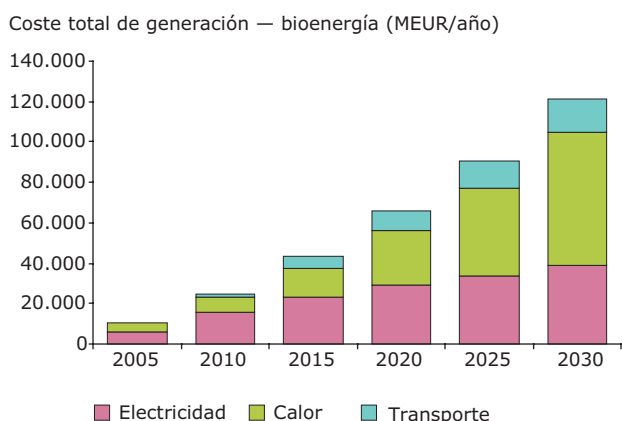
La tabla 4.3 muestra los tipos de combustibles fósiles ahorrados. El gas supone más de la mitad (aproximadamente el 60%) de los combustibles fósiles sustituidos. El petróleo supone el 31% de la energía de combustibles fósiles sustituidos, pero en términos económicos contribuye con una cantidad significativa, 37% del dinero no gastado en petróleo. Cuando se calculan las cifras de costes considerando los niveles de precios actuales (diciembre 2007), la sustitución del petróleo es mucho más ventajosa desde un punto de vista económico.

4.1.5 Coste de la mayor implantación de la bioenergía

Los costes de la bioenergía son un aspecto importante a tener en cuenta a la hora de evaluar la posible potenciación de la implantación de la bioenergía. En este apartado se presentan los costes de bioenergía y se comparan con los sistemas de energía convencionales.

La figura 4.11 muestra el coste total de generación de la bioenergía, dividido entre los sectores de electricidad, calor y transporte. El sector del calor comprende los mayores costes, que ascienden a casi 66.000 millones de euros al año en 2030, seguido por el sector de la electricidad, que cuesta aproximadamente 39.000 millones de euros al año, también en 2030. La generación de biocarburantes cuesta alrededor de 17.000 millones en 2030. Estos costes son un 20% más altos que los costes equivalentes de un mix de energías convencionales.

Figura 4.11 Costes totales de generación de bioenergía



Fuente: AEMA, basada en el modelo Green-X_{ENVIRONMENT}

La tabla 4.4. compara estos costes de generación con los costes correspondientes del sistema de energía convencional de referencia. Las cifras se presentan como costes adicionales de generación por unidad de entrada de combustible ('específico de entrada', es decir por unidad de bioenergía primaria) así como por unidad de salida de energía ('específico de salida', es decir referente a la electricidad, calor o combustible producido). Por tanto, el término 'coste adicional (de generación)' representa el coste de la producción de bioenergía menos el coste de utilizar energía convencional (fósil). Los valores negativos indican un ahorro de costes con el uso de la bioenergía.

Tabla 4.4 Costes adicionales de generación de bioenergía

Costes adicionales de generación específicos de la salida							
	Unidad	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Total	EUR/MWh-o	11,7	11,4	13,6	15,6	12,3	9,1
Generación de electricidad	EUR/MWh-o	- 1,1	11,9	15,0	17,6	10,8	7,6
CCE: electricidad y calor	EUR/MWh-o	11,7	10,2	14,0	17,6	13,5	12,7
Calefacción de distrito	EUR/MWh-o	13,8	10,8	8,2	8,1	5,6	3,4
Calefacción descentralizada	EUR/MWh-o	25,1	23,1	17,3	18,3	18,9	11,8
Transporte	EUR/MWh-o	20,0	15,2	19,3	23,5	21,6	15,9
Costes adicionales de generación específicos de la entrada							
	Unidad	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Total	EUR/MWh-p	5,9	5,5	7,1	8,6	7,2	5,6
Generación de electricidad	EUR/MWh-p	- 0,4	5,0	6,4	7,4	4,6	3,2
CCE: electricidad y calor	EUR/MWh-p	4,8	4,1	5,7	7,3	5,7	5,4
Calefacción de distrito	EUR/MWh-p	11,7	9,2	7,0	6,9	4,9	3,0
Calefacción descentralizada	EUR/MWh-p	21,4	19,8	14,9	16,0	16,6	10,4
Transporte	EUR/MWh-p	11,5	8,7	10,9	13,0	12,1	9,2

Fuente: AEMA, basada en el modelo Green-X_{ENVIRONMENT}

En relación a la energía convencional, la generación aislada de electricidad y la cogeneración de electricidad y calor (CCE) son las opciones más atractivas desde el punto de vista del coste para la bioenergía. No obstante, los costes no incluyen los de las redes de distribución conectadas a las centrales energéticas. La producción descentralizada de calefacción y biocarburantes son las opciones que más costes generan, lo que explica su dependencia de incentivos de apoyo para poder penetrar en el mercado. No obstante, esto depende en gran medida de las premisas de precios en el sistema energético convencional empleado como referencia. Asimismo, los costes de la bioenergía que se presentan aquí son valores promedios. En cada subsector existen intervalos de costes.

4.1.6 Diferencias a nivel nacional: estudio de la situación de España y Polonia

El modelo de implantación de la bioenergía difiere entre Estados miembros debido a que depende de los recursos de biomasa interna que haya disponibles, así como de las condiciones climáticas de cada país. Los costes adicionales de la bioenergía también varían en función de la economía de energía convencional prevista (en el escenario LCEP) en cada país. Aquí se presentan los ejemplos de España y Polonia, dos países con grandes diferencias en sus circunstancias relevantes, para ofrecer un ejemplo de los efectos de estas diferencias. Los resultados clave de todos los Estados miembros se encuentran en el anexo 8.

En el modelo Green-X, la bioenergía se implanta de forma muy diferente entre los sectores de la energía

en España y Polonia. La tabla 4.5 muestra un resumen de los avances nacionales en bioenergía de estos dos países y los impactos que tienen sobre las emisiones de gases de efecto invernadero (de CO₂ equivalentes), los contaminantes atmosféricos y los costes de energía en relación con el escenario de referencia (LCEP). Las cifras sobre emisiones y costes representan la proporción de la contaminación neta causada por un sistema energético convencional que se reduce al favorecer la implantación de la bioenergía. Las cifras negativas significan que la bioenergía produce mayores emisiones, es decir, que en lugar de reducir las emisiones, se incrementan.

En términos de coste adicional, una cifra negativa significa que no hay costes adicionales y consecuentemente que la bioenergía cuesta menos que la energía convencional.

Los dos países tienen un uso similar de biomasa para suministro de calor. Sin embargo, en España los biocarburantes dominan sobre la electricidad, mientras que en Polonia el sector de la electricidad asume el papel dominante. Esto se debe principalmente a las características de las materias primas de cada país.

Debido a que España tiene una implementación de electricidad proveniente de bioenergía mucho menor que Polonia, reduce menos las emisiones de gases de efecto invernadero de forma global, pero también contribuye menos a la carga de contaminantes atmosféricos. Polonia, al contrario, consigue una mejor mitigación del cambio climático, pero la contaminación por NO_x y SO₂ es sustancialmente más acusada que la de la energía convencional.

Tabla 4.5 Resultados del escenario de referencia para España y Polonia en el año 2030

	Implantación	Ahorro neto de emisiones de ACV expresado como cuota de emisiones de referencia				Costes adicionales de generación
		% — desviación de la referencia				% del coste de referencia
		CO ₂ e equivalente	SO ₂	NO _x	PM	
España						
Electricidad	6%	72%	27%	-69%	-8%	-7%
Calor	22%	95%	-38%	5%	64%	-14%
Transporte	10%	43%	48%	-25%	38%	19%
TOTAL	15%	77%	-17%	-18%	46%	-5%
Polonia						
Electricidad	42%	79%	35%	-89%	-7%	-5%
Calor	23%	94%	-327%	-8%	58%	-11%
Transporte	12%	89%	82%	-14%	86%	3%
TOTAL	38%	85%	-50%	-56%	13%	-6%

Nota: Esta tabla muestra la implantación de bioenergía, las emisiones de gases de efectos invernadero durante el ciclo de vida y los costes adicionales de la bioenergía, en relación con el sistema de energía convencional aplicado en el modelo (LCEP PRIMES).

Fuente: AEMA, basada en el modelo Green-X_{ENVIRONMENT}

Ambos países se benefician de las materias primas para bioenergía de bajo coste, comparativamente favorables. El resultado es un coste adicional negativo en 2030, lo que significa que para entonces la bioenergía sería más eficaz económicamente que las opciones convencionales del mercado.

4.2 Escenario de referencia alternativo y los casos de prioridad ambiental

Para ilustrar los impactos de los precios de los derechos de emisión de carbono y los precios de la energía en los resultados, aquí se presenta un escenario de referencia alternativo. Este caso utiliza los datos del escenario desarrollado por la Comisión Europea (CE, 2006). En el caso del escenario de referencia alternativo, el precio de los derechos de emisión de carbono se presupone constante en el tiempo e inferior al escenario LCEP de referencia (20 EUR/tonelada para el escenario de referencia alternativo, mientras que en el escenario de referencia LCEP aumenta desde 20 EUR/tonelada a 65 EUR/tonelada en 2030). Asimismo, se preveía que los precios de los combustibles fósiles en el escenario alternativo de referencia serían más altos que los del escenario de referencia (LCEP). Los precios previstos para ambos escenarios se pueden encontrar en el anexo 6. No obstante, los precios previstos de los combustibles fósiles en ambos escenarios son más bajos en comparación con los precios mundiales actuales.

Además de la comparación del escenario de referencia LCEP con el escenario de referencia alternativo, se

realizaron varias simulaciones con el modelo a fin de averiguar si la imposición de ciertas prioridades mejoraría la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y de contaminantes atmosféricos. En este apartado se presentan cuatro escenarios con diferentes prioridades ambientales. Las prioridades son la CCE, la reducción de las emisiones de CO₂, la reducción de los contaminantes atmosféricos y alcanzar el objetivo de 20% de energías renovables en 2020.

Al analizar el caso del escenario de referencia LCEP en comparación con el caso del escenario de referencia alternativo (figura 4.12, izquierda), se puede observar un ligero desplazamiento de la contribución de la biomasa desde el sector del calor al sector del transporte en el escenario de referencia alternativo. Este cambio se puede comprender por el hecho de que el escenario de referencia alternativo se caracteriza por precios de la energía primaria más elevados y precios de derechos de emisión de CO₂ más bajos, cuando estos últimos no afectan al sector del calor y los biocarburantes. Por tanto, la competitividad relativa de los biocarburantes renovables es mayor para el escenario de referencia alternativo. Adicionalmente, la cuota relativa de biocalor es mucho más baja, debido a una demanda de energía en el escenario de referencia alternativo mayor que en el caso de LCEP correspondiente, lo que afecta especialmente al sector del calor.

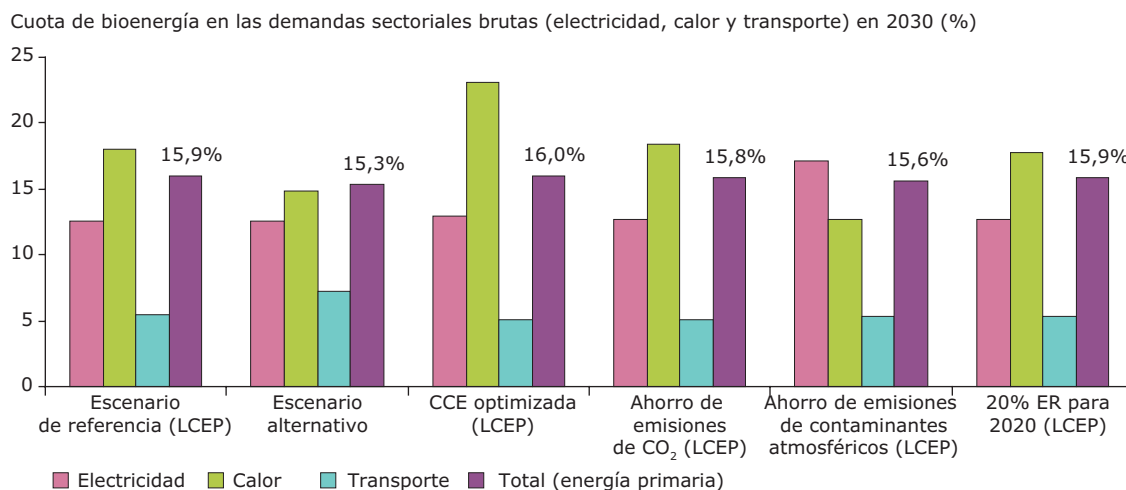
La figura 4.12 muestra que cuando se prioriza la CCE, la mayor implementación de bioenergía se produce en el sector del calor. Este caso asume que la totalidad del

calor producido en las plantas de CCE se vende en el mercado. Se produce así un incremento en las plantas de CCE: en el año 2030 alrededor del 52% de la electricidad y calor de biomasa proviene de PCCE. A efectos de comparación, esto aporta aproximadamente el 28% en el caso de referencia. Asimismo, la cuota de demanda de electricidad bruta derivada de PCCE con biomasa llega al 8,6% (6,1% en el escenario de referencia) en el año 2020 y al 10,8% (7,5% en el escenario de referencia) en 2030. No obstante, en relación al escenario de referencia, las cuotas de combustión conjunta, la generación de electricidad a gran escala y los biocarburantes se ven reducidos al mantener el potencial de bioenergía igual en todos los casos. Cuando se realiza una optimización de mínimo coste para aumentar el ahorro de GEI (optimizado para CO₂), no se observan apenas diferencias aplicables en comparación con el caso de referencia (donde la

optimización económica tiene como único objetivo incrementar la implantación de la bioenergía). Esto se puede explicar por el hecho de que el escenario de referencia LCEP incluye un precio importante para el carbono.

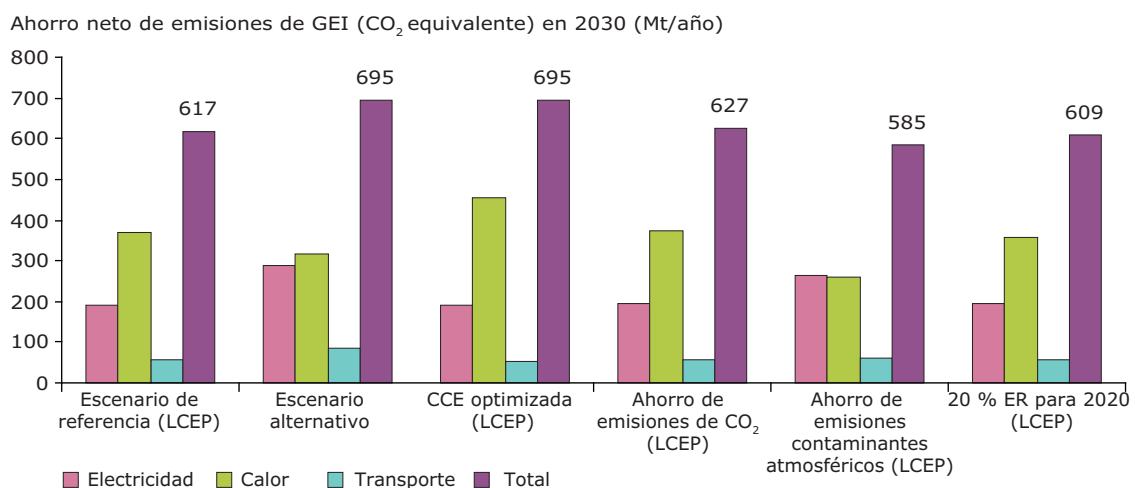
Cuando el modelo se optimiza para mantener las emisiones de contaminantes atmosféricos lo más bajas posibles, el uso de biomasa en el sector de la electricidad aumenta, mientras que el uso de bioenergía para calor disminuye. Hay un cambio hacia las centrales energéticas a gran escala, incluidas las de CCE. La cuota de biocarburantes no se ve afectada por esta optimización, pero las opciones de tecnología afectada difieren. Se incrementa el bioetanol lignocelulósico de segunda generación y disminuyen BtL y biocarburantes de primera generación.

Figura 4.12 Implantación de bioenergía como cuota de consumo de energía bruta convencional



Fuente: AEMA, basada en el modelo Green-X_{ENVIRONMENT}

Figura 4.13 Ahorro neto de emisiones de gases de efecto invernadero en 2030, en cuatro casos con prioridades ambientales, en comparación con el escenario de referencia LCEP PRIMES (sólo mínimo coste) y el escenario alternativo



Fuente: AEMA, basada en el modelo Green-X_{ENVIRONMENT}

4.2.1 Ahorro de emisiones de gases de efecto invernadero

La figura 4.13 muestra el ahorro de emisiones de gases de efecto invernadero durante el ciclo de vida para cada caso de prioridad ambiental. También compara el escenario de referencia alternativo con el caso de referencia LCEP. La optimización de la CCE produce los mayores beneficios en cuanto a gases de efecto invernadero. Esto se debe principalmente a que en este caso se produce más energía con biomasa, especialmente en el sector del calor, por lo que la demanda de los combustibles fósiles es menor. El resultado demuestra que las formas más eficaces de usar la bioenergía también dan lugar a reducciones más significativas de emisiones de gases de efecto invernadero.

Cuando se analiza la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, el escenario de referencia alternativo y el caso de CCE optimizada conducen a los valores más altos. La mayor reducción de emisiones de GEI en el escenario de referencia alternativo está causada por ser más elevadas las emisiones de referencia en la generación de energía convencional. Otro factor a considerar es el cambio en el uso de la bioenergía desde la generación de electricidad y calor por separado a la CCE (como algo factible en este escenario) — debido a un aumento de demanda de calor (conectada a la red). De esta forma, este aumento es el mismo que el que se produce en el caso de la CCE optimizada.

Cuando la prioridad se centra en reducir las emisiones de contaminantes atmosféricos, la reducción de emisiones de GEI es menor. Esto se debe principalmente

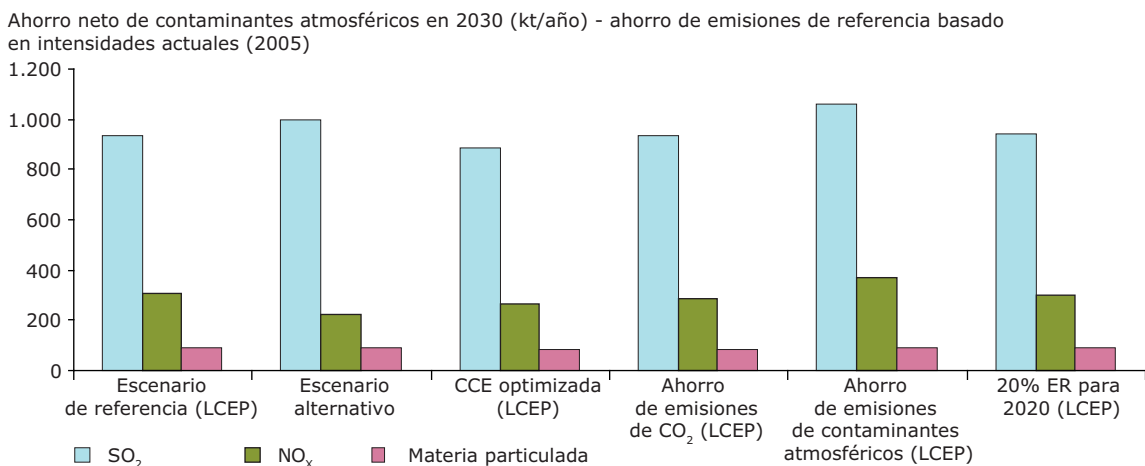
a la disminución de la cantidad de energía producida a partir de bioenergía, especialmente en el sector del calor. Priorizar los objetivos de energías renovables para el año 2020 puede dar lugar a emisiones de gases de efecto invernadero ligeramente mayores en 2030⁽¹⁵⁾.

4.2.2 Ahorro de emisiones de contaminantes atmosféricos

En la figura 4.14 se muestran las emisiones durante el ciclo de vida de SO₂, NO_x y partículas procedentes de la bioenergía y el ahorro de emisiones mediante la potenciación de la implantación de la bioenergía para el escenario de referencia alternativo y los diferentes casos de prioridad. El motivo para presentar esas cifras basadas en las intensidades de emisión de referencia de 2005 es mostrar las emisiones atmosféricas resultantes de la implantación de la bioenergía, en comparación con las generadas con el actual mix de energías. Dado que los escenarios aplicados asumen que en 2030 se produce un cambio importante desde el carbón al gas natural, y que se utilizan las mejores opciones de lucha contra la contaminación, los resultados para esos años podrían parecer negativos, aún cuando las emisiones de contaminantes atmosféricos procedentes de la implementación de la bioenergía no aumenten en comparación con las cifras de emisiones de 2005.

No sorprende que los mayores ahorros de contaminantes atmosféricos se produzcan cuando el modelo tiene como prioridad su reducción. Un examen más a fondo de los contaminantes atmosféricos evaluados muestra que en lo que respecta a las emisiones de partículas sólo se producen diferencias relativamente pequeñas entre los

Figura 4.14 Ahorro (neto) de emisiones de contaminantes atmosféricos por la mejor implantación de bioenergía en 2030 (basado en intensidades de emisión de referencia de 2005), en cuatro casos con prioridades ambientales y el escenario de referencia LCEP PRIMES (sólo mínimo coste)



Nota: El cálculo se basa en las intensidades actuales (2005).

Fuente: AEMA, basada en el modelo Green-X_{ENVIRONMENT}

⁽¹⁵⁾ Esta pequeña diferencia menor se produce por la implantación acelerada de bioenergía hasta 2020, que tiene como consecuencia una menor introducción en el periodo final de nuevas opciones tecnológicas, como los biocarburantes de segunda generación que ofrecen mayores potenciales de reducción de GEI.

diferentes casos, mientras que las desviaciones de NO_x son más aparentes. El mayor ahorro neto de SO_2 (en comparación con los niveles de emisión de 2005) o el menor aumento (en comparación con las emisiones de referencia previstas para el futuro, se produce (aparte de en el caso mencionado anteriormente, en el que la prioridad era el ahorro de contaminantes atmosféricos) para el caso del escenario alternativo. La principal razón es que este escenario contiene relativamente más combustibles fósiles sólidos en el mix de energías convencionales en comparación con el escenario LCEP.

4.2.3 Costes de generación

La figura 4.15 presenta la dinámica de costes de cada escenario y caso para los años 2010, 2020 y 2030. Esta figura ilustra la generación adicional media (para electricidad, calor y carburantes para transporte) en términos relativos, expresándolos como una cuota del coste de generación de referencia convencional a nivel sectorial. La optimización de la implementación de la bioenergía para evitar las emisiones de contaminantes atmosféricos entraña un aumento enorme del coste. En comparación con el caso de referencia, los costes totales de generación son un 19% más altos, mientras que si se comparan los costes adicionales de generación, estos son un 59% más altos como promedio y llegan al 75% en 2030. Esto se debe principalmente a la exclusión de procesos de bioenergía relativamente más baratos, pero más sucios. Hay, por ejemplo, una reducción significativa en el sector del biocalor. Esto es especialmente patente cuando se eliminan las plantas de biocalor a pequeña escala y aumenta el número de plantas a gran escala (tanto centrales de producción aislada de calor y electricidad como de plantas de cogeneración). Consecuentemente, los costes de generación aumentan.

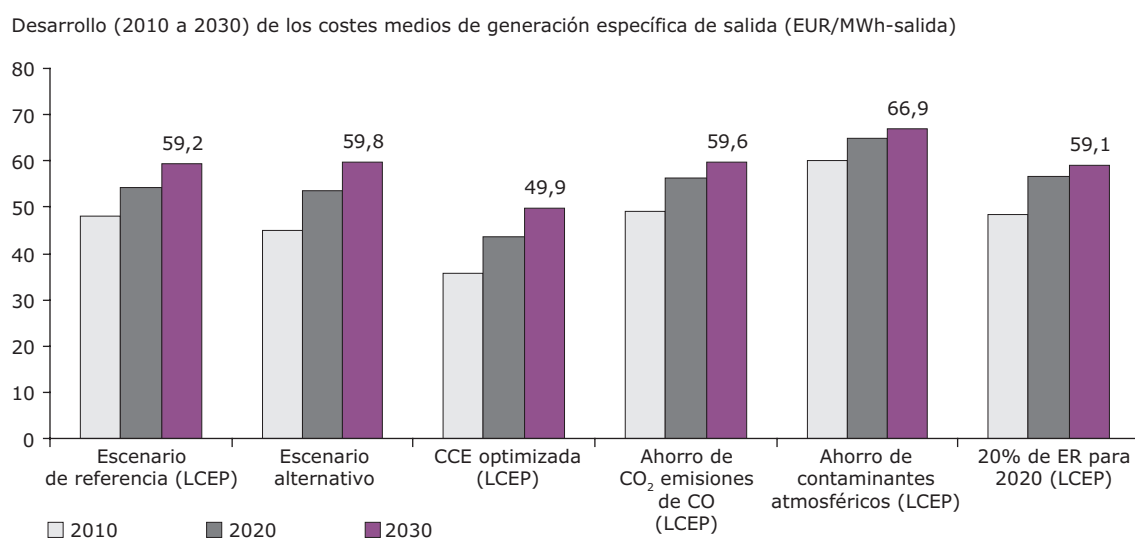
A diferencia de esto, al dar prioridad a la CCE se reducen los costes de generación de forma sustancial. No obstante, se debe tener en cuenta que estas cifras de coste no incluyen los sistemas de distribución necesarios, ya que la comparación de los costes hace referencia a los sistemas de calefacción de distrito o CCE convencional. Por ello, las cifras de costes presentadas, especialmente para la CCE, posiblemente estén subestimadas.

A pesar del hecho de que se produce un aprendizaje tecnológico, en los escenarios y casos considerados, los costes adicionales de generación específicos de salida no se reducen entre 2010 y 2030. Esto es especialmente obvio durante el periodo de 2010 a 2020, debido a que los recursos de biomasa y las opciones tecnológicas más caras producen un aumento acusado de los costes de generación. No obstante, entre 2020 y 2030 se produce una reducción en el aumento debido, por un lado, a la subida de los precios de la energía y del carbono (en el sistema energético de referencia) y, por otro, a los avances tecnológicos que se producen.

La aceleración de la implantación de la bioenergía hasta 2020 para cumplir el objetivo de 20% de energías renovables, produce inicialmente aproximadamente un 10% de aumento de los costes adicionales en comparación con el escenario de referencia, que describe una penetración lineal constante de la bioenergía en los mercados energéticos. No obstante al llegar a 2030, los costes medios solamente tienen una diferencia poco importante (aproximadamente el 4%).

El desarrollo de los costes adicionales de generación en el periodo analizado muestra un patrón similar en todos los casos, excepto en el caso del escenario

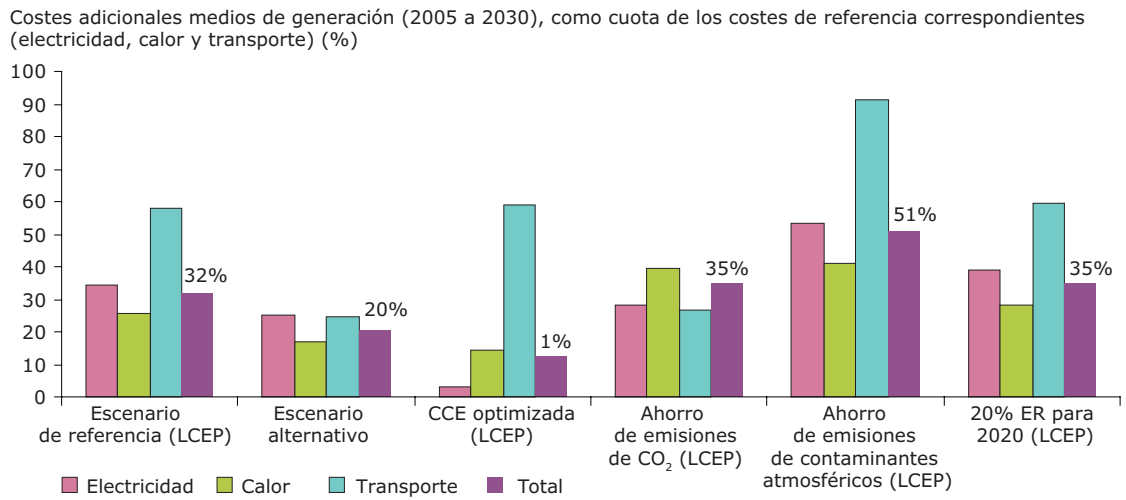
Figura 4.15 Costes de generación específicos de salida en el tiempo para cada escenario



Fuente: AEMA, basada en el modelo Green-X_{ENVIRONMENT}

⁽¹⁶⁾ Esta figura ilustra los costes medios adicionales de generación (para electricidad, calor y carburantes de transporte) en términos relativos, expresados como una cuota de los costes de generación convencionales de referencia a nivel sectorial.

Figura 4.16 Costes adicionales medios de generación de bioenergía, como porcentaje de los costes convencionales



Nota: Se ha realizado una media de los costes de todo el periodo 2005–2030. Los costes convencionales son los costes de generación derivados del escenario LCEP PRIMES.

Fuente: AEMA, basada en el modelo Green-X_{ENVIRONMENT}

de referencia alternativo (ver la figura 4.16⁽¹⁶⁾). Este escenario muestra la situación basada en la presunción de costes adicionales más bajos debido al aumento de los precios de los combustibles fósiles, que afecta especialmente a los biocarburantes en el sector del transporte. El caso en el que se da prioridad a la cogeneración también muestra costes de generación adicionales en comparación con el desarrollo de los biocarburantes en el escenario de referencia. Esta figura también presenta el desglose con el escenario alternativo de referencia. Estas cifras se deben al progreso tecnológico en CCE (suponiendo que todo el calor se vendería en el mercado) y al hecho de que los precios de la energía convencional están subiendo, lo que es especialmente importante para la implementación de la cogeneración.

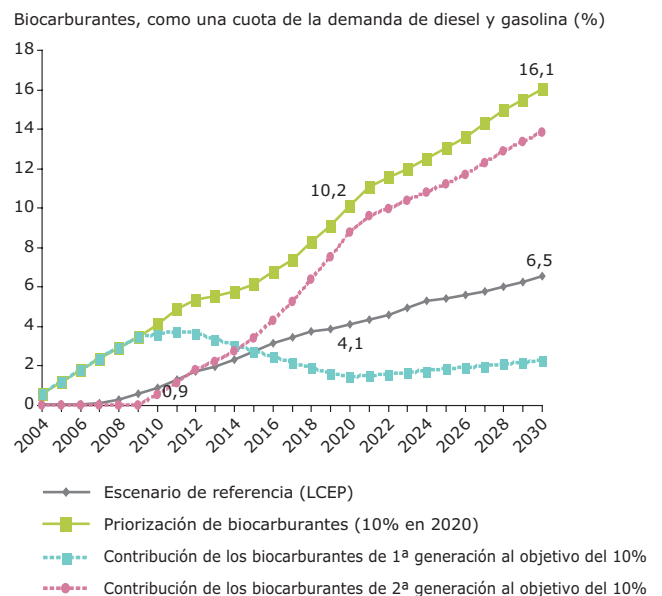
4.3 Priorización de los biocarburantes

En otro caso adicional, la priorización se establece en el sector del transporte. La implantación de la bioenergía se analiza desde el punto de vista de un requisito previo para alcanzar el objetivo de 10% de biocarburantes en el año 2020 (utilizando el escenario LCEP como referencia). Esto imponía como limitación que solo se utilizaran biocarburantes generados internamente en la UE. En contraste con la propuesta de la Comisión, este análisis excluyó la opción de importar bioenergía de otras regiones del mundo. El motivo principal de esta decisión es el debate actual sobre los criterios de sostenibilidad y las incertidumbres que se generan en torno a este tema. Hasta que existan criterios de sostenibilidad robustos y aceptados en todo el mundo, se prefiere excluir esta opción de nuestro

análisis y, por tanto, centrarlo en el uso de los recursos propios de biomasa de la UE.

La figura 4.17 muestra la penetración con el tiempo de los biocarburantes en el mercado de los carburantes

Figura 4.17 Implantación de biocarburantes con el tiempo en el caso de priorización de biocarburantes



Nota: La implementación de los biocarburantes se expresa como la cuota de la demanda de diesel y gasolina. El gráfico muestra el caso de priorización de los biocarburantes en comparación con el escenario de referencia.

Fuente: AEMA, basada en el modelo Green-X_{ENVIRONMENT}

para transporte, comparada con la implementación general de los biocarburantes (de primera y segunda generación (líneas punteadas)).

Se hace patente que para poder cumplir con el ambicioso objetivo del 10% —respetando la limitación impuesta de utilizar únicamente recursos de biomasa europeos (UE25) ambientalmente compatibles— la penetración en el mercado necesitará de una cuota sustancial de biocarburantes de segunda generación (más del 80%). Esto se debe a un aumento de cultivos leñosos con mejor rendimiento que se utilizaron para el informe anterior de la AEMA (AEMA, 2006). No obstante, actualmente no hay tecnologías de segunda generación disponibles de forma comercial en el mercado. Por otra parte, la cuota actual (2007) de biocarburantes en Europa es del 2,6% (EurObserver, 2008). Consecuentemente, se puede concluir que para conseguir el objetivo político propuesto, parece ser necesario importar biocarburantes del extranjero.

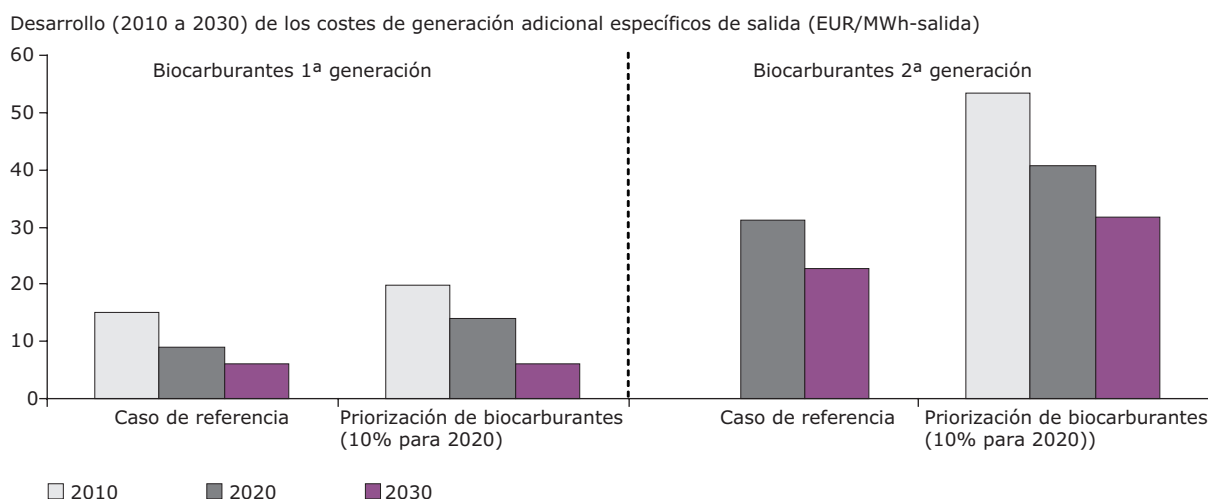
Asimismo, si se alcanzara el objetivo y la cuota de biocarburantes en las materias primas europeas llegara al 10%, se podría producir una disminución en la implantación de la biomasa en otros sectores energéticos, siendo el calor el sector más afectado. De acuerdo con nuestro examen del modelo, el uso de bioenergía para calefacción a nivel europeo se reduciría aproximadamente un 46% en comparación con el caso de referencia. De esta forma, la cuota de biocalor en la correspondiente demanda bruta de calor se reduciría al 6,6% para el año 2020 y al 9,7% en 2030.

La figura 4.18 muestra los costes adicionales de generación por unidad de salida de energía, asociados con el intento de alcanzar el objetivo de ER del 10% únicamente con biocarburantes internos, en

comparación con los costes de los biocarburantes en el caso del escenario de referencia. Obviamente este intento conllevaría un aumento de los costes adicionales de generación. Esto se debe principalmente al uso de materias primas más caras para alcanzar el objetivo. Esto explica los costes adicionales de generación relativamente más altos para el mismo tipo de tecnología aplicada (tanto para los biocarburantes de primera generación como para los de segunda generación). No obstante, esta figura ilustra claramente la forma en que cabe esperar que disminuyan los costes de generación con el tiempo debido a unos costes cada vez mayores para los sistemas de energía convencional. Además, también deben considerarse los efectos del aprendizaje y las economías de escala, especialmente en las tecnologías de segunda generación (ver la parte derecha de la figura). En el caso del escenario de referencia, los biocarburantes de segunda generación no aparecen en 2010, debido a que no existe demanda para los mismos. Por ello, la materia prima disponible en este escenario se utiliza para otros medios de generación de energía, que parecen ser más rentables con las premisas aplicadas.

En el caso de la prioridad del 10% de biocarburantes, los costes de producción de los carburantes de segunda generación se calcula que rondan en torno a los 77 EUR/MWh en 2020. A efectos comparativos: se supone que el coste para el sistema de transporte convencional será de 36 EUR/MWh en el mismo año. Es importante resaltar el hecho de que las proyecciones del escenario LCEP consideraban unos precios de carburantes fósiles mucho menores que los precios actuales (2007) (los precios previstos para el petróleo en 2020 son un 50% inferiores que los precios de 2007). En el caso de priorización de los biocarburantes, los costes totales de producción se calculan que ascienden a 29.500 millones

Figura 4.18 Costes adicionales de generación específicos de salida - priorización de biocarburantes frente al caso de referencia



Fuente: AEMA, basada en el modelo Green-X_{ENVIRONMENT}

Recuadro 4.1 Premisas de costes - comparación con otros estudios

Los parámetros de costes son un dato crucial para la evaluación económica de las tecnologías y los procesos de bioenergía. En el pasado se han realizado un amplio número de estudios sobre bioenergía en general o centrados en diversos procesos como el biocalor, la bioelectricidad o los biocarburantes. La base de datos GEMIS se compone de los resultados consolidados con el objetivo de presentar un panorama completo de las tecnologías de conversión en todos los sectores de energía.

No obstante, para evaluar la solidez de los datos de GEMIS empleados en este análisis, se ha realizado una comparación completa con el análisis reciente 'Well-to-Wheels Analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context' (JEC, 2007)⁽¹⁷⁾. Dado que este estudio se centraba en el sector del transporte, se compararon en detalle diferentes cadenas de biocarburantes, como se puede ver en la tabla 4.6, mostrándose los costes resultantes para la generación de biocarburantes en la figura 4.19.

Como se puede ver en el gráfico, los datos de GEMIS y JEC son comparables en relación al bioetanol y BtL, pero se observan diferencias significativas en biodiesel y bioetanol lignocelulósico. En el caso del biodiesel, GEMIS muestra cifras de costes más elevadas, ya que los costes de inversión son aproximadamente un 20% más altos en comparación con JEC, siendo la diferencia más amplia en relación con el coste de los combustibles. Así pues, estas desviaciones pueden surgir de la diferencia de tamaños de las plantas (los datos de GEMIS hacen referencia a plantas de pequeña escala) y de las evaluaciones específicas de cada país de los rendimientos y, consecuentemente, los costes de carburante realizados dentro del trabajo de GEMIS/AEMA.

Figura 4.19 Ancho de banda de los costes de generación de diversas cadenas de biocarburantes - comparación de los datos empleados en este estudio con los resultados del estudio de JEC



Fuente: CONCAWE/JRC/EUCAR, 2007; AEMA, 2008.

Con respecto al bioetanol lignocelulósico GEMIS indica un intervalo de precios más amplio cuyo límite superior coincide con los datos de JEC. Se observan diferencias significativas en los costes de inversión, posiblemente causados por la diferencia del periodo temporal de referencia⁽¹⁸⁾.

⁽¹⁷⁾ El estudio de JEC aplica una cierta correlación (aunque baja) entre los datos de los costes evaluados para cadenas de biocarburantes y el desarrollo previsto de los precios del petróleo. Por ello, los datos indicados se toman del caso de precio bajo de petróleo (a 4,6 EUR/GJ) que coincide bien con las presunciones de precio del petróleo aplicadas en este estudio.

⁽¹⁸⁾ Los datos de GEMIS sobre los biocarburantes de segunda generación (bioetanol lignocelulósico y BtL) representan las expectativas de costes para el año 2020, mientras que no se conoce la referencia temporal de los JEC.

Recuadro 4.1 Premisas de costes - comparación con otros estudios (cont.)

Tabla 4.6 Parámetro económico clave para las cadenas de biocarburantes - comparación de datos utilizados en este estudio con resultados de JEC, 2007

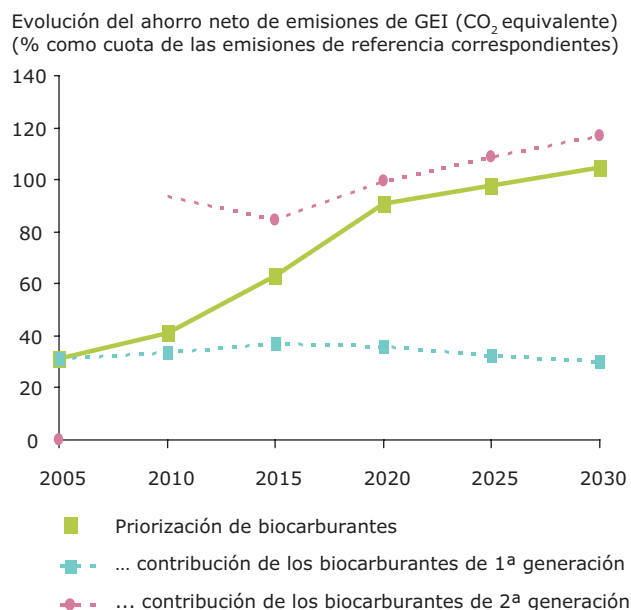
Nombre del proceso	Planta de bioetanol	Planta de biodiésel	Planta de bioetanol lignocelulósico	Planta de BtL
Materia prima	Trigo	Colza	Cultivos energéticos (planta entera), paja de trigo	Madera (residuos), cultivos energéticos
Fuente de los datos	GEMIS/AEMA / Estudio JEC	GEMIS/AEMA / Estudio JEC	GEMIS/AEMA / Estudio JEC	GEMIS/AEMA / Estudio JEC
Producto principal	Biocarburante (etanol)	Biocarburante (diésel)	Biocarburante (etanol)	Biocarburante (diésel)
Subproducto	DDGS	Pasta residual y glicerol	Electricidad	Electricidad
Tamaño de la planta (producto principal) (MW)	96	13	100	500
Eficiencia (producto principal) (%)	58%	67%	55%	45%
Proporción subproducto				
Horas de operación (h/año)	8.300	8.000	7.500	7.500
Vida útil (año)	15	n.d.	15	20
Coste de inversión (EUR/kW/año)	765	842-1.129	406	1.800
Coste func. y mant. (EUR/kW/año)	41,4	19,4-78,5	160,0	76,3-142,7
Coste de materia prima (entrada) (EUR/MWh _{entrada})	17,0-25,0	23,3	36,8	12,0-36,0
Coste generación (salida) (EUR/MWh _{salida})	44,1	46,9	57,1	51,2
Máximo Factor de recuperación de capital (F.R.C.)	57,9	66,3	70,7	104,5
Año de referencia	2010	2010	2020	n.d.

