



OPCIONES TÉCNICAS PARA LA RECONVERSIÓN BIOENERGÉTICA DE LAS INDUSTRIAS

MANUAL PRÁCTICO ORIENTATIVO-2ª EDICIÓN

- Autores:** Dominik Rutz², Rainer Janssen², Patrick Reumerman¹, Jurjen Spekreijse¹, Doris Matschegg³, Dina Bacovsky³, Arne Gröngroft⁴, Stephanie Hauschild⁴, Niels Dögnitz⁴, Emmanouil Karampinis⁵, Dimitrios-Sotirios Kourkoumpas⁵, Panagiotis Grammelis⁵, Kristian Melin⁶, Heidi Saastamoinen⁶, Ana Isabel Susmozas Torres⁷, Raquel Iglesias Esteban⁷, Mercedes Ballesteros⁷, Göran Gustavsson⁸, Daniella Johansson⁸, Anes Kazagić⁹, Ajla Merzić⁹, Dino Trešnja⁹, Hans Dagevos¹¹, Siet J. Sijtsema¹¹, Machiel J. Reinders¹¹, Marieke Meeusen¹¹
(numbers in superscript refer to the project partners on page 4)
- Revisores:** Edgar Ahn (BDI Holding GmbH), Nicholas LaPointe²
- Traductores:** Ana Isabel Susmozas Torres, Raquel Iglesias Esteban
- Traducciones:** El idioma original de este manual es el inglés.
Este manual también está disponible en los siguientes idiomas:
Bosnio, holandés, alemán, griego, Español, podrían seguirles otros idiomas
- ISBN:** 978-3-936338-81-2
- Publicado en:** © 2022 by WIP Renewable Energies, Munich, Germany
- Edición:** 2ª edición
- Contacto:** WIP Renewable Energies, Sylvensteinstr. 2, 81369 Munich, Germany
Dominik.Rutz@wip-munich.de Tel.: +49 89 720 12 739
www.wip-munich.de
- Contacto nacional:** CIEMAT, Av. Complutense 40, 28940 Madrid, España
raquel.iglesias@ciemat.es
www.ciemat.es
- Página Web:** www.BIOFIT-h2020.eu
- Copyright:** Todos los derechos reservados. Ninguna parte de este libro puede ser reproducida en ninguna forma o por ningún medio o ser utilizada con fines comerciales sin permiso escrito del editor. Los autores no garantizan la exactitud y/o la integridad de la información y los datos incluidos o descritos en este manual.
- Disclaimer:** Este proyecto ha recibido financiación del programa de investigación e innovación Horizonte 2020 de la Unión Europea en virtud del acuerdo de subvención N° 817999. La responsabilidad del contenido de este informe recae exclusivamente en los autores. No refleja necesariamente la opinión de la Unión Europea ni de la Agencia Ejecutiva Europea de Clima, Infraestructuras y Medio Ambiente (CINEA). Ni el CINEA ni la Comisión Europea son responsables del uso que pueda hacerse de la información contenida en él.

Agradecimientos

Este manual se elaboró en el marco del proyecto BIOFIT. Los autores agradecen a la Comisión Europea el apoyo al proyecto. Los autores dan las gracias a las siguientes empresas y colaboradores por permitir el uso de la información y de los gráficos: Bioenergy Europe, KnowPulp database, C-Green Technology AB, Arbaflame, Yilkins, UPM Biofuels, Valmet, WTS AB Powder Burners, PetroBio, Hawkins Wright y a o socios del proyecto.

El proyecto BIOFIT

La bioenergía es una forma esencial de energía renovable que proporciona aproximadamente el 60% del suministro actual de energía renovable en la UE28. Fomentadas por la innovación, el uso de las tecnologías basadas en la bioenergía son cada vez más avanzadas y diversas, lo que conduce a la producción eficiente de energía, calor y frío, y a una gran variedad de combustibles para el transporte. La reconversión – sustitución de una parte de una instalación existente por equipos de última generación – puede ser una solución rentable para ampliar el uso de la bioenergía en determinadas industrias. La reconversión es una de las formas más rápidas de aumentar la cuota de energía renovable en Europa haciendo además que la producción de energía en las industrias existentes sea más sostenible.

El proyecto BIOFIT, apoyado por el programa Horizonte 2020 de la Unión Europea, tiene como objetivo facilitar la introducción de la reconversión bioenergética en las industrias europeas. La reconversión significa en la mayoría de los casos menores costes de capital, implementación y puesta en marcha más rápida, menos pérdidas de tiempo de producción y menores riesgos. El proyecto facilita la introducción de la reconversión bioenergética en los siguientes sectores industriales¹ :

- Biocombustibles de primera generación
- Celulosa y papel
- Refino de petróleo
- Centrales térmicas fósiles
- Plantas de cogeneración (CHP)

A continuación se especifican los objetivos a desarrollar en el proyecto BIOFIT:

- Desarrollar 10 propuestas (casos de estudio) de reconversión bioenergética dentro de los sectores industriales indicados junto con actores de las industrias y el mercado.
- Obtener un panorama preciso y completo de las opciones de reconversión bioenergética en las industrias seleccionadas, así como una visión de las condiciones en las que cada tipo de reconversión bioenergética es factible y comunicarlo a los grupos objetivo.
- Involucrar, comprometer y apoyar a las partes interesadas y actores del mercado, especialmente de la industria, mediante la comunicación de resultados, la difusión de conocimientos, la oportunidad de diálogo y el desarrollo de mejores prácticas.
- Evaluar las condiciones marco (legales, institucionales y políticas) para identificar barreras y ayudas genéricas y específicas de cada sector industrial estudiado.
- Proporcionar asesoramiento a los responsables políticos a nivel nacional y regional para impulsar políticas específicas de apoyo al mercado y financiación de este tipo de iniciativa.

Las acciones principales del proyecto BIOFIT incluyen la difusión de ejemplos de prácticas óptimas existentes y la elaboración de 10 casos de estudio de reconversión en colaboración

¹ La selección de estas industrias se debe a las especificaciones del texto de la convocatoria del programa Horizonte 2020, en virtud del cual se presentó BIOFIT en la convocatoria de propuestas.

con socios industriales. En paralelo, se involucrará y apoyará a la industria en general a través de cinco foros de la industria (grupos de trabajo).

Este proyecto tiene una duración de tres años y comenzó en octubre de 2018. El consorcio BIOFIT está formado por catorce socios de ocho países europeos: Suecia, los Países Bajos, Alemania, España, Finlandia, Austria, Bosnia y Herzegovina y Grecia. El consorcio está formado tanto por socios industriales como por académicos e investigadores.

Project Consortium and National Contact Points:



BTG Biomass Technology Group BV, The Netherlands¹
Patrick Reumerman reumerman@btgworld.com
www.btgworld.com



WIP Renewable Energies, Germany²
Dominik Rutz Dominik.Rutz@wip-munich.de
www.wip-munich.de



BEST – Bioenergy and Sustainable Technologies GmbH, Austria³
Dina Bacovsky Dina.bacovsky@bioenergy2020.eu



DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, Germany⁴
Arne Gröngröft Arne.Groengroeft@dbfz.de
www.dbfz.de



Centre for Research & Technology, Hellas, Greece⁵
Manolis Karampinis karampinis@certh.gr
www.certh.gr, www.cperi.certh.gr



VTT Technical Research Centre of Finland Ltd, Finland⁶
Heidi Saastamoinen heidi.saastamoinen@vtt.fi
www.vttresearch.com



Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas, Spain⁷
Raquel Iglesias Esteban raquel.iglesias@ciemat.es
www.ciemat.es



ESS – Energikontor Sydost AB, Sweden⁸
Daniella Johansson daniella.johansson@energikontorsydost.se
www.energikontorsydost.se



JP Elektroprivreda BiH d.d.-Sarajevo, Bosnia and Herzegovina⁹
Anes Kazagic a.kazagic@epbih.ba
www.epbih.ba



Technip Benelux B. V., The Netherlands¹⁰
Mark Wanders mark.wanders@technipfmc.com
www.TechnipFMC.com



Stichting Wageningen Research, The Netherlands¹¹
Marieke Meeusen marieke.meeusen@wur.nl
www.wageningenur.nl/lei



Swedish Biofuels AB, Sweden¹²
Andrew HullL andrew.hull@swedishbiofuels.se
www.swedishbiofuels.se



Hellenic Petroleum S.A., Greece¹³
Spyros Kiartzis skiartzis@helpe.gr
www.helpe.gr



Biocarburantes de Castilla y León S.A., Spain¹⁴
Juan María García Alonso Juan.garcia@vertexbioenergy.com
www.vertexbioenergy.com

Contenido

Agradecimientos	2
El proyecto BIOFIT	3
1 Introducción	8
2 El proceso de reconversión.....	9
2.1 Partes interesadas involucradas.....	10
2.2 El papel de los ciudadanos y los consumidores	12
2.3 Motivación para la reconversión	17
3 Abastecimiento de bioenergía para las industrias	19
3.1 Potencial de biomasa	19
3.2 Productos básicos de biomasa.....	24
3.3 Logística y cadenas de valor	29
3.4 Políticas de sostenibilidad y certificación.....	30
4 Panorama general de las rutas de conversión de biomasa	34
5 Reconversión de plantas de biocombustibles de primera generación	35
5.1 Panorama general del sector	35
5.2 Proceso complementario de etanol celulósico incorporado al de bioetanol de primera generación	37
5.3 Alcoholes para aviación	39
5.4 Producción de biodiesel a partir de aceite residual.....	40
5.5 Producción de metanol mediante reformado de glicerol	42
5.6 Biometano.....	44
5.7 Electrocombustibles	46
5.8 Observaciones finales	49
6 Reconversión de refinerías fósiles	50
6.1 Panorama general del sector	50
6.2 Reducción de carbono en refinerías fósiles.....	53
6.3 Integración de HVO.....	55
6.4 Integración de aceite de pirólisis en refinerías.....	60
6.5 Observaciones finales	66
7 Reconversión de plantas eléctricas de combustibles fósiles y de cogeneración ..	67
7.1 Panorama general del sector	67
7.2 Tecnologías utilizadas en el sector.....	68
7.2.1 Combustión de combustible pulverizado	69
7.2.2 Combustión en lecho fluidizado.....	69
7.2.3 Combustión en parrilla	71