Fuente: CONCAWE/JRC/EUCAR, 2007; AEMA

de euros en 2020 (para la comparación: se calcula que los costes de generación del sistema de transporte convencional ascienden a 14.500 millones de euros).

La figura 4.20 muestra el nivel de ahorro de emisiones de GEI en el sector del transporte en comparación con el sistema de transporte convencional descrito por el escenario de referencia. Se pueden producir ahorros importantes de emisiones de GEI si los biocarburantes de segunda generación llegan a alcanzar una cuota elevada en el sistema total de biocarburantes. Las cifras que se presentan muestran el potencial para reducir las emisiones GEI durante el ciclo de vida. Es posible ahorrar cantidades significativas de GEI si se utilizan biocarburantes de segunda generación, ya que los subproductos también se utilizan (ver el anexo 3). Para los biocarburantes de segunda generación se utilizan productos agrícolas sólidos (monte bajo de ciclo corto (MBCC) de álamo o sauce) y residuos de bosque como materias primas. Los efectos de cualquier posible cambio en el uso del suelo y los impactos en las emisiones de GEI no están incluidos en este estudio. En el estudio de la AEMA de 2006 se comparó la superficie agrícola útil disponible para fines bioenergéticos con los posibles cultivos de biomasa. Los cultivos que se tienen en cuenta son los que no crean presiones medioambientales ni producen emisiones de carbono procedentes del suelo.

Figura 4.20 Ahorro neto de emisiones de gases de efecto invernadero en 2030, en el caso de priorización de los biocarburantes



Nota: Todas las cifras de emisión de GEI excluyen las posibles emisiones directas e indirectas debidas al cambio de uso del suelo.

Fuente: AEMA, basada en el modelo Green-X_{ENVIRONMENT}.

5 Problemas y retos de investigación pendientes

5.1 Introducción

Potenciar la implantación de la bioenergía en Europa puede ayudar a combatir el cambio climático y a mejorar la seguridad del suministro energético. Por otro lado, su producción, procesamiento y consumo podría crear posibles impactos ambientales que contrarresten sus beneficios ambientales si se elige una estrategia de bioenergía menos efectiva. Este estudio presenta los procesos de bioenergía más prometedores, junto a su potencial para reducir las emisiones de GEI y contaminantes atmosféricos. Aunque el análisis actual no abarca otras consecuencias ambientales (como el impacto en el suelo y el agua o la biodiversidad), las premisas del modelo se basan en el potencial europeo en términos de bioenergía ambientalmente compatible. Este potencial se ha calculado anteriormente. Consecuentemente, estos posibles impactos se tienen en cuenta de forma implícita y se asume que se han evitado. No obstante, los impactos ambientales resultantes de los objetivos de bioenergía de la UE no sólo se limitan a Europa, aun en el caso de utilizar recursos de biomasa exclusivamente internos.

Aunque Europa posee cantidades importantes de biomasa como para apoyar objetivos ambiciosos de energía renovable, todavía no está claro si se pueden movilizar completamente. Asimismo, se deben hacer realidad las estrictas limitaciones aplicadas en este estudio y los procesos ambientalmente favorables aplicados en el modelo. Citando el informe de la AEMA de 2006: 'Para que la producción de bioenergía avance en la dirección correcta, es necesario establecer un marco político adecuado, junto con la orientación y el asesoramiento a los propietarios agrícolas y forestales y a los responsables de la planificación de la bioenergía'. Los dos apartados siguientes debaten brevemente sobre los problemas y retos de investigación pendientes que se deben abordar para hacer realidad todo el potencial de las políticas de bioenergía europeas en relación con el ahorro de GEI.

5.2 Uso de los procesos más eficientes

Los resultados de la modelización de este estudio muestran que el uso de biomasa en los procesos de

calor y electricidad produce una mayor eficiencia en términos de GEI en comparación con los carburantes para el transporte. El modelo también presupone una fuerte dependencia de los cultivos de segunda generación y el uso de biomasa maderera en plantas de producción combinada de calor y electricidad (PCCE). Por lo general se está prestando cada vez más atención a los procesos de bioenergía, pero en la mayoría de los casos todavía existen importantes barreras que superar. Estas barreras se pueden agrupar en los tres apartados siguientes.

5.2.1 Lograr el cambio necesario a nuevos cultivos energéticos permanentes

Para alcanzar el cambio necesario a cultivos energéticos permanentes hay que superar diversas dificultades. Por ejemplo, los agricultores y los responsables de políticas no saben a ciencia cierta qué necesidades de nutrientes o agua tienen los cultivos, cómo crear las condiciones óptimas para obtener el mayor rendimiento o cómo desarrollar iniciativas de cultivos especializados. Asimismo, los agricultores se resisten a perder su flexibilidad al cambiar de cultivos anuales a cultivos multianuales. Es necesario superar los siguientes factores:

- (a) falta de prácticas establecidas para cosecha y comercialización;
- (b) falta de concienciación pública de las ventajas de cultivos energéticos permanentes desde una perspectiva medioambiental;
- (c) falta de demanda a medio y corto plazo de biomasa maderera por parte de las industrias de procesamiento;
- (d) riesgo de aversión entre los dueños de granjas y bosques;
- (e) falta de capital y logística para establecer negocios de recolección y procesamiento relacionados con cultivos energéticos nuevos.

Para superar estas barreras y asegurar un suministro de bioenergía suficiente, fiable y a largo plazo se necesitan más investigación y desarrollo. Además de las campañas de concienciación pública, es importante promover la necesidad de mejorar la cooperación entre los agricultores y las industrias de bioenergía (Eppler *et al.*, 2007).

5.2.2 Apoyo político e incentivos económicos

Un factor importante del apoyo político es la legislación adecuada. A nivel de la UE, la Directiva sobre la promoción de la cogeneración de alta eficiencia (CR 2004) fomenta que los Estados miembros promuevan la adopción de la CCE y ayuden a superar las barreras. La estrategia de la UE tiene como objetivo aumentar la cuota de mercado de la cogeneración al 18% de la generación de electricidad bruta para 2010.

Los incentivos económicos incluyen niveles de precios relativos y políticas fiscales. Las plantas de CCE son sensibles a los precios de la energía, especialmente a los precios de los combustibles. Con la liberalización, los precios de la electricidad bajaron en muchos países, creando una barrera para las inversiones en nuevas plantas de CCE. Durante los primeros años de este siglo, el crecimiento de la cogeneración fue relativamente lento, principalmente debido a que los precios del gas natural estaban sufriendo un aumento y los de la electricidad una disminución.

Varios Estados miembros de la UE han introducido leyes u otros mecanismos de apoyo para promover nuevas plantas de CCE. Estas medidas incluyen (AEMA, 2007a- EN20):

- provisiones legales que prescriban una auditoría energética obligatoria orientada a la CCE en el caso de instalaciones nuevas o de adaptaciones importantes de plantas existentes, por encima de una capacidad dada (p. ej. 5 MW en la República Checa);
- normativas que obliguen a conectar algunos tipos de CCE a la red de distribución y comprar su electricidad (Alemania 2002); provisiones que obliguen a las compañías eléctricas a proporcionar a las CCE acceso a las redes, adoptadas en muchos Estados miembros nuevos;
- medidas fiscales de apoyo a la CCE.

No obstante, en 2004, las energías renovables y los residuos solamente proporcionaron el 18% del combustible para las plantas de CCE en la UE15 y el 2% en la UE10 (AEMA, 2007a). El gas natural supuso la mitad del combustible en la UE15 (10% en la UE10) y los combustibles fósiles sólidos como el carbón y el lignito el 77% de todo el combustible utilizado en los nuevos Estados miembros (18% en la UE15). El uso de bioenergía para la cogeneración se puede fomentar mediante medidas de apoyo de los combustibles renovables en su totalidad (como tarifas de introducción), ya que puede contribuir a desarrollar las cadenas de suministro necesarias. En algunos países, como Alemania, existen bonificaciones para el uso de bioenergía en la CCE en comparación con la producción aislada de calor o electricidad, una medida que fomenta el crecimiento en este sector. El precio del carbono determinado por el ETS (Sistema de comercio de

derechos de emisión) de la UE proporciona incentivos para reemplazar los combustibles convencionales en la cogeneración. Las medidas que demuestren que el gobierno apoya la cadena de suministro de bioenergía en su conjunto también mejorarán la situación de la cogeneración.

5.2.3 Desarrollo de infraestructuras energéticas sostenibles

El desarrollo de infraestructuras energéticas capaces de utilizar de forma óptima el tipo de biomasa que se prevé que crecerá en este estudio de modelización está especialmente orientado hacia la producción combinada de calor y electricidad. No obstante, los Estados miembros se enfrentan a diversas barreras que se deben superar para aumentar la cuota de CCE según las estimaciones. A continuación se presentan algunas de las barreras a la CCE enumeradas por Gochenour (2003).

- **Infraestructura de combustible.** Introducir la cogeneración en la infraestructura existente de electricidad y calor puede resultar complicado, especialmente en los países en los que las infraestructuras se basan en sistemas energéticos con una fuente de carburante barato (como energía nuclear o hidroeléctrica). Para introducir sistemas nuevos de calefacción de distrito con CCE puede ser necesaria una adaptación costosa de las plantas existentes.
- **Una demanda segura y estable de calor.** Los mejores estándares de construcción y aislamiento de edificios, especialmente en Europa occidental han supuesto una reducción en la demanda de calefacción. No se espera que las redes de calefacción de distrito crezcan. Las plantas de CCE que utilizan biomasa deben estar situadas cerca de la fuente del combustible y de los usuarios de la calefacción. Los países nórdicos ya utilizan de forma satisfactoria biomasa para los planes de calefacción de distrito por CCE, al contar con las infraestructuras para suministrar combustibles y usar el calor a gran escala. Estas infraestructuras están más limitadas o son inexistentes en otros países.
- **Demoras y costes causados por la autorización y la emisión de permisos.** El proceso de emisión de licencias, permisos y autorizaciones por parte de las diversas autoridades puede ser lento y caro. Esta barrera es especialmente importante para las plantas de cogeneración a pequeña escala.

5.3 Opciones para el futuro desarrollo del marco de modelización Green-X_{ENVIRONMENT}

Las posibilidades analíticas que ofrece el modelo Green-X_{ENVIRONMENT} son considerables. No obstante, la calidad de los resultados obtenidos depende en gran medida de la fiabilidad de los datos introducidos, así como de las hipótesis relevantes del modelo. En este contexto surgen tres posibles áreas de trabajo para el futuro.

(i) Desarrollo adicional de mejores datos de entrada referentes a la biomasa disponible. Es posible lograr un mejor conocimiento sobre las ventajas adicionales y las limitaciones medioambientales de los diversos cultivos energéticos, así como sobre los probables patrones de adopción de estos cultivos por parte de los agricultores y otros productores. A esto se suman las posibles consecuencias de los cambios indirectos de usos del suelo en el equilibrio de GEI de diferentes procesos de bioenergía que constituyen un factor importante a tener en cuenta a la hora de calcular la superficie de terreno que es probable que haya disponible en la UE de acuerdo con los estrictos criterios ambientales. En tercer lugar, en las proyecciones futuras también se debe incluir el probable impacto del cambio climático en las condiciones para el cultivo de biomasa. Por último, es necesario aplicar las limitaciones económicas y logísticas a las estimaciones (mejoradas) del potencial de biomasa de Europa.

- (ii) Mejora de las suposiciones relativas a la posible penetración técnica y económica de diferentes procesos de bioenergía, incluidas las inversiones necesarias en las infraestructuras públicas. Esto también debería incluir un análisis mejorado de la probable competencia con otros usos de la biomasa en la sociedad, como p. ej. la producción de biomateriales. Otras condiciones relevantes del modelo incluyen el desarrollo de los precios del petróleo en el futuro, la demanda de energía por parte de la sociedad, etc.
- (iii) Se podrían desarrollar nuevos escenarios que analizaran el efecto de diferentes condiciones del marco político o global en los resultados de la modelización. Estos escenarios podrían ayudar a evaluar opciones políticas. Estas opciones podrían incluir: un escenario en el que Europa se convirtiera en un exportador neto debido a la subida de los precios de alimentos, o un escenario en el que se apliquen las premisas opuestas y se dé prioridad al uso de biomasa para carburante de transporte, entre otros. Cualquiera de estos escenarios influiría en las premisas adoptadas acerca de la superficie de terreno disponible, las elecciones de los cultivos y los procesos de bioenergía preferidos.

En conclusión, queda patente que existe una amplia gama de oportunidades para nuevos desarrollos y usos del modelo Green-X_{ENVIRONMENT}. Esto podría ser muy útil para evaluar los costes y los beneficios de diferentes elecciones de políticas y opciones de bioenergía. Por otro lado, antes de poder hacer realidad estas oportunidades, se necesitarían inversiones considerables en la recogida de datos y una capacidad de modelización adecuada. No obstante, podría resultar útil la elaboración de una política de bioenergía que minimizara los costes sociales y maximizara los posibles beneficios de la producción de bioenergía a partir de biomasa dentro y fuera de Europa.

Lista de abreviaturas

a	Año	I+D	Investigación y desarrollo
ACL	Aceite combustible liviano	IPCC	Grupo intergubernamental sobre el cambio climático
ACV	Análisis de ciclo de vida	JRC	Centro Común de Investigación de la Comisión Europea
AIE	Agencia Internacional de la Energía	kton	Kilotoneladas (unidad de masa)
BtL	Biomasa transformada en líquido	kW	Kilovatio (unidad de potencia)
CAPSIM	Simulación de la Política Agrícola Común (<i>Common Agricultural Policy SIMulation</i>)	kWhe	Kilovatio-hora de energía eléctrica (unidad de energía)
CO ₂	Dióxido de carbono: el principal gas de efecto invernadero	LCEP	Modelo de baja generación de carbono
CO ₂ -eq	Equivalente de dióxido de carbono (emisiones)	MBCC	Monte bajo de ciclo corto
Cogen	Cogeneración	Mtep	Millones de toneladas equivalentes de petróleo (unidad de energía)
CtL	Licuefacción de carbón	NO _x	Una mezcla de varios óxidos de nitrógeno emitidos por fuentes de combustión
DDGS	Grano de destilería desecado con solubles: un residuo procedente de la producción de etanol con grano de trigo	ORC	Ciclo de Rankine orgánico
EFISCEN	Modelo del Escenario Europeo de Información Forestal	PCCE	Producción combinada de calor y electricidad
EJ	Exajulio (unidad de energía)	PIB	Producto interior bruto
EMAG	Éter metílico de ácidos grasos: nombre científico del biodiesel producido con aceite vegetal y metanol	PM	Partículas
ER	Energía renovable	PT	Tiempo de recuperación de la inversión
ETS	Régimen de comercio de derechos de emisión	RSU	Residuos sólidos urbanos
FAO	Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura	SME	Éster metílico de aceite de girasol: biodiesel derivado del aceite de colza
F+M	Funcionamiento y mantenimiento	TNE	Techos nacionales de emisión
Fuel cell	Pila de combustible	TGC	Certificados verdes negociables
F-T	Fischer-Tropsch: un proceso para convertir gases de síntesis en cadenas de hidrocarburos, recibe el nombre de su inventor	UE	Unión Europea
GEI	Gas de efecto invernadero		
GEMIS	Modelo Global de Emisiones para Sistemas Integrados (<i>Global Emission Model for Integrated Systems</i>)		
GLUE	Modelo global de uso del suelo y la energía		
GN	Gas natural		
IIASA	Instituto Internacional para el Análisis de Sistemas Aplicados		

Bibliografía

- A.; Hitchcock, G. S.; Moon D. P. y Wilkins, G. T., 2006. ETSU Report R92 for DTI and DfT, Marzo 1996. ETSU, 1996. *Alternative Road Transport Fuels: A Preliminary study for the UK*. Gover, M. P.; Collings, S.
- AEMA, 2005a. *El medio ambiente europeo - Estado y perspectivas 2005*. Edición española: Ministerio de Medio Ambiente, 2007. http://www.eea.europa.eu/es/publications/state_of_environment_report_2005_1.
- AEMA, 2005b. *Climate change and a European low-carbon energy system*. Informe de la AEMA, N° 1/2005. http://reports.eea.europa.eu/eea_report_2005_1/en.
- AEMA, 2006. *¿Cuánta bioenergía puede producir Europa sin dañar el medio ambiente?* Edición española: Ministerio de Medio Ambiente, 2006.
- AEMA, 2007a. *Energy and environment indicators*. Agencia Europea de Medio Ambiente, Copenhague. <http://www.eea.europa.eu/themes/energy/indicators>.
- AEMA, 2007b. *Estimación del potencial bioenergético agrícola compatible con el medio ambiente*. Edición española: Ministerio de Medio Ambiente, 2007.
- AEMA, 2008. *Annual European Community greenhouse gas inventory 1990–2006 and Inventory Report*. Envío al Secretariado del CMCC de la ONU, Informe técnico de la AEMA N° 6/2008, Agencia Europea de Medio Ambiente, Copenhague, 2008. http://reports.eea.europa.eu/technical_report_2007_7/en.
- AIE, 2004. *Biofuels for Transport: An International Perspective*. Agencia Internacional de la Energía (AIE), 2004.
- AIE, 2006a. *World energy outlook*.
- AIE, 2006b. IEA Task 38, GHG Impacts of Pellet Production from Woody Biomass Sources in BC, Canadá, 2006.
- BTG, 2004. *Bio-Energy's Role in the EU Energy Market: A view of developments until 2020*. Informe para la Comisión Europea, Grupo de Tecnología de Biomasa, BTG, 2004. http://ec.europa.eu/environment/etap/pdfs/bio_energy.pdf.
- CE, 2001. Directiva sobre techos nacionales de emisión (2001/81/CE).
- CE, 2004. Directiva relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía y por la que se modifica la Directiva 92/42/CEE, 2004/8/CE.
- CE, 2006. *European Energy and Transport: Trends to 2030*, DG Energía y Transportes, CE, 2006.
- CE, 2006. *Milieuanalyse 4 alternatieve (bio-)brandstoffen voor de Gelderland 13*. Vroonhof, J.; Croezen, H.; Sevenster, M., y Singels, K., CE Delft.
- CE, 2007. *Nieuwe electriciteitscentrale in Nederland, De 'vergeten' kosten in beeld*. Sevenster, M.; Croezen, H.; Blom, M.; Rooijers, F., CE Delft.
- CE, 2008a. Propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables. CE, 2008.
- CE, 2008b. Documento de trabajo del personal de la Comisión SEC(2008)xxx, COM(2008)xxx, *Annex to the Impact Assessment (provisional)*, CE, Bruselas, 2008b.
- CONCAWE/JRC/EUCAR, 2007. *Well-to-Wheels analysis of future automotive fuels and power trains in the European context*, Well-to-Tank Report, Version 2c, JRC/IES (Instituto de Medio Ambiente y Sostenibilidad del Centro Común de Investigación de la Comisión Europea), EUCAR (Consejo Europeo para la investigación y el desarrollo de la industria del automóvil), CONCAWE (organización de compañías europeas para la protección de la salud y el medio ambiente), 2007.
- De Leeuw, 2002. A set of emission indicators for long-range transboundary air pollution. *Environmental Science & Policy*, N° 5, 2002, págs. 135–145.
- Eppler, U.; Petersen, J.-E. y Couturier, C., 2007. Informe de referencia para la consulta de expertos sobre *Short Rotation Coppice and Perennial Energy Grasses in the European Union: Agro-environmental aspects, present use and perspectives*. http://re.jrc.ec.europa.eu/biof/html/srf_src_en_grasses_rothamstead.htm.

- Ericsson, K. y Nilsson, L.-J., 2006. Assessment of the potential biomass supply in Europe using a resource-focused approach. *Biomass and Bioenergy*, Vol. 30, 2006, págs. 1–15.
- Eurostat, 2007. Datos de la página web de Eurostat.
- EurObserver, 2008. Biofuels barometer 2007, *Le journal d'énergies renouvelables*, N° 185/2008, EurObserver, Junio 2008.
- FAO, 2003. *World Agriculture: Toward 2015/30 — An FAO Perspective*, J. Bruinsma, J. Ed., FAO (Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación), Roma.
- FAO, 2005. Global Forest Resources Assessment 2005. 15 Key Findings, FAO (Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación), Roma. www.fao.org/forestry/foris/data/fra2005/kf/common/GlobalForestA4-ENsmall.pdf.
- Fargione, F.; Hill, J.; Tilman, D.; Polasky, S., y Hawthorne, P., 2008. Land clearing and the biofuel carbon debt. *Science* 319, 2008, págs. 1235–1238.
- Farrel, A. y O'Hare, M., 2008. Greenhouse gas emissions from indirect land use change (LUC). *Memorandum to Courtis, J., of California Air Resources Board*. Energy & Resources Group, University of California, Berkeley, Enero 2008.
- Fischer, G. y Schratteholzer, L., 2001. Global bioenergy potential through 2050. *Biomass and Bioenergy*, Vol. 20, 2001, págs. 151–159.
- Frischer, G.; Prieler, S.; van Velthuizen, H. T., 2007. *Europe's Land Resource Potential for Biofuel Production*. IIASA, Austria, 2007.
- Fritsche, Uwe R.; Rausch, L.; Schmidt, K., 2006. *Life-Cycle Analysis of Renewable and Conventional Electricidad, Caloring, and Transport Fuel Options in the EU until 2030*. Informe final para la Agencia Europea de Medio Ambiente (AEMA), Öko-Institut e.V., Darmstadt, Alemania, Julio 2006.
- FZKA, 2007. *Kraftstoff, Strom und Wärme aus Stroh und Waldrestholz, Eine systemanalytische Untersuchung Forschungszentrum*. Leible, L.; Kälber, S.; Kappler, G.; Lange, S.; Nieke, E.; Proplesch, P.; Wintzer, D. y Fürniß, B. FZKA, Karlsruhe.
- GM, 2002. *Well-to-Wheel Analysis of Energy Use and Greenhouse Gas Emissions of Advanced Fuel/Vehicle Systems — A European Study*. L-B-Systemtechnik, 2002.
- Gochenour, C., 2003. *Regulation of Calor and Electricidad Produced in Combined-Calor-and-Power Plant*. Departamento de Infraestructura y Energía, Europa y Asia Central, Banco Mundial, Washington DC, 2003.
- IIASA, 2007. *Cost-Effective Emission Reductions to Meet the Environmental Targets of the Thematic Strategy on Air Pollution under Differ Greenhouse Gas Constraints: NEC Scenario Analysis*. Amann, M.; Asman, W.; Bertok, I.; Cofala, J.; Heyes, C.; Klimont, Z.; Schöpp, W.; Wagner, F. Report No. 5, Instituto Internacional para el Análisis de Sistemas Aplicados (IIASA), Junio 2007. www.iiasa.ac.at/rains/CAFE_files/NEC5-v1.pdf.
- IFEU, 2004. *CO₂ Mitigation through Biofuels in the Transport Sector: Status and Perspectives*. Quirin, M.; Gärtner, S. O.; Pehnt, M.; Reinhardt, G. A. Instituto para la Investigación sobre Energía y Medio Ambiente (IFEU), Heidelberg.
- IFEU, 2006. *Eigene Abschätzungen bzw. berechnungen*.
- IPCC, 2006. *Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Revised*, Vol. 4. www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl.
- IPCC, 2007. *Fourth Assessment Report — Climate Change 2007; Synthesis Report — Summary for policy makers*. www.mnp.nl/ipcc/pages_media/Summary-for-policy-makers.html.
- Kindermann, G. E; Obersteiner, M; Rametsteiner, E.; McCallum, I., 2006. Predicting the deforestation-trend under different carbon prices. *Carbon Balance and Management*, 1, Article 15. Open access: doi: 10.1186/1750-0680-1-15. www.cbmjournal.com/content/1/1/15.
- Levelton, 2000a. *Assessment of Net Emissions of Greenhouse Gases from Ethanol-Gasoline Blends in Southern Ontario*, Cross-Sectoral Policy Development Division, Industry Performance and Analysis Directorate, Agriculture and Agri-Food Canada, R-2000-1, Levelton Engineering Ltd, (S&T)2 Consulting Inc., J.E. and Associates. www.oregon.gov/energy/renew/biomass/docs/forum/ghg_eth.pdf.
- Levelton, 2000b. *Assessment of Net Emissions of Greenhouse Gases from Ethanol Blended Gasolines in Canada: Lignocellulosic Feedstock*, Levelton Engineering Ltd. in consultation with (S&T)2 Consulting, Agriculture and Agri-Food Canada, 2000. www.oregon.gov/energy/renew/biomass/docs/forum/ghg_lig.pdf.
- Little, Novem/ADL, 1999. *Analyse en evaluation van GAVE ketens: Management summary*. Arthur D. Little International Inc., GAVE-rapport 9908, Rotterdam.
- MNP, 2008. *Local and global consequences of the EU renewable directive for biofuels*. Eickhout, B.; van den Born, G.J.; Notenboom, J.; van Oorschot, M.;

- Ros, J.P.M.; Van Vuuren, D.P.; Westhoek, H.J. MNP Report 500143001/2008. www.mnp.nl/bibliotheek/rapporten/500143001.pdf.
- Morton, D. C.; DeFries, R. S.; Shimabukuro, Y. E.; Anderson, L. O.; Arai, E.; del Bon Espirito Santo, F.; Freitas, R. y Morissette, J., 2006. Cropland expansion changes deforestation dynamics in the southern Brazilian Amazon. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the U.S.A* , Vol. 103: 14637–14641, 2006.
- OCDE-FAO, 2007. *Agricultural Outlook 2007–2016*. www.agri-outlook.org.
- OCDE, 2008. *OECD Environmental Outlook to 2030*. Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), París.
- OEKO, 2006. *GEMIS version 4.4-pre-release*, Oeko Institute-Institute for Applied Ecology, Agosto 2006. www.gemis.de.
- ONU-Energía, 2007. *Sustainable Bioenergy: A Framework for Decision Makers*. Informe de la ONU-Energía, un grupo de trabajo interno de las Naciones Unidas, FAO (Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación), Roma, 2007.
- Ragwitz, M. T. F.; Resch, G.; Faber, T.; Haas, R.; Hoogwijk, M.; Voogt, M.; Rathmann, M., 2006. *Economic analysis of reaching a 20% share of renewable energy sources in 2020*. Informe final para la Comisión Europea, DG Medio Ambiente (Contrato nº. ENV.C.2/SER/2005/0080r). Fraunhofer ISI, Energy Economics Group/TU Wien, Ecofys, Agosto 2006.
- Righelato, R. y Spracklen, V. Carbon, 2007. Mitigation by biofuels or by saving and restoring forests? *Science*, 317, pág. 902.
- Searchinger, T.; Heimlich, R.; Houghton, R.A.; Dong, F.; Elobeid, A.; Fabiosa, J.; Tokgoz, S.; Hayes, D., y Yu T., 2008. Use of U.S. croplands for biofuels increases greenhouse gases through emissions from land use change. *Science* 319, 2008, págs. 1238–1240.
- Smeets, E. M. W.; Faaij, A. P. C.; Lewandowski, I. M.; Turkenburg, W. C., 2007. A bottom-up assessment and review of global bio-energy potentials to 2050. *Progress in Energy and Combustion Science*, Vol. 33, 2007, págs. 56-106.
- Stern, 2006. Stern Review, *The Economics of Climate Change*, Cambridge University Press, Reino Unido, 2006.
- UE, 2005. Evaluación del impacto del Plan de acción sobre la biomasa, SEC(2005) 1573, Comisión Europea, 2005.
- Van Dam, J.; Faaij, A. P. C.; Lewandowski, I.; Fischer, G., 2007. Biomass production potential in Central and Eastern Europe under different scenarios. *Biomass and Bioenergy*, Vol. 31, 2007, págs. 345-366.
- Viewls, 2005. *Biofuel and bioenergy implementation scenarios*. Wakker, A.; Egging, R.; van Thuijl, E.; van Tilburg, X.; Deurwaarder, E.; De Lange, T.; Berndes, G.; Hansson, J. Final Report, VIELS WP5, modelling studies, ECN, the Netherlands; Chalmers University of Technology, Energy and Environment, Suecia, 2005.
- Wang, 2001. *Greet Model version 1.5a* Centre of Transportation Research, Argonne National Laboratory, 2001.
- WWF, 2007. *Rain Forest for Biodiesel? Ecological effects of using palm Petróleo as a source of Energy*. Reinhardt G.; Rettenmaier, N.; Gärtner, S.; Pastowski, A., 2007. Rainforest for Biodiesel? . www.wwf.fi/wwf/www/uploads/pdf/rainforestforbiodiesel_final_042007.pdf.
- Yamamoto, H.; Fujino, J.; Yamaji, K., 2001. Evaluation of bioenergy potential with a multi-regional global-land-use-and-energy model, , *Biomass and Bioenergy*, Vol. 21, 2001, págs. 185–203.

Anexo 1 Evaluación del potencial de bioenergía (revisión bibliográfica)

La variación de los resultados entre los diversos estudios se debe a sus diferencias en los datos de entrada (p. e. en cuanto a la mejora del rendimiento agrícola, los costes, etc.), los modelos empleados y los ámbitos territoriales. Algunas diferencias claves se resumen en la tabla 8.1, considerando además lo siguiente:

- Ericsson y Nilsson (2006) excluyen los residuos en su evaluación;
- Fischer *et al.* (2007) evalúan sólo la biomasa respecto a su potencial de biocarburantes y excluyen los residuos urbanos y forestales;
- Van Dam *et al.* (2007) realizan su evaluación sólo de Europa central y del este;
- El alto valor de los resultados de Smeets *et al.* (2007) puede ser causado por las previsiones en cuanto a la mejora de la eficiencia en la producción de alimentos.

Tabla 8.1 Resumen de la bibliografía

Estudio	Periodo	Región	Fuente
AEMA, 2006	2010–2030	UE25	A, S, R
Ericsson & Nilsson, 2006	2010–2050	UE25	A, S
Viewls, 2005	2030	UE25	A, S, R
BTG, 2006	2010–2020	UE27	A, S, R
Fischer <i>et al.</i> , 2007	2030	UE27 +	A, S, (R ⁽¹⁹⁾)
Smeets <i>et al.</i> , 2007	2050	Mundial	A, S, R
Fischer y Schrattenholzer, 2001	2050	Mundial	A, S, R
Dam <i>et al.</i> , 2007	2030	HU, SK, CZ, PO, LT, LV, EE	A, S
Hoogwijk <i>et al.</i> , 2005	2050–2100	Mundial	A, S, R
Yamamoto <i>et al.</i> , 2001	2050–2100	Mundial	A, S

Nota: A = Agricultura; S = Silvicultura; R = Residuos

(19) Sólo los residuos de los cultivos, no los residuos urbanos ni los de de la silvicultura.

Tabla 8.2 Comparación de los estudios de potencial de bioenergía

Fuente	Potencial	Metodología	Fortalezas/Debilidades
UE-25 AEMA, 2006	2010 • 8,0 EJ/año (1 EJ = 1018 J) 2030 • 12,4 EJ/año	Fuentes ✓ Agricultura ✓ Silvicultura ✓ Residuos Evaluación basada en un modelo con consideraciones medioambientales. Para cada fuente se utiliza un enfoque: • Agricultura: la cantidad depende principalmente de la superficie de terreno disponible y el rendimiento de los cultivos bioenergéticos. Se utiliza el modelo CAPSIM para determinar la superficie de terreno. • Silvicultura: el potencial se determina según la demanda del mercado de madera en rollo. Para el desarrollo futuro de los recursos forestales se utiliza el modelo EFISCEN. • Residuos: se utilizan tres enfoques diferentes: • Para los residuos sólidos urbanos, de construcción y de demolición, las previsiones de generación de residuos se hicieron en un escenario de BAU. • Para los residuos de la agricultura y los alimentos, se utilizaron los datos de la agricultura en combinación con la información sobre la cantidad de biorresiduos generados por tonelada de producto y por animal. • Para otros flujos de residuos, se estimaron las cantidades actuales y a continuación se utilizó la proyección de los principales impulsos socioeconómicos relacionados con la generación de residuos para realizar las previsiones futuras.	Fortalezas • Se incluyen todas las fuentes posibles de biomasa • Se incluyen explícitamente las consideraciones ambientales Debilidades
Ericsson y Nilsson, 2006	Corto plazo (10-20 años) • 3,1 EJ/año (UE15) • 4,8-6,0 EJ/año (UE15) • 2,1-2,6 EJ/año (ACC10)	Fuentes ✓ Agricultura ✓ Silvicultura x Residuos Se utiliza un enfoque centrado en los recursos y las evaluaciones se realizan a nivel nacional. Las categorías de biomasa incluidas en este estudio son: residuos forestales, subproductos de la silvicultura, paja, residuos de maíz y otros cultivos energéticos. Se excluyen los residuos sólidos urbanos, la madera usada (madera de demolición y travesas de ferrocarril) y el estiércol. Se aplica en todos los periodos de tiempo una población constante en Europa utilizando los datos de 2000. En vez de los datos nacionales se aplican estadísticas internacionales en la evaluación general. Los datos de silvicultura provienen de la evaluación de los recursos forestales en las zonas templadas y boreales realizada por la Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación (FAO).	Fortalezas • Método sencillo y transparente

Tabla 8.2 Comparación de los estudios de potencial de bioenergía (cont.)

<p>Consideraciones en detalle:</p> <p>Residuos de bosques y subproductos de la industria forestal</p> <ul style="list-style-type: none"> • basadas en el crecimiento de la biomasa y no en las talas nacionales actuales • sólo se incluyen las talas de los bosques explotables • se asume que la madera en rollo extraída es utilizada por la industria maderera (excepto los tallos quebradizos de las operaciones de aclareo y limpieza de bosques) • se asume que las talas nacionales en cada escenario permanecen constantes en términos absolutos y al nivel del 100% de aumento en el año 2000. • se asume que la proporción entre residuo y tallo es un 50% mayor para las coníferas que para los árboles de hoja caduca • se aplica una proporción de cosecha baja (0,15-0,1) y otra alta (0,3-0,2) • se asume que un 25% de la madera en rollo talada queda disponible para fines energéticos. <p>Residuos de cultivos</p> <ul style="list-style-type: none"> • incluye la paja de trigo, cebada, centeno y avena, además de los residuos de maíz • se asume que solamente se cosecha una parte de los residuos de los cultivos para garantizar la productividad a largo plazo (proporción paja/grano de cereales= 1,3 y la de residuos de maíz/grano de maíz =1,0) • se asume que se cosecha sólo un cuarto de los residuos y que un tercio de los residuos cosechados son utilizados con fines ganaderos • las evaluaciones se basan en el rendimiento medio de cereales y maíz entre 1998 y 2002 • se presupone un aumento del rendimiento <p>Rendimiento de los cultivos energéticos</p> <ul style="list-style-type: none"> • se asumen unos cultivos forestales y herbáceos de ciclo corto (p. ej. miscanto) • se asume que el rendimiento de los cultivos energéticos es un 50% mayor que el del trigo • a medio plazo el rendimiento previsto es mayor (en torno a un 40%) • se aplica un rendimiento del 30% para tener en cuenta el efecto del aprendizaje • la superficie utilizada para los cultivos energéticos aumenta desde un 10% del total de suelo cultivable hasta el 25% dentro de los escenarios. 	<p>Debilidades</p> <ul style="list-style-type: none"> • Chipre y Malta no están incluidos (lo que no debe suponer un problema real) • En la evaluación no están incluidos los residuos
<p>ViewIs, 2005</p> <p>2030</p> <ul style="list-style-type: none"> • 12,2 EJ/año <p>Fuentes</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Agricultura ✓ Silvicultura ✓ Residuos <p>Fortalezas</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se incluyen todas las fuentes posibles de biomasa • Evaluación del impacto de varias políticas y escenarios de desarrollo de biocarburantes. <p>Debilidades</p> <ul style="list-style-type: none"> • Metodología poco clara • Se centra más en el efecto de las políticas de biocarburantes que en el potencial máx. de producción de biomasa 	<p>Los cálculos se basan en el modelo BIOTRANS, un modelo de optimización de costes para la producción de biocarburantes. Se calcula el potencial de suministro de biomasa lignocelulósica en forma de residuos y cultivos energéticos, asumiendo que en 2030 se utiliza todo el terreno disponible para la producción de cultivos lignocelulósicos.</p>

Tabla 8.2 Comparación de los estudios de potencial de bioenergía (cont.)

<p>UE-27 BTG, 2004</p>	<p>2010</p> <ul style="list-style-type: none"> • 7,7 EJ/año <p>2020</p> <ul style="list-style-type: none"> • 8,8 EJ/año 	<p>Fuentes</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Agricultura ✓ Silvicultura ✓ Residuos 	<p>Fortalezas</p> <ul style="list-style-type: none"> • Análisis a fondo sobre la disponibilidad de varios flujos de biomasa, basado en un modelo de oferta y demanda • Se incluyen todas las fuentes posibles de biomasa
<p>El cálculo se basa en el supuesto de utilizar un 10% del terreno cultivable para producir combustibles de biomasa, y en que la mitad de dicha superficie está disponible para materias primas de biodiesel y bioetanol.</p>	<p>Debilidades</p> <ul style="list-style-type: none"> • Basado en supuestos aproximados sobre el terreno disponible para la producción de biomasa 		
<p>Fischer <i>et al.</i>, 2007</p>	<p>2030 (UE27+)</p> <ul style="list-style-type: none"> • 3,4–8,6 EJ/año (materias primas de biocarburantes) • 2,6 EJ/año (residuos agrícolas) <p>2030 (Ucrania)</p> <ul style="list-style-type: none"> • 2,3–4,6 EJ/año (materias primas de biocarburantes) • 0,3 EJ/año (residuos agrícolas) 	<p>Fuentes</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Agricultura ✓ Silvicultura ~ Residuos 	<p>Fortalezas</p> <ul style="list-style-type: none"> • Análisis detallado • Se evalúan varios escenarios de uso del suelo
<p>El potencial de la producción de biocarburantes de Europa se ha determinado en varios escenarios hasta 2030 usando una detallada base de datos paneuropea y un marco de modelización para la adecuación y la producción espacialmente explícita de las materias primas. El terreno disponible en el futuro para la producción de biocarburantes se ha calculado para satisfacer a la vez la demanda prevista de alimentos y forraje a partir de los actuales niveles agregados de autosuficiencia de productos agrícolas, usando los modelos y las bases de datos de IIASA, CORINE y FAO.</p>	<p>Debilidades</p> <ul style="list-style-type: none"> • No se incluyen los residuos de bosques • No se incluyen los residuos urbanos • La evaluación se limita al potencial de biomasa para biocarburantes 		
<p>Otros Dam <i>et al.</i>, 2007</p>	<p>2030</p> <p>Sólo Hungría, Eslovaquia, República Checa, Polonia, Lituania, Letonia, Estonia</p> <ul style="list-style-type: none"> • 1,3–7,6 EJ/año 	<p>Fuentes</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Agricultura ✓ Silvicultura x Residuos 	<p>Fortalezas</p> <ul style="list-style-type: none"> • Enfoque detallado a nivel nacional
<p>Enfoque ascendente en cada país utilizando un modelo basado en la demanda de alimentos y la producción de madera, la productividad de la ganadería, los cultivos agrícolas y la silvicultura, y los costes de producción de los cultivos energéticos.</p> <p>Se crean cinco escenarios, se simulan varios cultivos energéticos sobre la superficie de terreno disponible y se clasifican según su adecuación.</p>	<p>Debilidades</p> <ul style="list-style-type: none"> • No se incluyen residuos urbanos • Número limitado de países 		

Tabla 8.2 Comparación de los estudios de potencial de bioenergía (cont.)

Mundial	Smeets <i>et al.</i> , 2007	2050	<ul style="list-style-type: none"> • 215–1.272 EJ/año (suelo agrícola excedente) • 76–96 EJ/año (residuos agrícolas y forestales) • 74 EJ/año (excedentes de la silvicultura) 	Fuentes	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Agricultura ✓ Silvicultura ✓ Residuos 	Fortalezas	<ul style="list-style-type: none"> • Potencial técnico global, se incluyen todas las posibles fuentes de biomasa • Inclusión de varias limitaciones como la demanda de alimentos y la biodiversidad • Inclusión de las posibilidades de exportación
				Debilidades	<p>Evaluación ascendente con el modelo Quickscan, basado en una evaluación de los datos y estudios sobre factores relevantes como el crecimiento de la población, el consumo de alimentos per cápita y la eficiencia en la producción de alimentos.</p> <p>La bioenergía procedente del excedente de crecimiento de los bosques naturales se basa en:</p> <ul style="list-style-type: none"> • la exclusión de las zonas de bosque protegido • la deforestación para la producción de bioenergía no está permitida • la competencia entre producción de bioenergía o combustibles de madera y producción de madera en rollo se evita 		
	Fischer y Schratzenholzer 2001	2050	<ul style="list-style-type: none"> • 370–450 EJ/año 	Fuentes	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Agricultura ✓ Silvicultura ✓ Residuos 	Fortalezas	<p>Se incluyen todas las posibles fuentes de biomasa</p>
	Hoogwijk <i>et al.</i> , 2003	2050	<ul style="list-style-type: none"> • 35–1.135 EJ/año 	Fuentes	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Agricultura ✓ Silvicultura ✓ Residuos 	Debilidades	<p>Los cálculos se basan en la clasificación del suelo total en cuatro categorías principales de uso: suelo cultivable, pastos y praderas y otros "suelos". Con datos de la FAO e IIASA.</p>
				Estudio de exploración sobre el potencial geográfico basado en un análisis bibliográfico. Se identifican seis categorías de recursos de biomasa para energía: cultivos energéticos en tierras de cultivo excedentarias, cultivos energéticos en terrenos degradados, residuos agrícolas, residuos forestales, estiércol animal y residuos orgánicos. El análisis utiliza una amplia variedad de estudios existentes para todas las categorías por separado. El estudio investiga el límite superior de la cantidad de biomasa que puede estar disponible para suministro de energía (primaria) sin afectar a los cultivos de alimentos.	Fortalezas	<ul style="list-style-type: none"> • Se incluyen todas las posibles fuentes de biomasa • Se presta atención a la competencia del uso de la biomasa para material • Evalúa las condiciones bajo las cuales se puede alcanzar un elevado potencial 	Debilidades

Tabla 8.2 Comparación de los estudios de potencial de bioenergía (cont.)

		Fuentes	Fortalezas
Yamamoto et al., 2001	2050	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Agricultura ✓ Silvicultura ✓ Residuos 	<ul style="list-style-type: none"> • No se incluyen todas las regiones en todos los análisis • No se incluyen los flujos de residuos
		Simulación utilizando un modelo global de uso del terreno y energía (GLUE-11)	
Hoogwijk et al., 2005	2050	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Agricultura ✓ Silvicultura ✓ Residuos 	<ul style="list-style-type: none"> • Estudio completo y detallado, se incluyen todas las posibles fuentes de biomasa • Uso de diferentes escenarios
		<p>Determina el potencial geográfico y técnico de la biomasa a nivel de cuadrícula para los cuatro escenarios SRES del IPCC mediante el modelo IMAGE 2.2. Se basa en cuatro escenarios que se diferencian en:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Crecimiento de la población • Desarrollo del PIB • Desarrollo tecnológico, es decir el marco para la producción de alimentos • Las prioridades sociales/ambientales establecidas, es decir la dieta • El grado de globalización, es decir el nivel de comercio <p>El potencial geográfico es el producto de la superficie disponible para cultivos energéticos por su nivel de productividad. Se distinguen tres categorías de posibles áreas disponibles: (1) tierras agrícolas abandonadas, (2) tierras poco productivas y (3) el resto de tierras no necesarias para alimentos, bosques o biorreservas. El potencial de la tierra poco productiva se considera insignificante.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Amplia gama de resultados

Figura 8.1 Potencial de bioenergía de la UE (revisión bibliográfica)

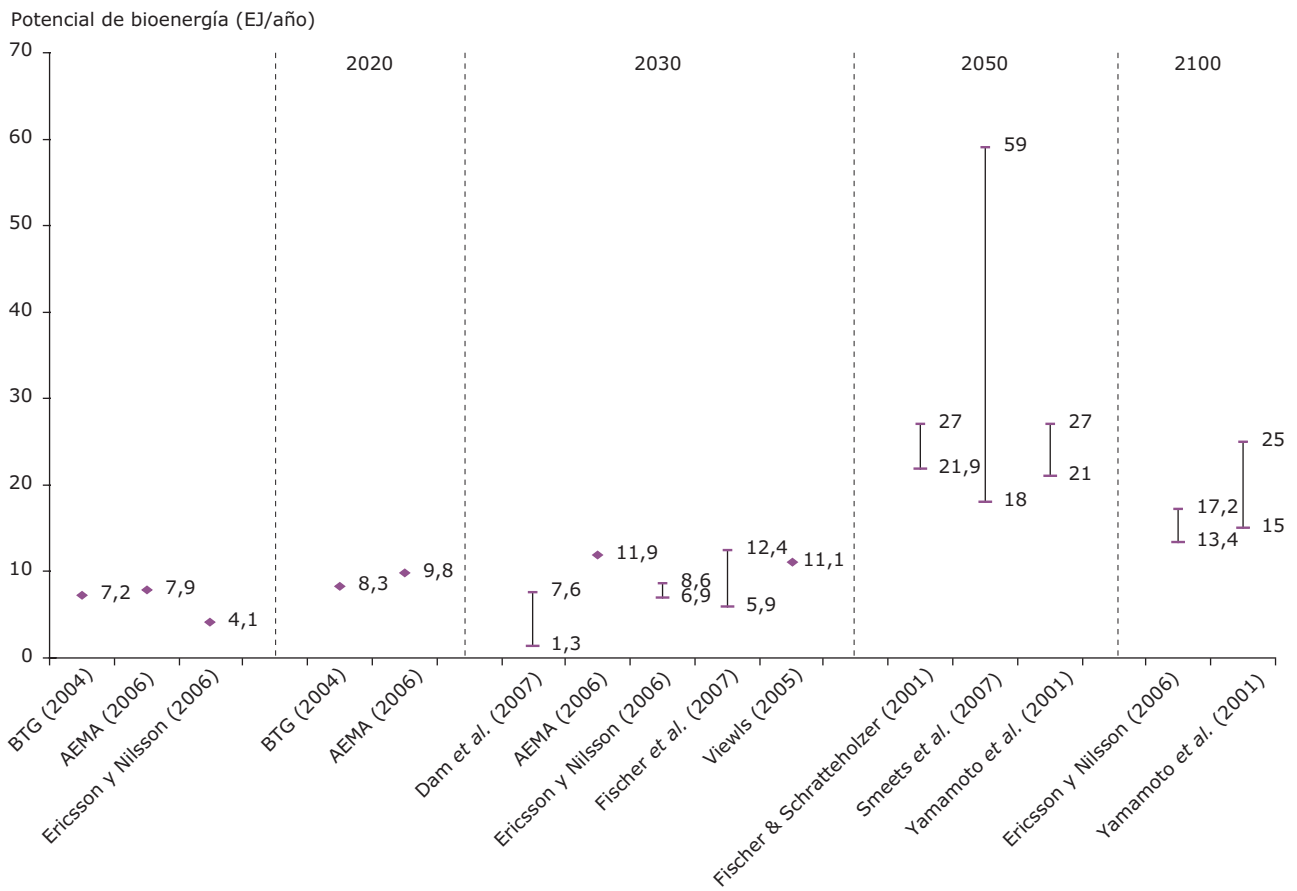
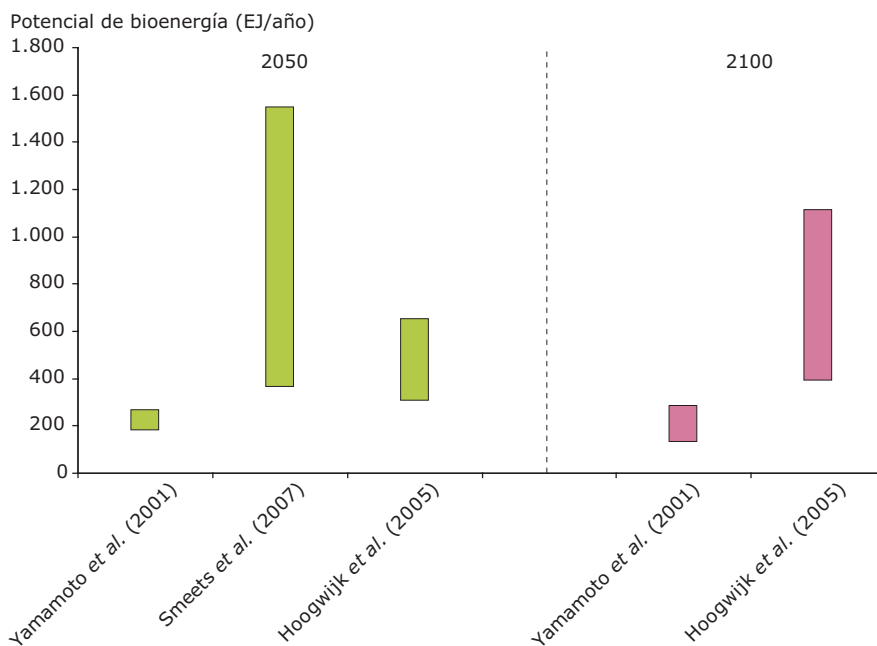
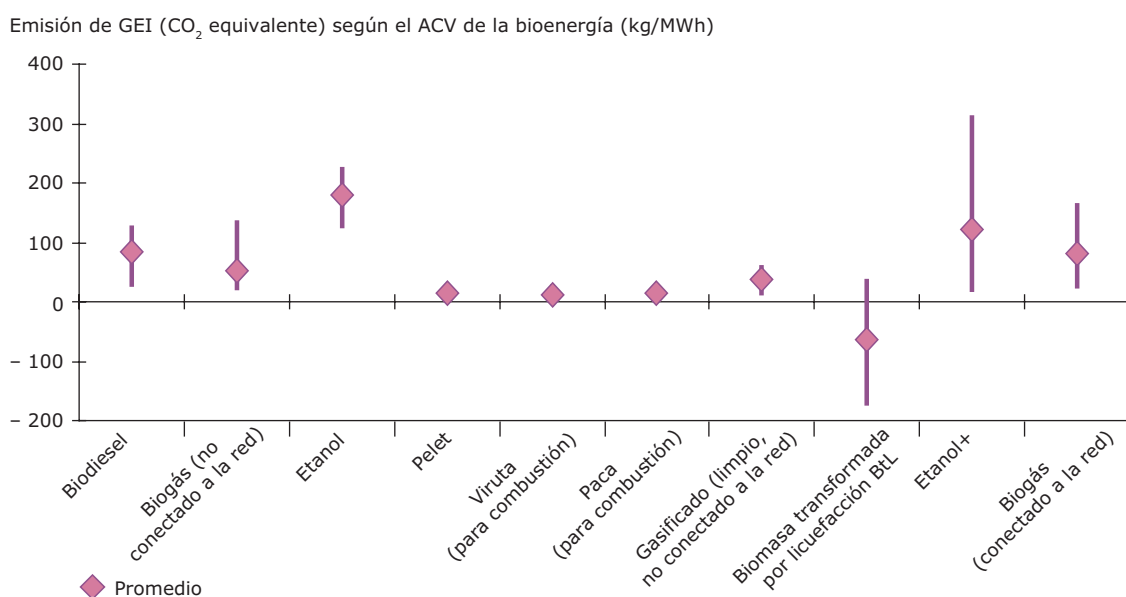


Figura 8.2 Potencial de bioenergía del mundo (estudio bibliográfico)



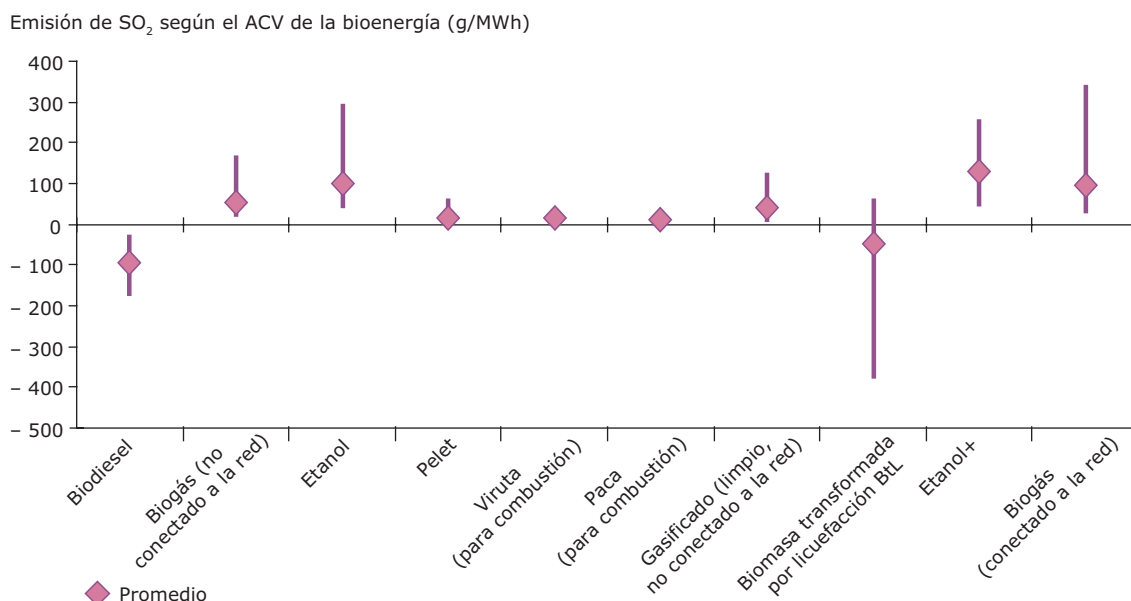
Anexo 2 Cifras de la base de datos GEMIS sobre emisiones de ACV procedentes de procesos de la bioenergía

Figura 8.3. Emisión de GEI (CO₂ equivalente) según el análisis del ciclo de vida de la bioenergía en los Estados de la UE



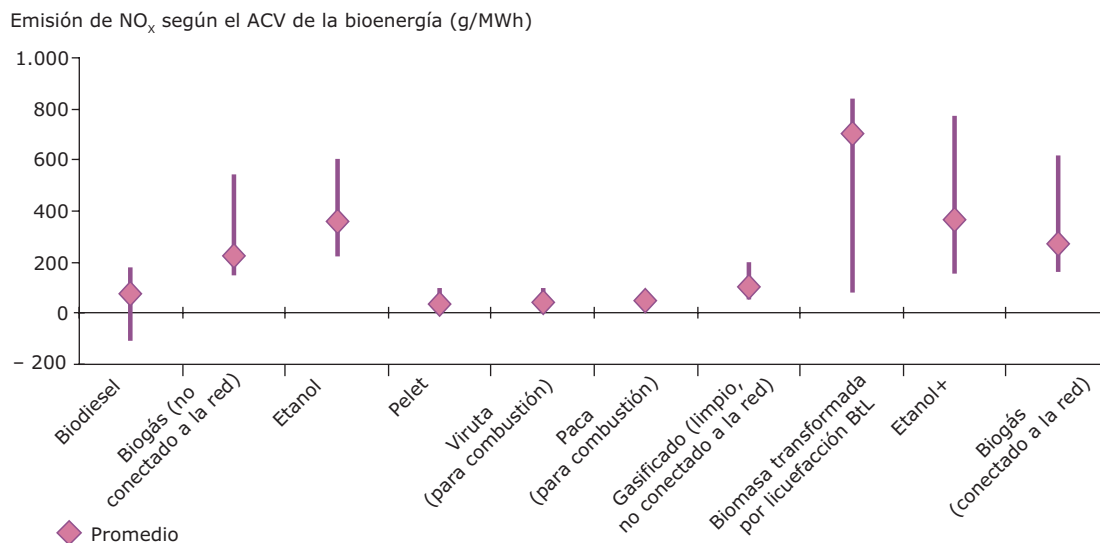
Fuente: Basado en Fritsche *et al.*, 2006.

Figura 8.4. Emisión de SO₂ según el análisis del ciclo de vida de la bioenergía en los Estados de la UE



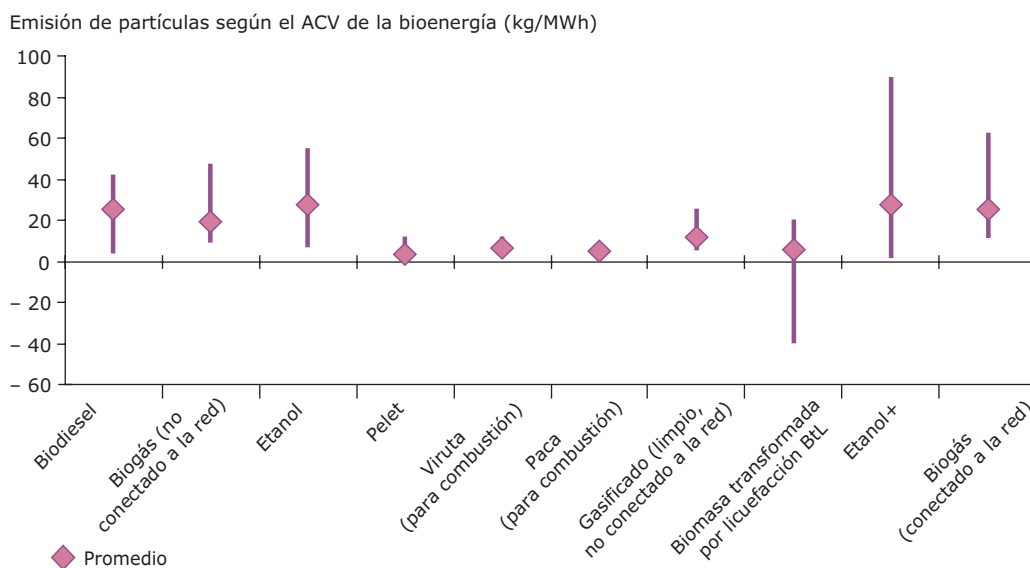
Fuente: Basado en Fritsche *et al.*, 2006.

Figura 8.5 Emisión de NO_x según el análisis del ciclo de vida de la bioenergía en los Estados miembros de la UE



Fuente: Basado en Fritsche et al., 2006.

Figura 8.6 Emisión de partículas según el análisis del ciclo de vida ACV de la bioenergía en los Estados de la UE



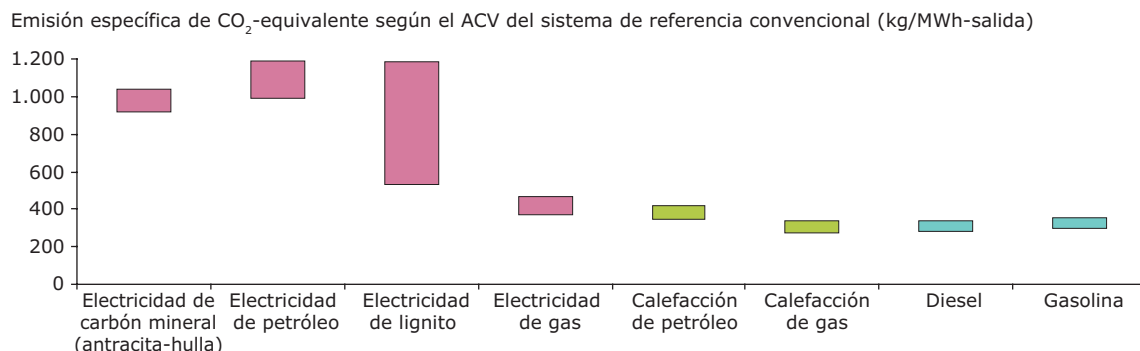
Fuente: Basado en Fritsche et al., 2006.

Análisis del ciclo de vida de sistemas convencionales de energía según GEMIS

Las siguientes figuras ilustran los datos de las emisiones de gases de efecto invernadero y contaminantes atmosféricos procedentes de la energía convencional en los Estados miembros de la UE para 2010. Fritsche et al. (2006) proporcionan un debate profundo sobre las cifras y su evolución hasta el año 2030. El ciclo del combustible de carbón destinado a electricidad varía mucho entre los diferentes Estados

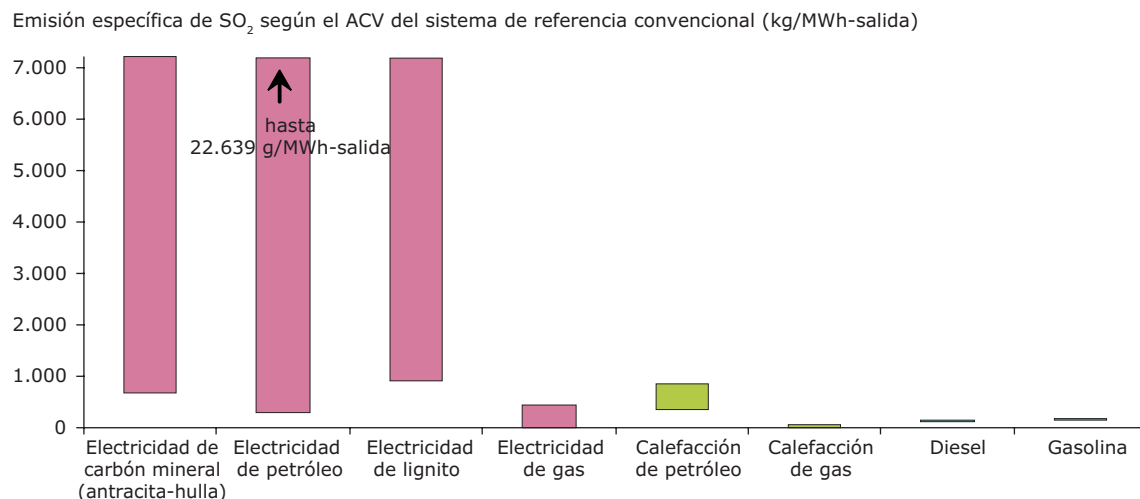
de la UE de acuerdo con la extracción de carbón, la distancia de transporte, la eficiencia de la central energética y las tecnologías de control de las emisiones. Por el contrario, las diferencias son menores entre los sistemas a base de gas o petróleo para generar electricidad o calor. Los resultados de la emisión de contaminantes atmosféricos serán bastante diferentes entre los países hacia 2010. Se espera que estas diferencias disminuyan hacia el año 2030 debido a la mejora de la eficiencia y las tecnologías de control.

Figura 8.7 Emisión de gases de efecto invernadero (CO₂-equivalente) según el análisis del ciclo de vida convencional de la energía en el año 2010 en los Estados de la UE



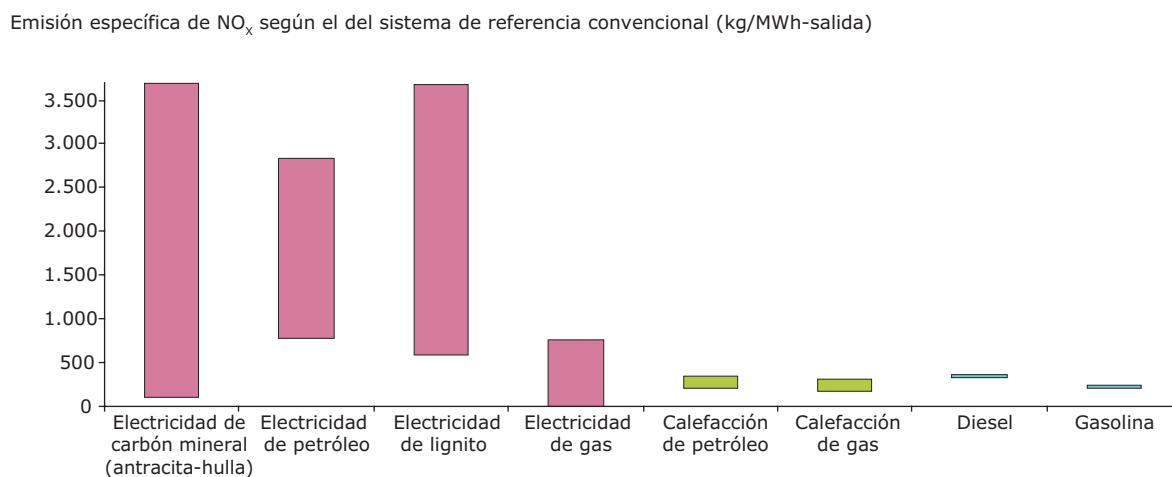
Fuente: Basado en Fritsche *et al.*, 2006.

Figura 8.8. Emisión de SO₂ según el ACV convencional de la energía en el año 2010 en los Estados miembros de la UE



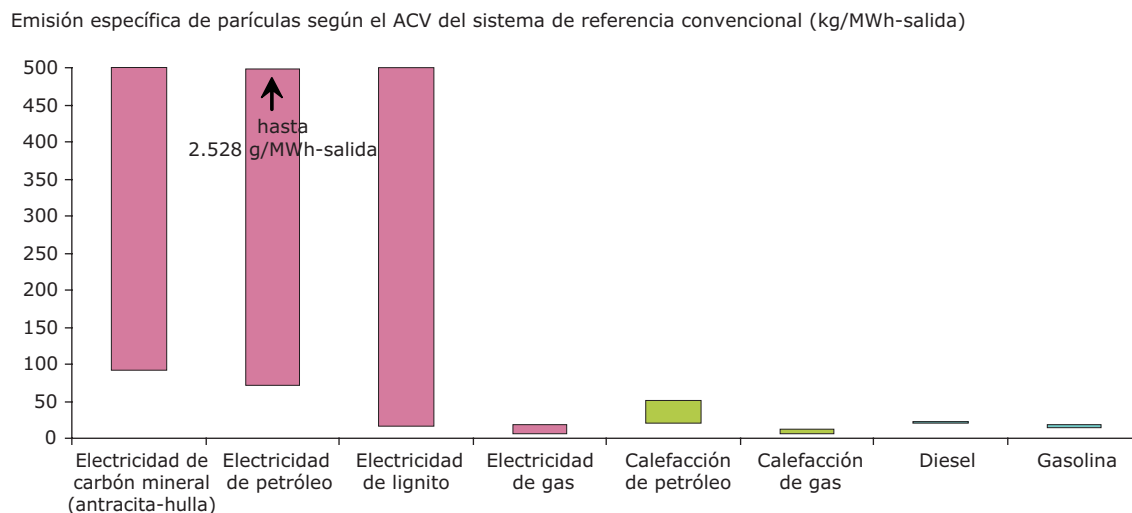
Fuente: Basado en Fritsche *et al.*, 2006.

Figura 8.9. Emisión de NO_x según el ACV convencional de la energía en el año 2010 en los Estados miembros de la UE



Fuente: Basado en Fritsche *et al.*, 2006.

Figura 8.10. Emisión de partículas según el ACV convencional de la energía en el año 2010 en los Estados miembros de la UE



Fuente: Basado en Fritsche *et al.*, 2006.

Anexo 3. Emisión de GEI según el ACV de la bioenergía y los biocarburantes: discusión metodológica

Aunque la metodología del ACV está por lo general bien definida, los resultados de diferentes estudios según el ACV pueden variar significativamente en función de los datos asumidos y la elección del método. Las principales diferencias se deben en su mayor parte a:

- las suposiciones respecto a importantes datos de entrada para las cadenas de la bioenergía y los biocarburantes.
- el tratamiento de los subproductos;
- el tratamiento de las emisiones causadas por el cambio en la vegetación y en el uso del terreno.

Algunos factores importantes que pueden variar entre los estudios y causar resultados diferentes, incluyen la cantidad de fertilizantes utilizados y el rendimiento de los cultivos, la emisión de N_2O durante el cultivo, la eficiencia energética en los procesos y el combustible utilizado para la producción de bioenergía/biocarburantes.

Pueden existir diversas razones para las diferencias en los datos de entrada:

- las diferencias físicas y económicas actuales entre las regiones, p. ej. la fertilidad de los suelos, la precipitación atmosférica, la disponibilidad de luz solar, la temperatura, las condiciones del mercado regional y la infraestructura regional;
- el uso de información referente a situaciones distintas (p. ej. un año de referencia diferente);
- las diferencias en la tecnología y la gestión, (p. ej. en el manejo del campo y la configuración y las especificaciones de las plantas de producción);
- el hecho de que algunos parámetros de entrada no se conocen con exactitud y solamente se pueden usar con un considerable grado de incertidumbre.

El etanol, por ejemplo, se puede producir a partir del trigo de la forma clásica, fermentando solamente los azúcares C6 y aportando calor para la fermentación y la destilación mediante una caldera de gas con turbina de presión. El residuo final se vende como forraje para el ganado. Otra alternativa son las plantas de producción de etanol por fermentación como la de Rotterdam (Bioethanol Rotterdam BER), que aplican el calor residual industrial de las plantas de cogeneración de calor y electricidad (CCE), pueden digerir el residuo final para producir metano y también pueden capturar el CO_2 de

la fermentación y la digestión para su almacenamiento geológico. Esta configuración ya optimizada puede ser posteriormente mejorada mediante un pretratamiento de las materias primas, por ejemplo usando el vapor para que el material orgánico esté mejor preparado para su conversión.

Las mismas posibilidades se aplican a la utilización de la biomasa para producir electricidad o calor. La biomasa puede ser quemada de forma conjunta o ser utilizada por separado en plantas independientes que pueden diferir en cuanto a la escala y la eficiencia térmica o eléctrica.

La incertidumbre de los datos puede ser muy grande, especialmente en cuanto a la emisión de GEI por los cultivos. Los GEI son difíciles de medir con exactitud, por lo que el rango de los factores de emisión de N_2O en la bibliografía científica es muy amplio.

Tratamiento de los subproductos

Los cultivos son un complejo que combina varios componentes (azúcares, proteínas, grasas), por lo que la aplicación de procesos físicos o biológicos para producir biocarburantes genera subproductos, por ejemplo la pulpa de la remolacha azucarera o la pasta prensada de las semillas de colza.

El tratamiento de estos subproductos según el ACV difiere en dos aspectos:

- La aplicación de estos subproductos;
- La evaluación de estos subproductos, según la metodología empleada para que parte del impacto ambiental relacionado con los cultivos y la producción de biocarburantes sea asignado a dichos subproductos.

Dado que el ACV pretende incluir la disminución de la emisión de GEI a causa de la menor necesidad de productos alternativos, el resultado depende de ambos aspectos, los cuales son considerados de la manera siguiente:

Efecto de la utilización de subproductos sobre la emisión de GEI

Los subproductos de las cadenas de biocarburantes con frecuencia se pueden usar para diferentes

aplicaciones, por ejemplo en el forraje para animales o en la generación de energía. Estos subproductos pueden reemplazar a otros productos como el grano o el gas natural, cuya utilización también habría causado la emisión de GEI. La emisión de GEI que se evita al utilizar subproductos debe tenerse en cuenta en el ACV de los biocarburantes. Por tanto, los resultados del ACV dependerán de la supuesta utilización de estos subproductos.

La tabla 8.3 muestra el efecto de varios usos de los subproductos sobre el resultado del ACV (CE, 2008b), donde se muestra la disminución de la emisión de GEI en dos aplicaciones diferentes de los subproductos de biocarburantes: forraje para el ganado y energía.

En todos los casos aquí considerados se observa que la disminución de la emisión de GEI es mayor cuando los subproductos se utilizan para energía en vez de forraje para el ganado. Sin embargo, la mayoría de los subproductos se utilizan actualmente como forraje para el ganado por ser la utilización con mayor valor de mercado. El uso de los subproductos como forraje para el ganado también es óptimo desde la perspectiva del uso del terreno, según lo señalado por la CE (2008b). El cultivo de trigo, soja, maíz y otros cultivos comparables para la alimentación del ganado requiere tierra agrícola cuyo cambio en el uso del terreno genera una emisión de GEI que no está actualmente incluida en el ACV de dichos cultivos.

Efecto de la metodología del ACV en la emisión de GEI

El impacto medioambiental de utilizar los subproductos y sustituir los productos primarios en el proceso, se puede tener en cuenta mediante la extensión del sistema para analizar en detalle la disminución de la emisión de GEI gracias a los subproductos. Otra alternativa es la aplicación de una metodología de asignación. Esta metodología

asigna a los subproductos parte de la emisión de GEI de la cadena de productos, disminuyendo así la emisión asignada a los biocarburantes. La asignación se puede basar en características de los productos, como su contenido energético, su masa o su valor de mercado. Considerando este último como un ejemplo del funcionamiento de la asignación, si el valor económico de los subproductos es el 30% del valor del biocarburante, el 30% de la emisión de GEI de la cadena de productos, incluyendo el subproducto, debe asignarse al subproducto.

La extensión del sistema se considera generalmente la metodología más exacta y se aplica, por ejemplo, en el estudio JEC WTW sobre biocarburantes (CONCAWE/JRC/ EUCAR, 2007). No obstante, la asignación es, por lo común, más fácil de implementar ya que los datos necesarios son mucho más fáciles de obtener. Por esta razón, la UE (CE, 2008b) y algunos Estados miembros de la UE (Alemania, Países Bajos), que actualmente están desarrollando valores predeterminados y/o herramientas para el cálculo de la emisión de GEI de determinados biocarburantes a la venta, han optado por la asignación. Se ha debatido entre varios países para acordar una metodología de asignación común⁽²⁰⁾. Una disertación sobre los pros y los contras de la sustitución y las diversas opciones de asignación se puede encontrar en EC (2008b).

Los diferentes métodos para tener en cuenta los subproductos en un ACV de biocarburantes generan diferentes resultados sobre la emisión de GEI. La sustitución y la asignación según el contenido energético, la masa o el valor de mercado tienen diferentes cuotas en la emisión de GEI de la cadena de los biocarburantes que pueden ser asignadas a los subproductos. Claramente, los resultados difieren significativamente en función de la metodología utilizada, como ilustra la Tabla 8.4 (CE 2008b).

Tabla 8.3 Ahorro de GEI de varios biocarburantes, según el enfoque de sustitución, para dos aplicaciones diferentes de subproductos

Proceso de producción de biocarburantes	Subproducto	Ahorro de GEI con un enfoque de sustitución	
		Subproducto empleado para alimentación animal	Subproducto empleado para energía
Biodiesel de colza	Pasta prensada	38 %	69 %
Biodiesel de girasol	Pasta prensada	64 %	86 %
Etanol de remolacha azucarera	Pulpa de remolacha	31 %	65 %
Etanol de trigo (procesado: quemador de gas natural convencional)	Distillers dry (DDGS) / Desecación de destilería (DDGS)	29 %	40 %

Fuente: CE, 2008b.

⁽²⁰⁾ Estas discusiones no han conseguido hasta el momento un acuerdo sobre una metodología común para el tratamiento de los subproductos en las diversas herramientas de cálculo del CO₂. No obstante, cabe esperar que los Estados miembros implicados sigan la propuesta de la Comisión Europea relativa a la asignación por contenido energético (CE, 2008b) o cualquier otra metodología que se defina en la Directiva de energías renovables de la UE.

Tabla 8.4 Resultados del ACV para diferentes métodos de asignación y el enfoque de sustitución: disminución de las emisiones de GEI en varias cadenas de biocarburantes

	Sustitución		Asignación, por		
	Subproducto empleado para alimentación animal	Subproducto para energía	Masa	Energía	Valor económico
Biodiesel de colza	38%		60 %	44 %	36 %
Biodiesel de girasol	64%		69 %	59 %	49 %
Etanol de remolacha azucarera	31%	65 %	60 %	49 %	29 %
Etanol de trigo (caldera convencional de gas natural)	29%	40 %	57 %	45 %	19 %
Etanol de caña de azúcar	n.d	88 %	77 %	77 %	75 %

Fuente: CE, 2008b.

Tratamiento de las emisiones causadas por el cambio en la vegetación y el uso del terreno

El cambio de la vegetación y el uso del terreno causado por los cultivos para bioenergía o biocarburantes que no haya supuesto un aumento del rendimiento, puede tener como consecuencia una emisión masiva de GEI. Como con los subproductos, esta cuestión tiene varios aspectos a considerar en el ACV:

- el tamaño completo de las emisiones de GEI resultantes;
- la manera de tener en cuenta cada evento que se produzca sólo una vez en un ACV que abarque un periodo de al menos varias décadas;
- la conveniencia de tener en cuenta el cambio indirecto en el de uso del terreno que resulta de un cambio de primer orden causado por los cultivos y de qué manera hacerlo.

Estas cuestiones se abordan en los tres apartados siguientes.

Emisiones de GEI por el cambio de uso del terreno

Los cultivos para bioenergía o biocarburantes pueden necesitar un terreno extra cuando el aumento de la demanda de productos agrícolas, como la causada por la bioenergía, no se pueda satisfacer mediante el aumento del rendimiento. Todos los terrenos de la Tierra tienen ya una función, tanto si se dedican a actividades económicas, a la conservación de la naturaleza o son áreas de explotación común (que puede causar degradación). En estos casos, los cultivos para la producción de bioenergía o biocarburantes automáticamente suponen un cambio de la vegetación y el uso del terreno, ya que la vegetación original debe ser desmontada.

El cambio de la vegetación puede tener efectos negativos y positivos en función del tamaño relativo del stock de carbono almacenado en la vegetación natural y

el suelo original, y en la vegetación y el suelo dedicados al cultivo destinado a biocarburantes.

Los bosques y pastizales naturales contienen una cantidad significativa de carbono almacenada en la vegetación y el suelo. Por ello, cuando se convierten en terreno agrícola para la producción de biomasa, se libera parte del carbono almacenado en el suelo y la vegetación original (humus del suelo y raíces, troncos de árboles, tallos, ramas, etc.). Estas emisiones pueden suponer centenares de toneladas de CO₂ – equivalentes por hectárea.

Por otro lado, un bosque nuevo que se establezca en un terreno con suelo desnudo para producir madera para bioenergía, puede aumentar el secuestro de carbono.

El tipo de suelo y su gestión también tienen un impacto significativo en las emisiones de los GEI causados por el cambio de uso del terreno. Los suelos de turba almacenan enormes cantidades de carbono y su drenaje para poder ser cultivados inicia la oxidación de estos depósitos, por lo que este tipo de suelo no es una buena opción para los cultivos destinados a la producción de alimentos, bioenergía o biocarburantes, cuando lo que se pretende es evitar la emisión de GEI.

El laboreo intensivo de otros suelos sin añadir materiales orgánicos (p. ej. residuos de cosecha, estiércol verde o estiércol) favorece la oxidación de un gran porcentaje (hasta un 50%) del carbono del suelo. Por otro lado, si se añade una gran cantidad de material orgánico sin labrar el suelo o se disminuye el laboreo hasta un número limitado de surcos, es posible que se ocasione una acumulación extra de carbono en el suelo.

Los estudios no se ponen de acuerdo respecto a la inclusión de toda o parte de las emisiones de GEI y el secuestro de carbono entre los factores de emisión, la metodología de depreciación empleada y los supuestos respecto a la consideración de los cultivos de biomasa como causantes o no de la conversión del terreno. Las

secciones siguientes suministran algunos ejemplos sobre la importancia de estos efectos.

Importancia potencial de la emisión por cambio de uso del terreno en el ACV

La segunda cuestión examina cómo tener en cuenta las emisiones que se producen una sola vez relacionadas con el cambio de uso del terreno en los estudios de iniciativas que se prolongan al menos varias décadas.

Una parte significativa de las emisiones de GEI causadas por el cambio de uso del terreno se produce durante la conversión del terreno o poco tiempo después, aunque parte del stock de carbono tarda mucho más tiempo en ser liberado. Dado que el stock de carbono se emite durante la conversión del terreno o poco tiempo después, por lo general no se considera realista asignar las emisiones específicas del cambio de uso del terreno que ocurren en un año a la biomasa producida en dicho año. Al fin y al cabo, el suelo no se ha convertido para la producción de biomasa en un solo año, sino para la producción de biomasa durante toda la vida de la plantación. Si las emisiones iniciales se asignaran a la biomasa producida sólo en el primer año, probablemente la biomasa de dicho año obtendría una puntuación negativa en el equilibrio de los GEI, mientras que la biomasa de los años posteriores tendría una puntuación mucho mejor. Por lo tanto, si un ACV tiene en cuenta estas emisiones, se debe tomar la decisión de cómo asignarlas a la biomasa producida. Algunos estudios reparten estas emisiones a lo largo de 100 años de producción de biomasa, por lo que se asigna 1/100 de estas emisiones a la biomasa

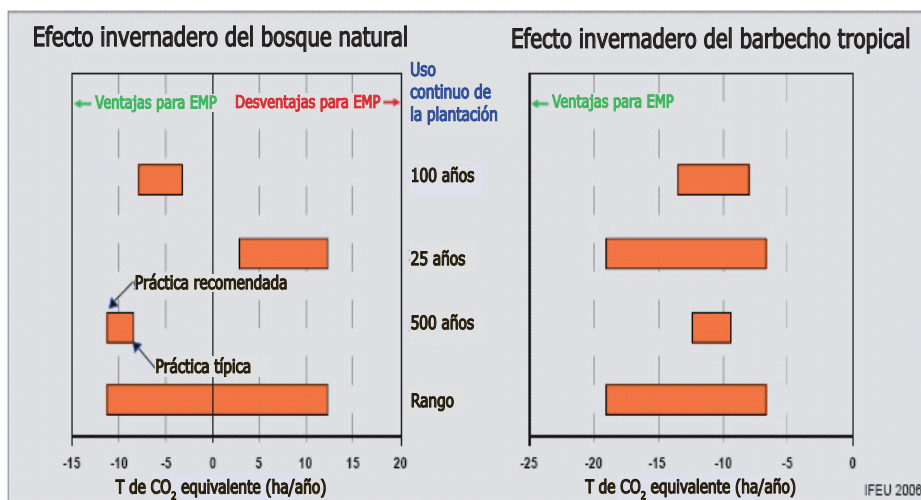
anual producida en ese terreno. Otros ACV optan por periodos de tiempo diferentes, como 10, 20 ó 50 años. El IPCC ha propuesto una metodología para el cálculo del efecto anual del cambio de uso del terreno en el balance de carbono del suelo (kg/ha/año) (IPCC, 2006) dentro de un periodo de tiempo estándar de 20 años⁽²¹⁾.

La figura 8.11 ilustra el efecto de las emisiones causadas por el cambio de uso del terreno en el ahorro de GEI en el caso del aceite de palma y la sensibilidad de los resultados según el tipo de suelo y el periodo de asignación (WWF, 2007). En este gráfico, el ahorro de GEI es del biodiesel de aceite de palma para dos tipos de suelo y tres periodos de asignación diferentes. Los cálculos asumen que el suelo se ha degradado tras cada periodo de tiempo considerado. Los resultados muestran que estos biocarburantes disminuyen las emisiones de GEI si la plantación reemplaza al barbecho tropical, incluso para un periodo de depreciación de 25 años. Si el suelo utilizado era el de un bosque natural, no siendo un suelo de turba, el ahorro en las emisiones de GEI causado por la conversión del terreno se sigue registrando incluso en periodos de asignación de 100 o 500 años. No obstante, la emisión anual aumenta cuando se utiliza un periodo de asignación de 25 años.

Importancia potencial del cambio indirecto del uso del terreno

Recientemente los efectos del cambio indirecto de uso del terreno están recibiendo más atención. La premisa básica tras este efecto es que, dado que el aumento de la demanda de biocarburantes no se ve compensada por una reducción de la demanda de la industria

Figura 8.11. Efecto del tipo de suelo original y la duración del periodo de asignación en el ahorro de GEI en el caso del biodiesel de aceite de palma



Fuente: IFEU, 2006.

⁽²¹⁾ La finalidad del trabajo del IPCC fue decidir tras cuántos años se puede asumir de manera razonable que el suelo ha alcanzado un nuevo equilibrio en su contenido de carbono orgánico. Esto difiere de la cuestión planteada aquí sobre cuántos años hay que considerar para que el ahorro de emisiones de gases de efecto invernadero del uso de bioenergía rentabilice el daño causado por el cambio de uso del terreno.

alimentaria, el aumento del cultivo de biocarburantes aumenta la demanda global de la producción agrícola. A escala mundial, el aumento de la demanda puede ser satisfecho por:

- el aumento de la productividad de las tierras de cultivo existentes;
- la obtención de las materias primas de los biocarburantes en terrenos anteriormente sin cultivar;
- la compra por los productores de biocarburantes de materias primas de la agricultura existente, lo que fuerza a los demás usuarios a un cambio a otros productos o regiones.

La primera opción no causa un efecto significativo relacionado con el cambio de uso del terreno. La segunda causa un cambio directo en el uso del terreno que se debe tener en cuenta de acuerdo con la metodología estándar de ACV. La última opción causa un cambio indirecto del uso del terreno; incluso cuando las materias primas utilizadas en la producción de biocarburantes se cosechen en terrenos sin cambios, el aumento de la demanda de biocarburantes conduce a la implantación de nuevos cultivos agrícolas en cualquier otra parte del mundo. Por ejemplo, allí donde los productores de biocarburantes compran la colza procedente de terrenos que ya cultivaban la colza para la alimentación, la escasez de alimentos fuerza el

reemplazamiento en otro lugar. Este efecto es mucho más difícil de cuantificar, ya que la relación causa-efecto sólo se puede evaluar mediante la modelización agro-económica. No obstante, cualquier cambio indirecto del uso del terreno debido al aumento de la demanda de biocarburantes debe tenerse en cuenta en la metodología de los ACV de los biocarburantes.

La magnitud de estos efectos indirectos aún no está clara, ya que los efectos de los biocarburantes y la bioenergía en el mercado agrícola (global) todavía no se comprenden bien y los investigadores apenas han comenzado a estudiar este tema. Asimismo, los resultados dependerán del momento inicial utilizado en el cálculo de los posibles efectos indirectos de los cultivos bioenergéticos, ya que la presión de la demanda de alimentos sobre los recursos de suelo del mundo es actualmente muy inferior a la que, por ejemplo, cabe esperar para 2030 (OCDE, 2008).

En un memorando reciente sobre el tema, Farrel y O'Hare (2008) han estimado de manera aproximada el límite superior de las emisiones indirectas, concluyendo que el cambio indirecto de uso del terreno puede contribuir en gran medida al impacto de los carburantes en el calentamiento global.