7.2.4	Co-combustión de biomasa vs conversión a biomasa	71
7.3	Co-combustión de biomasa (reconversión bioenergética parcial)	72
7.3.1	Co-combustión directa	72
7.3.2	Co-combustión Indirecta / gasificación	73
7.3.3	Co-combustión paralela (reconversión bioenergética parcial)	74
7.4	Conversión con biomasa (reconversión bioenergética completa)	75
7.4.1	Conversiones de biomasa para sistemas de combustible pulverizado	75
7.4.2	Conversiones BFB	78
7.5	Biomasa tratada térmicamente.....	80
7.6	Otras opciones de conversión: combustión de polvo de madera, bioaceites y biogás 82	
7.7	Observaciones finales	83
8	Reconversión de la industria de la celulosa y el papel	84
8.1	Panorama general del sector	84
8.2	Proceso de pastado y residuos de la industria de la celulosa y el papel.....	86
8.2.1	Extracción de fibra.....	86
8.2.2	Proceso de cocción	86
8.2.3	Evaporación del licor negro	88
8.2.4	Proceso de recuperación.....	89
8.2.5	Tratamiento de aguas residuales	90
8.3	Etanol de licor negro/marrón	91
8.4	Gasificación del licor negro a DME.....	92
8.5	Metanol de plantas de celulosa	92
8.6	Valorización de los lodos de las plantas de celulosa y papel.....	93
8.6.1	Carbonización Hidrotermal (“Hydrothermal Carbonisation”, HTC)	93
8.6.2	Digestión anaerobia (DA)	94
8.7	Extracción de lignina	95
8.8	Licuefacción hidrotermal	96
8.9	Sustitución de los combustibles fósiles en la producción de energía de las fábricas de papel	97
8.10	Combustibles alternativos en el horno de cal y la gasificación de la corteza	98
8.11	Diésel renovable producido a partir del tall oil de las fábricas de celulosa.....	99
8.12	Observaciones finales	100
	Referencias.....	103

1 Introducción

En las últimas décadas se ha hecho cada vez más evidente que los recursos de combustibles fósiles son escasos, finitos y que su uso puede dañar el medio ambiente y nuestro clima. El aumento de la producción de energía renovable, además de reducir las emisiones de CO₂ según el Acuerdo de París (2015), garantizará una mayor seguridad de suministro, estimulará la innovación, creará nuevos empleos y contribuirá al desarrollo económico.

En la Directiva de Energías Renovables de la UE de 2009 se acordaron objetivos nacionales de energía renovable que conducirían a la producción de un 20% de energía renovable en la UE para 2020. Desde entonces, muchos Estados Miembros han experimentado un rápido crecimiento en la producción de energías renovables, a menudo incluso más allá de los objetivos establecidos, lo que demuestra el amplio consenso existente en Europa sobre este tema. En el paquete de medidas de la UE "Energía limpia para todos los europeos" de 2016, la elección inequívoca de la energía renovable se consolidó aún más al adoptar un objetivo vinculante del 27% de consumo de energía final a partir de energía renovable para 2030. En 2018, el objetivo se revisó al alza hasta alcanzar una cuota de al menos el 32% de energías renovables. Esto está en consonancia con la hoja de ruta de la UE para 2050, que prevé la eliminación gradual de los combustibles fósiles para ser sustituidos por energías renovables.

La bioenergía es una forma esencial de energía renovable, proporcionando aproximadamente el 60% de la producción de energía renovable de la UE en 2017². En el futuro, la bioenergía seguirá siendo importante. La Agencia Internacional de la Energía ("International Energy Agency", IEA) señala en su hoja de ruta para 2017³ que la bioenergía desempeña un papel esencial en su Escenario 2DS (Escenario 2°C), proporcionando casi el 20% del ahorro acumulado mundial de emisiones de CO₂ para 2060. La bioenergía es un tema complejo y a veces controvertido. Cada vez se entiende mejor que sólo la bioenergía que se suministra y se utiliza de manera sostenible tiene cabida en un futuro energético bajo en carbono.

La bioenergía moderna adopta muchas formas. Aplicaciones relativamente sencillas, como la generación de calor por combustión de madera, es llevada a cabo junto con la producción de biogás mediante la digestión anaeróbica (AD) y la producción de combustibles para el transporte. Las tecnologías son cada vez más avanzadas y diversas, lo que conduce a la producción de una variedad de combustibles avanzados para el transporte (bioetanol de primera y segunda generación, biodiesel y bioqueroseno), vectores intermedios de bioenergía y producción de energía eléctrica, calefacción y refrigeración de alta eficiencia y baja emisión de carbono.

Además de la instalación de plantas de bioenergía completamente nuevas, la reconversión, es decir, la sustitución de partes de una fábrica o instalación, por equipos de última generación, puede ser una alternativa para reemplazar los combustibles fósiles o para mejorar las tecnologías de energía renovable obsoletas. La reconversión implica a menudo un menor gasto de capital (CAPEX), plazos más cortos, una implementación más rápida, menos pérdidas de tiempo de producción y menores riesgos, en comparación con la demolición completa de plantas antiguas y la construcción de plantas de bioenergía completamente nuevas.

El proyecto BIOFIT, financiado por el programa Horizonte 2020 de la Unión Europea, apoya la reconversión bioenergética en cinco sectores de la industria Europea, en concreto en biocombustibles de primera generación, celulosa y papel, refino de petróleo, centrales térmicas fósiles y plantas de cogeneración (CHP). La selección de estas industrias se debe a las especificaciones del texto de la convocatoria del programa Horizonte 2020, en virtud del cual se presentó BIOFIT en la convocatoria de propuestas.

² <http://www.europeanbioenergyday.eu/>

³

http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Technology_Roadmap_Delivering_Sustainable_Bioenergy.pdf

Para presentar las oportunidades técnicas de la reconversión, este manual sobre "Opciones técnicas para la reconversión de las industrias con bioenergía", fue escrito por los miembros del consorcio BIOFIT. El manual presenta un amplio rango de soluciones técnicas para las industrias destinatarias, que son muy diferentes, pero que pueden enfrentarse a retos similares. El objetivo es proporcionar esta información a los interesados y a los encargados de la toma de decisiones de las industrias seleccionadas que tal vez tengan pocos conocimientos técnicos de base. El manual tiene como objetivo promover la comprensión técnica de las oportunidades de reconversión bioenergética de las industrias seleccionadas. Se presenta en un lenguaje sencillo e incluye muchos gráficos e ilustraciones de fácil comprensión.

2 El proceso de reconversión

La reconversión bioenergética es la sustitución de partes de una fábrica o instalación con tecnologías basadas en biomasa de última generación con el objetivo de reemplazar los combustibles fósiles o actualizar tecnologías de energía renovable obsoletas. La alternativa a la reconversión sería la construcción de plantas de bioenergía completamente nuevas, lo que implicaría la demolición de la antigua fábrica o instalación. Las ventajas potenciales de la adaptación pueden ser menores gastos de capital (CAPEX), plazos más cortos, una implementación más rápida, menos pérdidas de tiempo de producción y menores riesgos.

En la práctica, la reconversión depende en gran medida del tipo de industria y de sus objetivos. El proceso de reconversión puede caracterizarse por los siguientes parámetros:

- **Tipo y tamaño de la industria:** El tipo y la escala de la industria influye en muchos factores de la reconversión, como las tecnologías, la financiación, los objetivos, etc.
- **Producto principal de la industria:** La biomasa utilizada para la reconversión puede utilizarse como energía de proceso para la industria (por ejemplo, en el sector de la celulosa y el papel) o puede constituir el producto de la propia industria (por ejemplo, los biocombustibles de segunda generación)
- **Número de "pasos" de implementación de la reconversión:** La reconversión puede ser un proyecto que se ejecute en un período de tiempo relativamente corto, o puede ser un proceso de etapas múltiples que incluya varios proyectos individuales.
- **Grado de reconversión:** La adaptación puede ser un cambio completo del sistema antiguo a un uso exclusivo de biomasa, o puede ser un cambio parcial donde algunos sistemas usan biomasa.
- **Plazo de la reconversión:** según el tamaño y el tipo de industria, la reconversión puede llevarse a cabo en un plazo muy corto (por ejemplo, en un año) o en un plazo largo (varios años).

En la Figura 1 se muestran los pasos generales del proceso de reconversión de forma simplificada. Dependiendo del alcance de las medidas de reconversión, su implementación puede requerir mucho tiempo, ser duradera y requerir mucho capital, especialmente en el caso de grandes proyectos de reconversión.



Figura 1: Esquema simplificado del proceso de reconversión

2.1 Partes interesadas involucradas

En la reconversión de las industrias más grandes suelen participar varias partes interesadas dentro de la empresa (partes interesadas internas) y partes interesadas fuera de la empresa (partes interesadas externas). La posible implicación y el interés de las partes interesadas internas y externas en el proceso de reconversión se muestran en la Tabla 1 y la Tabla 2. El papel específico de los ciudadanos y los consumidores se describe en el capítulo 2.2. Es importante identificar a las partes interesadas relevantes para cada proceso de reconversión y hacerlos participar en la etapa correcta de ejecución del proyecto. A menudo es mejor hacerlos participar lo antes posible para determinar a tiempo los pasos clave para la implementación así como las posibles barreras que deben abordarse.

Tabla 1: Partes interesadas internas involucradas en el proceso de reconversión

<i>Partes interesadas internas</i>	<i>Implicación e interés en el proceso de reconversión</i>
Alta dirección de la empresa	<ul style="list-style-type: none"> • Toma las principales decisiones en la empresa • El apoyo de la gestión del proyecto de reconversión depende de los objetivos generales de la empresa • Es posible que se necesite convencer de las ventajas de la reconversión • La reconversión puede contribuir a una buena imagen de la empresa
Departamento de I+D	<ul style="list-style-type: none"> • A menudo es responsable de la planificación y la aplicación de la reconversión • Responsable de aportar innovaciones a la empresa
Otros departamentos	<ul style="list-style-type: none"> • Dependiendo de la complejidad de la reconversión, puede ser necesario involucrar a varios departamentos de la empresa, como los departamentos de financiación, compras, operación, tecnologías, medioambiente, etc.
Personal operativo y técnicos	<ul style="list-style-type: none"> • Los técnicos y el personal operativo deben aportar sus conocimientos técnicos y experiencia

Tabla 2: Partes interesadas externas involucradas en el proceso de reconversión

Partes interesadas externas	Implicación e interés en el proceso de reconversión
Legisladores y políticos	<ul style="list-style-type: none"> Definen los objetivos políticos y la legislación que podría afectar a la empresa Podrían beneficiarse positivamente de la reconversión industrial ya que contribuye a sus objetivos políticos
Asociaciones industriales y grupos de presión de la industria	<ul style="list-style-type: none"> Influir en los políticos, pero también en las decisiones de las empresas Pueden promover o desalentar la reconversión, dependiendo de los objetivos de la asociación/grupo industrial Están interesados en una imagen positiva de la industria que representan
Ambientalistas, ONGs	<ul style="list-style-type: none"> Reconocen la reconversión con alto impacto Piden que el suministro de bioenergía sea sostenible y evite impactos ambientales negativos La reconversión con bajo impacto puede ser vista por algunos ambientalistas como un "lavado verde"
Autoridades locales	<ul style="list-style-type: none"> Responsable de los permisos pertinentes necesarios para llevar a cabo el proyecto de reconversión Pueden proporcionar incentivos
Instituciones financieras, bancos	<ul style="list-style-type: none"> Proporcionar financiación (préstamos)
Ciudadanos y consumidores	<ul style="list-style-type: none"> Interesados en precios bajos de productos respetuosos con el medio ambiente (por ejemplo, las empresas de calefacción urbana quieren calor a partir de biomasa en lugar de carbón para vender calor más sostenible a sus consumidores) Influir en las políticas mediante la elección de los políticos
Proveedores de tecnología	<ul style="list-style-type: none"> Son cruciales para la implementación de la reconversión Quieren vender sus tecnologías: están interesados en ofrecer buenos servicios para desarrollar una buena reputación y un funcionamiento sin problemas
Consultores externos y expertos (empresas, universidades, etc.)	<ul style="list-style-type: none"> Son cruciales en el proceso de reconversión si la industria carece de experiencia, o si la experiencia externa es más barata que la interna Normalmente venden sus servicios de consultoría Se pueden necesitar consultores especialistas para la aprobación de tecnología (por ejemplo, relacionadas con cuestiones de seguridad)
Prensa y medios de comunicación	<ul style="list-style-type: none"> Interesados en los casos de reconversiones exitosas y plantas de demostración Pueden transferir información al público y así contribuir a una imagen positiva

2.2 El papel de los ciudadanos y los consumidores

El cambio climático, la pérdida de la biodiversidad o las emisiones de gases de efecto invernadero han recibido una importante atención social, política y mediática en los últimos años. Esto ha dado lugar a un aumento gradual de la concienciación pública sobre los inconvenientes y los límites de la economía basada en combustibles fósiles. La bioeconomía tiene como objetivo sustituir los combustibles fósiles mediante la utilización de biomasa renovable para la obtención de productos y energía. En un contexto más amplio de la bioeconomía, se está produciendo un cambio de paradigma que evoluciona hacia modos de producción y consumo más responsables y que responden mejor a la capacidad de carga del planeta. En particular, el Objetivo 12 de Desarrollo Sostenible, que se centra en el consumo y la producción responsables mediante, entre otros, la promoción de los recursos y la eficiencia energética, es digno de mención aquí.

Las prácticas de reconversión y sus ventajas económicas y de sostenibilidad son fundamentales, no obstante, es importante considerar que las industrias no funcionan en un vacío social. Junto a las dimensiones de “*Profit*” y “*Planet*” (Beneficio y Planeta), la **Triple P** se completa con “*People*” (Gente). La idea de la Triple P sugiere que las prácticas innovadoras de reconversión dedicadas a hacer un mejor uso de las fuentes de energía no fósiles son algo más que la mejora de la viabilidad tecnológica y económica. La reconversión, por lo tanto, no es sólo una cuestión de rendimiento empresarial y reducción del impacto ambiental, sino también de responsabilidad social y aceptación pública. Es importante investigar si la reconversión sirve para cumplir los objetivos de eficiencia (Beneficio) y sostenibilidad (Planeta) y de qué manera. También es importante explorar si las iniciativas e inversiones de reconversión se consideran socialmente apreciadas o son interpretadas por los **ciudadanos-consumidores**⁴ como prácticas responsables desde una perspectiva social y moral (Personas) y en qué medida.

La perspectiva social no está todavía normalizada en la bioeconomía y se percibe fácilmente como algo descabellado (“¿Qué tiene que ver el público con las prácticas de reconversión en las instalaciones de bioenergía?”). Sin embargo, las siguientes secciones proporcionarán varios argumentos y consideraciones para ilustrar la importancia que tienen los consumidores en el desarrollo de la bioeconomía emergente, así como para la reconversión bioenergética.

Importancia de los consumidores en la bioeconomía

Varios argumentos son útiles para defender la importancia del consumo y los consumidores con respecto a la transición hacia una economía verde.

Vivimos en una sociedad de consumo que se caracteriza por la importancia económica, social y cultural del consumo. El crecimiento económico y la prosperidad dependen en gran medida de los **niveles de consumo**. La importancia sociocultural del consumo se manifiesta en la identidad y el valor simbólico de los bienes de consumo para la población contemporánea: “eres lo que compras”. Dado el papel fundamental del consumo en la sociedad actual,

⁴ A lo largo de este capítulo utilizamos principalmente la palabra **consumidor** y ocasionalmente la usamos indistintamente con ciudadano-consumidor. La noción de consumidor aquí es sinónimo de ciudadano o público en general. Nos damos cuenta de que los términos consumidor y ciudadano se interpretan a menudo como un par binario y se definen en función de diferentes motivos y objetivos de comportamiento: los consumidores son presentados como más individualistas y orientados a corto plazo, mientras que los ciudadanos prototípicos son presentados como más colectivistas por naturaleza y teniendo en cuenta las posibles consecuencias a largo plazo de sus elecciones de comportamiento. Ciudadano-consumidor se utiliza en la literatura académica para matizar o neutralizar esta división entre ambos. No profundizaremos en estas cuestiones en este capítulo, sino simplemente señalar que cuando utilizamos el compromiso del consumidor uno es libre de leer compromiso ciudadano o público.

descuidar el consumo distorsionaría la realidad. Así, para que una bioeconomía prospere, es mejor no ignorar el compromiso de apoyo al consumidor. Como resultado de la aceptación pública y la legitimidad, los consumidores y la sociedad proporcionan a las empresas una licencia para operar. Tendencias generales, como la creciente atención de las empresas a la **responsabilidad social corporativa (RSC)**, a abordar los desafíos sociales, así como el reconocimiento en los círculos empresariales de que el apoyo de la sociedad es fundamental para la viabilidad económica, son tal vez incluso más relevantes en el caso de la construcción de una bioeconomía no convencional que tiene como objetivo sustituir a la conocida economía basada en recursos fósiles. La creación de una alternativa a lo convencional implica confrontación y resistencia, la transición nunca es sencilla. Por lo tanto, una investigación centrada en las posiciones que adoptan los consumidores y las vías que prefieren seguir en la transición hacia la bioeconomía es un valor añadido para nuestra comprensión de la base social subyacente. La participación de los consumidores podría funcionar como un catalizador o como un serio desafío para la transición hacia una economía verde y para la reconversión bioenergética como parte de esta transición.

Otro argumento para no perder de vista las preferencias y prioridades de los consumidores puede encontrarse en la idea de que la transición no es sólo una cuestión de innovación tecnológica, sino también de compromiso social y de cambios en el comportamiento humano.

Vainio et al. (2019) dividen explícitamente el tema "naturaleza del cambio" en **cambio tecnológico** por un lado y **cambio de estilo de vida** por el otro. Los cambios tecnológicos y de estilo de vida no son necesariamente opuestos y a menudo están interrelacionados. Sin embargo, al hacer una distinción entre ellos se muestra más claramente lo que los ciudadanos-consumidores creen que podrían hacer ellos mismos y lo que la transición hacia la bioeconomía podría significar en términos de posibilidades y consecuencias tecnológicas. El presente documento desarrolla la idea de que la investigación orientada al consumidor tiene sentido cuando se trata de la transición hacia la bioeconomía. Además, ayuda a examinar la transición hacia la bioeconomía de manera más amplia y a demostrar que no se trata únicamente de adoptar medidas de eficiencia, sino que en última instancia pretende tener un impacto positivo en la ecologización del sistema de producción-consumo en general. En consecuencia, los ciudadanos-consumidores son partícipes de este proceso, tienen opiniones y visiones al respecto y son partes interesadas importantes en proporcionar a la bioeconomía de la legitimidad y el apoyo necesarios.

Aunque estas declaraciones están ganando aceptación recientemente, todavía no es habitual en los discursos sobre bioeconomía y economía circular centrarse en el **comportamiento de los consumidores** y el compromiso de estos. Por el contrario, hay que tener en cuenta que los debates se basan principalmente en la tecnología y se centran en las innovaciones tecnológicas. La transición de la economía basada en recursos fósiles a una economía más sostenible se aborda todavía, en primer lugar, como una cuestión de mejora de los procesos de producción y/o logística. Dicho esto, recientemente entre los académicos y los políticos se observa un reconocimiento cada vez mayor de que los consumidores también forman parte de esta transición. Se considera a los consumidores para ecologizar la economía en función de su base social o su poder adquisitivo para adquirir productos "verdes". Por lo general, se considera que los consumidores son más bien actores pasivos, no agentes de cambio proactivos. Cada vez más, se cree que los consumidores tienen un papel importante que desempeñar, pero a menudo sigue sin estar claro cuál es o podría ser su contribución al proceso de transición (véase también Kirchherr et al., 2017). Esto no significa devaluar los recientes intentos de incorporar a los consumidores y el consumo en la economía circular (Sijtsema et al., 2020).

Percepción y segmentación de los consumidores

En recientes estudios de consumo en el ámbito de la economía de base biológica, se llega a la conclusión de que las **percepciones de los consumidores** sobre la misma y sobre varios bienes de consumo concretos de base biológica no son claras ni estables (Onwezen y otros,

2017; Pfau y otros, 2017; Sijtsema y otros, 2016). Esos estudios sugieren que muchos consumidores no están familiarizados con la bioeconomía, la entienden mal o tienen dudas al respecto. En general, las investigaciones realizadas hasta ahora indican que existe una brecha entre la percepción de los consumidores y el cambio bioeconómico. En este sentido, parece que no se ha cambiado mucho desde un estudio anterior que señalaba "la falta de conocimiento y el flujo adecuado de información; y la percepción y aceptación insuficientes" como los principales desafíos no técnicos en el ámbito de la biotecnología (Rösch & Kaltschmitt, 1999: 347). Dada la situación actual, en la que la bioeconomía no parece ser la principal preocupación de los consumidores, la información y la sensibilización siguen siendo condiciones previas para establecer el compromiso de los consumidores. La información y la participación son pasos necesarios para que los consumidores se conviertan en impulsores reales de la bioeconomía.

Se espera que los consumidores difieran en su compromiso y entusiasmo para apoyar la transición hacia la bioeconomía. La gente suele ser reacia a los cambios y prefiere las cosas tal como están (véase, por ejemplo, Kahneman & Tversky, 1979 o Samuelson & Zeckhauser, 1988 para estudios anteriores). Este comportamiento, conocido como **sesgo de status quo**, es bastante comprensible si se tiene en cuenta que los cambios pueden implicar más incertidumbre, riesgo, costes y esfuerzo.