Comparación de diferentes estudios sobre el ACV

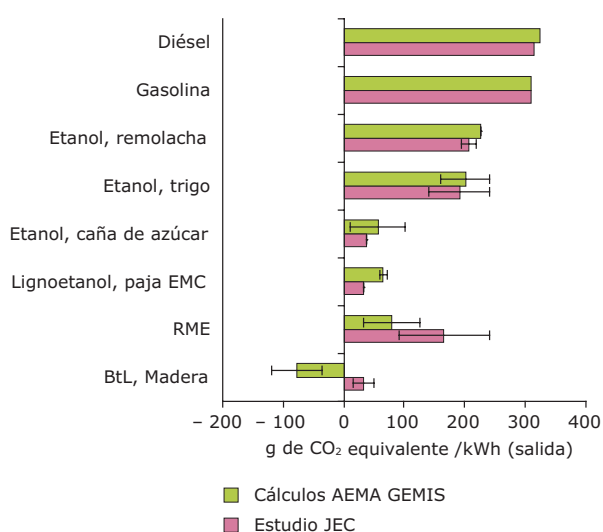
A la vista de las variaciones en la metodología y los resultados del ACV, es útil ver en qué medida se pueden comparar los resultados del modelo GEMIS con los de otros estudios de ACV.

Biocarburantes

En los últimos 5 a 10 años, varios institutos de investigación han evaluado según el análisis del ciclo de vida ACV las emisiones de los biocarburantes para el transporte en la UE y otras regiones del mundo. En la UE, el CCI, Eucar y ConcaWE (JEC) han publicado un completo análisis de "Del Pozo a la Rueda" para varios biocarburantes actualmente disponibles o en desarrollo, considerando la configuración de varios procesos específicos. El estudio JEC se actualiza periódicamente y por lo tanto incorpora los datos más recientes sobre la producción de materias primas, los procesos de producción, etc. Sus resultados se usan por la mayoría de los análisis de biocarburantes de la Comisión Europea. Además, se han publicado otros muchos estudios que evalúan las rutas específicas de los biocarburantes (p. ej. etanol de remolacha azucarera o trigo, biodiesel de colza, etc.) y los países o regiones.

En el año 2004 se realizó un análisis bibliográfico muy completo del impacto de los biocarburantes para el transporte (IFEU 2004). En este informe se comparan los resultados de 63 estudios y se demuestra que los resultados varían significativamente, dependiendo

Figura 8.12 Emisiones netas de GEI durante el ciclo de vida de los combustibles fósiles y varios biocarburantes: comparación de los datos de este estudio con los del estudio JEC



Nota: Los datos mostrados son las emisiones netas de GEI, es decir, se incluyen los créditos por subproductos. En ambos cálculos, el subproducto del etanol (DDGS) se utiliza como alimento animal, en las rutas de EMC la glicerina se utiliza como un producto químico y la pasta de colza como alimento animal.

Fuente: CONCAWE/JRC/EUCAR, 2007.

principalmente de los supuestos y datos usados sobre el consumo de fertilizantes, el rendimiento, el proceso tecnológico y la evaluación de los co-productos (como se vio en la Sección 1.1.1).

Para evaluar la solidez de los datos GEMIS utilizados en dicho análisis, se han comparado estos datos con los resultados de JEC para cadenas de biocarburantes similares, cuyos resultados aparecen expuestos en la figura 8.11. En la tabla 8.5 se ofrece una comparación más extensa con los resultados de la bibliografía; la disminución de la emisión de GEI usada en el este informe (referida como AEMA o GEMIS) se compara con los resultados de CONCAWE/ JRC/EUCAR (2007), IFEU (2004) y otros estudios recientes incluidos en Biofuels for Transport, (IEA, 2004).

Como muestran estos datos, en algunos casos los resultados de GEMIS coinciden bastante bien con los de JEC y otros resultados de la bibliografía, pero en otros casos difieren significativamente. La disminución de las emisiones de GEI en la ruta del etanol (EtOH) según GEMIS es, por lo general, ligeramente menor que las estimadas por JEC y otras fuentes, mientras que la reducción de la emisión en la ruta del diesel de colza (EMC) y la BtL calculadas por GEMIS parecen mayores que las de otros resultados encontrados en la bibliografía, debido a la sustitución aplicada de subproductos (es decir, la glicerina de subproducto sustituye a la glicerina sintética)⁽²²⁾. Se debe tener en cuenta que ninguno de estos modelos incluye la emisión debida al cambio de uso del terreno⁽²³⁾.

Tabla 8.5 Descripción general de los datos de la bibliografía sobre disminución de la emisión de gases de efecto invernadero, comparados con los datos de este estudio (referido como AEMA, 2007)

Tipo de biocarburante y materia prima	Fuente bibliográfica	Porcentaje de disminución de emisiones de GEI
Etanol de remolacha azucarera	AEMA	26 %
	CONCAWE/JRC/EUCAR, 2007	29–37 %
	IFEU, 2004	32–88 %
	GM, 2002	41 %
Etanol de trigo	AEMA	22–48 %
	JEC, 2007	22–54 %
	IFEU, 2004	9–70 %
	Levelton, 2000	29 %
	ETSU, 1996	47 %
Etanol de materias primas celulósicas	AEMA (paja y monte bajo de ciclo corto)	74–81 %
	CONCAWE/JRC/EUCAR, 2007 (paja de trigo)	90 %
	IFEU, 2004 (varias materias primas)	70–117 %
	GM, 2002 (madera, plantaciones de álamo)	51 %
	Wang, 2001 (madera)	107 %
	GM, 2002 (paja)	82 %
	Levelton, 2000	57 %
Ester metílico de colza (EMC)	AEMA	59–90 %
	CONCAWE/JRC/EUCAR, 2007	24–71 %
	IFEU, 2004	17–86 %
	GM, 2002	49 %
	Levelton, 2000	58 %
'Biomasa transformada en Líquido' (BtL)	AEMA	100–138 %
	CONCAWE/JRC/EUCAR, 2007	84–95 %
	IFEU, 2004	77–94 %
	Little, Novem/ADL (eucalipto), 1999	108 %

Nota: Los rangos en los resultados de la AEMA se deben a diferencia regionales dentro de Europa.

⁽²²⁾ En los ACV de los biocarburantes, unas diferencias relativamente pequeñas en las premisas pueden dar resultados significativamente diferentes.

⁽²³⁾ Si ocurre un cambio de uso del terreno debido a la producción de biocarburantes, dicho cambio puede causar una significativa emisión de GEI, originada por encima del suelo y en su interior.

Bioenergía

En los años recientes se han realizado menos estudios internacionales sobre el ACV de la bioenergía que de los biocarburantes. La razón principal reside probablemente en que el uso de la biomasa como combustible para calefacción y/o electricidad es un asunto más específico de cada país que el uso de los biocarburantes. Además, como la utilización de la biomasa para calor y electricidad ha sido tradicionalmente un asunto de gestión de residuos o ha tenido una evolución natural desde las industrias basadas en la biomasa, como la de la madera y el papel, su utilización en la producción de calor y electricidad ha supuesto menos problema que su uso para biocarburantes.

Los ACV de diferentes rutas bioenergéticas son a veces de difícil comparación. Son posibles muchas más materias primas y configuraciones procedimentales para la bioenergía que para los biocarburantes, y en cada caso los resultados de las emisiones de GEI son diferentes. Por ejemplo, la biomasa puede ser utilizada en una central eléctrica mediante un proceso

de combustión conjunta con el carbón, al que puede sustituir. Sin embargo, la producción de electricidad en una central eléctrica independiente a base del mismo combustible de biomasa, puede sustituir la producción media de electricidad en la región considerada. La configuración de la planta (p. e. una planta de cogeneración o solo de electricidad) y la eficiencia neta en cuanto a la producción de electricidad con una referencia regional determinan la disminución neta de GEI. Además, los resultados pueden variar significativamente en función de la utilización de referencia de la materia prima (p. ej. la biomasa se decompone o se quema). Por último, los ACV tienden ser diferentes según la metodología adoptada.

Para comparar con exactitud los resultados del modelo GEMIS con los de otros modelos se necesita un análisis muy específico de las configuraciones empleadas, el cual no ha sido posible en el ámbito de este proyecto.

El ACV de las rutas de bioenergía que se han realizado muestran en muchos casos que este uso de la biomasa puede conducir a una disminución muy grande del

Tabla 8.6 Resumen de la emisión de GEI de diversas rutas de bioenergía, según la bibliografía

	Ruta de biomasa/bioenergía	Emisión de CO ₂ (g de CO ₂ equiv./kWh)	
		Incluye crédito para subproductos (neto)	Excluye crédito (bruto)
GEMIS (AEMA)	Viruta de madera SRF álamo ORC SNCSNCR ATC 2010	- 1.340	125
	Bala de paja cogen ORC SNCE ATC 2010	- 1.406	59
	Biogás (cultivo doble) ICE cogen PAN 2010	- 24	148
UE, 2005	Suministro de energía basado en la bioenergía (combinación UE)	60	
FZKA, 2007	Emisión de planta CCE de biomasa	- 740	
	Emisión de CCE Cogen (500 MWel), o planta de biomasa 20-47 MWel	30	
CE, 2006 y CE, 2007	Pelet de madera de eucalipto (residuos), combustión conjunta en planta de carbón existente, sustituyendo al carbón en 1 GJ ÷ 1 GJ. La referencia es la combustión en pila	970	
	Flujo de residuos de la industria silvícola (Canadá), combustión conjunta en central eléctrica moderna de carbón sustituyendo 1 GJ ÷ 1 GJ. La referencia es el vertedero	- 1.295	18,4
IEA, 2006b (Tarea 38)	Combustión conjunta de pelet de residuos de aserradero y pelet de pinos infectados por el escarabajo del pino de montaña en una planta de carbón de los Países Bajos que también suministra calor para calefacción de distrito	- 1,3	No relevante
WWF, 2007	Utilización de aceite de palma en diferentes tipos de centrales de energía		
	CCE: sustituyendo a NG	- 390 a - 180	
	CCE: sustituyendo a LFO	- 270 a - 60	
	Central de energía sin definir, sustituyendo el promedio de la combinación de electricidad	- 230 a - 30	
	Central de energía sin definir, sustituyendo la electricidad producida por una central de energía de NG	- 230 a - 20	

porcentaje de GEI. La Tabla 8.6 ofrece un resumen de los resultados de varios estudios para ilustrar cómo los datos y resultados de este informe se comparan con los de la bibliografía.

Como se ha expuesto anteriormente, la comparación entre los diferentes estudios es difícil sin un análisis en profundidad de los cálculos, los supuestos básicos y la metodología aplicada en cada estudio.

No obstante, se pueden realizar algunas observaciones generales:

- las variaciones más grandes en estos resultados se deben al impacto de la CCE en el balance de GEI: la disminución neta de la emisión de GEI aumenta significativamente cuando se aplica la CCE y los créditos por el calor se incluyen en los cálculos (estos casos se indican en gris);
- los estudios Delft de la CE demuestran que la utilización de residuos orgánicos es beneficiosa como alternativa a los vertederos y la incineración sin control;
- el estudio WWF sobre la utilización del aceite de palma en la producción de electricidad ilustra dos efectos;
- la sustitución directa de un combustible en una planta de energía es lo que más disminuye la emisión de GEI. En este último caso hay también competencia con las tecnologías de producción de electricidad bajas en carbono, como las de energía eólica, hidroeléctrica y nuclear;
- las buenas prácticas de gestión de las plantaciones pueden reducir significativamente la emisión de GEI relacionada con la producción de un combustible de biomasa en particular.

El estudio IFEU considera un horizonte temporal de 100 años. Las emisiones de GEI resultante del cambio de uso del terreno, p. ej. el desmonte de bosques para hacer sitio a las plantaciones de aceite de palma, se distribuyen a lo largo de dicho periodo de tiempo. Como se ha expuesto antes, el horizonte de tiempo elegido tiene un gran impacto en la emisión neta de GEI por ser el denominador de la emisión que se supone se produce una sola vez. Es posible elegir otras opciones diferentes de los 100 años, aunque pueden ser igualmente lógicas. Por ejemplo, la metodología IPCC aplica un periodo de 20 años, ya que la mayor parte de las emisiones atribuidas al cambio del uso del terreno ocurren en dicho plazo de tiempo. Por otro lado, en algunas regiones el terreno se lleva usando para la agricultura desde hace cientos o miles de años, por lo que se puede considerar que 100 años sigue siendo un horizonte de tiempo válido.

Los efectos de la asignación de la emisión neta de GEI asignada a la electricidad en CCE ya se han mencionado, aunque estos efectos también dependen de la metodología de asignación. En la base de datos EcoInvent-LCA, por ejemplo, las emisiones de GEI se han calculado para una planta pequeña de cogeneración de combustión de madera con una eficiencia eléctrica neta del 15% y una eficiencia térmica neta del 65%, aplicando tres metodologías de asignación diferentes: distribución de acuerdo con el contenido energético, el contenido exergético y el contenido calórico. Las emisiones resultantes de GEI por kWh ascienden a 4, 9 y 1 gramo respectivamente para la producción de biomasa (sin tener en cuenta las emisiones de los combustibles fósiles ahorrados). Otras reglas de asignación que se pueden aplicar incluyen la de valor económico o la de expansión del sistema.

Anexo 4 Tecnologías seleccionadas: descripción de tecnologías de conversión seleccionadas

Tabla 8.7a Características principales de las tecnologías de conversión aplicadas (electricidad y CCE)

Datos generales	Nombre del proceso	Combustible de entrada	Salida principal	Salida segunda	Tamaño de la planta (salida principal) (MW)	Datos de rendimiento			
						Eficiencia (salida principal) (%)	Proporción del par **	Horas con carga completa (h/año)	Vida útil (año)
	Biogás/gas de vertedero/gas de madera. Planta de CCE (motor de gas). Unidades de pequeña a gran escala	Biogás de cultivos energéticos (p. e. MBC, maíz, trigo, hierba cotada), flujo de residuos (p. e. RSU, estiércol seco y húmedo, lodo de depuradora, residuos de la industria alimentaria) y silvicultura	Electricidad	Calor	0,20-1,00	32-37%	1,22-1,65	6.000-7.000	15
	Planta CCE con gas de madera (pilas de combustible, MC o SO)	Gas de gasificador a base de bosques y cultivos energéticos (p. e. MBCC)	Electricidad	Calor	0,30	50-54%	0,60	6.000	15
	Unidades de combustión de gas. Unidades de pequeña escala	Gas de gasificador, a base de residuos (leña negra, paja) y bosques	Electricidad	Calor	50,00	52-56%	0,4-0,5	6.000	20
	Planta CCE de combustión de gas. Unidades de pequeña escala	Gas de gasificador, a base de residuos (leña negra, paja) y bosques	Electricidad		50,00	43%	1,13	6.000	20
	Planta CCE de gas de madera (motor de gas de lecho fijo). Unidades de pequeña escala	Gas de gasificador, a base de bosques y cultivos energéticos (p. e. MBCC)	Electricidad	Calor	0,10	48%	1,00	6.000	20
	Planta CCE de gas de madera (microturbina de gas de lecho fijo). Unidades de pequeña escala	Gas de gasificador, basado en bosques y cultivos energéticos (p. e. MBCC)	Calor		0,10	48%	1,00	6.000	20
	Planta CCE de miscanthus gasificado (motor de gas con combustión en lecho de circulante fluidificado)	Gas de gasificador a base de cultivos energéticos (i.e. Miscanthus)	Electricidad	Calor	1,00	32%	1,41	6.000	20
	Combustión conjunta en una planta de gas (natural) de ciclo combinado	Gas de gasificador, a base de residuos (leña negra, paja) y bosques	Electricidad		450,00	37%	1,22	6.000	20
	Planta local de CEE de viruta de madera	Viruta de madera de bosques y cultivos energéticos (MBCC de álamo, MBCC de sauce)	Electricidad	Calor	0,80	42%	1,00	6.000	20
	Planta local de CCE para virutas de madera a base de ORC	Viruta de madera de bosques y cultivos energéticos (MBCC de álamo, MBCC de sauce)	Electricidad	Calor	0,80	47%		6.000	20
	Combustión conjunta (madera: 10%, paja: 5%) en una planta PCE de carbón de lecho fluidificado con turbina de vapor con presión de retroceso	Viruta de madera de bosques y cultivos energéticos (MBCC de álamo, MBCC de sauce) o bala de paja	Electricidad	Calor	5,00	50%		6.000	20
	Combustión conjunta (madera: 10%, paja: 5%) en una nueva central eléctrica de carbón (turbina de vapor con FGD)	Viruta de madera de bosques y cultivos energéticos (MBCC de álamo, MBCC de sauce) o bala de paja	Electricidad		35,00-70,00	28%	2,10	6.000	25
	Planta CEE local de paja	Bala de paja	Electricidad	Calor	0,80	30-32%	1,80	6.000	30
	Planta CCE local de paja basada en ORC	Bala de paja	Electricidad	Calor	0,80	44%		6.000	20
	Planta CCE de aceite de colza (motor diésel). Unidades de pequeña a gran escala	Acetate procesado de colza y girasol	Electricidad	Calor	0,01-0,10	50%		6.000	20
	Planta CCE de éster metílico de colza (EMC) (motor diésel). Unidades de pequeña a gran escala	Éster metílico de colza (EMC) procesado	Electricidad	Calor	0,10-0,50	13%	5,15	6.000	20
	Planta de incineración de RSU	Residuos sólidos urbanos (RSU)	Electricidad	Calor	10,00	16%	4,19	6.000	20
	Sistema de calefacción de pelet de madera con motor Stirling	Pelet de madera, principalmente del procesado de residuos de madera	Electricidad	Calor	0,05	15%	4,60	6.000	15
			Electricidad	Calor	10,00	29-38%	1,21-2,86	6.000	15
			Electricidad	Calor	0,10-0,50	37-38%	2,18-2,24	6.000	15
			Electricidad	Calor	10,00	37-38%	2,18-2,24	7.000	15
			Electricidad	Calor	0,05	15,5%	2,50	6.000	10
			Electricidad	Calor	0,05	18,1%	2,50	6.000	10
			Electricidad	Calor	0,05	17%	3,76	6.000	10
			Electricidad	Calor	0,05	21%	2,95	6.000	10

Nota: *Basado en una configuración predeterminada referida a W.A.C.C. (6,5%) y la vida útil específica de la tecnología (15-25 años). En caso de combinación de electricidad y calor etc., se tiene en cuenta una bonificación del calor.

** (MWh_{principal} / MWh_{salida segunda}).

Fuente: Basado en Öko, 2006.

Tabla 8.7a Características principales de las tecnologías de conversión aplicadas (electricidad y CCE) (cont.)

Datos generales	Coste de la inversión			Coste de funcionamiento y mantenimiento		Datos del coste			Emisiones directas					Año de referencia	
	Coste de la inversión	Mínimo	Máximo	Coste de funcionamiento y mantenimiento	Coste del combustible (entrada)	Mínimo	Máximo	Coste* de generación (salida principal)	SO ₂	NO _x	Materia particulada	CO ₂	CH ₄		N ₂ O
Planta de CCE de biogás / gas de vertedero / gas de madera (motor de gas), Unidades de pequeña a gran escala	575-896	86-203	10,4	53,6	21,7	160,4	1-279	616-811	3-22	0	3-30	10-19	2010		
Planta de CCE con gas de madera (pilas de combustible MC o SO)	556-787	85-137	8,6	55,1	19,8	153,9	1-121	299-570	3-20	0	3-16	3-14	2030		
Planta de CCE de combustión de gas, Unidades de pequeña escala	1.100	171	30,2	53,6	91,6	140,3	0	3-9	0	0	1-76	0	2020		
Central eléctrica de combustión de gas, Unidades de pequeña escala	850	53	14,8	49,7	28,3	110,5	1	756	5	0	38	30	2030		
Planta de CCE de gas de madera (motor de gas con lecho fijo), Unidades de pequeña escala	675	56	11,5	51,1	20,2	108,2	1	238	5	0	12	14	2030		
Planta de CCE de gas de madera (microturbina de gas con lecho fijo), Unidades de pequeña escala	810	49	14,8	49,7	51,1	123,8	0	670	5	0	34	27	2010		
Planta de CCE de gas de madera (motor de gas con lecho fijo), Unidades de pequeña escala	657	55	11,5	51,1	42,2	121,4	0	214	4	0	11	13	2030		
Planta de CCE de miscanthus gasificado (motor de gas de combustión en lecho circulante fluidificado)	1.207	208	30,2	53,6	112,3	185,4	1	926	26	0	26	26	2010		
Combustión conjunta en una central eléctrica de gas (natural) de ciclo combinado	1.167	207	14,4	51,1	62,6	161,9	1	445	22	0	11	4	2030		
Planta local de CEE de viruta de madera	737	185	30,2	50,0	101,1	161,1	1	332	27	0	66	27	2010		
Planta local de CEE de viruta de madera	597	179	14,4	51,1	50,9	142,7	1	165	11	0	55	11	2030		
Combustión conjunta (bosques: 10% paja; 5% en una planta PCEE de carbón (turbina de vapor) (presión de retroceso) con combustión en lecho fluidificado)	575	98	18,0	40,0	43,3	102,7	1	800	22	0	22	22	2010		
Planta local de CEE de viruta de madera	556	97	30,6	41,4	72,4	98,1	1	392	20	0	10	4	2030		
Planta local de CEE de viruta de madera	435	25	14,8	49,7	42,1	116,4	0	684	5	0	34	27	2010		
Planta local de CEE de viruta de madera	383	22	11,5	51,1	32,5	111,7	0	214	4	0	11	13	2030		
Planta local de CEE de viruta de madera	3.885	453	18,4	32,8	147,6	250,4	840	1.397	4	0	70	14	2010		
Planta local de CEE de viruta de madera	3.170	430	15,8	39,6	115,8	255,6	691	1.150	1	0	29	6	2030		
Planta local de CEE de viruta de madera	4.670	413	18,4	32,8	149,9	260,7	980	1.630	5	0	81	16	2010		
Combustión conjunta (bosques: 10% paja; 5% en una planta PCEE de carbón (turbina de vapor) (presión de retroceso) con combustión en lecho fluidificado)	3.932	391	15,8	39,6	115,2	273,6	784	1.304	1	0	33	7	2030		
Combustión conjunta (madera: 10%, paja: 5%) en una nueva central eléctrica (turbina de vapor) (presión de retroceso) con combustión en lecho fluidificado)	200	123	11,2	32,8	9,4	87,2	33-83	922-939	0	0	5	487-661	2010		
Combustión conjunta (madera: 10%, paja: 5%) en una nueva central eléctrica (turbina de vapor) (presión de retroceso) con combustión en lecho fluidificado)	200	123	13,7	39,6	19,0	110,7	31-73	806-876	0	0	4-5	426-617	2030		
Planta local de CEE de paja	150	95	11,2	32,8	47,2	91,6	14-35	390-397	0	0	14-15	40-41	2010		
Planta local de CEE de paja basada en ORC	150	95	13,7	39,6	45,2	97,3	12-31	230-235	0	0	13	13	2030		
Planta local de CEE de aceite de colza (motor diesel), Unidades de pequeña a gran escala	4.494	471	11,2	14,0	103,5	125,7	953	2.953	7	0	74	15	2010		
Planta local de CEE de aceite de colza (motor diesel), Unidades de pequeña a gran escala	3.803	451	13,7	18,4	113,4	142,7	774	2.399	4	0	30	6	2030		
Planta local de CEE de aceite de colza (motor diesel), Unidades de pequeña a gran escala	5.397	436	11,2	14,0	103,5	127,5	1.032	3.199	8	0	80	16	2010		
Planta local de CEE de aceite de colza (motor diesel), Unidades de pequeña a gran escala	4.522	410	13,7	18,4	112,9	144,1	826	2.559	4	0	32	6	2030		
Planta local de CEE de aceite de colza (motor diesel), Unidades de pequeña a gran escala	2.200-3.500	151-236	45,4	59,8	153,3	271,6	0	1.843	16-78	0	4	34	2010		
Planta local de CEE de aceite de colza (motor diesel), Unidades de pequeña a gran escala	2.200-3.500	151-236	43,6	65,2	148,6	290,2	0	1.843	16-78	0	4	34	2030		
Planta local de CEE de aceite de colza (motor diesel), Unidades de pequeña a gran escala	880-1.500	65-106	45,4	59,8	153,1	149,6	26	1.875	79-126	0	4	35	2010		
Planta local de CEE de aceite de colza (motor diesel), Unidades de pequeña a gran escala	880-1.500	65-106	43,6	65,2	86,5	164,2	26	1.875	79-126	0	4	35	2030		
Planta de incineración de residuos sólidos urbanos (RSU)	8.948	539,97	0,0	4,0	150,6	181,0	121	2.422	21	564.743	81	40	2010		
Sistema de calefacción de palet de madera con motor Stirling	8.948	539,97	0,0	0,0	150,6	150,6	58	877	15	674.896	35	12	2030		
Sistema de calefacción de palet de madera con motor Stirling	4895	165	26,6	33,5	128,2	168,5	667	1.677	0	0	70	28	2010		
Sistema de calefacción de palet de madera con motor Stirling	3652	128	31,0	38,5	120,5	156,5	540	1.357	0	0	57	23	2030		

Nota: * Basado en una configuración predeterminada referida a W.A.C.C. (6,5%) y la vida útil específica de la tecnología (15-25 años). En caso de combinación de electricidad y calor etc., se tiene en cuenta una bonificación del calor.

Fuente: Basado en Öko, 2006.

Tabla 8.7b. Características principales de las tecnologías de conversión aplicadas (calor y transporte)

Datos generales	Datos de rendimiento				Datos de coste										
	Nombre del proceso	Combustible de entrada	Salida principal	Salida segunda	Tamaño (potencia) de planta (salida principal)	Eficiencia (salida principal)	Proporción del par de salidas (2ª salida)**	Horas con carga completa	Vida útil (año)	Coste de inversión (EUR/kW)	Coste de funcionamiento y mantenimiento (EUR/kW/year)	Coste del combustible (entrada) (EUR/MWh _{in})	Mínimo	Máximo	Coste de generación * (salida principal) (EUR/MWh _{out})
					(MW)	(%)	(h/año)	(h/año)	(año)	(EUR/kW)	(EUR/kW/year)	(EUR/MWh _{in})	Mínimo	Máximo	Máximo
Sistemas de calefacción central residencial de viruta de madera. Unidades de pequeña a gran escala	Viruta de madera de bosque y flujo de residuos (p. ej., madera de demolición, residuos del procesamiento de la madera) y cultivos energéticos (MBCC de álamo, MBCC de sauce)	Calor			0.01–0.05	85–87 % 88–90 %	1600	15	15	454–611 421–567	15–20 15–20	2.5 2.5	32.8 39.6	42.3 40.0	91.5 95.1
Planta de calefacción local de viruta de madera, unidades de pequeña a gran escala	Viruta de madera de bosque y flujo de residuos (p. ej., madera de demolición, residuos del procesamiento de la madera) y cultivos energéticos (MBCC de álamo, MBCC de sauce, miscanthus)	Calor			1.00–5.00	85–87 % 88–90 %	4 000	20	20	428–475 383–425	37–39 17–35	2.5 2.5	32.8 39.6	22.5 15.7	58.5 63.5
Sistemas de calefacción central residencial de viruta de madera, unidades de pequeña a gran escala	Pellet de madera, principalmente de residuos del procesamiento de la madera	Calor			0.01–0.05	86–88 % 88–90 %	1 600	15	15	720–765 680–723	23 23	26.6 31.0	33.5 38.5	92.5 94.0	104.2 106.2
Planta de calefacción local de pellet de madera	Pellet de madera, principalmente de residuos del procesamiento de la madera	Calor			0.50	89 % 91 %	4 000	15	15	630.00 595.00	19.00 19.00	26.6 31.0	33.5 38.5	51.4 54.6	59.1 62.9
Unidades de pequeña escala	Bala de paja	Calor			0.15	89 % 93 %	3 200	15	15	703.00 660.15	66.00 63.85	11.2 13.7	14.0 18.4	56.4 56.6	59.7 61.6
Planta de calefacción local de paja, unidades de pequeña escala	Bala de paja	Calor			5.00	87 % 90 %	4 000	20	20	575.00 517.50	118.40 116.90	11.2 13.7	14.0 18.4	55.5 56.3	58.8 61.6
Planta de biodiesel (EMAG)	Semillas de girasol y colza	Biocarburantes	Glicerina		12.50	67 %	8 000	20	20	250.00	52.43	37.0	51.0	64.6	85.5
Planta de bioetanol (ETOH)	Cultivos energéticos (p. ej. sorgo y planta entera de maíz, triticale, trigo)	Biocarburantes			96.30	67 % 58 %	7 500	15	15	250.00 765.00	52.43 39.25	43.6 17.0	65.2 25.0	74.4 44.1	106.6 57.9
Planta de bioetanol avanzada (ETOH+)	Cultivos energéticos (p. ej. sorgo, plantas enteras de maíz, triticale, trigo)	Biocarburantes	Electricidad		100.00	55 % 60 %	7 500	15	15	406.00 350.00	160.00 145.00	17.0 17.0	25.0 27.0	56.2 50.8	70.7 67.5
BTL de gasificador	Cultivos energéticos (MBCC, miscanthus, alipiste rosado, pasto aguja, caña común), flujos de residuos seleccionados (p. ej. paja) y bosques	Biocarburantes	Electricidad		500.00	45 % 50 %	7 500	20	20	1 800.00 1 600.00	105.00 97.50	12.0 14.0	36.0 39.0	51.1 49.1	104.3 99.1

Nota: * Basada en una configuración determinada relativa a W.A.C.C. (6,5%) y una vida útil de la tecnología específica de 15-25 años. En el caso de plantas de cogeneración de calor y electricidad(CCE), se tiene en cuenta una bonificación del calor.
 ** (Mwh_{salida principal}/ Mwh_{salida segunda})

Fuente: Basado en Öko, 2006.

Tabla 8.7b. Características principales de las tecnologías de conversión aplicadas (calor y transporte) (cont.)

Datos generales		Emisiones directas							Año de referencia	
Nombre del proceso	Combustible de entrada	Salida principal	Salida segunda	Tamaño (potencia) de la planta	SO ₂	NO _x	Partículas	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
				(MW)	(g/MWh _{pp})	(g/MWh _{pp})	(g/MWh _{pp})	(g/MWh _{pp})	(g/MWh _{pp})	(g/MWh _{pp})
Sistemas de calefacción central residencial de viruta de madera, unidades de pequeña a gran escala.	Viruta de madera de bosques y de los flujos de residuos (p.e., madera de demolición, residuos del procesado de la madera) y cultivos energéticos (MBCC de álamo, MBCC de sauce)	Calor		0.01-0.05	107-109	379-388	14	0	126-129	5
					103-105	265-271	5-6	0	68-69	3
Planta de calefacción local de viruta de madera, unidades de pequeña a gran escala.	Viruta de madera de bosques y de los flujos de residuos (p.e., madera de demolición, residuos del procesado de la madera) y cultivos energéticos (MBCC de álamo, MBCC de sauce, miscanthus)	Calor		1.00-5.00	135-161	225-230	0-1	0	10-21	2-4
					131-156	163-167	0	0	5-11	1-2
Sistemas de calefacción central residencial de pelet de madera, unidades de pequeña a gran escala.	Pelet de madera, principalmente de los residuos del procesado de la madera	Calor		0.01-0.05	133-136	292-299	0	0	12-13	5
					130-133	206-243	0	0	7	3
Planta de calefacción local de pelet de madera, unidades de pequeña a gran escala.	Pelet de madera, principalmente de los residuos del procesado de la madera	Calor		0.50	132	241	0	0	12	2
					129	170	0	0	7	1
Planta de calefacción local (gasificación) de paja. Unidades de pequeña a gran escala.	Bala de paja	Calor		0.15	123	525	3	0	4	3
					121	188	1	0	4	3
Planta de calefacción local de paja, unidades de pequeña a gran escala.	Bala de paja	Calor		5.00	139	431	1	11	5	2
					138	427	1	5	1	1
Planta de biodiesel (EMAG)	Semillas de colza y girasol	Biocarburantes	Glicerol	12.50						
Planta de bioetanol (EtOH)	Cultivos energéticos (sorgo, mazorcas de maíz, triticale, trigo)	Biocarburantes		96.30						
Planta de bioetanol avanzado (EtOH+)	Cultivos energéticos (sorgo, planta entera demaiz, triticale, trigo)	Biocarburantes	Electricidad	100.00						
Biomasa transformada en líquido BtL (gasificación-licuefacción)	Cultivos energéticos (sorgo, planta entera demaiz, triticale, trigo)	Biocarburantes	Electricidad	500.00						

No disponible por separado; incluidos en datos combinados específicos de combustibles para emisiones directas y de ACV

Nota: *Basada en una configuración determinada relativa a W.A.C.C. (6,5%) y una vida útil de la tecnología específica de 15-25 años. En el caso de plantas de cogeneración de calor y electricidad PCCE. Se tiene en cuenta una bonificación del calor.
** (Mwhsalida principal/ Mwhsalida segunda)

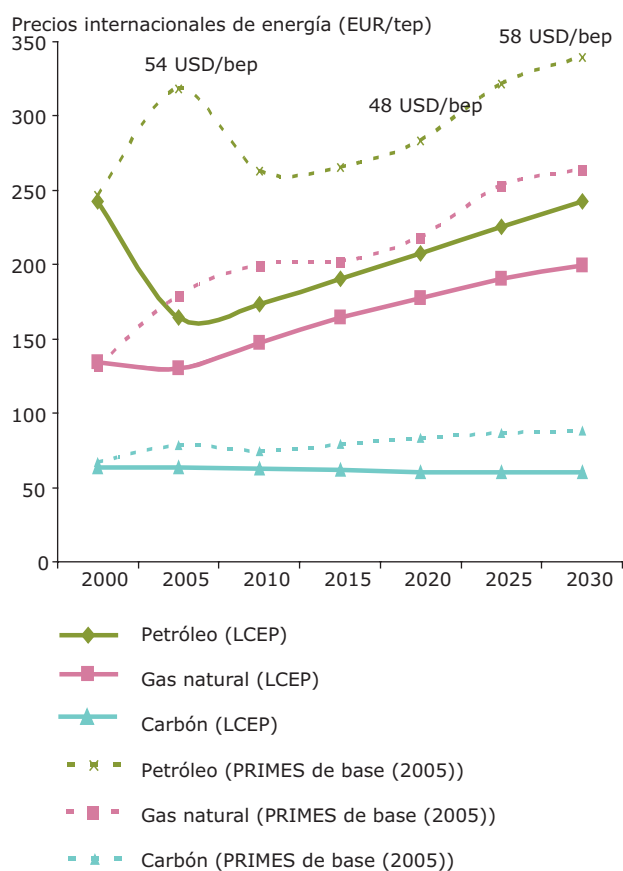
Fuente: Basado en Öko, 2006.

Tabla 8.8 Combinación de materias primas y tecnologías (cont.)

		Silvicultura			
		Usos competitivos	Residuos		
Matriz de tecnologías-materias primas	Bioresiduos	Usos competitivos	X		
		Tala complementaria	X		
		Residuos de bosques	X		
		Madera de residuos domésticos	X		
		Madera de residuos de embalaje	X		
		Madera de demolición	X		
		Lejía negra	X		
		Lodos de depuradora	X		
		Residuos sólidos urbanos RSU (compostados)	X		
		RSU (en vertedero)	X		
		RSU (no en vertedero, reciclado o compostaje)			
		Residuos de transformación de la madera			
		Residuos de la industria alimentaria	X		
		Estiércol seco (granjas pequeñas)	X		
		Estiércol seco (granjas grandes)	X		
		Otros residuos agrícolas	X		
		Estiércol húmedo (granjas pequeñas)	X		
		Estiércol húmedo (granjas grandes)	X		
		Residuos sólidos agrícolas	X		
		Electricidad y CCE	Planta CCE de biogás/gas de vertedero/gas de madera (motor de gas) — Unidades de pequeña a gran escala	Planta CCE con gas de madera (pilas de combustible — MC o SO)	X
Planta CCE de gas — Unidades de pequeña escala	X				
Central eléctrica de gas — Unidades de pequeña escala	X				
Planta CCE de gas de madera (motor de gas de lecho fijo) — Unidades de pequeña escala	X				
Planta CCE de gas de madera (microturbina de gas de lecho fijo) — Unidades de pequeña escala	X				
Planta CCE de miscanthus gasificado (motor de gas — con combustión en lecho circulante fluidificado)	X				
Combustión conjunta en una central eléctrica de ciclo combinado de gas (natural)	X				
Planta local de CCE de viruta de madera	X				
Planta local de CCE de viruta de madera a base de ORC	X				
Combustión conjunta (madera: 10%, paja: 5%) en planta CCE de carbón (turbina de vapor con presión de retroceso) y lecho fijo	X				
Combustión conjunta (madera: 10%, paja: 5%) en una nueva central eléctrica de carbón (turbina de vapor con FGD)	X				
Planta local CCE de paja	X				
Planta local CCE de paja basada en ORC	X				
Planta CCE de aceite de colza (motor diesel) — Unidades de pequeña a gran escala					
Planta CCE de éster metílico de colza (motor diesel) — Unidades de pequeña a gran escala					
Planta de incineración de residuos sólidos urbanos RSU	X				
Sistema de calefacción de pellet de madera con motor Stirling	X				
Calor (incluyendo calefacción de distrito)	Sistemas de calefacción central residencial de viruta de madera — Unidades de pequeña a gran escala			Planta local CCE de paja	X
				Planta local CCE de paja basada en ORC	X
				Planta CCE de aceite de colza (motor diesel) — Unidades de pequeña a gran escala	X
		Planta CCE de éster metílico de colza (motor diesel) — Unidades de pequeña a gran escala	X		
Transporte (carburantes)	Sistemas de calefacción central residencial de pellet de madera — Unidades de pequeña a gran escala	Planta local CCE de paja	X		
		Planta local CCE de paja basada en ORC	X		
		Planta CCE de aceite de colza (motor diesel) — Unidades de pequeña a gran escala	X		
		Planta CCE de éster metílico de colza (motor diesel) — Unidades de pequeña a gran escala	X		
	Planta de calefacción local de pellet de madera — Unidades de gran escala	Planta local CCE de paja	X		
		Planta local CCE de paja basada en ORC	X		
		Planta CCE de aceite de colza (motor diesel) — Unidades de pequeña a gran escala	X		
		Planta CCE de éster metílico de colza (motor diesel) — Unidades de pequeña a gran escala	X		
	Planta de calefacción local de paja (con gasificador) — Unidades de pequeña escala	Planta local CCE de paja	X		
		Planta local CCE de paja basada en ORC	X		
		Planta CCE de aceite de colza (motor diesel) — Unidades de pequeña a gran escala	X		
		Planta CCE de éster metílico de colza (motor diesel) — Unidades de pequeña a gran escala	X		
	Planta de calefacción local de paja — Unidades de gran escala	Planta local CCE de paja	X		
		Planta local CCE de paja basada en ORC	X		
		Planta CCE de aceite de colza (motor diesel) — Unidades de pequeña a gran escala	X		
		Planta CCE de éster metílico de colza (motor diesel) — Unidades de pequeña a gran escala	X		
	Planta de biodiesel (EMAG)	Planta local CCE de paja	X		
		Planta local CCE de paja basada en ORC	X		
		Planta CCE de aceite de colza (motor diesel) — Unidades de pequeña a gran escala	X		
		Planta CCE de éster metílico de colza (motor diesel) — Unidades de pequeña a gran escala	X		
	Planta de bioetanol (EtOH)	Planta local CCE de paja	X		
		Planta local CCE de paja basada en ORC	X		
		Planta CCE de aceite de colza (motor diesel) — Unidades de pequeña a gran escala	X		
		Planta CCE de éster metílico de colza (motor diesel) — Unidades de pequeña a gran escala	X		
	Planta de bioetanol avanzado (EtOH+)	Planta local CCE de paja	X		
		Planta local CCE de paja basada en ORC	X		
		Planta CCE de aceite de colza (motor diesel) — Unidades de pequeña a gran escala	X		
		Planta CCE de éster metílico de colza (motor diesel) — Unidades de pequeña a gran escala	X		
	BTL desde gasificado	Planta local CCE de paja	X		
		Planta local CCE de paja basada en ORC	X		
		Planta CCE de aceite de colza (motor diesel) — Unidades de pequeña a gran escala	X		
		Planta CCE de éster metílico de colza (motor diesel) — Unidades de pequeña a gran escala	X		

Anexo 6 Parámetros del escenario: detalles de los escenarios LCEP y de base de PRIMES

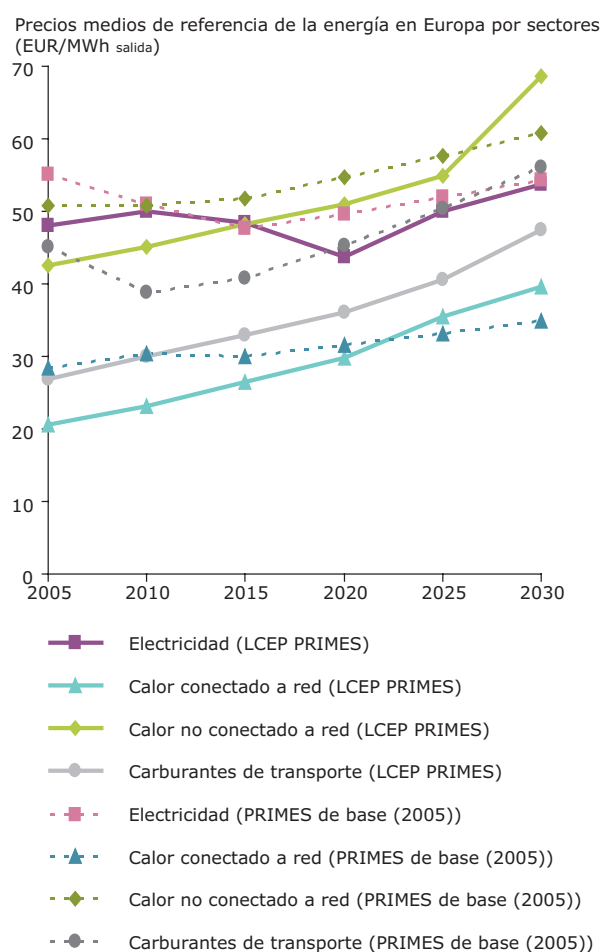
Figura 8.13 Evolución de los precios de la energía primaria



Fuente: Basado en PRIMES, 2004 y 2005.

Los precios de referencia de energía por sectores se obtuvieron a partir de los precios de la energía primaria, el precio asignado a las emisiones de carbono y el portafolio de suministro típico de cada país. Estos precios fijan el nivel de precios competitivos para la bioenergía y determinan el coste adicional de generación de la bioenergía, es decir, la diferencia entre el coste total de generación y los precios de referencia. La figura 8.14 ilustra la evolución de los precios medios de referencia obtenidos a nivel europeo. Se debe resaltar que en el caso del calor conectado a la red de distribución, éste proviene de una planta de calefacción o de cogeneración de distrito, por lo que representa el precio directamente en un punto de entrega definido.

Figura 8.14 Evolución de los precios medios de referencia de la energía en Europa por sectores



Fuente: Basado en PRIMES, 2004 y 2005.