En contraste con esta percepción negativa natural, los cambios también pueden estar relacionados con **percepciones positivas** como atractivo, emoción, mejora y valor. Los consumidores también sienten curiosidad por las novedades y creen en el progreso. En este sentido, las categorías de adoptantes de Rogers (1962) siguen siendo instructivas. Según esta teoría, se distinguen cinco categorías: innovadores, adoptantes tempranos, mayoría temprana, mayoría tardía y rezagados. Los primeros son receptivos a las innovaciones. Los innovadores y los adoptantes tempranos están dispuestos y son capaces de hacer frente a las incertidumbres y asumir los riesgos que acompañan a las innovaciones. A diferencia de estos líderes de vanguardia, el compromiso y el apoyo de la mayoría tardía y rezagada a las innovaciones es bajo y lento. Se puede hacer una distinción adicional entre la capacidad de innovación innata, que puede definirse como un rasgo de la personalidad que refleja la tendencia innata de un individuo a buscar nuevas experiencias (Hirschman, 1980), y la capacidad de innovación específica de un dominio, que capta la predisposición de un individuo a determinados dominios de interés y refleja la tendencia a adoptar rápidamente nuevos productos o ideas de este dominio (Bartels & Reinders, 2011; Goldsmith & Hofacker, 1991). La capacidad de innovación a menudo está estrechamente relacionada con la participación y el conocimiento sobre un determinado producto. Por ejemplo, algunas personas están muy interesadas en aparatos tecnológicos, mientras que otras muestran interés en alimentos, automóviles o electrodomésticos, solo por nombrar algunos.

Ambas inclinaciones pueden considerarse como dos tendencias humanas fundamentales: la **neofobia** (es decir, el miedo a la novedad) y la **neofilia** (es decir, el impulso hacia la novedad). Como resultado, la gente alterna entre la aceptación y la evasión de las innovaciones. Esa alternancia puede provocar sentimientos ambivalentes que afectan, por ejemplo, a la sensibilidad de las personas a los riesgos percibidos o a la falta de naturalidad de los procesos de producción innovadores, o que influyen en su intención de adquirir y consumir los productos finales producidos por las innovaciones impulsadas por la tecnología. Esto se refiere directamente a otro aspecto de las opiniones y reacciones de los consumidores ante las innovaciones.

Junto a la reticencia neófoba y la receptividad neófila a las innovaciones, podría ser relevante hacer una distinción entre los **procesos de producción innovadores** y la **innovación incorporada en los nuevos bienes de consumo**. Estos últimos serán generalmente más concretos para los consumidores y les darán la oportunidad de comprar y utilizar esos productos. Las innovaciones relativas a las tecnologías de los procesos de producción serán, por lo general, más abstractas para los consumidores y/o les darán la impresión de que el papel que pueden desempeñar es menos influyente. Con respecto a la participación de los

consumidores y la aceptación de la reconversión, parece importante tener también presente esta diferencia. Después de todo, la reconversión se refiere principalmente a la innovación de los procesos de producción y no a los productos de consumo. En principio, todo esto apartaría a los consumidores de las iniciativas de reconversión.

El objetivo más amplio de la reconversión es la sostenibilidad y, por lo tanto, la participación de los consumidores debe considerarse desde el punto de vista del **consumo sostenible**. Este nuevo campo de investigación ha dado lugar a una amplia evidencia de que la elección del consumidor no sólo está impulsada por motivos egocéntricos, precios o centrados en la conveniencia, sino que los consumidores suelen ser conscientes de las posibles consecuencias perjudiciales que podrían tener sus elecciones de comportamiento, tienen en cuenta conscientemente las preocupaciones ambientales o sociales y tratan de adoptar un estilo de consumo "verde".

Se ha constatado que el compromiso de los consumidores con la sostenibilidad difiere y se pueden distinguir varios segmentos de consumidores. Un estudio de segmentación ambiental realizado por Defra (2008), por ejemplo, encuentra siete grupos con creencias distintas sobre cuestiones ambientales y comportamientos hacia el medio ambiente. Estos segmentos engloban tanto al espectro ecologista (o verde) como al sector más conservador y menos dispuesto al cambio sostenible, denominados como "Ecologistas y Consumidores concienciados" o "Participantes cautos y desencantados", respectivamente.

Investigación del papel de los consumidores en la reconversión

En esta sección se describe cómo investigar el interés y el apoyo de los consumidores por la ecologización de la economía y, más concretamente, por los esfuerzos de reconversión bioenergética. El enfoque se basa en las preferencias y prioridades de la gente en cuanto a la sostenibilidad, la innovación tecnológica y la responsabilidad de las industrias en la ecologización de la economía. Es importante investigar qué es lo que los consumidores consideran importante y valioso (¿Qué tan "verdes" son los propios consumidores?), y sobre lo que los consumidores esperan que hagan las industrias, así como si confían en las políticas empresariales de responsabilidad social de las empresas (¿Cómo de responsables y fiables quieren los consumidores que sean las empresas en la ecologización de la economía?).

La aprobación y aceptación de los consumidores puede ser investigada evaluando la confianza y la desconfianza de los consumidores y su percepción respecto del "**lavado verde**" de una empresa (Cho, 2006; Leonidou & Skarmeas, 2017). Se puede pedir a los consumidores que respondan a afirmaciones tales como:

- Las empresas confunden (con palabras o imágenes) sobre las características ambientales de sus prácticas de producción o productos finales
- Las empresas proporcionan reclamos ambientales vagos o aparentemente no demostrables para sus métodos de producción
- Las empresas exageran las características ambientales de sus procesos de producción
- Las empresas dejan fuera u ocultan información importante sobre las características ambientales reales de sus procesos de producción
- Las empresas promueven los beneficios de los consumidores, así como los suyos propios
- Las compañías operan sus negocios de manera responsable y fiable.

Esto puede ser investigado más a fondo teniendo en cuenta la matriz de Mazutis & Slawinski (2015) en la que se definen las dos dimensiones de la autenticidad de las actividades de RSC, el carácter distintivo y la conexión social (Figura 2). En ellas se describen las percepciones de las partes interesadas sobre la responsabilidad social corporativa (RSC).

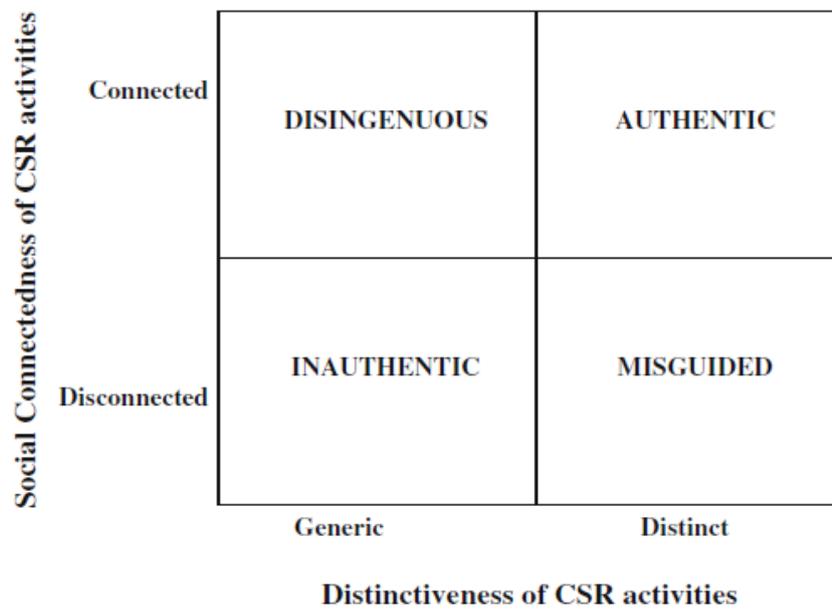


Figura 2: Percepciones de autenticidad de los esfuerzos de RSC (Mazutis y Slawinski, 2015: 144)

Aunque esta conceptualización generalmente se desarrolla para los esfuerzos de RSC, puede ser útil usarla en el caso específico de los esfuerzos de reconversión bioenergética. Para la **aceptación del público** y la participación del consumidor, parece ser de gran importancia si una industria **comunique** o no – y demuestre en la práctica – claramente que sus actividades de reconversión son parte de la responsabilidad social de una industria y van más allá de sus propios intereses comerciales. Por otro lado, no es difícil imaginar que la simpatía y el apoyo del consumidor a los esfuerzos de reconversión de una industria se ven facilitada por una estrategia comercial que sea explícita sobre su compromiso y conexión para ayudar a resolver los desafíos sociales.

Desde esta perspectiva, una industria se percibirá como más verdadera si las responsabilidades sociales corporativas son parte de la su identidad y se expresan en decisiones comerciales (*“Authetntic”* – auténticos). Las iniciativas de reconversión bioenergética sin comunicación pública podrían generar cinismo y sospechas entre los consumidores (*“Disingenuous”* – poco sinceros). Las actividades comerciales que no son justas, transparentes o sostenibles en un contexto social, se podrían considerar deshonestas si forman parte de los valores fundamentales y los propósitos de una empresa (*“Misguided”* – equivocados). Una empresa que se asocie explícitamente a la RSC, sin tomarla en serio en la práctica comercial, excepto para tomar decisiones aisladas para salvaguardar su reputación o "naturaleza filantrópica", será juzgada negativamente por los consumidores en términos de “lavado verde” (*“inauthentic”* – no auténticos).

La percepción de los consumidores también depende del **anonimato** frente a la **familiaridad** de una industria que emplea la reconversión bioenergética. Los consumidores que viven en las cercanías y que incluso puedan depender económicamente de una planta industrial en la que se ha aplicado la reconversión bioenergética, pueden responder de manera diferente a aquellos para los que la reconversión es un fenómeno abstracto y distante. Además, la percepción de los consumidores depende de si dichas percepciones y sus prioridades difieren y en qué medida con respecto a las diversas industrias involucradas. Por ejemplo, ¿tienen los consumidores mayores expectativas en lo que respecta a la industria de la celulosa y el papel, o creen que, por ejemplo, las refinerías de fósiles tienen la obligación de tomar la iniciativa en la ecologización de la economía?

2.3 Motivación para la reconversión

La motivación de las industrias para invertir en la reconversión puede ser múltiple. Las industrias deben cumplir con la legislación y deben ser económicamente rentables o al menos no deben producir pérdidas. A veces no se permite que las empresas públicas obtengan beneficios, mientras que las empresas privadas tienen como objetivo obtener beneficios que se reparten entre los propietarios de la empresa o que se reinvierten para que el negocio crezca.

Algunos de los siguientes objetivos estratégicos pueden ser importantes para que las empresas decidan llevar a cabo una reconversión bioenergética:

- Crecimiento del mercado a largo plazo
- Liderazgo tecnológico
- Rentabilidad a corto plazo
- Rendimientos financieros para los propietarios
- Seguridad del suministro local de materias primas
- Cumplimiento de cuestiones ambientales

Cumplimiento de la legislación

Dado que las industrias necesitan cumplir con la legislación, cualquier medida legal puede ser una herramienta poderosa para motivarlas a realizar una reconversión bioenergética. **En encuestas, incluso se mencionó la legislación como la principal razón para la reconversión** (Nuhoff-Isakhanyan et al., 2019). Los aspectos jurídicos para la reconversión bioenergética se describen en el informe de BIOFIT sobre "Condiciones del marco legal para la reconversión de la industria europea con bioenergía (*Framework conditions for retrofitting Europe's industry with bioenergy*)" (Rutz et al., 2019).

Si no se consideran las **externalidades**, el uso de combustibles fósiles suele ser muy barato. En el pasado e incluso hoy en día, las energías fósiles a menudo son apoyadas, ya sea directa o indirectamente, descuidando las externalidades. Por lo general, los gobiernos tienen el mandato de asegurar la inclusión de las externalidades en los precios finales de los servicios y productos industriales. Por lo tanto, podrían promulgar una legislación adecuada que prohibiera las energías fósiles, que incluyera los costes externos, por ejemplo, mediante impuestos sobre el CO₂, o que apoyara las energías renovables. Con el Acuerdo de París sobre la Mitigación del Cambio Climático, varios gobiernos de Europa han desarrollado recientemente una legislación de este tipo para avanzar gradualmente hacia una economía neutral en carbono. En general, se reconoce que uno de los pasos importantes hacia una mayor sostenibilidad está asociado generalmente con la introducción de un marco legislativo adecuado.

Un ejemplo concreto de una herramienta legislativa adecuada podría ser el de **gravar las emisiones de CO₂**. Debido a las menores emisiones, los precios de la biomasa podrían ser más bajos en comparación con los del carbón. Otro ejemplo es la prohibición gradual del uso de combustibles fósiles, como la salida del carbón, que es aplicada por algunos gobiernos europeos.

Cuestiones económicas

Los **beneficios económicos directos** pueden ser una motivación importante para la reconversión. Este es el caso donde los gastos de capital (CAPEX) para la tecnología y los gastos operacionales (OPEX) para el uso de la biomasa son menores que los asociados al uso de la tecnología existente durante toda la vida útil de la tecnología. Estos beneficios

económicos pueden deberse a una mayor eficiencia del nuevo equipo o a la reducción de los precios de las materias primas.

Una barrera contra la reconversión bioenergética es el relativamente **alto CAPEX** de las instalaciones en comparación con las tecnologías fósiles. Esto puede mitigarse mediante incentivos gubernamentales.

El OPEX depende de los precios de las materias primas fósiles y renovables, los cuales son difíciles de predecir. En el estudio de Nuhoff-Isakhanyan y otros, 2019, se menciona que un menor impuesto sobre la biomasa en comparación con el del carbón constituía una oportunidad de implementar la reconversión. Incluso se mencionó en el estudio que algunos proyectos no serían viables sin un impuesto sobre el CO₂.

Los **beneficios económicos indirectos** están relacionados con el aumento de la demanda de productos sostenibles o una mejor imagen de la industria mediante el uso de energías renovables. Por ello, es importante que sólo se utilicen las reconversiones con grandes mejoras ambientales con fines de comercialización, ya que de otro modo podría considerarse como "lavado verde" y tener el impacto contrario, creando una imagen negativa en la industria.

Estrategias de mitigación de riesgos

Cualquier cambio de tecnología puede conllevar riesgos adicionales, pero también podría reducir los riesgos. En la siguiente lista se describen algunos riesgos que podrían considerarse en cualquier proyecto de mejora:

- **Precios fluctuantes de la biomasa:** Cuanta más biomasa se utiliza para fines bioenergéticos, mayor es la competencia por la biomasa. Esto podría aumentar los precios de la biomasa en el futuro. Por otra parte, cuanto más biomasa se utiliza, mejor es la infraestructura logística que podría conducir a precios más bajos en la logística de la biomasa
- **Precios fluctuantes de las energías fósiles:** Los recursos fósiles (petróleo, gas, carbón) están disminuyendo debido a su uso. Se espera que los precios aumenten constantemente a largo plazo, pero con el descubrimiento de nuevas reservas, los precios a corto plazo pueden estancarse o incluso disminuir.
- **Seguridad del suministro de la materia prima de biomasa:** El suministro de materia prima de biomasa debe asegurarse con contratos a largo plazo en la medida de lo posible.
- **Seguridad del suministro de energía fósil:** El agotamiento de las reservas fósiles puede aumentar el riesgo de suministro de combustibles fósiles.
- **Sensibilidad y fiabilidad de la tecnología:** Las tecnologías de la biomasa pueden ser tan fiables como las tecnologías de energía fósil, pero esto depende de la tecnología en sí y debe ser evaluado individualmente para cada tecnología.
- **Equipo de reserva:** Para cualquier instalación de energía, pueden ser necesarios sistemas de respaldo para mitigar el riesgo de averías.
- **Cambios en la seguridad:** Las cuestiones de seguridad deben tener una alta prioridad en cualquier proyecto de mejora. Dependiendo de la tecnología sustituida y de la nueva tecnología de biomasa, los riesgos de seguridad (por ejemplo, el riesgo de explosión) pueden aumentar o disminuir.
- **Dependencia de otras industrias:** Cualquier dependencia de las industrias "upstream" o "downstream" de la tecnología antigua o de la tecnología reconvertida puede presentar riesgos diferentes.
- **Consideración de otras energías renovables que no se basan en la materia prima:** Cualquier otra tecnología de energía renovable que no dependa de

materiales como insumo, como la energía solar térmica, la fotovoltaica, la eólica o la energía ambiental, debe considerarse como complementaria de las tecnologías de la biomasa.

- **Políticas cambiantes:** las políticas están cambiando actualmente más a favor de las energías renovables que de los combustibles fósiles. Por lo tanto, en general, la reconversión de las industrias con biomasa es actualmente una medida para reducir el riesgo asociado a los cambios en las políticas.

3 Abastecimiento de bioenergía para las industrias

3.1 Potencial de biomasa

En la UE28, la **agricultura** es el mayor sector de suministro de biomasa⁵, con un peso relativo de aproximadamente el 65% (del 13% en Finlandia al 90% en Grecia, Malta, Hungría y Chipre), seguido de la silvicultura con el 34% del contenido de materia seca (del 8% en Malta al 87% en Finlandia). El peso relativo del **sector pesquero** es bastante reducido (menos del 1%). En la agricultura, los cultivos representan casi el 62% del suministro de biomasa, seguidos por los residuos de cultivos recolectados (23%) y la biomasa de pastos (15%). La fuente dominante de **biomasa forestal** es la biomasa leñosa primaria que representa casi el 70% del total (Gurría et al. 2017). La **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** muestra una estimación de la demanda de biomasa para energía en los países de la UE27 realizada por Scott Bentsen & Felby (2012).

La bioenergía se obtiene de una amplia gama de materias primas, como la biomasa procedente de la agricultura, la forestal y otros tipos de residuos y desechos de biomasa. La biomasa forestal es la principal fuente de biomasa para energía. La bioenergía sigue siendo la principal fuente de energía renovable en la UE en términos de consumo final bruto, como se muestra en la Figura 3 (Scarlat et al., 2019).

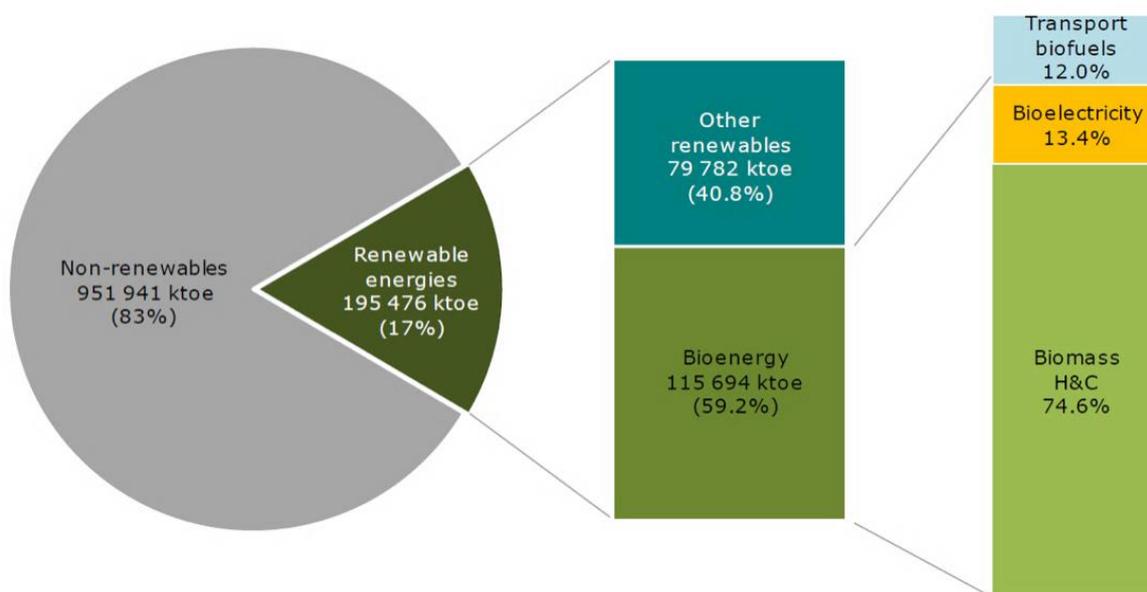


Figura 3: Participación de las energías renovables en el consumo final bruto de energía de la UE en 2016 y desglose de la contribución de la bioenergía (Scarlat et al., 2019)

⁵ incluyendo biomasa para alimentos, piensos, productos y energía

El suministro total de **biomasa agrícola** europea asciende a aproximadamente 765 millones de toneladas equivalentes de biomasa vegetal seca, divididos de la siguiente forma (Gurría et al.2017):

- Se estima la producción cosechada en 478 millones de toneladas de biomasa de materia seca (t_{ms}) en la UE-28 para el año 2013 (es decir, aproximadamente 2 mil millones de toneladas de biomasa fresca).
- Los residuos de cultivos recolectados proporcionan 100 millones de t_{ms} adicionales de biomasa.
- 19 millones de toneladas de biomasa derivan de pastos y praderas.
- Se podrían recoger alrededor de 10 millones de toneladas adicionales de materia seca de residuos de cultivos sin obstaculizar la producción de servicios de los ecosistemas como la conservación del carbono del suelo, el mantenimiento de la fertilidad, la retención de agua, etc.
- Se importan alrededor de 67 millones de t_{ms} equivalentes de biomasa vegetal, el 53% en forma de productos vegetales (no manufacturados), el 25% en forma de productos alimenticios y el resto en forma de productos de biomateriales (aprox. 22%).