La tabla 8.9 muestra la evolución de las demandas de energía total y sectorial de los dos escenarios considerados: el escenario de referencia convencional (LCEP PRIMES) y el escenario alternativo (PRIMES de base de 2005). El escenario alternativo está caracterizado por una mayor demanda de energía en comparación con el LCEP PRIMES, un 5% respecto a la demanda total y un 10% en términos de consumo de calor.

Tabla 8.9 Parámetros de consumo de energía

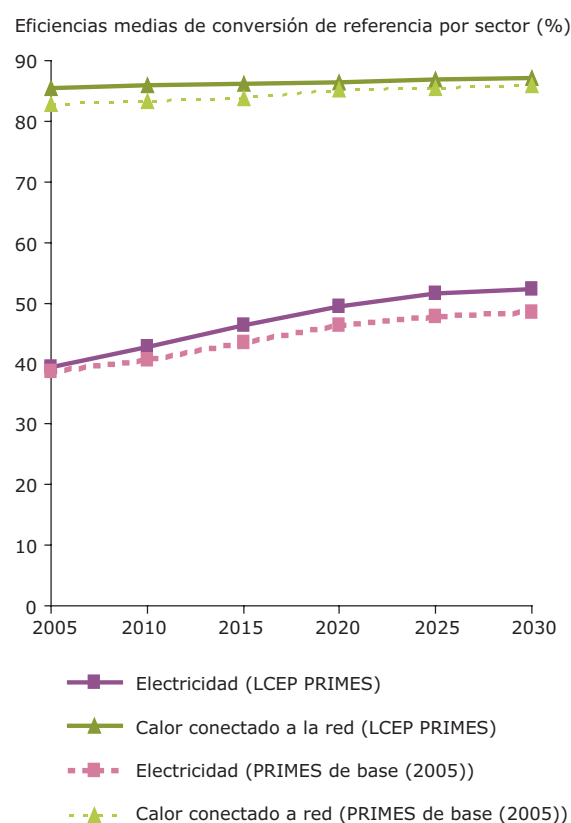
LCEP PRIMES	Unidad	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Consumo continental bruto	(Mtep/año)	1.708	1.750	1.778	1.800	1.792	1.811
	TWh/año	19.868	20.350	20.681	20.930	20.844	21.060
Demanda bruta de electricidad	TWh/año	3.155	3.426	3.670	3.900	4.089	4.236
Demanda bruta de calor	TWh/año	6.768	6.923	7.008	7.022	6.954	6.964
Demanda bruta de carburante de transporte	TWh/año	4.213	4.450	4.585	4.783	4.810	4.836
PRIMES de base (2005)	Unidad	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Consumo continental bruto	(Mtep/año)	1 741	1.811	1.856	1.885	1.888	1.899
	TWh/año	20 250	21 067	21.588	21.920	21.963	22.081
Demanda bruta de electricidad	TWh/año	3.207	3.509	3.789	4.030	4.237	4.392
Demanda bruta de calor	TWh/año	6.860	7.161	7.420	7.560	7.606	7.630
Demanda bruta de carburante de transporte	TWh/año	4.119	4.354	4.462	4.642	4.650	4.608

Fuente: Basado en PRIMES, 2004 y 2005.

El portafolio de suministro convencional, es decir la cuota de las diferentes tecnologías de conversión en cada sector energético, se basó en las previsiones de PRIMES específicas para cada país. Estas proyecciones del portafolio de las tecnologías convencionales tienen un efecto especial en los cálculos del ahorro de carburantes fósiles de este estudio y la consiguiente reducción de emisiones de CO₂. Queda fuera del ámbito de este estudio analizar en detalle qué centrales energéticas convencionales se reemplazarían por tecnologías alternativas, como una planta de biogás que se instalase en el año 2014 en un país determinado (por ejemplo, se podría sustituir una planta de carbón existente menos eficiente por una turbina de ciclo combinado de alta eficiencia). Por ello, se utilizan las siguientes premisas:

- Teniendo presente que aparte de las energías renovables, la energía fósil representa la opción de generación marginal que determina los precios en los mercados energéticos, se decidió que a nivel de cada país se conservarían las proyecciones de suministro fósil convencional que ofrece PRIMES. Las eficiencias de conversión específicas de cada sector y país, obtenidas anualmente, se utilizan como una referencia sólida para calcular la cantidad de energía primaria ahorrada a partir de la generación de bioenergía estimada a nivel sectorial. Si se asume que el mix de combustibles no varía, el ahorro se puede expresar en unidades de carbón o gas reemplazados.
- La determinación del ahorro de emisiones de GEI y contaminantes atmosféricos se basa en los combustibles fósiles sustituidos. No obstante, dado que las emisiones de ACV se tienen en cuenta, GEMIS sirve como de base de datos a este respecto.

Figura 8.15 Evolución prevista para las eficiencias de conversión medias en Europa para producción convencional (basada en combustibles fósiles), de electricidad y calor conectado a red



Fuente: Basado en PRIMES, 2004 y 2005.

En el siguiente anexo se describen las emisiones de ACV de combustibles fósiles, que constituyen el sistema energético de referencia.

Los datos obtenidos para las eficiencias medias de conversión convencional que caracterizan el sistema energético de referencia son los siguientes.

La figura 8.15 muestra la evolución de las eficiencias medias de conversión previstas por PRIMES para

la generación convencional de electricidad con combustibles fósiles, así como para la producción de calor conectada a la red a nivel europeo. Las eficiencias de conversión se muestran tanto para el caso de PRIMES de base (de 2005) como para el de LCEP PRIMES. Para el sector de transporte, donde las eficiencias no se expresan de forma explícita en los resultados de PRIMES, se asume que la eficiencia media de los procesos de refinación para obtener diesel y gasolina es del 95%.

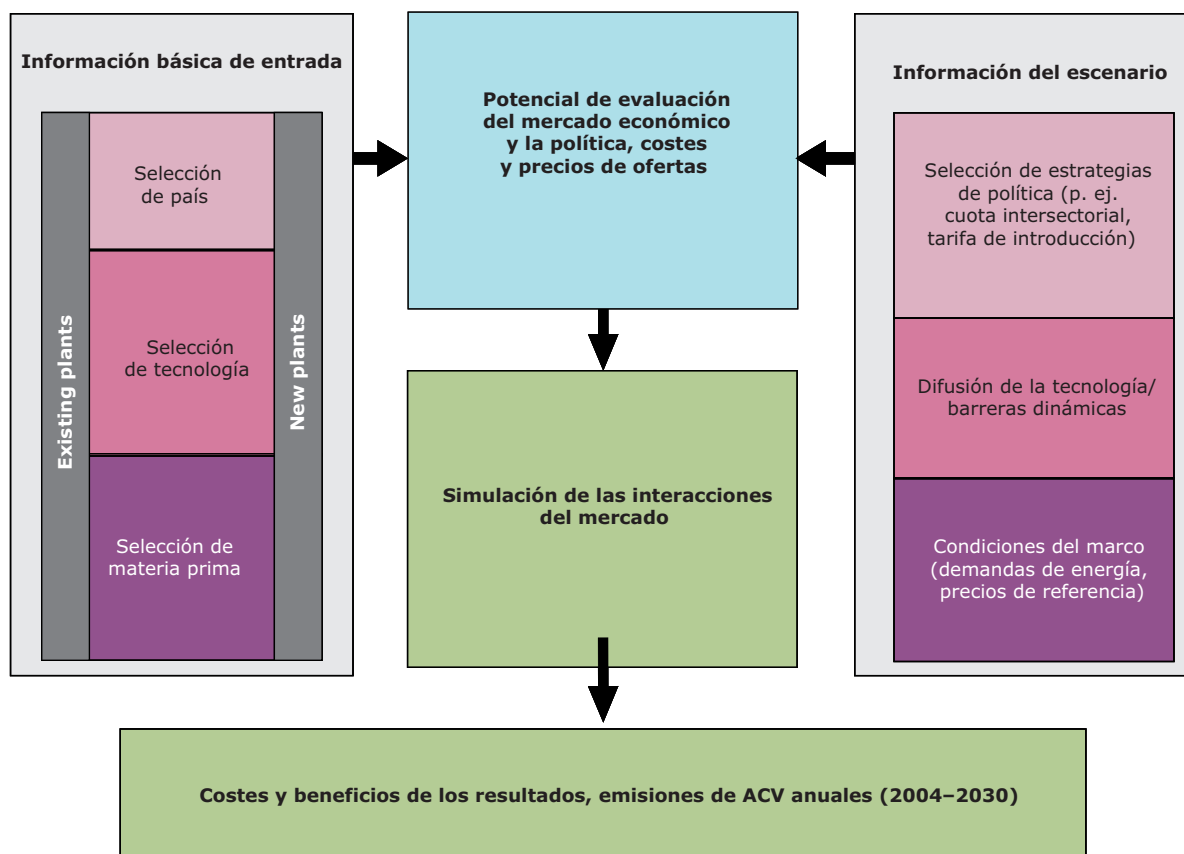
Anexo 7 Metodología del enfoque - 'cómo funciona el modelo'

En este anexo se proporciona una descripción detallada de la metodología y el funcionamiento del modelo respecto a la asignación de recursos en relación con los criterios de decisión seleccionados.

Los elementos centrales del modelo se muestran en la figura 8.16. El enfoque general de la modelización para las tecnologías de bioenergía en cuanto al suministro, consiste en obtener las curvas dinámicas de costes-recurso que incluyen información sobre las materias primas de biomasa, las posibles tecnologías de conversión obtenidas de las cadenas de procesos factibles definidas por país y por sector y las emisiones de ACV correspondientes.

Las curvas dinámicas de costes-recursos se caracterizan por el hecho de que los costes, las emisiones de ACV y el potencial de generación pueden cambiar de un año a otro. La magnitud de estos cambios se obtiene de forma endógena en el modelo, por lo que la diferencia en los valores para un año comparados con el año anterior depende del resultado del año en curso y de las condiciones del marco político establecidas para el año de la simulación. En la base de datos subyacente del modelo se hace una distinción clara entre las capacidades que ya están instaladas y las posibles plantas nuevas. Esta información se adapta continuamente con datos de la explotación del recurso durante las simulaciones⁽²⁴⁾.

Figura 8.16 Elementos centrales del modelo Green-X_{ENVIRONMENT}



⁽²⁴⁾ El modelo calcula los datos de la explotación y los resultados correspondientes de costes y emisiones de forma anual, desde 2004 a 2030.

La evaluación económica se basa en la curva dinámica de costes-recursos dinámica que considera las condiciones específicas del escenario, como las estrategias políticas seleccionadas, el comportamiento de los inversores, la difusión de la tecnología y las barreras dinámicas no económicas, así como las previsiones de precios y de demanda. En esta etapa se produce una transición desde los costes de generación a las licitaciones, ofertas y los precios de cambio. Los resultados anuales se obtienen al determinar el equilibrio entre la oferta y la demanda de cada segmento del mercado analizado, como por ejemplo el mercado de los certificados verdes negociables (CVN nacionales e internacionales) y el mercado de la energía eléctrica o de calor (conectado y no conectado a la red de distribución). Esto significa que se incluyen las diferentes tecnologías de cada mercado y que el punto de equilibrio varía con la demanda subyacente.

Centrémonos ahora en el procedimiento detallado en línea con los casos estudiados: Si se asume que se aplica una cuota intersectorial como un instrumento de política (virtual), la demanda de energía se definirá de forma anual en cada país en términos de energía primaria como una cuota del consumo interior bruto. Adicionalmente, se introduce⁽²⁵⁾ una penalización severa que establece el límite superior de la implementación de bioenergía para excluir opciones de suministro muy poco eficientes.

El primer paso en cada año investigado es generar la curva de costes-recursos en la que se incluirán todas las opciones de suministro por orden de importancia. De esta forma se realiza una distinción clara entre lo que ya se ha conseguido (las plantas existentes) y el potencial adicional alcanzable (las posibles nuevas plantas).

- En el caso de las nuevas plantas, la implantación está limitada además de por los costes, por parámetros no económicos como la disponibilidad de suficiente materia prima de biomasa necesaria para una tecnología o tipo de planta determinada y las limitaciones generales de la difusión de la tecnología definidas a nivel de grupo⁽²⁶⁾ por país.
- Para las plantas existentes, con el fin de adoptar la decisión económica de si la planta se debe utilizar o no para la generación, solamente son relevantes los costes marginales a corto plazo, que comprenden el combustible, los gastos de funcionamiento y mantenimiento y los beneficios de la venta de un

posible subproducto. Para nuevas capacidades en plantas son importantes tanto los costes marginales a largo plazo, que comprenden la amortización de la inversión, como los costes marginales a corto plazo.

En este contexto, el cálculo de los costes se realiza mediante la Fórmula 1 (ver página siguiente). La etapa inicial es el cálculo del coste total de generación (ver Fórmula 1), donde también se tienen en cuenta los beneficios que surjan de la venta de los subproductos seleccionados, como el calor en el caso de la cogeneración, y la glicerina, en el caso de los biocarburantes. A continuación, se obtienen los costes adicionales de generación (Fórmula 2) que representan la diferencia entre los costes totales de generación y el precio de mercado de referencia dentro de cada sector de uso final (electricidad, calor (subdividido en conectado y no conectado a la red) y transporte). Por último, los costes adicionales de generación se deben transformar por separado según los criterios de decisión aplicados; tanto en el caso de menor coste en términos de energía primaria (Fórmula 3a), como en términos de ahorro de emisiones de GEI (Fórmula 3b) o ahorro de emisiones de contaminantes atmosféricos (Fórmula 3c).

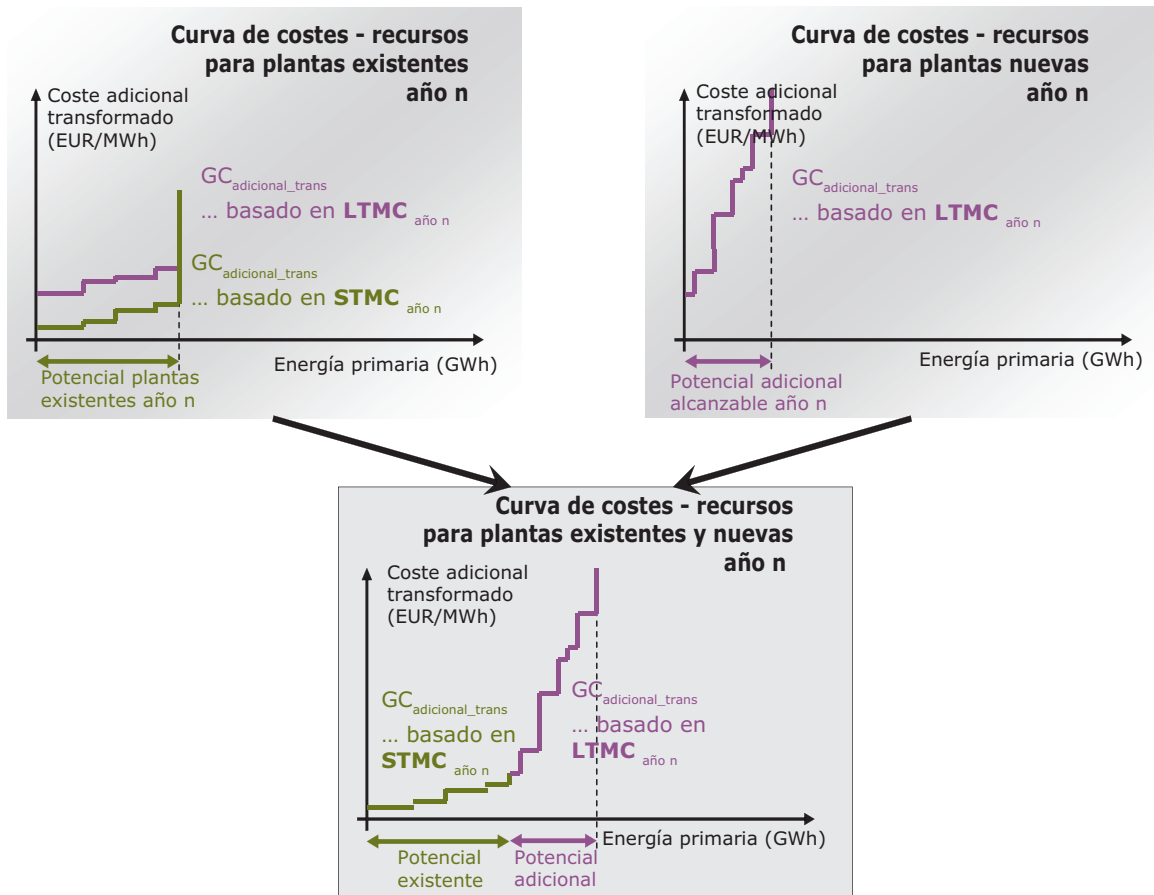
La curva general de costes-recurso de cada año se puede obtener al añadir en el eje horizontal el potencial de plantas existentes ya alcanzado y el potencial adicional disponible de plantas nuevas. Este procedimiento se muestra esquemáticamente en la figura 8.17. Todos los escenarios de menor coste basados en cuotas intersectoriales se estudian a nivel de país, y muestran el potencial de todas las opciones de suministro en términos de energía primaria. Por último, cualquier posible implantación de una planta nueva en el mercado se examina en función de cuándo estará operativa, siempre y cuándo se satisfaga la cuota anual (o la penalización si se excede). Al final del proceso de simulación para un año determinado, se calculan los resultados que incluyen los costes y los balances de generación y emisión, y se adapta la base de datos de suministro para incluir las nuevas instalaciones a la cesta de plantas existentes, y eliminar las plantas fuera de servicio que han excedido su vida útil.

⁽²⁵⁾ La severidad exacta de la penalización depende de los criterios de decisión aplicados. P. ej. en el caso del enfoque de mínimo coste en términos de energía primaria, esto significa un valor máximo del coste adicional transformado que alcanza los 100 EUR/MWh_{primaria}.

⁽²⁶⁾ Se define un conjunto de 16 grupos de tecnología para los que la implantación está limitada en línea, con p. ej. las demandas sectoriales de energía (tomadas de PRIMES) o el sistema de referencia convencional previsto, es decir en particular la capacidad de generación instalada de las centrales energéticas de carbón en relación con la combustión conjunta.

⁽²⁷⁾ Se debe tener en cuenta que, a diferencia de la decisión económica de funcionamiento, los costes de generación marginales a largo plazo se incluyen en la representación del resultado global en referencia a los costes (adicionales) de generación en el caso de las plantas existentes, con lo que se pretende ofrecer una imagen precisa de la carga de costes resultante.

Figura 8.17 Combinación de curvas de costes-recursos para plantas existentes y para posibles nuevas plantas en el año n



Fuente: Grupo de Economía Energética (EEG), Universidad Tecnológica de Viena, www.green-x.at.

Las fórmulas principales:

$$G = \frac{G_{pre-conversión}}{\eta_{principal}} + 1000 * \left(\frac{I * CRF + O\&M}{FLH_{principal}} \right) - R_{subproducto} \quad \text{(Formula 1)}$$

- con: GC ... Costes totales específicos de generación (largo plazo) [€/MWh_{salida}]
- GC_{Pre-conversión} ... c Los costes específicos de generación de la preconversión con frecuencia se llaman costes de combustible. Si hay inversión de capital, el cálculo se realiza de una forma similar al cálculo de los costes específicos de generación del producto final, como se ilustra aquí [€/MWh_{entrada}]
- O&M ... Costes de funcionamiento y mantenimiento (anuales, por kW instalado) [€/kW*año]
- I ... Costes de inversión por unidad de capacidad instalada (referida a la salida principal)
- FLH_{principal} ... Las horas de carga máxima son un parámetro virtual, calculado al dividir la producción de generación anual de una planta por su potencia nominal, ambas referidas a la salida principal en el caso de producción combinada [h/año]
- η_{principal} ... Eficiencia de conversión del proceso correspondiente [1]
- R_{subproducto} ... Beneficios generados por la venta del subproducto. En el caso de la producción combinada de calor y electricidad en la que el calor es el subproducto de la generación de electricidad, el cálculo de los beneficios, denominados 'bonificación del calor' se realiza de la siguiente forma:

$$R_{calor(CCE)} = P_{calor_referencia \text{ (red)}} \frac{\eta_{calor} * FLH_{calor}}{\eta_{electricidad} * FLH_{electricidad}}$$

Los beneficios por unidad de calor vendido, caracterizado por el precio de mercado de referencia del calor conectado a red, se han transferido a la producción de electricidad.

CRF ... Factor de recuperación de capital:
$$CRF = \frac{z*(1+Z)^{PT}}{[(1+z)^{PT} - 1]}$$

El factor de recuperación de capital permite descontar los costes de inversión ocasionados en la fase de construcción de una planta. La cantidad depende del tipo de interés y el tiempo de recuperación de la inversión de la planta. Para el cálculo por defecto de los costes de generación, estos factores se establecen para todas las tecnologías como sigue:

- Tiempo de recuperación (TR): igual a la vida útil de la planta específica de la tecnología [años]
- Tipo de interés (z): por defecto, se aplica un tipo de interés moderado del 6,5% [1]

$$GC_{\text{adicional}} = GC - f_{\text{ponderación}} * P_{\text{referencia}} \quad \text{(Formula 2)}$$

con: $GC_{\text{adicional}}$... Costes adicionales específicos de generación [€/MWh_{salida}]
 GC ... Costes totales específicos de generación [€/MWh_{salida}]
 $f_{\text{ponderación}}$... Factor de ponderación para reflejar la importancia de un determinado sector energético (electricidad, calor o transporte) [1]
 $P_{\text{referencia}}$... Precio de mercado de referencia (para opciones convencionales por sector de uso final) [€/MWh_{salida}]

Criterios de decisión: Mínimo coste en términos de energía primaria

$$GC_{\text{adicional_trans}} = GC_{\text{adicional}} * \eta_{\text{cadena}} \quad \text{(Fórmula 3a)}$$

Criterios de decisión: Mínimo coste en términos de ahorro neto de emisiones de CO₂ equivalente

$$GC_{\text{adicional_trans}} = GC_{\text{adicional}} * \frac{1}{(EMI_{\text{eq. CO}_2 \text{ referencia}} - EMI_{\text{eq. CO}_2 \text{ bioenergía}})} \quad \text{(Fórmula 3b)}$$

Criterios de decisión: Mínimo coste en términos de ahorro neto de emisiones de contaminantes atmosféricos (emisiones de PM equivalente)

$$GC_{\text{adicional_trans}} = GC_{\text{adicional}} * \frac{1}{(EMI_{\text{eq. PM referencia}} - EMI_{\text{eq. PM bioenergía}})} \quad \text{(Fórmula 3c)}$$

Con: $GC_{\text{adicional_trans}}$... Costes adicionales específicos de generación transformados (de acuerdo con los criterios de decisión aplicados)
 $GC_{\text{adicional}}$... Costes adicionales específicos de generación [€/MWh_{salida}]
 $\eta_{\text{principal}}$... Eficiencia de conversión correspondiente a la cadena de procesos de conversión [1]
 $EMI_{\text{eq. CO}_2 \text{ referencia}}$... Emisiones específicas de salida en eq. de CO₂ del sistema de referencia convencional [kg eq CO₂/MWh_{salida}]
 $EMI_{\text{eq. CO}_2 \text{ bioenergía}}$... Emisiones específicas de salida en eq. de CO₂ de la cadena de proceso bioenergético [kg eq. CO₂/MWh]
 $EMI_{\text{PM-eq. referencia}}$... Emisiones específicas de salida en eq. de PM₁₀ del sistema de referencia convencional [kg PM₁₀-eq./MWh_{salida}]
 $EMI_{\text{PM1-eq. bioenergía}}$... Emisiones específicas de salida en eq. de PM₁₀ de la cadena de proceso bioenergético [kg PM₁₀-eq./MWh]

Anexo 8 Resultados de los escenarios por país

Escenario de referencia

Resultados clave por país		Explotación 100% del potencial de biomasa, mínimo coste intersectorial en términos de energía primaria, LCEP PRIMES																											Página 1 de 2	
		País																												
Energía producida		País	Austria	Belgica	Dinamarca	Finlandia	Francia	Alemania	Grecia	Irlanda	Italia	Luxemburgo	Paises Bajos	Portugal	Espana	Suecia	Reino Unido	Chipre	República Checa	Eslovenia	Estonia	Hungría	Letonia	Lituania	Malta	Polonia	Eslovacia	Eslovenia	Union Europea 25	
Electricidad - 2030		Unidad	11	5	6	6	75	102	6	3	27	0	5	8	25	31	56	0	8	3	9	3	9	3	9	0	110	9	2	530
Calor - 2030		MWh/año	51	11	9	47	263	159	15	6	11	0	9	16	116	96	93	0	38	10	27	11	22	0	114	22	4	1	1258	
Transporte - 2030		MWh/año	8	0	0	6	38	16	13	0	49	0	0	2	54	11	11	0	2	3	4	3	13	0	26	4	1	263	4	
TOTAL - 2010		MWh/año	4	7	30	6	2	46	0	8	10	39	56	40	0	0	4	7	5	1	5	1	5	1	0	48	7	3	513	
TOTAL - 2020		MWh/año	42	10	49	23	69	7	5	18	18	0	11	6	18	15	137	160	0	28	12	23	11	32	0	42	7	9	1212	
TOTAL - 2030		MWh/año	71	16	15	70	376	277	34	9	188	0	15	27	195	137	160	0	49	15	40	17	43	0	250	34	14	2051	14	
Eficiencia de conversión		%	46%	41%	45%	53%	43%	41%	43%	41%	39%	38%	40%	49%	45%	52%	41%	40%	45%	43%	44%	45%	44%	45%	38%	41%	45%	47%	43%	
Calor - 2030		%	82%	70%	62%	80%	78%	72%	68%	82%	83%	65%	73%	78%	81%	81%	67%	41%	78%	78%	74%	76%	71%	71%	73%	78%	81%	76%	76%	
Transporte - 2030		%	57%	n.a.	n.a.	59%	59%	55%	58%	n.a.	57%	n.a.	n.a.	58%	58%	59%	56%	n.a.	57%	57%	57%	57%	57%	57%	n.a.	58%	58%	57%	58%	
TOTAL - 2010		%	54%	36%	41%	57%	49%	43%	42%	38%	48%	81%	41%	46%	48%	48%	45%	37%	53%	51%	63%	53%	47%	49%	54%	54%	49%	49%	51%	
TOTAL - 2020		%	62%	46%	44%	61%	59%	47%	53%	43%	61%	81%	45%	50%	62%	60%	46%	37%	59%	60%	61%	64%	61%	57%	54%	51%	61%	68%	55%	
TOTAL - 2030		%	70%	58%	54%	69%	65%	56%	59%	55%	65%	77%	54%	63%	66%	70%	54%	40%	68%	63%	64%	64%	60%	64%	59%	59%	64%	72%	61%	
Cuota de consumo bruto correspondiente		%	13%	2%	8%	2%	7%	8%	4%	3%	6%	0%	0%	2%	1%	1%	4%	2%	5%	2%	3%	5%	1%	1%	1%	1%	1%	7%	7%	
Electricidad - 2010		%	13%	5%	12%	20%	10%	13%	5%	7%	5%	0%	3%	12%	5%	16%	7%	3%	9%	24%	2%	24%	13%	1%	1%	1%	1%	13%	9%	
Electricidad - 2020		%	13%	4%	12%	17%	10%	16%	7%	8%	7%	0%	3%	10%	6%	17%	9%	2%	9%	26%	15%	26%	15%	44%	1%	42%	17%	11%	12%	
Electricidad - 2030		%	13%	4%	12%	17%	10%	16%	7%	8%	7%	0%	3%	10%	6%	17%	9%	2%	9%	26%	15%	26%	15%	44%	1%	42%	17%	11%	12%	
Calor - 2010		%	6%	1%	4%	8%	5%	2%	3%	1%	2%	1%	1%	3%	3%	3%	1%	1%	4%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	6%	3%	
Calor - 2020		%	6%	1%	4%	8%	5%	2%	3%	1%	2%	1%	1%	3%	3%	3%	1%	1%	4%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	6%	3%	
Calor - 2030		%	6%	1%	4%	8%	5%	2%	3%	1%	2%	1%	1%	3%	3%	3%	1%	1%	4%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	6%	3%	
Transporte - 2010		%	36%	5%	9%	29%	30%	12%	11%	8%	14%	2%	3%	11%	22%	42%	10%	1%	23%	55%	23%	46%	60%	23%	10%	23%	34%	41%	16%	
Transporte - 2020		%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Transporte - 2030		%	9%	0%	0%	12%	9%	2%	11%	0%	0%	0%	0%	2%	10%	11%	0%	0%	4%	28%	6%	24%	49%	0%	12%	10%	4%	4%	5%	
Coste adicional de generación (como cuota del coste de generación de referencia correspondiente)		% de ref.	86%	-12%	12%	41%	109%	23%	-1%	12%	-22%	-39%	7%	-6%	-7%	29%	56%	-75%	20%	53%	17%	80%	98%	-70%	-5%	123%	62%	25%		
Electricidad - 2030		% de ref.	73%	29%	17%	49%	80%	29%	25%	25%	2%	-2%	30%	14%	9%	52%	55%	-55%	34%	58%	26%	61%	68%	-41%	7%	90%	46%	35%		
Calor - 2030		% de ref.	32%	17%	7%	11%	21%	22%	9%	10%	10%	-39%	-10%	5%	-14%	-28%	17%	3%	9%	15%	4%	4%	4%	-4%	-11%	14%	21%	11%		
Calor - media		% de ref.	44%	8%	8%	18%	43%	21%	22%	8%	10%	-12%	2%	19%	0%	40%	14%	2%	20%	41%	5%	38%	27%	25%	9%	42%	25%	25%		
Transporte - 2030		% de ref.	101%	n.a.	n.a.	18%	64%	35%	19%	n.a.	18%	n.a.	n.a.	22%	19%	128%	49%	n.a.	42%	13%	5%	16%	28%	n.a.	3%	92%	172%	36%		
Transporte - media		% de ref.	109%	n.a.	n.a.	85%	97%	61%	39%	27%	115%	69%	27%	11%	27%	115%	69%	n.a.	47%	45%	36%	47%	45%	60%	n.a.	79%	180%	54%		
TOTAL - 2010		% de ref.	52%	25%	1%	29%	50%	25%	50%	46%	1%	5%	24%	8%	4%	34%	47%	-48%	29%	40%	20%	52%	30%	3%	1%	27%	21%	31%		
TOTAL - 2020		% de ref.	75%	8%	22%	31%	42%	26%	22%	27%	1%	1%	26%	13%	1%	64%	48%	-48%	33%	33%	22%	53%	69%	-9%	1%	103%	52%	41%		
TOTAL - 2030		% de ref.	47%	6%	9%	24%	39%	23%	3%	11%	0%	-39%	-3%	3%	-5%	34%	35%	-63%	13%	24%	0%	20%	31%	-34%	-5%	43%	34%	18%		
TOTAL - media		% de ref.	57%	25%	13%	33%	55%	29%	27%	19%	13%	-12%	20%	17%	10%	47%	45%	-47%	27%	43%	15%	46%	40%	-5%	8%	53%	34%	32%		
Emisiones de GEI - CO ₂ -eq		Mt/año	3.8	1.3	1.7	6.7	24.9	36.2	3.1	0.9	9.3	0.0	1.0	2.2	7.7	10.9	12.5	0.1	2.0	1.0	3.1	1.1	3.3	0.0	52.9	4.4	0.6	190.7		
Ahorro neto de emisiones directas y de ACV		Mt/año	14.7	3.0	2.3	13.2	74.0	52.6	4.6	1.8	31.9	0.1	3.1	4.7	34.5	32.2	24.6	0.0	10.8	2.6	7.5	2.9	5.6	0.0	31.8	5.9	3.5	368.0		
Calor - 2030		Mt/año	2.9	0.0	0.0	1.9	10.6	3.9	2.5	0.0	6.4	0.0	0.0	0.3	7.3	3.6	3.1	0.0	0.6	0.7	1.1	0.8	3.6	0.0	7.3	1.4	0.3	58.4		
Transporte - 2030		Mt/año	5.8	0.8	2.6	11.9	30.3	39.5	2.9	0.5	14.1	0.0	1.9	4.3	10.1	20.9	9.5	0.1	4.7	2.0	2.5	1.7	3.2	0.0	30.8	2.9	1.3	204.2		
TOTAL - 2010		Mt/año	13.5	2.6	2.7	16.6	66.6	57.3	5.6	1.4	31.6	0.1	2.6	5.6	28.9	31.7	21.3	0.1	7.9	3.5	7.2	3.3	9.2	0.0	65.6	5.9	2.8	393.7		
TOTAL - 2020		Mt/año	21.4	4.3	4.0	21.7	109.5	92.7	10.3	2.7	47.6	0.1	4.1	7.3	49.6	46.6	40.2	0.1	13.5	4.3	11.8	4.9	12.5	0.0	92.1	11.7	4.4	617.2		
Ahorro neto frente a bruto de emisiones directas y de ACV		% brutas	78%	63%	67%	83%	75%	76%	67%	67%	82%	74%	55%	69%	72%	83%	60%	92%	59%	79%	70%	79%	80%	91%	78%	87%	77%	76%		
Electricidad - 2030		% brutas	96%	97%	96%	97%	97%	96%	95%	97%	98%	97%	98%	97%	95%	97%	96%	99%	94%	94%	94%	95%	94%	97%	94%	97%	96%	96%		
Calor - 2030		% brutas	111%	n.a.	n.a.	84%	87%	79%	63%	n.a.	41%	n.a.	n.a.	42%	43%	105%	91%	n.a.	93%	79%	96%	80%	89%	n.a.	89%	123%	131%	70%		
Transporte - 2030		% brutas	63%	66%	69%	80%	87%	91%	86%	75%	81%	96%	74%	87%	68%	92%	68%	92%	85%	85%	82%	80%	88%	92%	91%	89%	91%	86%		
TOTAL - 2010		% brutas	90%	81%	79%	90%	84%	79%	81%	79%	81%	96%	76%	84%	74%	94%	73%	91%	83%	86%	85%	88%	85%	88%	93%	85%	90%	83%	85%	
TOTAL - 2020		% brutas	93%	84%	82%	92%	90%	86%	79%	85%	79%	95%	82%	77%	77%	94%	80%	92%	87%	87%	87%	88%	88%	94%	85%	94%	95%	86%		
Contaminantes atmosféricos - SO ₂		Mt/año	-1.5	-0.8	-0.5	-0.2	-6.7	-5.7	1.2	-0.5	-1.1	0.3	-0.2	-0.6	-1.1	0.3	-1.1	-0.1	-1.1	-0.1	-0.6	-0.2	-0.8	0.0	9.9	0.1	-0.3	-16.7		
Ahorro neto de emisiones directas y de ACV		Mt/año	-3.9	-0.7	0.1	1.2	-24.8	-6.4	1.2	0.0	-16.8	0.0	0.4	1.1	-12.1	37.7	-82.0	0.0	-4.0	-0.5	-5.4	-1.2	-3.4	0.0	-33.8	-3.9	0.5	-68.8		
Calor - 2030		Mt/año	1.8	0.0	0.0	0.6	3.5	1.3	1.2	0.0	3.4	0.0	0.0	0.1	3.6	1.2	1.1	0.0	0.2	0.2	0.4	0.3	1.2	0.0	2.8	0.5	0.1	23.6		
Transporte - 2030		Mt/año	-0.7	-0.4	0.6	3.2	6.1	14.1	6.7	0.1	21.6	0.0	1.6	7.3	9.3	10.5	2.4	0.2	0.8	1.8	2.7	0.4	0.1	0.0	19.8	4.4	0.1	225.7		
TOTAL - 2010		Mt/año	-0.7	-0.9	-0.1	0.4	-7.6	13	5.1	-0.1	-13	0.0	1.0	1.3	0.6	23.9	-5.0	0.2	-2.3	0.0	-0.2	-2.5	0.1	92.4	1.7	0.9	108.1			
TOTAL - 2020		Mt/año	-3.6	-1.4	-0.4	1.6	-27.9	-10.8	3.6	-0.5	-15.3	0.0	0.2	0.7	-7.4	39.2	-19.0	0.1	-4.9	-0.4	-5.6	-1.2	-2.9	0.1	-21.0	-3.2	0.3	-79.9		

País	Exploitación 100% del potencial de biomasa, mínimo coste intersectorial en términos de energía primaria LCEP PRIMES																													
	Austria	Belgica	Dinamarca	Finlandia	Francia	Alemania	Grecia	Irlanda	Italia	Luxemburgo	Países Bajos	Portugal	España	Suecia	Reino Unido	Chipre	República Checa	Estonia	Hungría	Letonia	Lituania	Malta	Polonia	Eslovaquia	Eslovenia	Europa	Unión Europea			
Resultados clave por país																														
Contaminantes atmosféricos - SO₂																														
Ahorro neto frente a bruto de emisiones directas y de ACV																														
Electricidad - 2030	-31.4%	-49.0%	-10.7%	-17.1%	-17.9%	-7.1%	6.6%	-59.2%	-3.6%	-14.30%	-2.6%	-29.4%	2.7%	1.4%	-8.6%	7.6%	-4.7%	-4.5%	-1.2	-6.0	-1.2	-3.1	0.0	-40.0	-2.9	-0.8	-61.1%	-29%		
Calor - 2030	-10.7%	-15.5%	10%	16%	-2.9%	-29.0%	-8%	-7.7%	-48.9%	31%	27%	-3.9%	-7.5%	-3.20%	9.1%	-11.2%	-3.7%	-23.3%	-17.5%	-128%	-80%	-32.7%	-40.5%	20%	-4.6%	6.6%				
Transporte - 2030	16.8%	n.a.	n.a.	7.5%	6.8%	5.9%	6.8%	n.a.	5.0%	n.a.	4.8%	4.8%	8.4%	8.4%	7.3%	n.a.	6.9%	5.0%	7.2%	5.7%	6.9%	n.a.	9.1%	9.1%	82%	1.16%	1.35%	6.8%		
TOTAL - 2010	-2.6%	-21.3%	3.6%	5.5%	5.8%	6.6%	2.5%	2.5%	7.6%	-1%	5.4%	8.4%	6.3%	6.7%	3.5%	8.8%	2.2%	6.8%	5.6%	3.1%	3%	9.1%	9.1%	85%	94%	7.6%				
TOTAL - 2020	-5.6%	-23.3%	3.6%	5.5%	4.3%	5.3%	2.1%	1.6%	5.3%	-3.6%	4.2%	3.3%	2.1%	7.1%	6.5%	8.1%	2.6%	4.5%	3.0%	3%	5.4%	9.6%	9.6%	85%	94%	3.8%				
TOTAL - 2030	-4.8%	-24.2%	-3.5%	1.8%	-14.1%	-3.3%	3.1%	-7.9%	-5.5%	-5.6%	9%	1.6%	-1.7%	7.3%	-3.0%	7.8%	-1.20%	-2.1%	-1.61%	-6.8%	-5.8%	-7.7%	-5.0%	-1.21%	1.3%	-2.8%				
Contaminantes atmosféricos - NO_x																														
Ahorro neto de emisiones directas y de ACV																														
Electricidad - 2030	-4.2	-2.2	-3.6	-2.4	-2.9	-40.0	-0.9	-1.5	-4.6	0.0	-4.5	-1.7	-7.4	-8.9	-3.1	0.1	-4.9	-1.2	-6.0	-1.2	-3.1	0.0	-40.0	-2.9	-0.8	-195.9				
Calor - 2030	-2.3	0.1	0.8	0.3	-13.8	2.2	-0.1	-0.3	-0.4	0.0	0.4	1.5	0.3	1.0	0.0	1.2	0.0	0.2	0.2	0.2	-0.3	0.0	-2.0	-0.5	0.2	-12.7				
Transporte - 2030	-0.4	0.0	-0.8	-0.1	-0.8	1.9	-3.1	0.0	-5.8	0.0	0.0	-0.2	-3.9	-3.4	0.1	0.0	-0.2	0.3	-0.6	0.4	-2.3	0.0	-1.0	-1.0	-0.2	-17.4				
TOTAL - 2010	-2.3	-1.4	-1.4	-1.5	-4.4	-3.4	1.0	-0.6	-0.6	0.0	-4.4	-0.3	-5.1	-4.1	-8.9	0.2	-1.4	0.1	-0.6	-0.3	-0.9	0.0	6.2	0.7	0.8	28.4				
TOTAL - 2020	-4.6	-2.1	-2.9	-3.9	-2.9	-2.1	-0.5	-1.4	-5.4	0.0	-5.1	-2.4	-8.2	-7.7	-16.1	0.2	-3.6	-1.2	-2.6	-0.1	-4.6	0.0	3.7	-1.4	-0.8	-89.5				
TOTAL - 2030	-6.9	-2.1	-2.8	-2.9	-3.4	-3.5	-4.0	-1.8	-10.8	0.0	-4.1	-1.4	-9.7	-11.9	-30.0	0.1	-3.8	-1.4	-6.4	-0.8	-6.8	0.0	-43.0	-4.4	-0.9	-226.3				
Ahorro neto frente a bruto de emisiones directas y de ACV																														
Electricidad - 2030	-9.6%	-11.3%	-21.0%	-3.3%	-7.3%	-11.4%	-2.9%	-1.4%	-4.4%	-17.3%	-14.151%	-4.8%	-6.9%	-11.3%	-2.23%	3.9%	-1.63%	-1.13%	-1.89%	-8.2%	-8.9%	3.4%	-8.9%	-9.2%	-11.3%	-10.1%				
Calor - 2030	-2.0%	2%	4.5%	3%	-2.8%	7%	-3%	-2.7%	-1%	-1.1%	21%	11%	5%	2%	6%	5.0%	1.3%	-2.7%	3%	0%	-3.2%	-4.0%	-8%	-10%	6%	-5%				
Transporte - 2030	-1.6%	n.a.	n.a.	-1.1%	2.3%	4.2%	-8.4%	n.a.	-4.2%	n.a.	n.a.	-2.4%	-2.5%	-9.3%	2%	n.a.	-2.4%	4.3%	-5.4%	4.1%	-6.3%	n.a.	-1.4%	-8.5%	-9.1%	-2.3%				
TOTAL - 2010	-3.2%	-5.3%	-1.2%	-1.1%	-1.1%	-9%	1.9%	-3%	-2.9%	-3%	-2.8%	-5%	-2.9%	-3%	-1.5%	5%	-3.1%	5%	-1.9%	-1.9%	5%	70%	18%	34%	8%					
TOTAL - 2020	-3.4%	-6.5%	-1.0%	-2.3%	-3.6%	-3.6%	4%	-9.2%	-1.4%	-2.7%	-4.8%	-4%	-2.1%	-3.0%	-4.6%	5%	-4.4%	-3.5%	-1%	-5.0%	2.5%	33%	-2%	-29%	-1.8%					
TOTAL - 2030	-3.8%	-5.2%	-8.0%	-1.5%	-3.5%	-4.9%	-4.1%	-8.3%	-2.0%	-2.8%	-2.10%	-1.7%	-1.8%	-3.8%	-8.5%	4.0%	-2.9%	-3.6%	-5.7%	-1.8%	-5.9%	1.1%	-5.6%	-4.5%	-2.2%	-4.1%				
Contaminantes atmosféricos - Partículas en suspensión																														
Net avoided direct & LCA emissions																														
Electricidad - 2030	-0.3	-0.1	-0.1	0.1	-1.0	-1.3	0.2	0.0	-0.1	0.0	-0.1	-0.1	0.0	-0.3	-1.6	0.0	-0.2	-0.1	-0.2	-0.1	-0.1	0.0	-0.3	0.3	0.0	-5.7				
Calor - 2030	0.1	0.1	0.3	0.7	2.6	0.3	0.0	0.7	0.0	0.2	0.1	1.2	1.6	0.5	0.0	0.2	0.0	0.2	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	9.7			
Transporte - 2030	0.2	0.0	0.1	0.0	0.1	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	0.1	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.0			
TOTAL - 2010	-0.1	0.0	0.1	0.3	1.8	2.3	0.4	0.0	-0.1	0.4	0.6	0.2	0.0	0.2	0.2	0.0	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.0	1.0	0.8	1.2	21.1				
TOTAL - 2020	0.0	-0.1	0.0	0.3	1.0	0.5	0.0	0.5	0.0	-0.1	1.1	1.1	1.1	-0.2	0.0	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.1	0.0	10.2	0.6	0.1	6.3				
TOTAL - 2030	0.1	0.0	0.0	0.2	0.3	1.5	0.6	0.0	0.9	0.0	1.4	-0.9	1.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.9	0.3	0.1	7.9				
Ahorro neto frente a bruto de emisiones directas y de ACV																														
Electricidad - 2030	-1.61%	-1.45%	-7.0%	-2.5%	-8.0%	-6.9%	6.1%	-1.23%	-3.0%	-3.5%	-5.36%	-1.18%	-8%	-6.3%	-3.28%	7.3%	-1.99%	-1.25%	-9.1%	-9.7%	-7.4%	6.2%	-7%	50%	-1.58%	-4.6%				
Calor - 2030	2.8%	5.2%	7.8%	4.7%	2.5%	7.6%	8.6%	5.0%	4.5%	4.5%	7.9%	5.5%	6.4%	7.6%	5.7%	9.7%	4.4%	2.7%	3.1%	2.3%	3.1%	3.9%	5.8%	2%	4.8%	5.4%				
Transporte - 2030	1.44%	n.a.	n.a.	7.1%	8.5%	8.5%	4.5%	n.a.	3.5%	n.a.	n.a.	3.7%	3.8%	5.4%	7.7%	n.a.	5.5%	8.7%	5.8%	4.9%	6.5%	n.a.	8.6%	6.1%	6.1%	6.7%				
TOTAL - 2010	-1.9%	-1.04%	3.1%	3.8%	6.3%	6.9%	7.6%	-2%	6.9%	4.8%	-5.3%	7.0%	4.5%	1.8%	5%	9.1%	5.1%	5.8%	5.6%	3.8%	8.3%	8.3%	9.2%	8.9%	7.1%	4.7%				
TOTAL - 2020	0%	-7.7%	-1.0%	2%	9%	2.7%	7.2%	-1.2%	4.5%	10%	-4.4%	2.6%	4.6%	4.7%	-2.2%	8.5%	1.8%	2.7%	5.0%	5.8%	10%	7.1%	7.5%	7.2%	5.1%	4.7%				
TOTAL - 2030	-1.7%	0%	2.4%	7%	2.6%	6.6%	-1%	3.3%	-8%	4%	1.1%	4.6%	5.0%	-5.5%	7.4%	6%	5%	-6%	9%	9%	5.4%	1.3%	3.9%	2.6%	2.0%					
Ahorro de combustibles fósiles																														
Ahorro de combustibles fósiles en términos energéticos por combustible																														
Carbono - 2030	0.9	0.0	1.7	1.6	12.2	40.2	1.6	0.0	0.4	0.0	0.0	1.3	9.7	0.1	0.0	0.1	0.0	0.1	0.6	0.0	3.4	0.0	8.2	0.3	0.0	156.3				
Gas - 2030	6.6	1.7	21.7	7.5	36.5	17.1	5.6	8.1	125.5	0.3	9.8	22.6	111.7	6.2	17.1	6.2	13.4	40.4	17.8	36.0	0.0	190.8	36.6	1.2	1639.9					
Electricidad - 2030	24.6	8.6	15.7	40.1	162.3	188.3	11.8	6.0	49.3	0.0	9.3	13.9	48.6	70.0	98.0	0.3	17.7	6.1	19.5	17.1	22.4	0.1	229.2	18.9	4.9	1075.5				
Heat - 2030	54.3	11.3	9.2	53.3	272.8	175.5	15.4	5.7	117.9	0.3	9.5	16.4	126.0	110.3	95.0	0.0	4.0	11.0	28.5	42.1	22.4	0.1	117.7	23.6	11.9	184.0				
Transporte - 2030	8.6	0.0	0.0	6.7	40.4	16.4	13.3	0.0	5.1	0.0	0.0	2.4	56.7	11.4	11.3	0.0	2.3	2.8	3.8	3.5	13.5	0.0	27.3	3.9	0.8	276.9				
TOTAL - 2010	30.6	6.0	12.6	53.0	170.5	163.9	11.9	3.1	73.5	0.2	11.7	17.2	59.5	108.7	60.1	0.3	22.1	8.6	12.5	9.2	18.6	0.1	115.4	11.6	5.5	97.4				
TOTAL - 2020	57.2	13.5	17.8	80.3	293.3	249.2	22.4	7.1	141.6	0.3	14.3	24.2	140.8	133.8	115.6	0.4	37.9	15.7	31.0	16.2	43.6	0.1	234.3	23.0	10.9	172.7				
TOTAL - 2030	87.5	20.0	25.0	100.1	475.3	380.2	40.5	11.7	218.8	0.3	18.8	32.7	231.3	191.7	204.3	0.4	61.1	19.9	51.9	23.4	58.3	0.1	374.1	46.4	17.5	2691.4				
Ahorro de combustibles fósiles en términos económicos por sector																														
Electricidad - 2030	41.3	14.8	25.1	61.8	263.8	272.7	14.8	10.0	84.5	1	16.0	23.9	82.1	108.8	167.9	7	30.2	9.3	28.9	13.5	34.6	1	255.5	27.5	8.4	1959.9				
Heat - 2030	96.9	20.2	16.2	93.6	466.8	356.0	32.1	11.0	216.5	5	19.5	30.7	238.2	228.7	170.2	1	72.3	19.7	50.0	21.0	40.1	1	214.2	41.0	21.7	2499.4				
Transporte - 2030	18.0	0	0	1.39	84.2	34.2	27.8	0	10.78	0	0	5.0	11.82	2.38	2.35	0	4.8	5.9	8.0	7.3	2.81	0	56.9	8.1	1.7	57.9				
TOTAL - 2010	38.4	7.7	13.7	59.5	202.4	140.3	13.4	3.6	97.8	2	15.4	18.6	78.4	130.6	75.2	5	20.9	8.4	15.1	11.4	23.4	1	9.05	1.09	59	1082.3				
TOTAL - 2020	89.4	20.9	24.8	115.5	452.9	326.2	33.1	10.5	232.1	5	22.7	32.3	232.3	183.5	180.4	7	55.2	22.2	46.4	25.6	6.7	2	26.29	3.05	1.72	2486.3				
TOTAL - 2030	156.2	35.0	41.3	171.4	834.8	662.9	74.6	20.9	408.7	6	35.5	59.7	438.5	361.2	361.5	8	107.3	34.9	86.9	41.8	102.8	3	526.5	76.5	31.8	4672.4				