En la agricultura, las principales fuentes de residuos primarios provienen de cultivos herbáceos como la paja y del mantenimiento de plantaciones de cultivos perennes como frutales como nogales, olivos, viñedos y cítricos. La **paja** – como subproducto de la producción de granos - es una posible materia prima para la producción de energía. La paja generalmente se deja en el campo como fertilizante o se usa como cama para ganado y luego como fertilizante en términos de una economía circular. Dejar la paja en el campo ofrece muchos beneficios, entre otros, el suministro de nutrientes y la formación de humus. Sin embargo, si al trigo le sigue la colza, la cosecha de paja podría ser beneficiosa ya que queda menos material vegetal en el campo que pueda pudrirse. Por lo tanto, debe decidirse para cada caso individual si el uso de la paja es apropiado. Además, se podría mejorar el equilibrio de nutrientes mediante la recirculación de cenizas de paja o la fertilización con cenizas de madera, si esto está legalmente permitido (por ejemplo, en Suecia).



Figura 4: Cultivo forestal de rotación corta con álamos (Fuente: Rutz D.)

Además, los **cultivos forestales de rotación corta** (“*Short Rotation Coppice*”, SRC) (Figura 4) y los cultivos energéticos podrían ser una materia prima prometedora para la producción de bioenergía. La gestión de SRC en tierras de cultivo es una forma extensiva de uso de la tierra debido a la baja demanda de fertilizantes y pesticidas en comparación con otros cultivos tradicionales. Las especies de árboles de crecimiento rápido (sauces, álamos, paulownia, robinia, etc.) pueden ser utilizados como cultivos energéticos en ciclos de cosecha plurianuales. El tiempo de rotación (período de los ciclos de cosecha) depende del grupo de plantación, la intensidad del uso, el uso previsto de la materia prima y las condiciones del lugar. Cuando los árboles estén listos para la cosecha (después de dos a ocho años), serán cortados, astillados y transportados. Algunas especies podrían ser cultivadas en tierras marginales para la recuperación de antiguas minas de carbón. Por ejemplo, la robinia (*Robinia pseudoacacia*) es una especie arbórea muy adecuada para los suelos secos con bajo contenido de carbono.

Los **cultivos energéticos**, como la herbácea *Miscanthus*, presentan necesidades de fertilizantes muy bajas. Su cultivo y cosecha pueden ser similares a los de otros cultivos agrícolas. Sin embargo, la superficie cultivada actualmente con cultivos energéticos perennes en la UE28 se limita a 117.401 ha, e incluye principalmente álamos, sauces y miscantos (Bioenergy Europe, 2019).

Se estima que la **biomasa forestal** en la UE28 es de casi 370 millones de toneladas de materia seca (t_{ms}). Las extracciones totales estimadas de madera primaria del bosque en la UE28 alcanzan 252 millones de t_{ms} , mientras que la importación neta de troncos de madera industrial se estima en unos 6,8 millones de t_{ms} . Las extracciones de los bosques se componen de un 78,6% de troncos de madera y un 21,4% de leña. Se estima que la leña está compuesta por un 33% de madera en troncos y un 67% de otros componentes de la madera como ramas y copas de árboles. Además de las extracciones clasificadas como leña, la cantidad total de biomasa leñosa utilizada como energía en el balance de recursos madereros también incluye residuos secundarios del procesamiento de la madera, licor negro, extracciones de bosques

exteriores, residuos secundarios importados y *pellets* de madera, madera post-consumo y, de hecho, también parte de la madera para pasta de celulosa clasificada como troncos de madera industrial. La importación neta de subproductos y coproductos (incluidos los *pellets* de madera) es de unos 8 millones de toneladas de materia seca, mientras que la importación neta de pasta de madera es de 13 millones de toneladas (Gurría et al. 2017).

En 2015, la **superficie forestal y boscosa** de la UE28 ascendía a aproximadamente 181 millones de ha, lo que corresponde al 42% de la superficie terrestre total. Esto equivale aproximadamente a la superficie de tierra utilizada para la agricultura en la UE28. La superficie forestal disponible para el suministro de madera era de unas 134 millones de hectáreas. En 2015, los siguientes siete Estados Miembros de la UE28 tenían al menos la mitad de su superficie terrestre cubierta de bosques y otras tierras boscosas: Portugal, España, Letonia, Estonia, Eslovenia, Suecia y Finlandia. En las dos últimas décadas la superficie forestal de la UE28 ha aumentado: entre 1990 y 2015, la superficie forestal y otras tierras boscosas aumentaron en un 5,2%. La Figura 5 muestra este aumento mediante el incremento del volumen de las existencias forestales. En promedio, sólo se utiliza alrededor del 63% del incremento anual de los bosques (Bioenergy Europe, 2019).

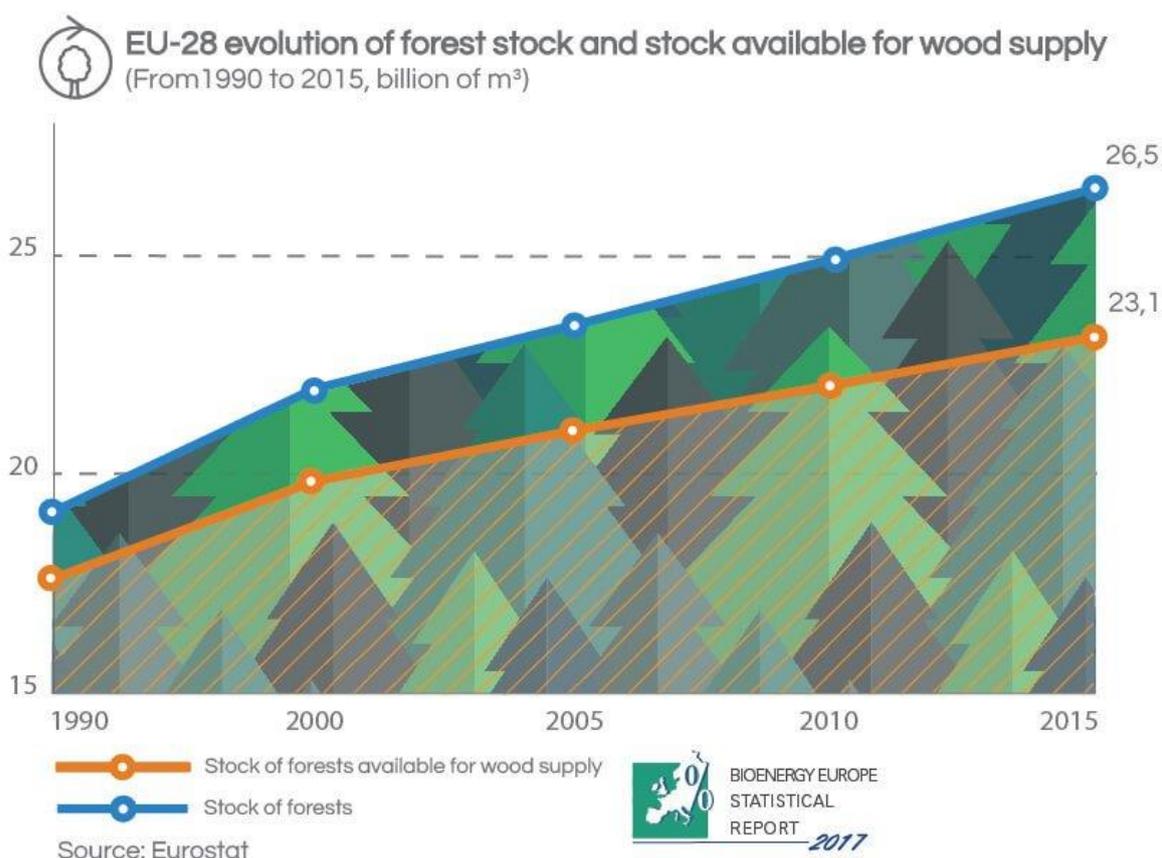


Figura 5: Evolución de las existencias forestales y de las existencias disponibles para el suministro de madera en la UE-28 (Fuente: Bioenergy Europe, 2017)

La **estructura de propiedad** de la zona forestal es diferente en cada país. Los bosques de la UE28 están divididos en pequeñas explotaciones familiares, bosques de propiedad estatal y grandes fincas propiedad de empresas. En total, alrededor del 60% de los bosques de la UE28 eran de propiedad privada en 2010. Este porcentaje es más alto en Portugal (98,4%) y más bajo en Bulgaria (13,2%) (Bioenergy Europe, 2019).

La madera procedente directamente de los bosques representa alrededor del 38% de la biomasa sólida utilizada para la producción de energía en la UE28. Además, la industria maderera (subproductos industriales y *pellets*) proporciona más del 50% de la biomasa sólida

utilizada para bioenergía (Bioenergy Europe, 2019). El suministro de biomasa leñosa de la industria forestal depende de la situación económica del mercado. Por ejemplo, cuanto más madera aserrada se produce, más subproductos están disponibles.

Además, las importaciones de **combustibles de biomasa sólida** han aumentado en la última década y ascienden al 8,5% de la producción total de energía primaria a partir de biocombustibles sólidos en 2016. Los *pellets* utilizados como combustible en las centrales eléctricas se importan principalmente de fuera de la UE28, en particular de los Estados Unidos, el Canadá y Rusia (Bioenergy Europe, 2019).

Por lo mencionado anteriormente, existe un claro **potencial para intensificar la utilización de los bosques** para la obtención de energía en la UE28 ya que sólo se explota entre el 60–70% del incremento anual de los bosques de la UE. En la actualidad, aproximadamente el 42% de la madera talada se utiliza con fines energéticos. Las proyecciones recientes para 2030 cuantifican el potencial de producción sostenible de madera para la obtención de energía de los bosques de la UE28 en 675 millones de metros cúbicos (146 millones de tep) por año, siempre que se apliquen intensos esfuerzos de movilización de la madera (Comisión Europea, 2019).

Los piensos y los cultivos para alimentación son las categorías más importantes en cuanto al **uso de la biomasa**, ya que suponen más del 60% de la biomasa total. La bioenergía representa aproximadamente el 19% del total de la biomasa en la UE28, sin incluir en este porcentaje la biomasa dedicada a la producción de biogás ni la dedicada a electricidad. Los biomateriales constituyen el tercer grupo más importante (Gurría et al. 2017).

La biomasa utilizada para **productos alimenticios y piensos** es casi en su totalidad de origen agrícola. El 71% del suministro total de biomasa agrícola (expresado en materia seca) se utiliza como alimento y pienso: el 69% se utiliza como pienso y cama para el ganado mientras que el resto se consume directamente como alimentos de origen vegetal (Gurría et al. 2017).

La mayor parte de la biomasa utilizada para la obtención de **bioenergía** proviene de productos forestales. Se estima que en 2013 se utilizaron 178,7 t_{ms} de madera para la obtención de energía, ya sea directa o indirectamente recogida de los bosques. Sólo el 2% del suministro agrícola de la UE se transforma en biocombustibles sostenibles para el transporte. El resto se utiliza como biomaterial o como residuo. El uso de biocombustibles en el sector del transporte de la UE en 2013 ascendió a un total de 12,0 ktep en términos energéticos. Los cultivos herbáceos fueron los que más contribuyeron al total de la biomasa suministrada al sector del transporte, con una contribución superior al 90% en 2013. En base a los datos disponibles, se estima que el volumen de cultivos herbáceos nacionales suministrados al sector transporte ascendió a 15 millones de t_{ms} en 2013. Alemania fue el principal proveedor, con 12 millones de t_{ms}, seguida de Eslovaquia (668.000 t_{ms}) y Rumanía (475.000 t_{ms}) (Gurría y otros, 2017).

Casi todos los **bio-materiales** tienen su origen en actividades forestales, siendo los productos de madera sólida la mayor parte. En 2013, se utilizaron 189,9 millones de toneladas de materia seca de madera para la obtención de bio-materiales. La EU28 también es un exportador neto de productos de madera sólida (14.3 millones t_{ms}).

El proyecto Biomass Energy Europe (BEE)⁶ comparó más de 70 estudios de potencial de la biomasa. Llegó a la conclusión de que las estimaciones difieren en gran medida debido a las diferentes definiciones de potencial y a los diferentes métodos aplicados. No obstante, la mayoría de los estudios coinciden en que los **potenciales de biomasa procedentes de la silvicultura y los residuos son relativamente estables** a lo largo del tiempo. La gran incertidumbre que se plantea es la cuestión de ¿cuánta biomasa para fines energéticos podría suministrar la agricultura de la UE? Así pues, la agricultura parece ser la clave para una auténtica expansión a gran escala del suministro de biomasa (European Commission, 2019).

⁶ <http://www.eu-bee.eu/>

Las estimaciones del **potencial de los cultivos energéticos** abarcan de 79 a 377 Mtep (3,3 - 15,8 EJ). El potencial real depende de las tierras consideradas para la producción, de la diversidad de cultivos y de la selección de especies, así como de la intensidad de las prácticas agrícolas. También se han considerado la seguridad alimentaria y la exclusión de áreas de conservación de la naturaleza (Faaij, 2018).

El **potencial de residuos agrícolas** oscila entre 45 y 67 Mtep (1,9 - 2,8 EJ) y depende del tipo de residuos utilizados para la energía (sólo residuos de paja y de maíz o esquejes y residuos de poda), del impacto del clima y de las medidas de protección del suelo (Faaij, 2018).

En lo que respecta a la biomasa forestal, las estimaciones que consideran la gestión forestal sostenible activa y el uso eficiente de los recursos de los residuos de las industrias madereras alcanzan 174 Mtep (7,3 EJ) (Faaij, 2018).

La disponibilidad de los **residuos biodegradables** depende en gran medida de la forma en que se apliquen las prácticas de gestión de residuos en los respectivos sectores; oscila entre 40 y 119 Mtep (1,7 - 5 EJ) (Faaij, 2018).

3.2 Productos básicos de biomasa

Pellets

Un pellet de madera con o sin aditivos es un material comprimido, normalmente cilíndrico con los extremos rotos, con una longitud típica de 5-40 mm y un diámetro máximo de 25 mm. El contenido de humedad de los *pellets* de madera normalmente es inferior al 10% y tienen un contenido de cenizas de hasta el 3%. Los *pellets* se suelen producir en un molino de *pellets*.

Las ventajas de los *pellets* en comparación con la leña o las astillas de madera son, entre otras: la posibilidad de optimizar la combustión debido a la uniformidad del combustible, la reducción de los costes de transporte debido al aumento de la densidad aparente del combustible y la mejora de las propiedades térmicas y de combustión.

Los *pellets* comunes están **hechos de biomasa leñosa**, como aserrín, virutas de madera o residuos forestales, pero hay una variedad de materias primas que pueden pelletizarse como se muestra en la Figura 6. Algunos ejemplos son los productos de papel, biomasa residual, maíz, semillas de algodón, cáñamo, Miscanthus, caña de alpieste, paja, heno de baja calidad, etc. Las propiedades de combustible de los *pellets* fabricados con **materias primas alternativas** son diferentes de los *pellets* fabricados con biomasa leñosa, por lo general presentan un mayor contenido en cenizas. Ciertas propiedades del combustible pueden establecerse mezclando diferentes materias primas en cantidades adecuadas.

La norma internacional (ISO 17225-2:2014 "Biocombustibles sólidos. Especificaciones y clases de combustibles. Parte 2: Clases de *pellets* de madera") define los estándares de calidad de los *pellets* de madera. Hay tres clasificaciones diferentes para los *pellets*: A1, A2 y B. Las diferencias están relacionadas con las materias primas utilizadas y su calidad. La mayoría de los consumidores a pequeña escala (por ejemplo, los domésticos) utilizan los *pellets* de madera A1, mientras que las clases de menor calidad se utilizan en instalaciones más grandes, incluidas las centrales eléctricas. Otra norma internacional (ISO 17225-6:2014 "Biocombustibles sólidos. Especificaciones y clases de combustibles. Parte 6: Clases de *pellets* de origen no leñoso") define las clases de calidad de los ***pellets* de biomasa agrícola**.

La UE28 es a la vez el mayor productor y consumidor de *pellets* de madera del mundo. La situación por país es diferente. Italia, Alemania y Francia consumen *pellets* de madera principalmente para calefacción residencial, Dinamarca y Suecia en plantas de cogeneración, mientras que el Reino Unido, Bélgica y los Países Bajos en su mayoría en centrales de carbón convertidas (ver Sección 7.6). América del Norte (EE. UU., Canadá) es un exportador neto de *pellets* de madera a Europa, mientras que también es interesante observar la creciente demanda en países del este de Asia como Japón y Corea del Sur.



Figura 6: Ejemplos de *pellets* hechos de diferentes materiales y procesos (Fuente: DBFZ)

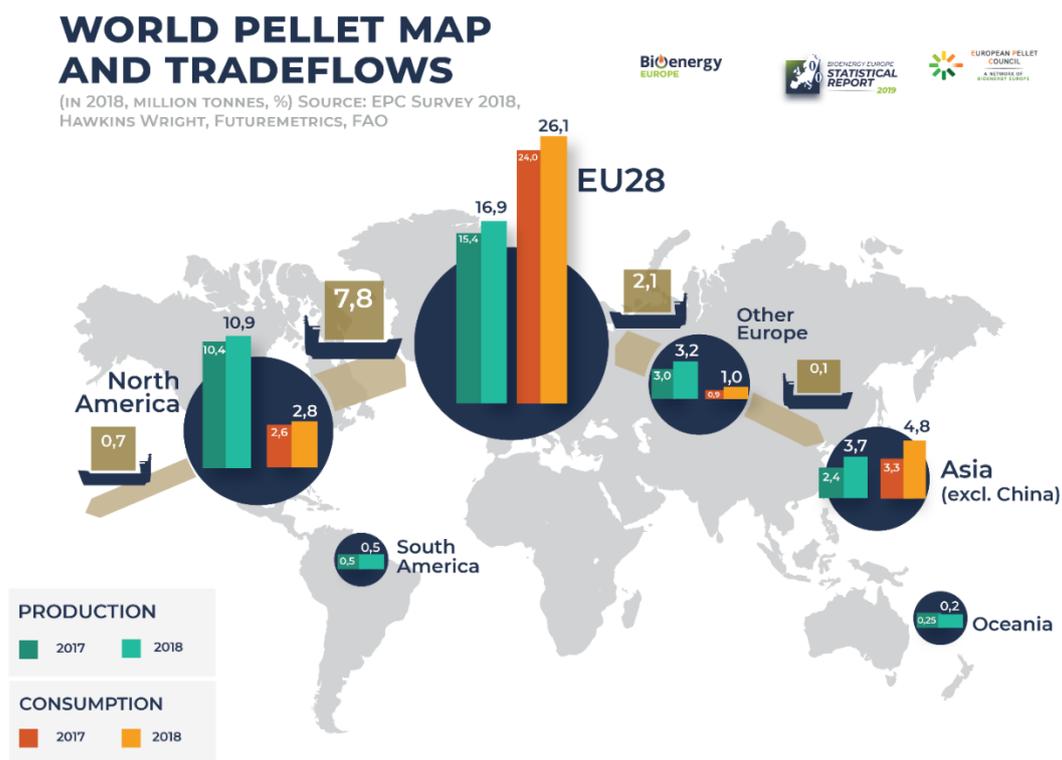


Figura 7: Producción y comercio internacional de *pellets* de madera (Fuente: Bioenergy Europe)

Astillas y residuos madereros

Las astillas de madera se producen mediante el picado de biomasa leñosa. Debido al **proceso de astillado**, las astillas de madera son un combustible relativamente uniforme, que puede fluir y puede ser alimentado a una caldera automáticamente. El tamaño medio de una astilla de madera es de 16-45 mm. Debido a la alta relación área superficial/volumen, pueden ser quemadas de manera eficiente. Sin embargo, en comparación con la leña, las astillas de madera tienen una menor densidad de energía a granel, lo que lleva a un mayor espacio requerido durante el transporte y el almacenamiento. La calidad de las astillas de madera depende de la materia prima utilizada y la astilladora.

El **residuo maderero** es madera que tiene piezas de tamaño y forma variables; a diferencia de las astillas de madera, este combustible se produce mediante la **trituration** con herramientas contundentes como rodillos, martillos o mayales.