Prioridad a CCE

Resultados clave por país		Explotación del 100% del potencial de biomasa, mínimo coste intersectorial en términos de energía primaria, PCCE optimizada, LCEP PRIMES																												Página 1 de 2	
		País																													
Unidad	País																														
	Austria	Bélgica	Dinamarca	Finlandia	Francia	Alemania	Grecia	Irlanda	Italia	Luxemburgo	Países Bajos	Portugal	España	Suecia	Reino Unido	Chipre	República Checa	Eslovenia	Hungría	Letonia	Lituania	Malta	Polonia	Eslovaquia	Eslovenia	Unión Europea					
Energía producida																															
Electricidad - 2030	14	5	6	17	77	98	6	4	35	0	5	8	25	33	57	0	17	4	9	3	9	0	106	8	3	549					
Calor - 2030	58	14	14	63	305	230	19	9	127	0	13	22	135	111	137	0	37	12	35	13	28	0	185	27	12	1606					
Transporte - 2030	6	0	4	37	16	13	0	0	46	0	0	2	54	9	9	0	2	3	3	3	13	0	22	4	0	246					
TOTAL - 2030	22	6	9	40	105	112	8	3	60	0	11	16	51	72	57	0	16	6	6	6	6	13	0	71	9	4	696				
Electricidad - 2020	50	13	16	63	254	215	20	7	132	0	14	22	134	89	19	0	34	14	28	18	37	0	83	21	0	1495					
TOTAL - 2020	78	19	20	84	420	343	38	12	208	0	18	32	214	153	203	0	56	18	48	19	50	0	313	39	15	2402					
Eficiencia de conversión																															
Electricidad - 2030	66%	60%	68%	75%	56%	59%	58%	66%	68%	57%	71%	66%	68%	68%	63%	75%	75%	66%	67%	64%	63%	57%	58%	65%	71%	62%					
Calor - 2030	84%	74%	75%	84%	81%	76%	76%	74%	80%	83%	71%	80%	81%	85%	72%	58%	80%	79%	80%	80%	78%	74%	75%	81%	83%	79%					
Transporte - 2030	58%	n.a.	n.a.	59%	59%	53%	n.a.	57%	57%	n.a.	n.a.	58%	58%	59%	55%	n.a.	57%	57%	57%	57%	n.a.	n.a.	59%	58%	58%	58%					
TOTAL - 2030	69%	54%	67%	70%	63%	63%	63%	65%	68%	68%	61%	67%	71%	75%	63%	55%	73%	70%	73%	70%	73%	70%	67%	65%	77%	68%					
Electricidad - 2020	77%	70%	73%	81%	73%	69%	66%	71%	72%	81%	67%	75%	72%	78%	69%	58%	77%	72%	75%	72%	68%	70%	67%	74%	80%	72%					
TOTAL - 2020	77%	70%	73%	81%	73%	69%	66%	71%	72%	81%	67%	75%	72%	78%	69%	58%	77%	72%	75%	72%	68%	70%	67%	74%	80%	72%					
Cuota de consumo bruto correspondiente																															
Electricidad - 2010	1%	2%	9%	17%	7%	7%	4%	3%	5%	0%	3%	12%	6%	5%	4%	2%	7%	2%	6%	17%	34%	1%	5%	7%	8%	7.2%					
Electricidad - 2020	5%	5%	12%	20%	9%	12%	5%	7%	7%	0%	3%	12%	6%	6%	6%	3%	12%	12%	12%	29%	46%	1%	29%	1%	14%	10.7%					
Electricidad - 2030	16%	5%	13%	17%	11%	15%	6%	9%	8%	0%	3%	10%	6%	19%	9%	2%	19%	34%	15%	25%	44%	1%	41%	17%	15%	13.0%					
Calor - 2010	9%	1%	6%	13%	7%	4%	5%	2%	5%	0%	2%	8%	6%	20%	4%	2%	5%	2%	6%	22%	29%	7%	10%	9%	6.2%						
Calor - 2020	22%	3%	10%	23%	8%	9%	1%	6%	9%	1%	3%	10%	17%	28%	8%	2%	15%	15%	15%	46%	53%	12%	24%	22%	28%	18.3%					
Calor - 2030	41%	6%	13%	34%	35%	17%	14%	12%	16%	2%	4%	15%	26%	49%	15%	2%	22%	65%	30%	54%	79%	12%	38%	42%	45%	23.1%					
Transporte - 2010	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0.5%					
Transporte - 2020	6%	0%	0%	0%	3%	2%	3%	0%	6%	0%	0%	0%	4%	3%	3%	0%	3%	23%	3%	18%	32%	0%	1%	4%	3%	3.0%					
Transporte - 2030	7%	0%	0%	8%	5%	2%	11%	0%	9%	0%	0%	2%	10%	10%	1%	0%	2%	28%	6%	23%	49%	0%	11%	10%	2%	5.1%					
Coste adicional de generación (como cuota del coste de generación de referencia correspondiente)																															
Electricidad - 2030	73%	-57%	-55%	-10%	59%	-11%	-34%	-36%	-40%	-89%	-42%	-55%	-81%	-3%	11%	-96%	-7%	10%	-34%	24%	42%	-100%	-27%	68%	41%	-10%					
Electricidad - media	54%	-35%	-35%	5%	47%	0%	-6%	-19%	-17%	-51%	-14%	-24%	-40%	17%	16%	-77%	2%	21%	-21%	24%	31%	-77%	-15%	54%	24%	3%					
Calor - 2030	24%	15%	7%	10%	18%	13%	-8%	8%	-2%	-8%	-8%	3%	-11%	24%	9%	0%	14%	0%	-9%	2%	1%	-3%	-8%	8%	19%	7%					
Calor - media	30%	6%	5%	10%	32%	9%	12%	3%	3%	-12%	1%	4%	1%	29%	6%	1%	3%	27%	0%	28%	17%	19%	0%	23%	15%	18%					
Transporte - 2030	83%	n.a.	n.a.	55%	59%	35%	19%	19%	17%	n.a.	n.a.	22%	19%	128%	38%	n.a.	13%	13%	8%	16%	28%	1%	5%	93%	180%	33%					
Transporte - media	90%	n.a.	n.a.	72%	85%	59%	n.a.	n.a.	37%	n.a.	n.a.	28%	29%	119%	118%	n.a.	38%	45%	31%	45%	61%	n.a.	31%	81%	170%	52%					
TOTAL - 2030	32%	-6%	-8%	2%	26%	4%	23%	-10%	0%	-2%	-5%	-2%	-3%	14%	8%	-55%	3%	20%	-4%	28%	1%	-5%	-3%	7%	0%	8%					
TOTAL - 2020	60%	-8%	-1%	7%	52%	17%	1%	-7%	17%	-23%	-2%	-7%	0%	35%	8%	-52%	9%	40%	1%	38%	42%	-3%	66%	38%	21%						
TOTAL - average	37%	-9%	-1%	10%	28%	4%	-6%	-9%	17%	-41%	-20%	-10%	-13%	24%	11%	-69%	-2%	13%	-14%	8%	16%	-42%	-17%	27%	27%	5%					
TOTAL - average	39%	-3%	-1%	10%	38%	7%	10%	-7%	2%	-17%	-5%	-5%	-5%	27%	15%	-55%	3%	25%	-7%	29%	22%	-19%	-8%	29%	17%	12%					
Emisiones de GEI - CO₂ -																															
Ahorro neto de emisiones directas y de ACV																															
Electricidad - 2030	4.7	1.3	1.8	6.8	24.7	32.7	2.7	0.9	10.9	0.0	1.0	2.2	7.5	11.8	11.5	0.1	4.8	1.4	3.1	1.1	3.3	0.0	50.3	4.2	0.9	189.6					
Calor - 2030	15.8	3.5	3.3	16.6	82.6	74.3	5.5	2.4	35.6	0.1	4.0	5.7	38.9	36.2	34.4	0.0	10.2	2.9	9.2	3.4	7.1	0.0	51.1	7.1	3.7	453.4					
Transporte - 2030	2.0	0.0	0.0	1.2	10.0	3.9	2.5	0.0	5.5	0.0	0.0	0.3	7.3	3.1	2.2	0.0	0.4	0.7	1.0	0.8	3.6	0.0	5.6	1.5	0.2	51.6					
TOTAL - 2030	7.2	1.0	3.3	14.5	35.0	42.6	3.2	0.7	16.6	0.0	2.6	5.9	14.2	25.1	29.9	0.1	6.1	2.3	3.3	2.0	4.1	0.0	31.7	3.4	1.6	239.6					
TOTAL - 2020	14.6	3.4	3.9	19.8	72.0	69.7	6.1	2.1	34.9	0.1	3.4	6.9	34.8	37.5	27.3	0.1	9.7	4.0	8.4	3.8	10.2	0.0	71.2	6.6	3.1	453.6					
TOTAL - 2020	22.5	4.9	5.1	24.6	117.3	110.9	10.8	3.3	52.0	0.1	5.0	8.2	53.7	51.1	48.1	0.1	15.3	4.9	13.3	5.2	13.9	0.0	107.0	12.7	4.8	694.6					
Ahorro neto frente a bruto de emisiones directas y de ACV																															
Electricidad - 2030	78%	63%	67%	83%	72%	71%	72%	61%	75%	75%	55%	67%	70%	83%	54%	92%	70%	79%	69%	79%	79%	91%	78%	84%	78%	73%					
Calor - 2030	96%	98%	99%	97%	97%	97%	96%	99%	97%	97%	99%	97%	96%	98%	97%	99%	97%	95%	95%	96%	95%	97%	97%	96%	97%	97%					
Transporte - 2030	99%	n.a.	n.a.	85%	85%	79%	63%	n.a.	37%	n.a.	n.a.	42%	43%	105%	79%	75%	79%	79%	93%	79%	89%	n.a.	79%	123%	131%	66%					
TOTAL - 2030	86%	72%	94%	91%	87%	89%	87%	81%	84%	93%	80%	89%	78%	93%	75%	93%	88%	86%	87%	92%	86%	92%	88%	89%	92%	87%					
TOTAL - 2020	89%	85%	84%	92%	88%	86%	79%	82%	80%	94%	80%	86%	79%	93%	77%	92%	85%	87%	87%	89%	87%	88%	86%	90%	92%	86%					
TOTAL - 2020	92%	85%	85%	92%	90%	87%	84%	79%	84%	94%	85%	83%	79%	94%	81%	93%	86%	88%	87%	89%	89%	94%	86%	94%	94%	86%					
Contaminantes atmosféricos - SO₂																															
Ahorro neto de emisiones directas y de ACV																															
Electricidad - 2030	-1.8	-0.8	-0.5	-0.3	-6.8	-7.9	1.1	-0.5	-4.4	0.0	-0.2	-0.6	0.9	0.4	-9.1	0.1	-1.5	-0.2	-0.7	-0.2	-0.9	0.0	7.8	0.1	-0.4	-26.5					
Calor - 2030	-3.8	-0.5	0.5	-1.8	-23.6	4.3	2.6	0.4	-6.4	0.0	0.9	1.7	-7.6	44.5	-8.8	0.0	-1.6	-0.1	-5.0	-1.1	-2.6	0.0	-21.8	-3.7	0.6	-32.8					
Transporte - 2030	0.9	0.0	0.0	0.4	3.3	1.3	1.2	0.0	3.0	0.0	0.0	0.2	3.6	1.0	0.7	0.0	1.2	0.0	0.3	0.3	1.2	0.0	1.9	0.6	0.1	20.1					
TOTAL - 2030	-0.3	-0.4	1.1	4.5	-6.6	4.5	7.3	0.2	22.4	0.0	2.1	8.6	6.0	48.8	3.8	0.2	3.4	2.0	5.0	1.0	0.8	0.0	16.4	5.0	7.2	250.4					
TOTAL - 2020	-19	-0.8	0.3	-0.4	-7.5	6.1	6.0	0.4	9.3	0.0	1.8	3.1	6.6	32.5	-3.7	0.2	-1.3	0.3	1.5	0.6	-1.7	0.1	90.2	2.0	12	145.8					
TOTAL - 2020	-4.7	-1.3	0.0	-1.8	-27.1	-2.3	4.9	-0.1	-7.8	0.0	0.7	1.2	-3.1	45.9	-17.3	0.2	-3.0	0.0	-5.4	-1.1	-2.3	0.1	-12.1	-3.1	0.2	-39.3					

Resultados clave por país		Página 2 de 2																										
Caso:		Explotación del 100% del potencial de biomasa, mínimo coste intersectorial en términos de energía primaria, PCCE optimizada, LCEP PRIMES																										
País																												
Contaminantes atmosféricos - SO ₂		Austria	Bélgica	Dinamarca	Finlandia	Francia	Alemania	Grecia	Irlanda	Italia	Luxemburgo	Países Bajos	Portugal	España	Suecia	Reino Unido	Chipre	República Checa	Eslovenia	Estonia	Hungría	Letonia	Lituania	Malta	Polonia	Eslovaquia	Unión Europea 25	
Ahorro neto frente a bruto de emisiones directas y de ACV																												
Electricidad - 2030	% brutas	-317%	-488%	-101%	-32%	-178%	-102%	-650%	-694%	-405%	-25%	-301%	22%	16%	-954%	76%	-318%	-41%	-76%	-105%	-138%	-83%	80%	72%	28%	5%	-662%	-47%
Carbono - 2030	% brutas	-108%	-101%	50%	-35%	-202%	14%	28%	49%	-23%	53%	38%	-21%	79%	-160%	95%	-47%	-6%	-190%	-136%	-83%	-83%	80%	-127%	-328%	27%	-14%	
Transporte - 2030	% brutas	108%	n.a.	65%	n.a.	65%	68%	n.a.	47%	n.a.	n.a.	n.a.	48%	48%	59%	n.a.	n.a.	49%	71%	59%	68%	84%	62%	117%	129%	60%		
TOTAL - 2030	% brutas	-9%	-84%	49%	73%	64%	65%	88%	36%	78%	85%	85%	75%	74%	43%	86%	74%	7%	79%	57%	25%	94%	94%	84%	85%	75%		
TOTAL - 2020	% brutas	-45%	-63%	23%	-8%	-4%	23%	43%	23%	23%	57%	83%	16%	81%	-39%	82%	57%	4%	24%	-33%	-33%	63%	63%	86%	63%	42%	41%	
TOTAL - 2030	% brutas	-95%	-198%	1%	-26%	-132%	-6%	38%	-17%	-22%	-554%	27%	24%	76%	-225%	80%	-74%	-1%	-134%	-73%	-73%	-27%	-26%	-111%	10%	-12%		
Contaminantes atmosféricos - NO_x																												
Ahorro neto de emisiones directas y de ACV																												
Electricidad - 2030	kl/año	-5.0	-2.1	-3.8	-2.5	-26.0	-47.7	-1.3	-2.0	-13.5	0.0	-4.5	-1.7	-8.2	-9.3	-35.8	0.1	-7.2	-1.6	-6.2	-0.9	-3.3	0.0	-50.9	-3.1	-1.2	-237.8	
Carbono - 2030	kl/año	-1.2	0.7	1.8	2.3	-6.6	18.4	0.4	0.5	9.8	0.0	1.1	1.4	5.8	3.5	9.9	0.0	4.8	0.0	1.6	0.3	0.0	0.0	15.1	1.0	0.8	71.4	
Transporte - 2030	kl/año	-0.3	0.0	0.1	3.1	1.9	-3.1	0.0	-0.6	0.0	-0.2	-3.9	-2.9	1.0	0.0	0.1	0.0	0.1	0.3	-0.4	0.4	-2.3	0.0	0.9	-1.1	-0.1	-11.0	
TOTAL - 2030	kl/año	-1.1	-1.2	-1.0	1.1	-1.9	-4.6	1.2	-0.6	0.2	0.0	-4.0	-0.7	-1.6	-1.7	-9.1	0.2	-0.4	0.2	0.1	0.1	-0.3	0.0	55.5	0.6	1.1	33.6	
TOTAL - 2020	kl/año	-4.0	-1.5	-2.1	-1.4	-22.3	-17.8	-0.4	-1.0	-2.7	0.0	-4.6	-1.3	-3.8	-5.3	-6.9	0.2	-2.9	-0.9	-1.9	0.6	-3.6	0.0	32.1	-1.1	-0.5	-60.1	
TOTAL - 2030	kl/año	-6.5	-1.5	-2.0	-0.1	-29.5	-27.4	-3.9	-1.5	-8.4	0.0	-3.4	-0.5	-6.3	-8.7	-24.9	0.1	-2.3	-1.3	-4.9	-0.2	-5.6	0.0	-34.9	-3.2	-0.6	-177.4	
Ahorro neto frente a bruto de emisiones directas y de ACV																												
Electricidad - 2030	% brutas	-94%	-104%	-206%	-33%	-80%	-141%	-46%	-180%	-100%	-145%	-6660%	-48%	-76%	-111%	-252%	40%	-119%	-118%	-190%	-67%	-94%	-117%	-117%	-99%	-121%	-118%	
Carbono - 2030	% brutas	-10%	26%	71%	17%	-11%	40%	11%	33%	32%	-8%	45%	-24%	18%	16%	40%	73%	54%	13%	20%	12%	0%	0%	n.a.	15%	39%	21%	
Transporte - 2030	% brutas	-17%	n.a.	n.a.	10%	29%	42%	-84%	n.a.	-35%	n.a.	n.a.	28%	-25%	-90%	42%	n.a.	14%	43%	-44%	42%	-63%	n.a.	4%	83%	-118%	-15%	
TOTAL - 2030	% brutas	-3%	-7%	-33%	7%	-4%	-12%	20%	-64%	1%	-47%	-375%	8%	-7%	-8%	-59%	66%	-6%	9%	3%	4%	-5%	5%	65%	1%	42%	10%	
TOTAL - 2020	% brutas	-27%	-39%	-57%	-7%	-31%	-28%	-6%	-52%	-6%	-38%	-312%	-5%	-29%	-48%	51%	-28%	-24%	-22%	13%	-36%	26%	28%	16%	1%	-12%		
TOTAL - 2030	% brutas	-34%	-32%	-44%	0%	-29%	-32%	-39%	-56%	-15%	-22%	-138%	-5%	-11%	-26%	-60%	42%	-15%	-30%	-39%	-5%	-44%	11%	-39%	-29%	-13%	-29%	
Contaminantes atmosféricos - Partículas en suspensión																												
Ahorro neto de emisiones directas y de ACV																												
Electricidad - 2030	kl/año	-0.3	-0.1	-0.1	-0.1	-1.0	-1.5	0.2	-0.1	-0.4	0.0	-0.2	-0.1	-0.1	-0.4	-1.7	0.0	-0.3	-0.1	-0.2	-0.1	-0.1	-0.1	0.0	-0.5	0.2	-0.1	-7.0
Carbono - 2030	kl/año	0.2	0.1	0.1	0.3	1.0	4.0	0.4	0.1	1.3	0.0	0.2	0.2	1.4	1.9	1.0	0.0	0.3	0.1	0.2	0.0	0.1	0.0	0.3	0.0	1.9	0.1	14.9
Transporte - 2030	kl/año	0.1	0.0	0.0	0.1	0.6	0.2	0.1	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.4	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0	2.6
TOTAL - 2030	kl/año	0.0	0.0	0.1	0.4	1.9	2.1	0.4	0.0	1.4	0.0	0.0	0.5	1.0	1.4	0.2	0.0	0.4	0.2	0.3	0.2	0.2	0.0	0.3	0.8	1.4	22.2	
TOTAL - 2020	kl/año	0.0	-0.1	0.0	0.1	0.5	1.7	0.5	0.0	1.5	0.0	0.2	0.2	1.6	1.4	0.0	0.0	0.1	0.1	0.3	0.2	0.0	0.0	0.6	0.6	0.2	18.7	
TOTAL - 2030	kl/año	0.0	0.0	0.0	0.3	0.6	2.7	0.6	0.0	1.2	0.0	0.1	0.1	1.7	1.6	-0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1.7	0.3	0.1	10.6	
Ahorro neto frente a bruto de emisiones directas y de ACV																												
Electricidad - 2030	% brutas	-159%	-142%	-69%	-28%	-84%	-82%	59%	-147%	-107%	-318%	-128%	-11%	-11%	-67%	-350%	73%	-171%	-123%	-97%	-92%	-80%	-10%	45%	-156%	-56%	68%	
Carbono - 2030	% brutas	27%	63%	90%	51%	33%	85%	88%	79%	76%	29%	86%	65%	69%	81%	70%	99%	75%	45%	46%	38%	46%	39%	77%	27%	56%	68%	
Transporte - 2030	% brutas	104%	n.a.	n.a.	81%	86%	85%	45%	n.a.	33%	n.a.	37%	38%	38%	54%	85%	n.a.	51%	87%	54%	86%	48%	n.a.	70%	61%	59%	58%	
TOTAL - 2030	% brutas	-2%	-66%	40%	40%	64%	65%	78%	18%	70%	14%	-5%	7%	61%	30%	22%	91%	67%	58%	76%	76%	45%	9%	89%	96%	72%	72%	
TOTAL - 2020	% brutas	-3%	-41%	9%	9%	14%	40%	74%	35%	55%	-7%	0%	39%	56%	54%	2%	86%	17%	31%	50%	59%	1%	71%	72%	72%	56%	50%	
TOTAL - 2030	% brutas	-3%	-6%	20%	25%	11%	40%	68%	23%	39%	1%	25%	20%	50%	53%	-30%	75%	1%	6%	4%	17%	15%	54%	21%	41%	24%	27%	
Ahorro de combustibles fósiles																												
Ahorro de combustibles fósiles en términos energéticos por combustible																												
Carbono - 2030	TWh/año	1.0	0.0	1.8	1.6	12.5	38.7	1.5	0.0	0.5	0.0	0.0	0.0	1.3	10.5	0.1	0.0	0.0	0.8	0.0	0.0	3.4	0.0	79.3	0.3	0.0	153.4	
WVH/año	TWh/año	0.0	0.0	0.0	4.2	0.0	1.6	3.1	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	0.6	4.0	0.3	0.0	0.0	33.2	3.9	0.0	51.6
Lignito - 2030	TWh/año	17.6	2.5	2.1	13.0	98.0	231.9	32.8	5.1	103.3	0.0	11.9	11.0	125.8	132.6	40.0	0.4	7.6	5.8	8.0	5.9	19.8	0.1	87.6	6.0	4.2	973.1	
Petróleo - 2030	TWh/año	77.4	20.0	26.3	96.9	403.0	170.0	5.1	8.7	138.5	0.3	10.0	25.5	119.7	66.5	200.3	0.0	67.2	15.8	45.8	18.6	40.8	0.0	229.9	41.2	15.9	1843.4	
Gas - 2030	TWh/año	29.8	9.2	16.8	40.5	167.4	181.1	11.0	6.5	63.0	0.0	9.7	13.9	48.6	75.6	99.7	0.3	35.4	8.2	19.8	7.5	22.5	0.1	221.8	18.7	6.7	1113.6	
Electricidad - 2030	TWh/año	59.5	13.3	13.4	70.7	307.3	244.6	18.3	7.6	130.5	0.3	12.2	20.2	141.6	124.0	131.6	0.1	38.3	12.0	34.5	13.9	28.1	0.1	185.1	28.7	13.0	1648.5	
Carbono - 2030	TWh/año	6.8	0.0	0.0	4.6	38.9	16.5	13.3	0.0	48.8	0.0	0.0	2.4	56.7	10.0	9.1	0.0	1.6	2.8	3.5	3.4	13.4	0.0	23.2	4.0	0.4	259.4	
TOTAL - 2030	TWh/año	37.0	7.3	6.4	65.1	483.3	375.6	34.4	4.0	86.2	0.1	68	22.7	73.3	256	73.9	0.4	27.5	10.2	15	11	22.2	0.1	231	6.7	68	133.3	
TOTAL - 2020	TWh/año	64.3	16.6	22.8	94.9	320.6	294.0	24.1	9.3	159.4	0.3	17.0	28.7	69.5	64.0	199.7	0.5	46.8	17.7	35.0	16.6	48.0	0.1	261.2	26.2	26	1971.9	
TOTAL - 2030	TWh/año	96.0	22.5	30.1	115.8	513.6	442.2	42.6	14.1	242.3	0.3	21.9	36.5	246.8	209.5	240.4	0.4	75.3	23.0	57.9	24.8	64.0	0.1	430.1	51.3	20.0	3021.5	
Ahorro de combustibles fósiles en términos económicos por sector																												
Electricidad - 2030	M€/año	501	158	267	625	2720	2622	137	108	1079	1	167	240	820	1172	1708	7	603	124	293	130	348	1	2473	115	16890	30810	
Carbono - 2030	M€/año	1056	237	235	1240	4476	4887	380	148	2430	5	252	376	2676	2576	2365	2	676	216	607	243	502	1	3392	497	235	8408	
Transporte - 2030	M€/año	141	0	0	96	811	344	278	0	1018	0	0	50	1181	208	189	0	33	59	73	70	280	0	484	84	8	5406	
TOTAL - 2030	M€/año	465	94	173	738	2277	708	60	49	166	2	185	257	405	533	935	6	248	133	185	137	283	1	3149	25	72	12879	
TOTAL - 2020	M€/año	994	256	327	1374	4950	4102	368	145	266	4	276	405	2611	2188	295	8	674	247	503	293	742	2	319	348	67	28969	
TOTAL - 2030	M€/año	1697	394	502	1961	9007	7953	796	257	4526	6	419	666	4677	3956	4262	9	1312	399	973	443	1129	3	6349	852	358	52906	

Prioridad a la reducción de CO

Resultados clave por país		Casos: Explotación del 100% del potencial de biomasa, mínimo coste intersectorial en términos de ahorro de CO ₂ , LCEP PRIMES																		Página 1 de 2								
	País:	Austria	Bélgica	Dinamarca	Finlandia	Francia	Alemania	Grecia	Irlanda	Italia	Luxemburgo	Países Bajos	Portugal	España	Suecia	Reino Unido	Chipre	República Checa	Eslovaquia	Hungría	Lituania	Malta	Polonia	Eslovaquia	Eslovenia	Unión Europea 25		
Energía producida																												
Electricidad - 2030	[Unidad]	8	5	6	16	68	106	7	3	28	0	5	8	31	29	56	0	10	3	11	3	9	0	113	8	2	536	
Calor - 2030	TWh/año	63	10	8	54	270	154	15	6	110	0	9	16	101	106	97	0	38	11	25	11	24	0	113	25	13	1278	
Transporte - 2030	TWh/año	6	0	1	3	36	16	12	0	51	0	0	2	57	6	9	0	2	3	4	3	12	0	22	2	0	245	
TOTAL-2000	TWh/año	8	4	7	31	92	71	6	2	44	0	8	10	62	45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	45	7	3	543
TOTAL-2020	TWh/año	46	9	11	51	236	175	7	5	123	0	11	6	16	88	103	0	29	12	22	12	35	0	137	8	9	1284	
TOTAL - 2030	TWh/año	78	16	15	75	373	276	34	9	189	0	14	27	189	141	161	0	49	16	39	17	45	0	248	35	15	2060	
Eficiencia de conversión																												
Electricidad - 2030	%	46%	41%	44%	53%	42%	40%	44%	40%	42%	38%	40%	49%	44%	52%	40%	43%	43%	43%	43%	46%	46%	38%	41%	45%	46%	42%	
Calor - 2030	%	84%	70%	62%	81%	81%	77%	72%	71%	79%	83%	65%	74%	79%	82%	69%	43%	80%	78%	79%	77%	75%	71%	73%	80%	83%	78%	
Transporte - 2030	%	58%	n.a.	61%	58%	59%	59%	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	61%	59%	59%	56%	n.a.	59%	57%	59%	57%	n.a.	n.a.	58%	59%	60%	58%	
TOTAL-2000	%	60%	39%	41%	60%	55%	43%	42%	38%	52%	46%	42%	47%	53%	66%	51%	38%	53%	51%	52%	70%	57%	47%	45%	56%	52%		
TOTAL-2020	%	70%	46%	50%	63%	64%	52%	53%	45%	64%	63%	47%	51%	62%	64%	58%	36%	61%	61%	63%	65%	60%	54%	46%	63%	55%		
TOTAL - 2030	%	75%	56%	54%	72%	67%	60%	55%	55%	65%	77%	63%	64%	72%	72%	55%	41%	68%	65%	62%	65%	62%	59%	53%	66%	75%	62%	
Cuota de consumo bruto correspondiente																												
Electricidad - 2000	%	0%	2%	6%	15%	6%	8%	4%	3%	6%	0%	0%	1%	5%	12%	4%	6%	2%	2%	6%	9%	3%	1%	20%	8%	7%	2.6%	
Electricidad - 2020	%	8%	5%	9%	20%	8%	12%	5%	7%	5%	0%	3%	12%	7%	17%	5%	3%	10%	24%	15%	20%	4%	1%	33%	12%	6%	10.2%	
Electricidad - 2030	%	9%	12%	16%	16%	9%	16%	7%	8%	7%	0%	3%	10%	8%	16%	9%	2%	11%	25%	18%	27%	44%	1%	44%	17%	9%	12.7%	
Calor - 2000	%	1%	4%	4%	9%	6%	1%	3%	1%	4%	1%	1%	4%	4%	8%	3%	1%	4%	13%	4%	23%	24%	5%	3%	6%	7%	4.3%	
Calor - 2020	%	24%	2%	7%	17%	8%	6%	7%	3%	10%	1%	2%	6%	15%	24%	6%	1%	2%	40%	12%	35%	62%	10%	12%	7%	29%	10.8%	
Calor - 2030	%	44%	5%	8%	29%	31%	11%	11%	8%	14%	2%	3%	11%	19%	47%	11%	1%	23%	59%	21%	45%	67%	10%	23%	38%	46%	18.4%	
Transporte - 2000	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0.0%		
Transporte - 2020	%	6%	0%	0%	0%	3%	2%	3%	0%	3%	0%	0%	0%	3%	3%	0%	0%	0%	2%	0%	18%	26%	0%	3%	3%	0%	2.6%	
Transporte - 2030	%	6%	0%	2%	9%	5%	2%	10%	0%	9%	0%	0%	0%	11%	6%	1%	3%	23%	6%	22%	45%	0%	1%	5%	2%	5.1%		
Coste adicional de generación (como cuota del coste de generación de referencia correspondiente)																												
Electricidad - 2030	% de ref.	-13%	3%	35%	91%	19%	3%	3%	3%	-18%	-39%	6%	-6%	-5%	34%	51%	-77%	17%	23%	14%	80%	-70%	-4%	130%	37%	20%		
Electricidad - media	% de ref.	29%	28%	11%	42%	66%	25%	20%	20%	3%	-26%	29%	15%	14%	41%	49%	-64%	32%	41%	22%	53%	58%	-41%	10%	87%	19%	28%	
Calor - 2030	% de ref.	36%	20%	10%	17%	24%	26%	8%	17%	1%	-38%	-10%	6%	-13%	31%	22%	7%	13%	25%	-9%	3%	12%	-4%	-10%	17%	23%	13%	
Calor - media	% de ref.	67%	10%	29%	22%	53%	37%	22%	14%	21%	-12%	19%	21%	5%	61%	51%	20%	24%	53%	9%	42%	38%	25%	5%	48%	33%	40%	
Transporte - 2030	% de ref.	60%	n.a.	63%	58%	49%	35%	19%	n.a.	21%	n.a.	n.a.	25%	24%	116%	38%	n.a.	12%	13%	6%	15%	26%	n.a.	6%	77%	170%	30%	
Transporte - media	% de ref.	88%	n.a.	7%	72%	85%	66%	39%	n.a.	64%	n.a.	n.a.	31%	53%	109%	69%	n.a.	34%	45%	30%	45%	49%	n.a.	28%	62%	106%	41%	
TOTAL-2000	% de ref.	46%	25%	1%	26%	50%	24%	5%	1%	1%	3%	24%	4%	17%	46%	70%	n.a.	32%	42%	7%	54%	34%	3%	16%	30%	23%	33%	
TOTAL-2020	% de ref.	65%	21%	35%	29%	69%	47%	25%	21%	40%	-17%	30%	4%	23%	61%	55%	-48%	37%	60%	23%	64%	64%	4%	4%	96%	47%	44%	
TOTAL - 2030	% de ref.	39%	7%	11%	23%	36%	23%	3%	12%	3%	-38%	-2%	4%	-2%	36%	-62%	14%	23%	0%	20%	28%	-34%	-5%	39%	28%	18%		
TOTAL - average	% de ref.	56%	26%	19%	31%	54%	31%	27%	19%	19%	-12%	24%	18%	14%	53%	53%	-46%	29%	45%	15%	45%	40%	-5%	9%	51%	31%	35%	
Emisiones GEI- CO₂-eq.																												
Ahorro neto de emisiones directas y de ACV																												
Electricidad - 2030	Mt/año	2.6	1.4	1.7	6.3	23.3	36.6	3.5	0.9	9.5	0.0	1.1	2.3	10.9	10.3	12.2	0.1	2.8	1.0	4.3	1.2	3.3	0.0	54.2	4.2	0.5	194.0	
Calor - 2030	Mt/año	18.6	2.8	2.1	15.4	76.5	51.1	4.8	1.8	31.5	0.1	3.0	4.7	29.7	35.8	25.7	0.0	10.6	2.9	6.7	2.8	6.6	0.0	31.6	6.9	4.0	375.5	
Transporte - 2030	Mt/año	1.7	0.0	0.4	1.4	9.1	3.9	2.8	0.0	9.4	0.0	0.0	0.5	11.7	1.9	2.2	0.0	0.4	0.7	1.1	0.8	3.4	0.0	5.6	0.7	0.2	57.8	
TOTAL-2000	Mt/año	7.0	0.8	2.6	21.2	32.6	40.7	2.9	0.5	16.4	0.0	2.0	4.3	44.6	22.2	16.2	0.1	5.3	2.0	2.8	1.8	3.5	0.0	32.5	3.1	1.4	224.2	
TOTAL-2020	Mt/año	16.0	2.7	3.2	17.2	71.3	63.1	5.6	1.6	35.6	0.1	2.9	5.7	35.5	34.5	26.5	0.1	8.9	3.7	7.5	3.5	9.9	0.0	65.3	6.1	3.1	428.4	
TOTAL - 2030	Mt/año	22.9	4.2	4.1	23.0	109.9	91.6	11.1	2.7	50.4	0.1	4.1	7.5	52.2	48.0	40.0	0.1	13.8	4.5	12.1	4.8	13.2	0.0	91.4	11.7	4.7	627.4	
Ahorro neto frente a bruto de emisiones directas y de ACV																												
Electricidad - 2030	% brutas	76%	67%	69%	83%	77%	73%	77%	67%	81%	74%	59%	70%	81%	83%	58%	92%	71%	77%	82%	81%	80%	91%	79%	86%	77%	78%	
Heat - 2030	% brutas	96%	97%	96%	97%	97%	96%	98%	98%	96%	97%	98%	97%	95%	97%	96%	99%	96%	94%	94%	95%	94%	97%	94%	95%	96%	96%	
Transport - 2030	% brutas	94%	n.a.	117%	88%	83%	79%	75%	n.a.	58%	n.a.	n.a.	72%	65%	104%	79%	n.a.	78%	79%	95%	79%	90%	n.a.	80%	114%	131%	74%	
TOTAL-2000	% brutas	90%	66%	89%	90%	90%	91%	86%	76%	89%	97%	75%	87%	88%	94%	84%	92%	90%	86%	87%	95%	87%	96%	93%	92%	90%		
TOTAL-2020	% brutas	91%	84%	85%	91%	88%	83%	82%	83%	88%	96%	79%	85%	88%	93%	87%	92%	89%	87%	89%	90%	86%	95%	87%	91%	93%	81%	
TOTAL - 2030	% brutas	95%	84%	85%	92%	91%	85%	83%	85%	83%	95%	83%	85%	83%	94%	79%	92%	89%	87%	89%	88%	89%	94%	83%	93%	95%	87%	
Contaminantes atmosféricos - SO₂																												
Ahorro neto de emisiones directas y de ACV																												
Electricidad - 2030	Mt/año	-0.9	-0.8	-0.5	-0.1	-5.0	-2.2	1.4	-0.4	-2.6	0.0	-0.2	-0.5	2.3	0.1	-7.2	0.1	-1.0	-0.1	-0.3	-0.2	-0.5	0.0	9.1	0.2	-0.2	-9.8	
Calor - 2030	Mt/año	-4.2	-0.6	0.1	0.5	-26.7	-9.5	1.4	0.0	-15.7	0.0	0.4	0.9	-13.0	41.2	-14.2	0.0	-4.4	-0.4	-5.8	-1.3	-3.0	0.0	-31.6	-4.3	0.9	-89.1	
Transporte - 2030	Mt/año	0.7	0.0	0.2	0.5	3.1	1.3	0.6	0.0	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	0.7	0.0	0.1	0.2	0.3	0.1	0.0	0.0	2.0	0.2	0.1	12.7	
TOTAL-2000	Mt/año	0.2	-0.4	0.6	4.3	1.8	6.0	6.6	0.1	16.5	0.0	1.5	7.0	8.0	10	2.2	0.2	1.1	1.8	3.2	0.2	0.0	0.0	41.6	4.6	5.7	245.2	
TOTAL-2020	Mt/año	-1.3	-1.0	-0.3	1.7	-8.9	0.5	5.0	-0.1	-2.5	0.0	1.3	1.5	1.0	27.9	-7.0	0.2	-2.9	0.0	-0.5	-0.2	-2.6	0.1	10.6	1.4	1.4	119.2	
TOTAL - 2030	Mt/año	-4.3	-1.4	-0.2	0.9	-28.6	-10.4	3.3	-0.4	-17.5	0.0	0.3	0.3	-10.7	41.9	-20.7	0.1	-5.3	-0.4	-5.8	-1.2	-2.4	0.1	-20.5	-3.9	0.8	-8	

Resultados clave por país		Explotación del 100% del potencial de biomasa, mínimo coste intersectorial en términos de ahorro de CO ₂ , LCEP PRIMES																											Página 2 de 2	
Caso:	País:	Austria	Belgium	Dinamarca	Finlandia	Francia	Alemania	Grecia	Irlanda	Italia	Luxemburgo	Países Bajos	Portugal	España	Suecia	Reino Unido	Chipre	República Checa	Eslovenia	Hungría	Letonia	Lituania	Malta	Polonia	Eslovaquia	Eslovenia	Unión Europea	Unión 25		
Contaminantes atmosféricos - SO₂																														
Ahorro neto frente a bruto de emisiones directas y de ACV																														
Electricidad - 2030	% brutas	-275%	-469%	-108%	-15%	-146%	-26%	68%	-525%	-520%	-433%	-22%	-280%	43%	-763%	76%	-367%	-49%	-33%	-73%	-83%	72%	31%	14%	-652%	-17%				
Calor - 2030	% brutas	-83%	-130%	10%	7%	-235%	-43%	17%	-5%	-73%	-488%	32%	22%	-47%	75%	-353%	92%	-126%	-31%	-307%	-188%	80%	-307%	-383%	32%	-48%				
Transporte - 2030	% brutas	95%	n.a.	109%	73%	64%	59%	34%	n.a.	11%	n.a.	n.a.	-8%	0%	82%	59%	n.a.	49%	59%	71%	59%	n.a.	65%	98%	125%	38%				
TOTAL-2010	% brutas	5%	-21%	36%	25%	49%	69%	25%	67%	-1%	56%	83%	41%	62%	62%	85%	28%	69%	18%	59%	18%	7%	91%	82%	93%	75%				
TOTAL-2020	% brutas	-24%	-230%	-23%	25%	-48%	2%	52%	-10%	-38%	45%	37%	3%	76%	-87%	81%	-93%	-2%	-10%	-8%	-52%	86%	72%	32%	50%	34%				
TOTAL - 2030	% brutas	-70%	-22.1%	-17%	9%	-146%	-32%	28%	-69%	-61%	-542%	12%	7%	-26%	72%	-335%	78%	-133%	-17%	-169%	-88%	-44%	77%	-48%	-153%	26%	-30%			
Contaminantes atmosféricos - NO_x																														
Ahorro neto de emisiones directas y de ACV																														
Electricidad - 2030	kWh/año	-2.7	-1.9	-3.2	-2.3	-16.8	-35.5	-1.1	-1.5	-5.2	0.0	-4.2	-1.5	-3.5	-9.5	-29.9	0.1	-3.9	-1.3	-4.4	-0.9	-3.2	0.0	-43.6	-2.9	-0.6	-179.5			
Calor - 2030	kWh/año	-3.0	-0.3	0.5	0.3	-16.5	0.5	0.0	-0.2	1.3	0.0	0.4	0.4	-0.1	-0.4	0.1	0.0	0.8	-0.3	-0.5	0.0	-0.9	0.0	-1.7	-0.6	0.0	-20.1			
Transporte - 2030	kWh/año	-0.2	0.0	-0.5	-0.3	3.2	1.9	-2.6	0.0	-7.8	0.0	-0.2	-0.2	-8.4	-1.5	1.0	0.0	0.1	0.3	-0.5	0.4	-1.7	0.0	0.7	-0.4	-0.1	-16.7			
TOTAL-2010	kWh/año	-18	-14	-14	-2.5	-6.9	-2.3	10	-0.6	0.0	-4.4	-0.4	-3.2	-6.3	-3.2	-10.0	0.2	-1.0	-0.3	-0.4	-0.9	0.0	73.9	0.8	0.7	33.0				
TOTAL-2020	kWh/año	-4.2	-19	-2.7	-4.8	-24.3	-17.0	-0.5	-13	-6.1	0.0	-4.6	-2.4	-3.0	-9.9	-2.1	0.2	-2.7	-1.0	-1.6	-0.2	-4.4	0.0	39.6	-12	-0.7	-66.9			
TOTAL - 2030	kWh/año	-5.9	-2.2	-3.1	-2.3	-30.1	-33.1	-3.7	-1.7	-11.7	0.0	-3.8	-1.3	-12.0	-11.4	-28.8	0.1	-3.0	-1.3	-5.5	-0.6	-5.8	0.0	-44.6	-4.0	-0.7	-216.3			
Ahorro neto frente a bruto de emisiones directas y de ACV																														
Electricidad - 2030	% brutas	-90%	-93%	-194%	-33%	-58%	-97%	-33%	-142%	-47%	-174%	-287%	-43%	-26%	-129%	-213%	39%	-114%	-128%	-118%	-62%	-89%	34%	-94%	-95%	-103%	-92%			
Calor - 2030	% brutas	-21%	-13%	33%	2%	-30%	2%	0%	-16%	5%	-12%	22%	10%	0%	-2%	1%	68%	9%	-14%	-8%	-1%	-17%	-40%	-7%	-10%	1%	-7%			
Transporte - 2030	% brutas	-13%	n.a.	-219%	-24%	33%	42%	7%	n.a.	-51%	n.a.	n.a.	-25%	-52%	42%	42%	n.a.	16%	43%	-51%	43%	-52%	n.a.	11%	-73%	-95%	-24%			
TOTAL-2010	% brutas	-24%	-90%	-53%	-8%	-8%	-6%	8%	-92%	0%	-8%	-632%	-5%	-8%	-33%	-70%	64%	-20%	5%	-9%	-2%	5%	74%	20%	32%	10%				
TOTAL-2020	% brutas	-31%	-55%	-93%	-29%	-36%	-23%	-6%	-81%	-5%	-25%	-396%	-32%	-7%	-37%	-46%	50%	-32%	-29%	-20%	-6%	-46%	26%	-20%	-27%	-14%				
TOTAL - 2030	% brutas	-31%	-54%	-90%	-11%	-32%	-45%	-37%	-74%	-22%	-28%	-204%	-16%	-22%	-36%	-81%	40%	-22%	-32%	-50%	-12%	-48%	11%	-56%	-40%	-17%	-38%			
Contaminantes atmosféricos - Partículas en suspensión																														
Ahorro neto de emisiones directas y de ACV																														
Electricidad - 2030	kWh/año	-0.2	-0.1	-0.1	-0.1	-0.6	-1.1	0.2	0.0	-0.2	0.0	-0.1	-0.1	0.1	-0.3	-1.5	0.0	-0.2	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	0.0	-0.8	0.2	0.0	-5.3			
Calor - 2030	kWh/año	0.2	0.0	0.1	0.3	0.6	2.5	0.3	0.1	0.8	0.0	0.2	0.1	0.9	1.7	0.5	0.0	0.2	0.0	0.1	0.0	0.1	0.0	0.9	0.0	0.1	9.6			
Transporte - 2030	kWh/año	0.1	0.0	0.0	0.1	0.5	0.2	0.0	0.0	-0.3	0.0	0.0	0.0	-0.5	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.3	0.0	0.0	0.9			
TOTAL-2010	kWh/año	0.0	0.0	0.1	0.3	1.5	2.4	0.4	0.0	1.4	0.0	0.0	0.4	0.9	0.5	0.3	0.0	0.3	0.2	0.2	0.1	0.1	0.0	1.7	0.8	1.1	23.6			
TOTAL-2020	kWh/año	0.1	-0.1	0.0	0.0	0.5	1.7	0.5	0.0	0.8	0.0	0.1	1.3	1.2	0.3	0.0	0.1	0.1	0.2	0.2	0.0	0.0	0.4	0.6	0.1	18.2				
TOTAL - 2030	kWh/año	0.1	0.0	0.0	0.2	0.5	1.7	0.5	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.5	1.4	-0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.4	0.2	0.1	5.2			
Ahorro neto frente a bruto de emisiones directas y de ACV																														
Electricidad - 2030	% brutas	-178%	-131%	-75%	-31%	-68%	-52%	56%	-119%	-53%	-335%	-516%	-114%	11%	-73%	-307%	72%	-154%	-131%	-55%	-79%	-84%	62%	-15%	46%	-173%	-42%			
Calor - 2030	% brutas	22%	34%	67%	45%	19%	76%	86%	55%	53%	19%	83%	55%	61%	74%	51%	98%	43%	33%	24%	29%	36%	39%	58%	-4%	46%	53%			
Transporte - 2030	% brutas	96%	n.a.	71%	80%	86%	85%	7%	n.a.	-31%	n.a.	-30%	59%	-52%	59%	85%	n.a.	53%	87%	57%	66%	56%	n.a.	72%	62%	65%	21%			
TOTAL-2010	% brutas	10%	-104%	31%	40%	55%	70%	76%	-1%	69%	56%	-39%	70%	57%	38%	40%	91%	62%	58%	67%	65%	43%	83%	93%	91%	95%	74%			
TOTAL-2020	% brutas	7%	-76%	-10%	5%	16%	43%	72%	-6%	37%	15%	-10%	25%	5%	51%	25%	85%	23%	28%	47%	57%	7%	71%	72%	71%	46%	50%			
TOTAL - 2030	% brutas	6%	-28%	0%	23%	10%	31%	56%	4%	11%	-7%	10%	3%	15%	50%	-49%	74%	7%	8%	-3%	12%	10%	54%	5%	31%	29%	15%			
Ahorro de combustibles fósiles																														
Ahorro de combustibles fósiles en términos energéticos por combustible																														
Carbón - 2030	TWh/año	0.7	0.0	1.6	1.5	11.1	42.1	1.8	0.0	0.4	0.0	0.0	0.0	1.6	9.1	0.1	0.0	0.1	0.6	0.0	0.0	3.5	0.0	84.9	0.3	0.0	159.4			
Lignito - 2030	TWh/año	0.0	0.0	0.0	3.9	0.0	1.7	3.8	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.4	4.6	0.3	0.0	0.0	35.4	3.8	0.0	54.5			
Petróleo - 2030	TWh/año	21.6	2.3	2.6	18.7	94.3	167.8	29.5	3.4	93.9	0.0	9.3	9.9	113.1	123.7	31.5	0.4	7.7	5.6	7.1	5.7	18.9	0.1	62.5	3.8	5.3	839.0			
Gas - 2030	TWh/año	67.1	17.1	20.1	81.0	359.5	172.3	6.3	8.3	125.8	0.3	9.4	22.9	113.7	61.4	175.3	0.0	54.3	14.0	40.6	17.1	38.4	0.0	193.7	39.3	12.2	1650.2			
Ahorro de combustibles fósiles en términos energéticos por sector																														
Electricidad - 2030	TWh/año	16.8	9.2	14.9	37.5	147.8	197.0	13.2	6.1	50.8	0.0	9.6	14.2	60.4	66.1	98.5	0.3	20.2	6.1	23.1	8.0	22.6	0.1	236.5	18.3	3.9	1081.3			
Calor - 2030	TWh/año	66.7	10.2	8.3	62.4	280.4	170.6	15.9	5.8	116.0	0.3	9.2	16.2	108.1	121.9	99.3	0.0	40.4	11.7	25.6	11.9	25.7	0.1	116.8	26.9	13.2	1363.6			
Transporte - 2030	TWh/año	5.9	0.0	1.1	5.3	36.7	16.4	12.2	0.0	53.3	0.0	0.0	2.4	60.0	6.2	9.2	0.0	1.7	2.8	3.7	3.3	12.5	0.0	23.2	1.9	0.4	256.2			
TOTAL-2010	TWh/año	32.9	6.0	7.6	53.4	87.9	61.9	11.9	3.1	78.5	0.1	18	17.1	69.8	12.0	68.8	0.3	24.1	8.4	13.2	9.2	13.2	0.4	120.4	5.4	10.0	610.6			
TOTAL-2020	TWh/año	58.8	13.7	8.0	80.6	300.7	261.8	22.3	7.3	146.5	0.3	14.8	24.4	146.9	140.9	127.7	0.4	40.3	16.2	31.7	18.8	46.4	0.1	234.8	23.7	10.9	1786.1			
TOTAL - 2030	TWh/año	89.4	19.4	24.3	105.1	484.9	383.9	41.3	11.9	220.1	0.3	18.8	32.8	228.4	194.3	207.0	0.4	62.3	20.6	52.4	23.2	60.8	0.1	376.6	47.2	17.5	2703.1			
Ahorro de combustibles fósiles en términos económicos por sector																														
Electricidad - 2030	M€/año	283	158	237	578	2403	2853	166	101	870	1	165	244	1020	1025	1688	7	343	92	341	139	349	1	2637	267	67	16036			
Calor - 2030	M€/año	1187	183	146	1117	5010	3481	3311	111	2131	5	190	304	2042	2592	1780	1	712	211	449	207	461	1	2126	467	244	25431			

Prioridad a la reducción de la contaminación atmosférica

Resultados clave por país	Exploitation 100% del potencial de biomasa, coste intersectorial en términos de energía primaria, LCEP PRIMES																								Página 1 de 2		
	Casos:	País:																						Eslovenia	Unión Europea 25		
Unidad	Austria	Bélgica	Dinamarca	Finlandia	Francia	Alemania	Grecia	Irlanda	Italia	Luxemburgo	Países Bajos	Portugal	España	Suecia	Reino Unido	Chipre	República Checa	Estonia	Hungría	Letonia	Lituania	Malta	Polonia	Eslovaquia	Unión Europea 25		
Energía producida																											
Electricidad - 2030	17	7	4	21	101	148	7	3	51	0	5	8	38	29	77	0	15	5	14	4	10	0	145	13	3	724	
Calor - 2030	28	8	6	44	172	85	13	6	67	0	1	16	91	110	60	0	28	8	18	8	22	0	57	17	10	883	
Transporte - 2030	18	0	4	5	43	16	13	0	47	0	1	2	52	2	10	0	2	3	5	3	10	0	22	1	0	260	
TOTAL - 2030	21	4	6	27	68	68	6	2	41	0	8	9	41	86	40	0	10	4	6	4	10	0	42	6	3	494	
Electricidad - 2020	44	0	0	48	202	64	6	5	97	0	0	7	107	88	97	0	25	10	21	0	27	0	20	14	13	1140	
TOTAL - 2030	63	15	14	70	315	249	33	9	164	0	14	27	181	142	147	0	44	16	37	15	43	0	224	31	17	1867	
Eficiencia de conversión																											
Electricidad - 2030	49%	42%	40%	55%	49%	42%	44%	39%	43%	37%	37%	48%	45%	51%	41%	39%	44%	46%	44%	53%	53%	38%	43%	49%	50%	44%	
Calor - 2030	80%	64%	63%	78%	76%	75%	69%	71%	72%	82%	70%	74%	75%	82%	68%	43%	79%	77%	76%	78%	78%	71%	58%	57%	73%	78%	74%
Transporte - 2030	57%	n.a.	49%	54%	58%	57%	59%	n.a.	58%	n.a.	48%	60%	57%	55%	55%	n.a.	56%	57%	57%	58%	58%	n.a.	60%	57%	n.a.	57%	57%
TOTAL - 2030	67%	36%	37%	52%	48%	41%	39%	44%	41%	44%	44%	50%	48%	50%	48%	41%	44%	44%	41%	49%	47%	58%	47%	42%	47%	47%	
Electricidad - 2020	65%	49%	49%	60%	58%	50%	50%	48%	50%	81%	53%	51%	57%	65%	52%	37%	54%	55%	54%	60%	64%	54%	64%	52%	57%	54%	
TOTAL - 2030	62%	51%	51%	67%	62%	50%	58%	55%	57%	77%	53%	63%	61%	73%	50%	40%	61%	60%	58%	65%	65%	59%	47%	60%	69%	57%	
Cuota de consumo bruto correspondiente																											
Electricidad - 2010	7%	2%	9%	17%	9%	9%	4%	5%	8%	0%	2%	10%	6%	9%	4%	2%	11%	22%	9%	28%	30%	1%	21%	10%	10%	8,6%	
Electricidad - 2020	1%	5%	8%	8%	11%	11%	6%	7%	11%	1%	0%	2%	8%	8%	7%	3%	2%	3%	14%	30%	36%	1%	41%	8%	19%	12,2%	
Electricidad - 2030	19%	6%	8%	22%	14%	23%	8%	8%	12%	0%	3%	10%	10%	16%	13%	2%	16%	46%	22%	31%	51%	1%	56%	26%	18%	17,1%	
Calor - 2010	11%	1%	3%	6%	3%	1%	2%	1%	2%	1%	2%	3%	5%	5%	2%	1%	1%	11%	9%	9%	9%	5%	1%	4%	3%	2,7%	
Calor - 2020	7%	2%	6%	13%	12%	4%	6%	4%	3%	1%	2%	6%	10%	25%	5%	7%	7%	22%	7%	21%	42%	10%	5%	7%	4%	7,1%	
Calor - 2030	20%	3%	6%	23%	19%	6%	9%	8%	9%	2%	3%	11%	17%	48%	7%	1%	17%	45%	16%	33%	62%	10%	27%	27%	36%	12,7%	
Transporte - 2010	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	6%	0%	0%	0%	0%	0%	0,2%	
Transporte - 2020	10%	0%	2%	8%	4%	2%	3%	0%	5%	0%	0%	0%	5%	3%	3%	0%	4%	23%	8%	17%	28%	0%	0%	3%	1%	3,4%	
Transporte - 2030	19%	0%	7%	10%	6%	2%	11%	0%	9%	0%	0%	2%	10%	10%	3%	0%	3%	28%	8%	25%	40%	0%	0%	2%	0%	5,4%	
Coste adicional de generación (como cuota de referencía correspondiente)																											
Electricidad - 2030	104%	18%	13%	102%	133%	42%	4%	3%	42%	-38%	14%	-3%	28%	57%	76%	-75%	46%	53%	33%	80%	89%	-70%	2%	187%	154%	46%	
Calor - 2030	48%	43%	8%	86%	117%	44%	29%	35%	49%	-25%	16%	18%	25%	69%	71%	-56%	62%	61%	34%	84%	79%	-41%	16%	137%	118%	54%	
Transporte - 2030	32%	19%	18%	11%	37%	23%	-7%	24%	-7%	-38%	-10%	5%	-10%	32%	21%	7%	11%	34%	-11%	3%	16%	-4%	-1%	14%	17%	17%	
TOTAL - 2030	75%	17%	39%	18%	47%	34%	24%	34%	18%	-12%	52%	9%	22%	53%	37%	4%	15%	44%	6%	27%	61%	25%	27%	27%	16%	41%	
Transporte - media	116%	n.a.	71%	57%	51%	34%	19%	n.a.	18%	n.a.	75%	24%	20%	60%	42%	n.a.	12%	13%	7%	17%	23%	n.a.	4%	65%	n.a.	33%	
TOTAL - 2010	140%	n.a.	111%	91%	112%	85%	39%	n.a.	59%	n.a.	89%	62%	88%	86%	67%	n.a.	46%	45%	44%	76%	58%	n.a.	19%	57%	n.a.	79%	
TOTAL - 2020	81%	25%	-7%	47%	92%	34%	50%	49%	29%	6%	61%	8%	44%	58%	82%	-48%	57%	45%	27%	53%	7%	3%	17%	32%	18%	51%	
TOTAL - 2030	82%	44%	45%	58%	66%	32%	39%	32%	32%	-8%	32%	8%	44%	68%	82%	-40%	57%	74%	38%	71%	82%	-9%	22%	68%	63%	63%	
TOTAL - media	71%	18%	23%	36%	66%	37%	6%	15%	18%	-38%	4%	4%	7%	38%	56%	-60%	25%	38%	11%	25%	35%	-34%	2%	71%	43%	32%	
Emisiones de GEI - CO ₂	81%	39%	33%	50%	88%	46%	31%	43%	36%	-12%	47%	16%	30%	57%	64%	-46%	49%	55%	27%	55%	60%	-5%	15%	83%	59%	57%	
Ahorro neto de emisiones directa y de ACV																											
Electricidad - 2030	6,1	1,9	1,1	8,6	36,1	52,0	3,6	0,9	17,0	0,0	0,9	2,3	12,9	10,6	17,1	0,1	4,4	1,9	5,3	1,5	4,0	0,0	68,9	6,4	1,1	264,9	
Calor - 2030	8,4	2,0	1,6	13,3	48,0	27,3	4,0	1,9	19,7	0,1	3,0	4,7	27,0	37,5	15,4	0,0	7,9	2,2	5,0	2,1	6,1	0,0	15,5	4,8	3,2	260,5	
Transporte - 2030	7,3	0,0	1,2	1,2	12,1	4,0	2,9	0,0	6,6	0,0	0,2	0,6	7,2	0,6	2,7	0,0	0,5	0,7	1,6	0,9	2,9	0,0	5,7	0,3	0,0	58,2	
TOTAL - 2030	21,7	3,8	4,0	23,3	96,2	83,3	10,5	2,8	43,3	0,1	4,1	7,5	47,1	48,7	35,2	0,1	12,8	4,6	12,0	4,4	12,9	0,0	90,1	11,5	4,3	584,5	
Ahorro neto de emisiones directas y de ACV																											
Electricidad - 2030	83%	68%	68%	84%	81%	75%	78%	67%	81%	74%	50%	70%	80%	84%	59%	91%	75%	82%	82%	87%	84%	91%	76%	86%	78%	77%	
Calor - 2030	96%	97%	98%	98%	98%	97%	98%	97%	97%	97%	98%	97%	96%	97%	96%	98%	96%	95%	95%	96%	94%	97%	97%	96%	96%	97%	97%
Transporte - 2030	131%	n.a.	100%	84%	89%	79%	71%	n.a.	44%	100%	79%	43%	84%	83%	83%	n.a.	86%	79%	104%	80%	87%	n.a.	80%	95%	n.a.	77%	
TOTAL - 2030	92%	86%	89%	92%	87%	82%	86%	84%	87%	97%	81%	86%	85%	93%	73%	92%	92%	86%	88%	90%	86%	92%	92%	91%	89%	89%	
TOTAL - 2020	95%	84%	87%	91%	86%	87%	78%	82%	79%	96%	81%	85%	84%	89%	79%	91%	86%	87%	88%	89%	88%	93%	85%	87%	86%	86%	
TOTAL - 2030	100%	80%	88%	91%	90%	81%	81%	85%	77%	95%	82%	85%	77%	94%	73%	92%	87%	87%	90%	89%	89%	94%	81%	90%	91%	84%	
Contaminantes atmosféricos - SO₂																											
Electricidad - 2030	-1,2	-0,8	-0,5	-0,1	-3,6	0,5	1,4	-0,4	-3,7	0,0	0,0	-0,6	2,8	0,3	-6,0	0,1	-1,1	0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	6,6	0,5	-0,3	-3,8	
Calor - 2030	-1,1	-0,4	0,0	7,2	-13,7	-4,5	2,0	0,0	-1,5	0,0	0,4	1,0	-1,8	43,4	-8,2	0,0	-2,9	-0,1	-3,9	-1,1	-2,0	0,0	-6,3	-2,8	1,3	5,0	
Transporte - 2030	5,9	0,0	0,6	0,3	1,3	1,1	0,0	2,7	0,0	0,1	0,0	3,2	0,2	0,9	0,0	0,0	0,2	0,2	0,6	0,3	1,0	0,0	1,9	0,1	0,0	24,3	
TOTAL - 2030	19	-0,4	0,6	4,9	16,6	8,4	6,9	0,4	26,6	0,0	16	7,3	44,5	110	3,5	0,2	4,1	2,0	5,9	19	14	0,0	34,5	5,0	8,3	303,1	
TOTAL - 2020	2,1	-1,0	-0,2	6,7	-3,0	5,8	6,7	0,0	16,6	0,0	10	2,4	41	28,4	-4,2	0,2	-1,4	0,9	1,8	0,7	0,3	0,1	49,3	4,2	1,3	232,9	
TOTAL - 2030	3,6	-1,2	0,1	7,5	-13,5	-2,6	4,5	-0,4	2,5	0,0	0,4	0,5	4,3	43,9	-13,3	0,1	-3,8	0,2	-3,5	-0,9	-1,1	0,1	4,3	-2,2	1,0	25,5	

Resultados clave por país		Explotación del 100% del potencial de biomasa mínimo coste intersectorial en términos de energía primaria, LCEP PRIMES																										
		País:																										
		Austria	Belgium	Dinamarca	Finlandia	Francia	Alemania	Grecia	Irlanda	Italia	Luxemburgo	Países Bajos	Portugal	España	Suecia	Reino Unido	Chipre	República Checa	Eslovenia	Hungría	Letonia	Lituania	Malta	Polonia	Eslovaquia	Eslovenia	Unión Europea 25	
Contaminantes atmosféricos - SO₂																												
Ahorro neto de emisiones directas y de ACV																												
Electricidad - 2030	% brutas	-164%	-358%	-162%	-6%	-72%	5%	68%	-541%	-398%	-44%	-289%	44%	14%	-460%	75%	-265%	13%	-10%	-256%	-3%	-6%	72%	23%	29%	-450%	-5%	
Color - 2030	% brutas	-47%	-154%	-1%	59%	-216%	-39%	30%	-4%	-9%	27%	26%	-7%	75%	-321%	92%	-107%	-10%	-10%	-256%	-68%	-68%	80%	-123%	-360%	52%	3%	
Transporte - 2030	% brutas	257%	n.a.	100%	42%	65%	59%	62%	n.a.	42%	100%	11%	45%	60%	61%	n.a.	63%	59%	89%	54%	67%	n.a.	61%	70%	n.a.	68%	6%	
TOTAL-2010	% brutas	37%	-223%	36%	79%	88%	69%	88%	-1%	58%	-1%	58%	75%	48%	85%	84%	84%	75%	87%	81%	87%	91%	96%	88%	97%	86%		
TOTAL-2020	% brutas	33%	-228%	14%	66%	-18%	70%	-2%	65%	-374%	42%	59%	48%	78%	-5%	81%	-5%	49%	4%	33%	8%	86%	87%	78%	84%	63%		
TOTAL-2030	% brutas	67%	-243%	8%	52%	-78%	-10%	43%	-63%	-10%	19%	11%	11%	73%	-253%	77%	-113%	9%	-99%	-69%	-21%	77%	9%	-80%	38%	9%		
Contaminantes atmosféricos - NO_x																												
Ahorro neto de emisiones directas y de ACV																												
Electricidad - 2030	kt/year	-1.1	-1.9	-2.2	-0.5	-10.9	-30.5	-1.1	-1.5	-15.9	0.0	-3.8	-1.9	-9.2	-7.9	-26.4	0.1	-4.0	-1.0	-3.5	0.1	-0.2	0.0	-55.7	-3.3	-1.1	-183.4	
Color - 2030	kt/year	-0.2	0.3	0.3	-0.4	0.3	0.9	0.0	4.4	0.0	0.3	0.4	0.3	3.2	0.4	0.8	0.0	1.1	-0.1	0.4	0.1	-0.6	0.0	5.4	0.6	0.3	18.0	
Transporte - 2030	kt/year	-1.5	0.0	0.9	0.4	1.1	1.9	-3.0	0.0	-4.3	0.0	0.1	0.0	-3.6	0.2	0.8	0.0	-0.1	0.3	-1.1	0.4	-1.0	0.0	1.0	-0.1	0.0	-7.7	
TOTAL-2010	kt/year	-2.0	-1.4	-1.3	2.1	4.4	1.1	-0.3	-0.2	0.0	-3.4	-0.1	-1.7	0.0	0.0	0.3	0.3	0.3	0.5	0.6	0.2	0.0	80.6	0.8	12	76.2		
TOTAL-2020	kt/year	-3.2	-1.5	-2.0	-0.1	-6.0	-0.5	-1.1	-8.8	0.0	-3.5	-2.0	-0.9	-1.2	-9.6	0.2	-2.0	-0.2	-0.8	0.7	-0.1	0.0	46.9	-0.7	-0.2	-7.4		
TOTAL-2030	kt/year	-2.7	-1.7	-1.0	-0.5	-9.4	-27.7	-4.1	-1.5	-15.8	0.0	-3.4	-1.6	-9.7	-7.4	-24.8	0.1	-2.9	-0.8	-4.2	0.6	-1.8	0.0	-49.4	-2.8	0.0	-173.2	
Ahorro neto de emisiones directas y de ACV																												
Electricidad - 2030	% brutas	-16%	-73%	-196%	-5%	-26%	-60%	-33%	-146%	-81%	-182%	-95%	-56%	-106%	-136%	7%	-77%	16%	-5%	-56%	7%	-5%	34%	-94%	-70%	-88%	-69%	
Color - 2030	% brutas	-2%	17%	23%	-4%	1%	5%	1%	-3%	27%	-12%	15%	10%	17%	2%	7%	67%	16%	4%	10%	8%	-12%	-40%	46%	14%	11%	9%	
Transporte - 2030	% brutas	-27%	n.a.	100%	25%	9%	42%	-81%	n.a.	-32%	n.a.	100%	-3%	-24%	34%	28%	n.a.	-12%	43%	-82%	39%	-38%	n.a.	15%	-26%	n.a.	-10%	
TOTAL-2010	% brutas	-26%	-91%	-51%	5%	20%	3%	-10%	-38%	-1%	-8%	-1%	-8%	-2%	0%	64%	5%	2%	5%	2%	5%	2%	5%	2%	5%	2%	23%	
TOTAL-2020	% brutas	-23%	-45%	-76%	-1%	-9%	-8%	-7%	-69%	-22%	-26%	-27%	-2%	-2%	-5%	-37%	50%	-23%	-6%	-1%	6%	-1%	26%	35%	1%	-7%		
TOTAL-2030	% brutas	-15%	-41%	-32%	-2%	-11%	-38%	-42%	-67%	-32%	-29%	-170%	-19%	-18%	-23%	-74%	38%	-23%	-18%	-40%	14%	-15%	11%	-64%	-30%	-19%	-32%	
Contaminantes atmosféricos - Partículas en suspensión																												
Ahorro neto de emisiones directas y de ACV																												
Electricidad - 2030	kt/año	-0.3	-0.1	-0.1	-0.2	-0.8	-1.1	0.2	0.0	-0.8	0.0	-0.1	-0.1	-0.2	-0.4	-1.6	0.0	-0.2	-0.1	-0.1	0.0	-0.1	0.0	-1.8	0.4	-0.1	-7.7	
Color - 2030	kt/año	0.2	0.1	0.0	0.3	1.0	1.5	0.2	0.1	0.8	0.0	0.2	0.1	1.0	1.8	0.4	0.0	0.2	0.0	0.1	0.0	0.1	0.0	0.6	0.0	0.1	9.1	
Transporte - 2030	kt/año	0.7	0.0	0.1	0.1	0.6	0.2	0.1	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.3	0.0	3.3	
TOTAL-2010	kt/año	0.2	0.0	0.1	0.2	1.6	2.7	0.4	0.0	1.5	0.0	0.4	0.9	0.1	0.0	0.5	0.2	0.3	0.3	0.3	0.1	0.0	0.3	0.7	0.9	1.7	25.7	
TOTAL-2020	kt/año	0.4	-0.1	0.0	0.2	0.5	1.6	0.5	0.0	0.7	0.0	0.1	1.3	1.1	0.2	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.2	0.1	0.0	1.9	0.8	0.1	20.0	
TOTAL-2030	kt/año	0.6	-0.1	0.0	0.2	0.9	0.6	0.5	0.0	0.3	0.0	0.0	1.1	1.4	-1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	-0.9	0.4	0.0	4.6	
Ahorro neto de emisiones directas y de ACV																												
Electricidad - 2030	% brutas	-115%	-147%	-145%	-36%	-47%	-40%	55%	-121%	-127%	-340%	-527%	-116%	-33%	-88%	-248%	68%	-137%	-95%	-46%	-43%	-35%	62%	-26%	46%	-187%	-46%	
Color - 2030	% brutas	53%	74%	74%	75%	58%	87%	87%	72%	77%	22%	82%	56%	73%	78%	70%	98%	58%	42%	49%	41%	41%	39%	80%	23%	55%	70%	
Transporte - 2030	% brutas	201%	n.a.	100%	75%	53%	85%	48%	n.a.	34%	n.a.	100%	37%	36%	84%	83%	n.a.	53%	87%	58%	84%	61%	n.a.	70%	58%	n.a.	69%	
TOTAL-2010	% brutas	31%	-108%	31%	22%	50%	73%	77%	54%	69%	56%	28%	63%	58%	1%	2%	91%	74%	58%	74%	44%	83%	94%	83%	94%	97%	73%	
TOTAL-2020	% brutas	47%	-54%	1%	17%	47%	68%	26%	32%	3%	26%	29%	54%	47%	8%	8%	85%	42%	29%	5%	6%	30%	71%	70%	75%	47%	52%	
TOTAL-2030	% brutas	62%	-45%	13%	20%	22%	13%	63%	19%	12%	-6%	16%	11%	37%	50%	-71%	69%	-3%	-1%	6%	24%	23%	54%	-11%	42%	13%	13%	
Ahorro de combustibles fósiles																												
Ahorro de combustibles fósiles en términos energéticos por combustible																												
Carbono - 2030	TWh/año	1.3	0.0	1.1	2.0	16.3	58.7	1.8	0.0	0.7	0.0	0.0	0.0	2.0	9.3	0.2	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	4.0	0.0	107.6	0.4	0.0	208.5	
Gas - 2030	TWh/año	26.7	1.4	5.3	27.4	78.1	94.8	28.3	3.9	83.5	0.0	10.0	9.8	104.8	125.8	25.5	0.4	6.7	5.0	8.1	6.0	17.1	0.1	46.4	2.5	4.6	722.2	
Ahorro de combustibles fósiles en términos energéticos por sector																												
Electricidad - 2030	Mt/año	36.9	11.9	10.1	50.9	218.1	274.7	13.5	5.9	91.5	0.0	8.9	14.1	73.1	67.2	135.5	0.3	30.8	10.9	28.4	9.4	25.0	0.1	301.6	28.4	8.0	1456.1	
Color - 2030	Mt/año	29.4	7.5	6.4	47.7	181.6	91.0	13.2	6.0	72.2	0.3	9.2	16.4	99.5	127.8	59.6	0.0	30.0	9.0	19.2	8.6	23.8	0.1	55.7	18.9	10.4	943.6	
Transporte - 2030	Mt/año	18.6	0.0	4.0	5.5	45.2	16.8	13.6	0.0	49.5	0.0	0.6	2.4	54.9	2.5	10.6	0.0	2.0	2.8	5.1	3.7	10.9	0.0	23.6	0.9	0.0	273.4	
TOTAL-2010	Mt/año	318	6.3	2.9	53.6	178.4	61.3	12.1	3.5	77.8	0.1	2.5	16.6	69.5	65.0	62.0	0.3	27.6	7.0	14.1	9.9	16.6	0.1	16.4	2.0	6.0	1016.4	
TOTAL-2020	Mt/año	55.3	4.3	6.8	76.6	267.7	239.1	22.3	7.5	69.1	0.3	11.9	24.7	199.7	168.8	124.4	0.4	39.1	16.6	29.4	16.2	35.9	0.1	234.7	22.3	10.9	1703.2	
TOTAL-2030	Mt/año	84.9	19.4	20.5	104.1	445.0	382.6	40.3	11.9	213.2	0.3	18.7	32.8	227.5	197.5	205.8	0.4	62.8	22.8	52.7	21.6	60.7	0.1	380.8	48.2	18.4	2673.1	
Ahorro de combustibles fósiles en términos económicos por sector																												
Electricidad - 2030	Mt/año	619	204	160	784	3545	3879	170	99	1567	1	154	242	1234	1042	2322	7	524	165	420	162	401	1	3362	413	138	21716	
Color - 2030	Mt/año	530	133	114	898	3226	1844	274	117	1354	5	191	306	1882	2644	1073	1	531	162	338	150	426	1	1018	328	194	17742	
Transporte - 2030	Mt/año	388	0	84	115	942	351	284	0	1031	0	13	51	1145	52	221	0	41	59	107	76	228	0	491	19	0	5697	
TOTAL-2010	Mt/año	409	81	108	596	2059	669	165	40	996	2	170	178	885	1259	772	5	212	66	149	16	236	1	814	111	56	10876	
TOTAL-2020	Mt/año	882	220	230	167	446	314	18	2327	5	166	340	2268	1699	1650	7	559	210	439	255	571	2	2238	69	24169	69	24169	
TOTAL-2030	Mt/año	1538	337	358	1797	7173	6175	728	216	3952	6	358	599	4261	3738	3616	8	1096	387	865	388	1055	3	4871	760	332	45155	

Prioridad a los biocarburantes (uso interno en la UE)

		Explotación del 100% del potencial de biomasa, prioridad al sector del transporte (10% de biocarburantes en 2020 sin comercio externo a la UE) LCEP PRIME																											Página 1 de 2	
Resultados clave por país																													Unión Europea 25	
		País:																											Eslovenia	
Energía producida																													Eslovaca	
																													Polonia	
																													Malta	
																													Lituania	
																													Letonia	
																													Hungría	
																													Estonia	
																													República Checa	
																													Chipre	
																													Reino Unido	
																													Suecia	
																													España	
																													Portugal	
																													Países Bajos	
																													Luxemburgo	
																													Italia	
																													Irlanda	
																													Grecia	
																													Alemania	
																													Francia	
																													Finlandia	
																													Dinamarca	
																													Bélgica	
																													Austria	
Electricidad - 2030	[Unidad]	13	4	5	18	93	97	7	3	32	0	5	8	33	32	56	0	9	3	3	8	3	9	0	102	9	2	550		
TM/año		42	10	6	34	113	85	6	4	52	0	9	10	20	73	49	0	21	10	14	11	22	0	60	16	11	679			
Calor - 2030		43	1	4	16	120	74	19	2	84	0	1	6	109	25	42	0	13	3	13	0	13	0	75	8	1	646			
TM/año		8	5	7	31	82	79	6	2	49	0	8	11	56	57	41	0	12	4	4	7	6	11	0	56	7	3	569		
TOTAL - 2020		45	9	10	50	226	259	6	5	20	0	11	17	20	80	91	0	29	12	2	33	0	64	16	9	1255				
TOTAL - 2030		67	16	15	68	326	66	31	9	168	0	15	24	163	130	147	0	43	15	37	17	44	0	237	33	14	1875			
Eficiencia de conversión																														
Electricidad - 2030	%	47%	40%	43%	54%	45%	43%	41%	43%	38%	40%	46%	47%	47%	53%	42%	46%	43%	44%	44%	45%	44%	44%	38%	41%	46%	46%	44%		
Calor - 2030	%	82%	69%	61%	78%	69%	60%	58%	62%	76%	83%	66%	69%	60%	80%	55%	74%	74%	76%	70%	71%	70%	71%	66%	77%	82%	68%	69%		
Transporte - 2030	%	56%	52%	59%	57%	58%	57%	57%	57%	57%	n.a.	54%	56%	57%	58%	57%	n.a.	55%	57%	58%	57%	58%	n.a.	57%	59%	57%	57%	57%		
TOTAL - 2010	%	55%	47%	41%	57%	49%	44%	39%	44%	48%	41%	41%	50%	52%	59%	44%	37%	52%	51%	48%	63%	54%	47%	48%	54%	57%	54%	59%		
TOTAL - 2020	%	61%	45%	43%	60%	57%	47%	50%	42%	56%	82%	46%	47%	52%	59%	47%	37%	56%	60%	53%	61%	57%	54%	51%	59%	68%	53%	53%		
TOTAL - 2030	%	66%	56%	53%	65%	57%	51%	55%	52%	58%	77%	54%	56%	55%	66%	50%	64%	60%	64%	59%	64%	59%	59%	61%	61%	72%	56%	56%		
Cuota de consumo bruto correspondiente																														
Electricidad - 2010	%	10%	2%	8%	5%	7%	7%	4%	3%	4%	0%	3%	7%	2%	14%	3%	2%	5%	2%	1%	5%	12%	32%	1%	1%	8%	6%	6%	3%	
Electricidad - 2020	%	14%	4%	10%	8%	10%	10%	5%	3%	6%	0%	3%	11%	6%	18%	6%	3%	8%	25%	6%	23%	44%	1%	25%	1%	25%	8%	9%	9%	
Electricidad - 2030	%	14%	4%	9%	18%	13%	15%	7%	7%	8%	0%	3%	10%	8%	18%	9%	2%	10%	26%	14%	26%	44%	1%	39%	18%	9%	13%	13%		
Calor - 2010	%	6%	1%	4%	8%	4%	1%	3%	1%	2%	1%	1%	3%	1%	13%	1%	1%	3%	1%	2%	18%	20%	5%	5%	1%	5%	7%	2%	7%	
Calor - 2020	%	5%	2%	4%	12%	12%	4%	5%	2%	6%	1%	2%	2%	2%	18%	3%	1%	8%	39%	6%	29%	53%	10%	9%	14%	23%	6%	6%	6%	
Calor - 2030	%	29%	4%	6%	18%	13%	6%	4%	6%	7%	2%	3%	7%	4%	32%	5%	1%	13%	55%	12%	46%	63%	10%	12%	25%	41%	9%	9%	9%	
Transporte - 2010	%	3%	1%	1%	6%	1%	2%	0%	1%	4%	0%	0%	4%	9%	2%	3%	0%	4%	0%	7%	6%	7%	0%	2%	0%	3%	0%	3%	3%	
Transporte - 2020	%	11%	1%	3%	5%	3%	5%	5%	2%	10%	0%	0%	5%	7%	6%	5%	0%	14%	23%	8%	17%	3%	0%	29%	5%	3%	8%	8%	8%	
Transporte - 2030	%	14%	1%	8%	3%	17%	8%	16%	3%	16%	0%	0%	5%	21%	26%	6%	0%	21%	28%	24%	25%	48%	0%	36%	20%	6%	13%	13%	13%	
Coste adicional de generación (como cuota de generación de referencia correspondiente)																														
Electricidad - 2030	% de ref.	-17%	-2%	30%	82%	19%	0%	16%	-18%	-18%	-39%	4%	-6%	-14%	19%	49%	-75%	11%	53%	12%	84%	104%	-70%	-6%	94%	34%	21%	21%		
Electricidad - media	% de ref.	64%	25%	11%	42%	72%	24%	25%	26%	0%	-2%	29%	14%	8%	48%	51%	-55%	24%	59%	10%	56%	72%	-41%	2%	83%	25%	32%	32%		
Calor - 2030	% de ref.	28%	21%	6%	19%	21%	17%	-8%	7%	-10%	-40%	-11%	13%	-17%	27%	9%	3%	3%	15%	-8%	4%	15%	-4%	-6%	17%	19%	12%	12%		
Calor - media	% de ref.	43%	9%	10%	19%	43%	17%	22%	4%	5%	-13%	3%	23%	-10%	41%	5%	2%	15%	42%	33%	33%	33%	25%	6%	39%	33%	26%	26%		
Transporte - 2030	% de ref.	123%	66%	65%	70%	108%	70%	24%	69%	44%	n.a.	75%	54%	36%	110%	77%	n.a.	61%	13%	26%	17%	22%	n.a.	17%	80%	187%	60%	60%		
Transporte - media	% de ref.	129%	102%	102%	97%	130%	102%	54%	126%	78%	n.a.	125%	75%	65%	119%	96%	n.a.	87%	45%	70%	60%	60%	n.a.	48%	102%	194%	84%	84%		
TOTAL - 2010	% de ref.	54%	48%	7%	34%	49%	34%	50%	42%	32%	5%	28%	44%	60%	36%	36%	48%	38%	40%	32%	56%	34%	3%	24%	33%	8%	40%	40%		
TOTAL - 2020	% de ref.	87%	31%	32%	41%	37%	56%	37%	44%	52%	6%	29%	40%	52%	62%	65%	-4%	49%	62%	46%	68%	68%	-9%	20%	16%	58%	58%	58%		
TOTAL - 2030	% de ref.	53%	12%	20%	35%	69%	32%	11%	22%	13%	-40%	-2%	15%	18%	42%	46%	-63%	24%	24%	10%	21%	36%	-34%	0%	50%	33%	31%	31%		
TOTAL - media	% de ref.	62%	36%	21%	41%	69%	40%	33%	39%	28%	-13%	22%	33%	42%	50%	55%	-47%	40%	44%	33%	47%	44%	-5%	17%	57%	33%	44%	44%		
Emisiones de GEI - CO₂ -																														
Ahorro neto de emisiones directas y de ACV																														
Electricidad - 2030	Mt/año	4.3	1.1	1.5	7.3	33.1	35.0	3.3	0.7	11.3	0.0	0.9	2.4	11.8	11.8	12.9	0.1	2.5	1.0	3.2	1.1	3.3	0.0	49.6	4.4	0.6	203.5			
Calor - 2030	Mt/año	2.2	2.6	1.4	9.5	31.1	27.1	1.1	14.5	0.1	2.9	2.7	5.4	24.2	24.2	12.2	0.0	5.8	2.6	3.8	2.8	5.9	0.0	17.3	4.4	3.5	194.9			
Transporte - 2030	Mt/año	5.2	0.6	1.5	5.3	47.3	30.0	4.6	0.9	18.7	0.0	0.3	1.6	27.1	8.2	17.2	0.0	4.9	0.7	5.4	0.9	3.6	0.0	27.1	3.1	0.5	214.5			
TOTAL - 2020	Mt/año	5.8	10	27	16	283	367	29	27	27	0	0	35	92	209	79	0	46	20	21	17	33	0	227	29	14	866.7			
TOTAL - 2020	Mt/año	14.9	27	28	16.5	723	603	52	14	332	0	27	54	309	318	248	0	89	3.6	6.6	34	94	0	655	5.8	29	4111			
TOTAL - 2030	Mt/año	21.7	4.3	4.4	22.1	111.6	92.1	9.6	2.7	44.6	0.1	4.1	6.7	44.3	44.2	42.4	0.1	13.2	4.3	12.4	4.8	12.7	0.0	94.0	11.9	4.5	612.9			
Ahorro neto frente a bruto de emisiones directas y de ACV																														
Electricidad - 2030	% brutas	79%	62%	75%	86%	80%	77%	78%	64%	84%	74%	56%	71%	84%	85%	61%	92%	69%	79%	79%	79%	79%	91%	80%	88%	78%	78%	78%		
Calor - 2030	% brutas	96%	97%	97%	97%	97%	97%	95%	97%	96%	97%	98%	97%	98%	97%	97%	97%	99%	95%	94%	94%	95%	94%	97%	95%	96%	96%	96%		
Transporte - 2030	% brutas	128%	128%	113%	101%	125%	128%	78%	142%	71%	n.a.	145%	84%	78%	106%	128%	n.a.	118%	79%	118%	80%	89%	n.a.	114%	126%	131%	105%	105%		
TOTAL - 2010	% brutas	78%	72%	90%	86%	83%	86%	79%	71%	96%	71%	75%	75%	48%	91%	57%	92%	83%	85%	74%	86%	86%	92%	74%	88%	92%	78%	78%		
TOTAL - 2020	% brutas	94%	95%	93%	90%	95%	88%	79%	84%	83%	98%	77%	81%	77%	82%	85%	91%	90%	86%	90%	89%	86%	93%	80%	90%	94%	88%	88%		
TOTAL - 2030	% brutas	97%	87%	93%	94%	100%	95%	81%	93%	81%	95%	85%	85%	82%	95%	90%	92%	95%	87%	98%	86%	86%	94%	90%	96%	96%	92%	92%		
Contaminantes atmosféricos - SO₂																														
Ahorro neto de emisiones directas y de ACV																														
Electricidad - 2030	kt/año	-1.6	-0.8	-0.4	0.0	-5.8	-5.7	1.3	-0.4	-1.7	0.0	-0.2	-0.5	2.9	0.5	-7.5	0.1	-1.0	-0.1	-0.4	-0.3	-1.0	0.0	9.6	0.3	-0.2	-12.7			
Calor - 2030	kt/año	-3.0	-0.7	-0.1	0.2	-7.9	2.1	1.0	-0.1	-2.2	0.0	0.3	1.3	3.3	28.5	-2.9	0.0	-2.5	-0.5	-2.6	-1.2	-1.2	0.0	-14.7	-2.8	0.6	-5.2	-5.2		
Transporte - 2030	kt/año	4.3	0.3	0.7	1.8	18.2	12.1	0.4	8.6	0.0	0.1	0.6	12.2	2.6	6.8	0.0	1.7	0.2	1.0	0.3	1.2	0.3	1.2	0.0	17.3	1.2	0.2	94.9		
TOTAL - 2010	kt/año	-0.9	-0.3	0.7	3.0	12.7	11.9	6.7	0.2	17.1	0.0	1.5	4.9	6.7	104.2	2.4	0.2	10	18	29	04	0.1	0.0	86.4	4.2	5.6	179.5			
TOTAL - 2020	kt/año	13	-0.7	0.0	12	-18	6.4	5.0	0.1	7.4	0.0	10	16	52	232	0.2	0.2	-1.7	-0.1	-0.2	0.1	-1.8	0.1	88.5	17	11	443.0			
TOTAL - 2030	kt/año	-0.3	-1.2	-0.1	2.1	4.5	8.5	4.4	-0.1	4.7	0.0	0.2	1.5	18.4	31.6	-3.6	0.1	-1.7	-0.9	-0.9	-1.2	-1.1	0.1	12.2	-1.3	-0.5	-77.0			

Resultados clave por país		Explotación del 100% del potencial de biomasa, prioridad al sector del transporte (10% de biocarburantes en 2020 sin comercio externo a la UE) LCEP PRIME																																	
		Página 2 de 2																																	
País																																			
Contaminantes atmosféricos - SO₂																																			
Ahorro neto frente a bruto de emisiones directas y de ACV																																			
Electricidad - 2030	% brutas	-299%	-551%	-115%	-124%	-75%	-644%	-281%	-436%	-29%	-259%	-53%	22%	-798%	76%	-374%	-45%	-108%	-157%	72%	-157%	-108%	-47%	-282%	-180%	-44%	80%	-256%	-388%	22%	-597%	-22%			
Calor - 2030	% brutas	-99%	-182%	-25%	-184%	18%	-17%	-21%	-49%	27%	57%	67%	75%	-150%	91%	-131%	-37%	-232%	-44%	80%	-44%	-180%	-232%	-89%	-3,9	-0,3	0,1	-2,3	-2,3	0,0	0,0	0,0	-5%		
Transporte - 2030	% brutas	253%	125%	105%	117%	117%	82%	138%	75%	146%	78%	81%	81%	117%	n.a.	98%	59%	103%	54%	n.a.	168%	67%	103%	54%	67%	103%	54%	67%	103%	54%	67%	103%	54%	107%	
TOTAL-2030	% brutas	-34%	-53%	38%	57%	35%	74%	74%	-4%	55%	76%	35%	35%	66%	85%	29%	68%	69%	2%	91%	2%	30%	69%	5%	5%	5%	36%	86%	80%	80%	92%	70%			
TOTAL-2020	% brutas	-26%	-136%	4%	9%	26%	63%	90%	43%	96%	43%	52%	52%	78%	84%	46%	7%	5%	5%	77%	5%	36%	5%	5%	5%	5%	36%	76%	36%	36%	40%	50%			
TOTAL - 2030	% brutas	-6%	-160%	10%	18%	28%	-16%	21%	-545%	11%	43%	72%	73%	41%	78%	44%	-21%	-23%	-87%	77%	29%	-21%	-23%	-87%	-23%	-87%	29%	-46%	21%	31%	31%	31%			
Contaminantes atmosféricos - NO_x																																			
Ahorro neto de emisiones directas y de ACV																																			
Electricidad - 2030	kilatio	-4,2	-1,8	-0,7	-14,4	-32,9	-0,2	-1,2	-1,7	0,0	-4,1	-1,4	0,2	-7,5	-27,1	0,1	-3,0	-1,2	-3,9	0,0	-30,5	-2,3	-0,6	-144,6	-1,2	-3,1	-0,1	-1,1	0,0	0,5	-0,2	0,1	9,0		
Calor - 2030	kilatio	-1,2	0,1	0,2	1,0	-0,4	4,0	0,0	-0,3	0,3	0,0	0,5	1,5	0,1	3,1	0,0	0,7	0,0	0,3	-0,1	0,0	0,0	0,3	0,0	0,3	0,0	-1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
Transporte - 2030	kilatio	-0,6	-0,3	-1,7	-5,2	-30,3	-24,2	-0,7	-20,1	0,0	-0,4	-1,6	-28,4	-8,7	-14,0	0,0	-3,8	0,3	-5,3	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-2,3	0,0	-8,9	-2,6	-0,3	-164,3	-0,3		
TOTAL-2030	kilatio	-4,3	-1,7	-2,3	-4,6	-27,9	-26,5	-1,3	-11	-0,8	-4,9	-2,4	-8,1	-8,4	-8,0	0,2	-4,0	-12	-2,4	-0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-5,2	0,0	36,2	15	-0,9	-106,5	-0,9		
TOTAL - 2030	kilatio	-6,0	-2,0	-3,3	-4,9	-45,2	-53,1	-5,8	-2,1	-21,6	-4,1	-2,5	-26,6	-16,0	-36,1	0,1	-6,1	-1,4	-8,1	-0,9	-7,3	0,0	-38,9	-5,1	-0,8	-299,9	-0,9	-8,1	-0,8	-0,8	-0,8	-0,8	-0,8		
Ahorro neto frente a bruto de emisiones directas y de ACV																																			
Electricidad - 2030	% brutas	-88%	-106%	-136%	-37%	-98%	-6%	-135%	-14%	-174%	-67%	-41%	1%	-90%	-193%	39%	-94%	-112%	-107%	-82%	-110%	-73%	-72%	-96%	-82%	-107%	-9%	-24%	-40%	4%	-5%	4%	6%		
Calor - 2030	% brutas	-12%	7%	19%	-2%	23%	3%	-39%	2%	-9%	17%	3%	35%	1%	34%	50%	14%	-27%	9%	-3%	-24%	-40%	-4%	-5%	4%	-3%	9%	-2%	-3%	-3%	-3%	-3%	6%		
Transporte - 2030	% brutas	-14%	-101%	-189%	-96%	-118%	-108%	-139%	-83%	n.a.	-206%	-96%	-92%	-109%	-118%	n.a.	n.a.	43%	-142%	39%	-63%	n.a.	-41%	-104%	-90%	-63%	-142%	39%	-63%	-104%	-90%	-88%	-88%		
TOTAL-2030	% brutas	-36%	-70%	-48%	-12%	-6%	8%	-68%	-8%	-25%	-63%	-5%	-42%	-22%	-66%	64%	-30%	5%	-2%	-15%	-2%	5%	5%	1%	27%	-15%	-2%	5%	5%	5%	5%	5%	-4%		
TOTAL-2020	% brutas	-30%	-56%	-34%	-27%	-84%	-20%	-75%	-27%	-24%	-33%	-34%	-34%	-33%	-70%	50%	-46%	-35%	-38%	-4%	-54%	26%	35%	-26%	-32%	-4%	-54%	26%	35%	-26%	-32%	-25%	-25%		
TOTAL - 2030	% brutas	-32%	-51%	-99%	-25%	-46%	-62%	-101%	-44%	-26%	-205%	-34%	-54%	-51%	-109%	40%	-50%	-36%	-80%	-18%	-62%	11%	-51%	-52%	-20%	-18%	-62%	11%	-51%	-52%	-20%	-20%	-56%		
Contaminantes atmosféricos - Partículas en suspensión																																			
Ahorro neto de emisiones directas y de ACV																																			
Electricidad - 2030	kilatio	-0,3	-0,1	-0,1	-0,8	-1,2	0,0	0,0	-0,1	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	0,0	0,0	-0,3	0,0	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-4,8		
Calor - 2030	kilatio	0,2	0,1	0,2	0,5	1,5	0,1	0,0	0,3	0,0	0,1	0,1	0,2	1,2	0,4	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
Transporte - 2030	kilatio	0,5	0,0	0,0	1,8	1,0	0,2	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,5	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
TOTAL-2030	kilatio	0,2	0,0	0,1	0,3	1,5	1,8	0,4	0,0	0,0	-0,1	0,3	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
TOTAL-2020	kilatio	0,2	-0,1	0,0	0,2	0,7	1,0	0,4	0,0	1,0	0,0	0,1	1,1	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
TOTAL - 2030	kilatio	0,4	0,0	0,0	0,3	1,5	1,3	0,5	0,0	1,0	0,0	0,0	1,3	1,2	-0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
Ahorro neto frente a bruto de emisiones directas y de ACV																																			
Electricidad - 2030	% brutas	-148%	-168%	-93%	-50%	-66%	65%	-146%	-20%	-335%	-559%	-106%	25%	-43%	-308%	73%	-164%	-124%	-80%	-99%	-79%	62%	-7%	55%	-156%	-80%	-124%	43%	28%	27%	62%	11%	48%	63%	
Calor - 2030	% brutas	31%	80%	69%	45%	87%	84%	56%	46%	24%	77%	74%	67%	79%	77%	77%	52%	27%	43%	28%	27%	39%	62%	1%	59%	61%	43%	28%	27%	39%	62%	1%	59%	61%	
Transporte - 2030	% brutas	196%	93%	68%	79%	73%	52%	94%	46%	n.a.	107%	42%	49%	48%	71%	n.a.	45%	87%	48%	84%	55%	n.a.	141%	59%	61%	48%	84%	55%	n.a.	141%	59%	61%	48%	61%	75%
TOTAL-2030	% brutas	-31%	-56%	33%	32%	54%	76%	12%	47%	48%	48%	48%	48%	47%	47%	47%	23%	27%	42%	56%	7%	77%	81%	72%	5%	50%	42%	56%	7%	77%	81%	72%	5%	50%	
TOTAL-2020	% brutas	32%	-57%	-5%	19%	28%	68%	7%	43%	17%	-37%	32%	46%	47%	10%	85%	23%	27%	42%	56%	9%	54%	31%	48%	30%	42%	56%	9%	54%	31%	48%	30%	42%	56%	
TOTAL - 2030	% brutas	41%	-8%	9%	28%	26%	14%	37%	14%	-4%	4%	14%	45%	49%	-32%	74%	12%	12%	5%	9%	8%	54%	31%	48%	30%	42%	56%	9%	54%	31%	48%	30%	42%	56%	
Ahorro de combustibles fósiles																																			
Ahorro de combustibles fósiles en términos energéticos por combustible																																			
Carbon - 2030	TWh/año	1,0	0,0	1,3	1,7	15,1	38,5	1,7	0,0	0,5	0,0	0,0	1,7	10,2	0,1	0,0	0,1	0,6	0,0	3,4	0,0	75,7	0,3	0,0	0,0	3,4	0,0	0,0	0,0	3,8	4,0	0,0	50,0		
Gas - 2030	TWh/año	0,0	0,0	0,0	0,0	4,4	0,0	1,6	3,5	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,4	3,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
Petróleo - 2030	TWh/año	23,4	3,4	5,4	24,6	147,4	158,0	26,4	4,3	109,1	0,0	9,0	10,8	125,9	107,8	55,7	0,4	17,1	5,5	17,1	6,0	19,0	0,1	102,6	9,6	5,3	993,9	6,0	19,0	0,1	102,6	9,6	5,3	993,9	
TOTAL-2030	TWh/año	61,4	15,8	15,7	67,9	284,0	149,3	5,8	6,2	90,8	0,3	9,5	19,2	70,3	64,8	133,9	0,0	37,6	13,4	26,7	16,8	36,8	0,0	144,7	31,5	12,0	1314,5	16,8	36,8	0,0	144,7	31,5	12,0	1314,5	
Ahorro de combustibles fósiles en términos energéticos por sector																																			
Electricidad - 2030	MWh/año	27,2	7,7	12,1	42,4	201,5	180,0	12,3	5,0	58,7	0,0	8,8	14,5	63,6	74,0	98,4	0,3	19,0	6,1	17,8	7,6	22,5	0,1	211,9	19,0	4,3	1115,1	7,6	22,5	0,1	211,9	19,0	4,3	1115,1	
Calor - 2030	MWh/año	44,8	9,9	5,9	39,0	119,1	89,6	5,5	3,7	53,5	0,3	9,2	9,3	19,1	83,0	46,8	0,0	22,1	11,0	14,6	11,9	23,4	0,0	63,9	18,1	11,8	715,5	11,9	23,4	0,0	63,9	18,1	11,8	715,5	
Transporte - 2030	MWh/año	13,8	1,5	4,3	17,2	125,9	77,7	19,5	2,0	88,2	0,0	0,6	6,3	115,2	25,8	44,5	0,0	13,8	2,8	15,0	3,7	13,3	0,0	79,0	8,1	1,2	679,6	3,7	13,3	0,0	79,0	8,1	1,2	679,6	
TOTAL-2030	MWh/año	33,3	6,5	6,0	53,5	176,5	63,0	2,3	3,6	73,5	0,2	19,9	7,5	72,0	169,7	65,1	0,3	22,5	6,6	2,5	9,1	9,3	0,1	165,9	17	5,3	995,9	9,1	9,3	0,1	165,9	17	5,3	995,9	
TOTAL-2020	MWh/año	60,2	12,9	16,6	77,1	305,8	246,7	6,3	43,3	43,3	0,3	14,5	24,1	43,4	133,9	18,1	0,4	38,5	1,9	25,8	16,6	44,5	0,1	230,3	22,5	0,6	1725,1	16,6							

Escenario alternativo

Caso: 100% de explotación del potencial de biomasa, prioridad al sector del transporte (10% biocombustibles en 2020 - sin comercio externo a la UE), LCEP PRIMES

Resultados clave por país

País	Austria	Bélgica	Dinamarca	Finlandia	Francia	Alemania	Grecia	Irlanda	Italia	Luxemburgo	Países Bajos	Portugal	España	Suecia	Reino Unido	Chipre	República Checa	Eslovaquia	Hungría	Letonia	Lituania	Malta	Polonia	Eslovaquia	Unión Europea		
Energía producida																											
Electricidad - 2030	11	6	6	17	75	118	7	3	31	0	6	8	27	34	64	0	18	3	13	3	13	0	84	8	2	553	
Calor - 2030	50	10	9	49	233	106	10	7	101	0	8	16	100	75	74	0	19	11	25	11	26	0	157	22	10	1130	
Transporte - 2030	9	0	0	7	59	32	15	0	51	0	0	2	62	22	12	0	2	3	3	3	13	0	29	4	2	331	
TOTAL - 2030	70	15	15	73	367	256	32	10	182	0	14	27	189	130	150	0	40	17	39	17	52	0	270	34	14	2014	
Unidad																											
TVWh/año																											
TVWh/año																											
TVWh/año																											
TOTAL - 2030																											

Wficiencia de conversión

Electricidad - 2030	48%	42%	44%	52%	44%	43%	45%	41%	42%	37%	41%	50%	46%	51%	42%	40%	47%	43%	46%	45%	44%	38%	44%	46%	48%	44%
Calor - 2030	81%	66%	64%	81%	76%	62%	64%	68%	78%	82%	62%	72%	77%	81%	80%	45%	67%	74%	72%	75%	68%	71%	70%	78%	80%	78%
Transporte - 2030	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	59%	59%	58%	n.a.	58%	n.a.	n.a.	58%	59%	59%	57%	n.a.	57%	58%	57%	59%	57%	n.a.	57%	59%	59%	58%
TOTAL - 2030	69%	55%	55%	69%	64%	51%	56%	57%	63%	77%	51%	62%	64%	67%	51%	42%	55%	63%	61%	63%	57%	59%	65%	65%	70%	60%

Cuota del consumo bruto correspondiente

Electricidad - 2010	8%	2%	9%	5%	6%	6%	4%	3%	4%	0%	3%	9%	4%	5%	3%	1%	5%	2%	5%	9%	23%	1%	6%	7%	5%	5.9%
Electricidad - 2020	9%	5%	13%	15%	12%	16%	7%	7%	6%	0%	4%	10%	5%	21%	8%	1%	10%	7%	12%	17%	47%	1%	17%	1%	8%	9.5%
Electricidad - 2030	11%	5%	13%	15%	12%	16%	7%	7%	6%	0%	3%	8%	6%	20%	12%	1%	18%	23%	14%	17%	57%	1%	31%	14%	9%	12.8%
Calor - 2010	6%	1%	3%	7%	6%	6%	3%	3%	3%	0%	1%	4%	4%	4%	4%	1%	3%	3%	3%	3%	11%	6%	7%	6%	3%	5.6%
Calor - 2020	7%	1%	3%	7%	6%	6%	3%	3%	3%	0%	1%	4%	4%	4%	4%	1%	3%	3%	3%	3%	11%	6%	7%	6%	3%	5.6%
Calor - 2030	27%	4%	9%	27%	27%	27%	8%	9%	12%	1%	2%	15%	20%	40%	8%	1%	42%	16%	22%	23%	53%	14%	21%	14%	26%	14.8%
Transporte - 2010	3%	0%	1%	1%	1%	1%	0%	0%	1%	0%	0%	0%	2%	1%	2%	0%	1%	0%	1%	8%	0%	0%	0%	2%	0%	1.6%
Transporte - 2020	8%	0%	3%	3%	3%	2%	0%	0%	6%	0%	0%	0%	6%	3%	3%	0%	3%	2%	7%	17%	38%	0%	17%	5%	2%	4.2%
Transporte - 2030	11%	0%	1%	16%	8%	4%	14%	0%	11%	0%	0%	2%	11%	21%	2%	0%	3%	19%	5%	21%	52%	0%	13%	18%	8%	7.2%

Coste adicional de generación (como cuota del coste de generación de referencia correspondiente)

Electricidad - 2030	63%	4%	27%	4%	51%	44%	31%	26%	-24%	-26%	13%	-5%	-9%	8%	62%	-50%	30%	108%	40%	95%	35%	40%	36%	16%	14%	40%
Calor - 2030	24%	6%	24%	15%	38%	22%	33%	23%	-13%	-12%	2%	-2%	-2%	26%	51%	-40%	8%	49%	5%	22%	62%	-22%	30%	16%	3%	25%
Transporte - 2030	41%	28%	11%	15%	24%	30%	-1%	20%	20%	-26%	2%	4%	-6%	30%	24%	13%	14%	34%	-1%	21%	24%	24%	6%	1%	39%	19%
TOTAL - 2030	45%	5%	8%	9%	29%	19%	14%	4%	8%	-21%	2%	3%	-2%	28%	11%	20%	7%	29%	-1%	22%	16%	17%	4%	33%	10%	17%
Transporte - media	82%	n.a.	36%	58%	54%	18%	n.a.	1%	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	-2%	82%	17%	n.a.	n.a.	0%	6%	1%	12%	n.a.	2%	61%	144%	22%
Transporte - media	71%	n.a.	-29%	51%	64%	33%	13%	n.a.	10%	n.a.	n.a.	7%	4%	71%	32%	n.a.	16%	24%	14%	24%	30%	13%	39%	133%	28%	
TOTAL - 2010	27%	-1%	4%	3%	28%	5%	34%	0%	-2%	-8%	-10%	2%	4%	26%	28%	-6%	-3%	2%	-1%	8%	26%	5%	7%	4%	-9%	13%
TOTAL - 2020	46%	-2%	23%	9%	43%	31%	29%	23%	4%	-22%	4%	-1%	29%	43%	43%	-8%	-34%	34%	9%	23%	42%	5%	20%	47%	2%	27%
TOTAL - 2030	51%	18%	18%	18%	35%	35%	6%	22%	6%	-26%	7%	-5%	34%	43%	30%	-30%	22%	45%	12%	21%	41%	-8%	25%	35%	35%	25%
TOTAL - media	39%	7%	15%	14%	34%	20%	20%	14%	1%	-20%	1%	0%	-1%	31%	36%	-17%	8%	32%	0%	23%	33%	3%	13%	25%	12%	20%

Emisiones GEI - CO₂-eq.

Ahorro neto de emisiones directas y de ACV

Electricidad - 2030	4.9	2.5	2.7	7.8	33.2	72.8	4.2	0.9	14.5	0.0	2.1	3.6	12.1	18.9	27.0	0.1	11.6	2.5	4.1	1.4	4.1	0.0	52.6	5.0	1.4	290.1
Calor - 2030	14.0	2.6	2.4	15.1	69.1	26.7	2.5	2.1	30.8	0.1	2.1	4.6	26.8	22.4	18.2	0.0	4.7	2.7	6.8	2.8	6.5	0.0	48.1	6.1	2.8	318.0
Transporte - 2030	3.0	0.0	0.1	2.2	20.0	11.4	3.3	0.0	7.0	0.0	0.0	0.3	10.3	7.3	3.8	0.0	0.7	0.7	1.0	0.8	3.6	0.0	8.5	1.7	0.7	86.5
TOTAL - 2030	21.9	5.2	5.2	25.0	122.3	111.0	10.0	3.0	52.3	0.1	4.2	8.6	49.2	48.6	49.0	0.1	17.0	5.9	12.0	5.0	14.3	0.0	107.2	12.7	5.0	694.7

Ahorro neto frente a bruto de emisiones directas y de ACV

Electricidad - 2030	83%	75%	78%	86%	78%	85%	79%	65%	81%	74%	70%	77%	79%	90%	73%	92%	84%	90%	74%	78%	74%	91%	81%	88%	86%	81%
Calor - 2030	95%	97%	98%	97%	96%	96%	95%	98%	98%	96%	96%	97%	95%	97%	96%	97%	95%	92%	94%	95%	93%	97%	95%	95%	95%	93%
Transporte - 2030	111%	n.a.	118%	95%	108%	111%	70%	n.a.	44%	n.a.	n.a.	42%	52%	109%	97%	n.a.	92%	79%	95%	80%	89%	n.a.	92%	125%	131%	83%
TOTAL - 2030	82%	76%	80%	84%	85%	85%	79%	75%	81%	79%	77%	83%	77%	91%	84%	92%	88%	87%	86%	88%	88%	93%	88%	92%	92%	83%
TOTAL - media	94%	85%	87%	93%	92%	89%	79%	85%	79%	94%	82%	84%	78%	96%	82%	92%	88%	89%	86%	87%	86%	94%	86%	95%	96%	86%

Contaminantes atmosféricos - SO₂

Ahorro neto de emisiones directas y de ACV

Electricidad - 2030	0.4	0.4	0.7	0.5	3.7	19.7	2.4	-0.3	3.4	0.0	0.8	1.0	24.6	7.2	4.6	0.1	5.3	1.9	0.1	0.0	-1.2	0.0	21.1	1.3	8.3	106.0
Calor - 2030	-4.3	-0.2	0.3	9.2	-13.6	-13.0	-3.4	0.1	5.5	0.0	-0.3	0.5	-29.0	11.1	-8.9	0.0	-1.2	-1.7	-5.1	-1.4	-4.1	0.0	-28.9	-3.4	0.0	-91.8
Transporte - 2030	1.7	0.0	0.1	0.7	7.1	4.2	1.5	0.0	3.6	0.0	0.0	4.1	4.8	2.4	1.3	0.0	0.2	0.2	0.3	1.2	0.0	3.3	0.0	0.3	34.0	
TOTAL - 2030	0.1	0.3	0.9	1.2	26.6	10.9	6.8	0.4	3.10	0.0	1.8	8.4	1.1	2.8	4.4	0.1	1.4	1.3	3.7	-0.3	-1.1	0.0	40.1	3.6	7.3	186.8
TOTAL - 2020	0.8	0.0	1.4	1.7	16.1	12	4.4	0.3	6.9	0.0	1.2	3.8	8.7	6.8	1.8	0.1	2.7	1.2	-0.4	-0.7	-3.8	0.1	7.92	3.1	7.4	84.8
TOTAL - media	-2.3	0.2	1.1	10.4	-2.7	10.9	0.5	-0.2	12.5	0.0	0.6	1.6	0.3	20.6	-3.0	0.1	4.3	0.4	-4.8	-1.1	-4.1	0.1	-4.4	-1.4	8.5	46.2

Resultados clave por país	Explotación del 100% del potencial de biomasa, mínimo coste intersectorial en términos de ahorro de energía primaria, PRIMES de base																											
	Página 2 de 2																											
	País																											
Contaminantes atmosféricos - SO₂	Ahorro neto frente a bruto de emisiones directas y de ACV																											
	Electricidad - 2030	20%	28%	45%	30%	26%	58%	55%	273%	44%	56%	88%	78%	33%	75%	75%	82%	5%	9%	170%	72%	58%	97%	59%				
	Calor - 2030	-127%	-30%	30%	59%	-84%	-328%	-403%	12%	-672%	-61%	15%	-435%	54%	-404%	75%	-47%	-200%	-192%	-261%	-174%	80%	-159%	-2%	-64%			
	Transporte - 2030	148%	n.a.	109%	77%	90%	95%	74%	n.a.	n.a.	44%	55%	88%	88%	79%	n.a.	55%	59%	70%	60%	68%	n.a.	83%	117%	129%	76%		
TOTAL - 2030	2%	32%	37%	58%	70%	69%	51%	55%	-1047%	85%	85%	67%	67%	46%	85%	37%	7%	87%	-52%	90%	90%	80%	80%	95%	68%			
TOTAL - 2020	1%	3%	54%	38%	36%	35%	28%	43%	-1240%	48%	60%	23%	70%	12%	81%	39%	42%	6%	-64%	-12%	86%	66%	54%	88%	47%			
TOTAL - 2030	-35%	9%	40%	57%	-7%	26%	24%	-20%	-483%	25%	30%	1%	64%	-17%	75%	43%	11%	-99%	-78%	-85%	77%	-8%	-30%	83%	13%			
Contaminantes atmosféricos - NO_x	Ahorro neto de emisiones directas y de ACV																											
	Electricidad - 2030	-2,3	-2,0	-2,5	-1,7	-21,9	-36,7	-1,3	-1,6	-6,0	0,0	-4,8	-1,6	-3,0	-4,0	-25,5	0,1	-3,0	-0,5	-5,8	-1,6	-5,5	0,0	-33,3	-2,1	1,0	-165,6	
	Calor - 2030	-4,2	0,2	0,6	-0,2	-12,9	3,4	0,6	-0,1	-0,9	0,0	0,3	0,6	2,7	-0,6	2,8	0,0	1,2	-1,4	0,4	0,2	-1,8	0,0	1,7	0,6	0,0	-6,9	
	Transporte - 2030	-0,7	0,0	-0,2	-1,1	-5,1	-5,5	-4,1	0,0	-6,6	0,0	0,0	-0,2	-7,6	-7,5	-0,6	0,0	-0,7	0,3	-0,4	-0,4	-2,3	0,0	-1,8	-1,3	-0,5	-45,4	
TOTAL - 2020	-2,3	-1,1	-1,2	-1,1	-5,6	-5,5	1,6	-0,5	-4,4	-0,4	-4,5	-0,4	-4,1	-6,7	-8,3	0,4	-0,9	0,4	-0,3	-0,8	-0,4	0,0	1,1	0,1	0,8	-25,4		
TOTAL - 2030	-4,1	-1,6	-2,2	-4,6	-27,4	-38,8	-4,7	-1,7	-13,5	0,0	-4,5	-1,2	-7,9	-12,1	-23,4	0,1	-2,0	0,0	-1,7	-0,6	-5,1	0,0	-33,5	-2,8	0,5	-217,9		
Ahorro neto frente a bruto de emisiones directas y de ACV	Ahorro neto frente a bruto de emisiones directas y de ACV																											
	Electricidad - 2030	-47%	-72%	-103%	-22%	-61%	-77%	-43%	-152%	-41%	-179%	-24%	-40%	-19%	-28%	-98%	42%	-29%	-142%	-114%	-118%	34%	-79%	-56%	39%	-66%		
	Calor - 2030	-39%	9%	34%	-2%	-27%	17%	26%	-7%	-4%	-14%	22%	14%	10%	3%	20%	-22%	30%	-63%	6%	7%	-34%	-42%	5%	11%	-9%	-3%	
	Transporte - 2030	-25%	n.a.	-219%	-53%	-29%	-59%	-95%	n.a.	-45%	n.a.	n.a.	-26%	-43%	-103%	-47%	43%	-100%	-47%	-38%	-62%	n.a.	-22%	-86%	-93%	-47%		
TOTAL - 2020	-3%	-59%	-42%	-8%	-14%	-6%	27%	-72%	-2%	-34%	-57%	-7%	-2%	-34%	-53%	64%	-21%	0%	-10%	-51%	-21%	48%	3%	38%	-10%			
TOTAL - 2030	-39%	-40%	-46%	-15%	-39%	-50%	-48%	-70%	-26%	-29%	-260%	-14%	-13%	-32%	-54%	40%	-23%	-33%	-52%	-24%	-70%	10%	-38%	-26%	8%	-37%		
Contaminantes atmosféricos - Partículas en suspensión	Ahorro neto de emisiones directas y de ACV																											
	Electricidad - 2030	0,0	0,1	0,1	0,0	0,4	1,2	0,3	0,0	0,6	0,0	0,0	0,1	1,3	0,8	0,3	0,0	0,7	0,0	-0,1	0,0	-0,3	0,0	1,8	0,3	1,7	9,3	
	Calor - 2030	0,0	0,1	0,1	0,5	1,1	0,7	0,0	0,1	1,2	0,0	0,1	0,1	0,3	0,7	0,4	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	1,4	0,1	0,1	7,4	
	Transporte - 2030	0,2	0,0	0,0	0,1	0,9	0,4	0,1	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,5	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,5	0,1	0,0	3,9	
TOTAL - 2020	0,0	0,0	0,1	1,1	2,8	1,6	0,4	0,0	2,0	0,0	0,0	0,5	1,0	0,2	0,2	0,0	0,3	0,2	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	4,0	0,6	1,4	16,7	
TOTAL - 2030	0,2	0,0	0,1	0,7	2,4	2,3	0,4	0,0	2,1	0,0	0,3	1,6	2,2	1,7	0,8	0,0	0,6	0,2	0,2	0,1	-0,1	0,0	0,9	3,0	0,6	1,4	24,8	
Ahorro neto frente a bruto de emisiones directas y de ACV	Ahorro neto frente a bruto de emisiones directas y de ACV																											
	Electricidad - 2030	-14%	30%	36%	6%	17%	27%	70%	-31%	54%	-338%	-5%	34%	72%	52%	11%	77%	64%	14%	-25%	-144%	62%	30%	61%	96%	35%		
	Calor - 2030	8%	64%	64%	59%	36%	66%	64%	57%	63%	5%	63%	57%	38%	62%	57%	92%	73%	-12%	44%	35%	23%	36%	44%	34%	50%		
	Transporte - 2030	131%	n.a.	71%	66%	83%	75%	48%	n.a.	36%	n.a.	n.a.	29%	43%	53%	81%	n.a.	9%	87%	56%	50%	n.a.	85%	63%	63%	62%		
TOTAL - 2020	4%	28%	44%	68%	67%	55%	77%	37%	77%	-3%	7%	69%	59%	5%	18%	92%	60%	75%	67%	30%	82%	76%	87%	97%	63%			
TOTAL - 2030	18%	5%	44%	47%	43%	49%	67%	1%	65%	-7%	3%	45%	54%	53%	39%	87%	68%	58%	48%	38%	-22%	7%	82%	81%	92%	59%		
TOTAL - 2030	21%	42%	45%	42%	36%	38%	62%	24%	54%	-24%	19%	42%	55%	56%	25%	77%	63%	19%	15%	-20%	53%	41%	56%	91%	43%			
Ahorro de combustibles fósiles	Ahorro de combustibles fósiles en términos energéticos por combustible																											
	Hidrocarb. - 2030	7,4	6,2	6,4	49,4	89,2	103,7	1,2	3,0	23,9	0,0	4,7	8,1	18,5	49,7	66,4	0,0	44,0	0,1	6,2	1,8	2,8	0,0	216,3	13,3	2,0	724,3	
	Lignite - 2030	0,0	0,0	0,0	6,3	0,0	89,3	9,1	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	6,4	2,6	0,1	0,0	40,6	2,5	1,5	159,1	
	Oil - 2030	19,3	3,6	2,8	22,4	156,4	55,4	17,5	3,2	134,9	0,0	2,7	9,2	81,3	60,1	24,2	0,2	3,0	3,7	7,6	4,3	17,7	0,1	57,4	5,1	4,2	696,3	
Gas - 2030	55,2	10,1	13,7	31,1	222,0	138,0	13,2	5,6	58,3	0,4	12,3	16,9	128,6	62,3	117,0	0,0	13,7	12,2	32,9	15,5	44,0	0,0	78,7	24,2	8,4	1114,3		
Ahorro de combustibles fósiles en términos económicos por sector	Ahorro de combustibles fósiles en términos económicos por sector																											
	Electricidad - 2030	22,3	10,7	13,2	41,3	184,5	248,3	15,2	5,3	59,4	0,0	11,8	15,7	57,1	66,7	122,7	0,2	40,6	7,7	20,1	6,8	24,7	0,1	191,9	16,9	4,5	1167,8	
	Calor - 2030	50,5	9,1	9,4	60,4	241,1	103,9	10,1	6,8	104,2	0,3	8,0	16,1	105,7	82,7	71,8	0,0	17,8	11,9	25,8	11,4	26,3	0,1	170,7	23,7	9,8	1177,6	
	Transporte - 2030	9,1	0,0	0,3	7,5	61,9	34,1	15,8	0,0	53,5	0,0	0,0	2,4	66,5	22,7	13,0	0,0	2,6	2,9	3,4	3,4	3,5	13,6	0,0	30,9	4,6	1,8	348,7
TOTAL - 2020	29,0	7,0	8,3	61,0	177,6	144,1	2,4	3,1	71,3	0,0	13,4	18,5	67,8	21,9	67,6	0,2	20,8	6,4	10	7,4	6,4	0,1	87,5	11	4,8	972,9		
TOTAL - 2030	81,9	19,9	22,9	109,2	487,6	386,4	41,0	12,1	217,1	0,4	19,7	34,2	228,3	172,1	207,5	0,2	60,9	22,5	49,4	21,7	64,5	0,1	393,1	45,2	16,0	2694,0		
Ahorro de combustibles fósiles en términos económicos por sector	Ahorro de combustibles fósiles en términos económicos por sector																											
	Electricidad - 2030	413	156	209	830	2577	2721	200	101	1061	1	197	240	1071	837	1784	7	377	77	358	126	521	2	1705	214	51	15835	
	Calor - 2030	1183	225	224	731	5890	2491	229	144	2817	7	197	403	2444	2045	1698	0	281	272	577	618	262	618	2	2813	471	237	26270
	Transporte - 2030	284	0	9	220	1809	995	461	0	1564	0	0	70	1914	662	378	0	75	85	100	102	397	0	891	133	51	10183	
TOTAL - 2020	478	102	161	737	2739	1728	64	47	853	2	211	295	162	1725	107	5	218	87	172	133	286	2	909	268	62	16946		
TOTAL - 2030	1062	209	271	1065	5623	3424	385	22	294	6	273	437	2665	1446	2061	6	387	237	497	280	868	3	3100	354	171	28426		
TOTAL - 2030	1870	361	442	1762	10276	6208	890	244	5442	8	394	529	3860	7	733	434	1035	434	1035	434	1035	434	1035	434	1035	434	52287	

Anexo 9 Legislación sobre emisiones empleada para comprobar si la planta modelizada satisfaría los límites de emisiones

Tabla 8.10 Legislación sobre emisiones empleada para comprobar si la planta modelizada satisfaría límites estrictos de emisiones

Combustible	Contaminante	País	Legislación
Madera y otra biomasa	Partículas	Alemania	1er BImSchV - Decreto sobre plantas de combustión pequeñas y medianas
		Alemania	DIN 18891
		Alemania	DIN 18895
		Alemania	TA Luft 5.4.1.2.1
		Europa	EN303-5
		Área nórdica	Nordic Swan
		Francia	Decreto del 20 junio 2002 modificado y Decreto del 30 julio 2003 modificado
	CE	Directiva sobre grandes instalaciones de combustión	
	Óxidos de nitrógeno	Alemania	DIN 18891
		Alemania	DIN 18895
Alemania		TA Luft 5.4.1.2.1	
Francia		Aretes del 20 junio 2002 modificada y el 30 julio 2003 modificada	
CE		Directiva sobre plantas grandes de combustión	
Combustible líquido	Partículas	-	-
	Óxidos de nitrógeno	CEPE	Protocolo de Gotenburgo
Gas de vertedero		Suiza	LRV 1985 (2000)
		CEPE	Protocolo de Gotenburgo
	Óxidos de nitrógeno	Suiza	LRV 1985 (2000)
		CEPE	Protocolo de Gotenburgo
Gas de madera	Partículas	CEPE	Protocolo de Gotenburgo
		CE	Directiva sobre plantas grandes de combustión
	Óxidos de nitrógeno	CEPE	Protocolo de Gotenburgo
		CE	Directiva sobre plantas grandes de combustión
Residuos	Partículas	CE	Directiva sobre incineración de residuos
	Óxidos de nitrógeno	CE	Directiva sobre incineración de residuos



ISBN 978-84-491-1086-3



9 788449 110863



GOBIERNO
DE ESPAÑA

MINISTERIO
DE MEDIO AMBIENTE
Y MEDIO RURAL Y MARINO