Con respecto a la materia prima, las astillas de madera se pueden dividir en los siguientes grupos (ETIP Bioenergía, 2019):

- **Astillas forestales** (producidas a partir de troncos, árboles enteros, residuos de la tala o tocones)
- **Astillas de residuos de madera** (producidas a partir de residuos de madera sin tratar, madera reciclada, recortes)
- **Astillas de residuos de aserradero** (producidas a partir de residuos de aserradero)
- **Astillas forestales de corta rotación**

Una norma ya publicada (ISO 17225-4:2014 "Biocombustibles sólidos - Especificaciones y clases de combustibles. Parte 4: Clases de astillas de madera") cubre las especificaciones de las astillas de madera para sistemas a pequeña escala (propiedades de combustible de alta calidad), mientras que una norma actualmente en desarrollo (ISO 17225-9) abarcará las especificaciones y clases de combustibles para las astillas de madera y el residuo maderero destinados a uso industrial.



Figura 8: Izquierda - astillas de madera del bosque (Fuente: Rutz D.), Derecha - residuo maderero de las podas de olivos (Fuente: Karampinis E.)

Biomasa pre-tratada térmicamente

La expresión "biomasa pre-tratada térmicamente" puede utilizarse para cubrir un conjunto de diferentes tecnologías destinadas a aumentar la densidad energética de la biomasa y hacerla hidrófoba. El objetivo principal es producir un **material similar al carbón** que pueda utilizarse directamente en las aplicaciones energéticas donde se utiliza actualmente el carbón de origen fósil.

Las tecnologías más comunes disponibles para producir biomasa pre-tratada térmicamente son la **torrefacción**, la explosión de vapor y la carbonización hidrotérmica; en la Sección 7.7 del presente Manual se proporcionan más detalles al respecto. Por lo general, la biomasa pre-tratada térmicamente se somete a una etapa de peletización para mejorar aún más su densidad energética y homogenizar el producto final.

Existe una especificación técnica internacional (ISO/TS 17225-8:2016⁷) que define la aplicación y especificaciones de los *pellets* de biomasa tratados térmicamente.

A pesar de las ventajas que pueden ofrecer los *pellets* de biomasa pre-tratada térmicamente y de que muchos desarrolladores de tecnología han establecido plantas de producción a escala comercial, el mercado de estos portadores intermedios de bioenergía todavía no está firmemente establecido. El proyecto MUSIC ("*Market Uptake Support for Intermediate*

⁷ DIN EN ISO 17225-8:2016 Solid biofuels – Fuel specifications and classes – Part 8: Graded thermally treated and densified biomass fuels

Bioenergy Carriers)⁸ del Horizonte 2020 tiene por objeto ampliar aún más el mercado de estas fracciones de biomasa mejoradas, junto con el aceite de pirolisis (bio-oil) y el aceite microbiano.



Figura 9: *Pellets* de biomasa tratados térmicamente. Izquierda: *pellets* de madera de Arbacore sometidos a explosión de vapor (Fuente: Arbaflame). Derecha: *pellets* de madera torrefactos (Fuente: Yilkins)

Bio-oil

Varios proyectos de investigación y demostración y varias empresas, están desarrollando procesos innovadores para transformar una amplia gama de biomasa (residuos forestales, residuos de cultivos, papel residual y residuos orgánicos) mediante pirolisis/transformación termoquímica en bio-oil estable y concentrado (bio-crudo) o bio-lodo (aceite con *char*). Se intenta que estos productos sean compatibles con la tecnología de refinería existente y puedan ser transformados en biocombustibles avanzados (ETIP Bioenergy, 2019). En el Capítulo 5 se muestra más información sobre el proceso de pirolisis.



Figura 10: Bio-oil, bio-residuos y balas de paja (Fuente: Rutz D.)

Bio-residuos

Los bio-residuos se definen como residuos biodegradables de jardines y parques, residuos de alimentos y de la cocina de los hogares, de restaurantes, de caterings y de locales comerciales, y residuos similares de plantas de procesamiento de alimentos. No incluye residuos forestales o agrícolas, estiércol, lodos de depuración u otros residuos biodegradables como los textiles naturales, papel o madera procesada. También excluye aquellos subproductos de la producción de alimentos que no se convierten en desechos. (European Commission, 2019c)

⁸ www.music-h2020.eu

Cualquier residuo orgánico o material residual biológico puede ser potencialmente transformado en biocombustibles avanzados mediante procesos termoquímicos, bioquímicos o químicos. Cada vez más, las instalaciones de procesamiento o fabricación que convierten la biomasa en alimentos, materiales de construcción, papel y otros bioproductos adoptan un enfoque de biorrefinería, maximizando la conversión de las materias primas y las corrientes residuales en subproductos valiosos, energía y biocombustibles. Los residuos sólidos urbanos pueden ser convertidos en biocombustibles líquidos y gaseosos para la producción de calor y energía o utilizarse como combustible para el transporte. Los residuos de madera y los residuos forestales son también materias primas prometedoras para la obtención de biocombustibles avanzados (ETIP Bioenergy, 2019).

Balas de paja

La paja – como subproducto de la producción de granos – es una materia prima potencial para la producción de energía. La paja generalmente se deja en el campo como fertilizante o se utiliza como cama para el ganado y luego como fertilizante en términos de una economía circular. Tanto la garantía de calidad como la minimización de los costes de suministro requieren una optimización de toda la cadena logística desde el campo hasta el almacenamiento. Debido al gran volumen de la paja, es particularmente importante un nivel adecuado de compactación para reducir las necesidades de espacio de almacenamiento, (compactadas para su almacenamiento se denominan alpacas o balas de paja). Con los sistemas de compactación normales, el espectro de densidad oscila entre 80 y 160 kg m⁻³.



Figura 11: Sistema de alimentación con balas de paja para una red de calefacción urbana en Dinamarca (Fuente: D.Rutz)

Aceites vegetales

Los cultivos oleaginosos son la base para la producción de biodiesel. En Europa, la colza es la materia prima más común para la producción de biodiesel. El aceite vegetal se produce mediante prensado o extracción de semillas oleaginosas (colza, semillas de girasol, etc.), y puede utilizarse como combustible, ya sea en crudo o refinado, pero sin cambios químicos. (ETIP Bioenergy, 2019).

Aceites de cocina usados y grasas residuales

El aceite de cocina usado, el sebo, la manteca de cerdo, la grasa amarilla, la grasa de pollo y los subproductos de la producción de ácidos grasos Omega-3 del aceite de pescado se utilizan cada vez más como materias primas para la producción de biodiesel (ETIP Bioenergy, 2019).

Cultivos energéticos (cereales, azúcar, lignocelulósicos)

Las **materias primas ricas en almidón** incluyen granos, como el maíz o el trigo, y tubérculos como las patatas (dulces) y la yuca. Estas materias primas contienen largas y complejas cadenas de moléculas de azúcar. El almidón puede convertirse fácilmente en azúcares fermentables y, a continuación, dichos azúcares pueden convertirse en etanol o en combustibles alternativos o de sustitución a los combustibles fósiles. La parte fibrosa de las plantas que no es comestible (por ejemplo, la paja de trigo o el rastrojo de maíz) puede ser convertida en biocombustibles avanzados. Actualmente en Europa, el trigo es el principal cultivo rico en almidón para la producción de bioetanol (ETIP Bioenergy, 2019).

Los **cultivos ricos en azúcares**, como la caña de azúcar, la remolacha azucarera y el sorgo dulce, pueden utilizarse como materia prima tanto para la producción de biocombustibles convencionales (etanol mediante la fermentación del azúcar) como para biocombustibles avanzados. La pulpa y el bagazo residuales (el material fibroso que queda después de la extracción de azúcar de la caña o el sorgo) pueden utilizarse para producir etanol celulósico. Los azúcares fermentables también pueden ser convertidos en biocombustibles de sustitución a través de biotecnología o catálisis química (ETIP Bioenergy, 2019).

La **biomasa lignocelulósica** incluye la madera procedente de silvicultura, silvicultura de rotación corta y cultivos energéticos lignocelulósicos, como los pastos energéticos y juncos (por ejemplo, el *Miscanthus*). La biomasa lignocelulósica no puede utilizarse en general como alimento o pienso, lo que significa que no hay competencia, o ésta es limitada, con el uso final en alimentos/piensos. Los materiales lignocelulósicos pueden utilizarse como materia prima para la producción de diésel avanzado y biocombustibles de sustitución (mediante conversión termoquímica) y para la producción de etanol celulósico (mediante conversión bioquímica). Sin embargo, la penetración en el mercado de estas tecnologías es hasta ahora relativamente limitada. Los cultivos lignocelulósicos suelen tener una mayor eficiencia de GEI que los cultivos herbáceos rotacionales, ya que requieren menos inputs y el rendimiento energético por hectárea es mucho mayor (ETIP Bioenergy, 2019).

3.3 Logística y cadenas de valor

La logística de la biomasa depende en gran medida del tipo de biomasa y de la forma en que es pre-tratada (en el caso de, por ejemplo, aceites, *pellets*, etc.). La biomasa suele tener una **densidad aparente baja** (por ejemplo, astillas de madera, paja) y, por consiguiente, se necesitan grandes volúmenes. Una cadena de suministro de energía de biomasa típica consta de las siguientes etapas de proceso: plantación, cultivo, cosecha, manipulación, almacenamiento, transporte en el campo/bosque, transporte por carretera y utilización de la biomasa como combustible en la central eléctrica/refinería. Las actividades necesarias para suministrar la biomasa desde su punto de producción hasta una central eléctrica son las siguientes (Rentizelas et al., 2009):

- **Cosecha/recogida** de la biomasa en el campo/bosque.
- Manipulación y **transporte** sobre el terreno/bosque para trasladar la biomasa hasta un punto en el que se puedan utilizar vehículos de transporte por carretera.
- **Almacenamiento**. Muchos tipos de biomasa se caracterizan por su disponibilidad estacional, ya que se cosechan en una época específica del año, pero se requieren durante todo el año. El almacenamiento puede situarse en una granja/bosque, en la estación de procesamiento o en un sitio intermedio.

- **Transporte**, incluyendo la carga y descarga. Teniendo en cuenta las ubicaciones típicas de las fuentes de combustible de biomasa (es decir, en granjas o bosques), la infraestructura de transporte suele ser tal que el transporte por carretera es el único modo posible de recolección y transporte en primer lugar. Cuando se examina el transporte de biomasa a larga distancia se pueden considerar otros medios de transporte, como el barco o el tren.
- **Procesamiento** de la biomasa para mejorar su eficiencia de manipulación y la cantidad que puede ser transportada. Esto puede suponer aumentar la densidad aparente de la biomasa (por ejemplo, la transformación de la madera forestal o de los tallos en astillas de madera) o unificar la biomasa (por ejemplo, la transformación de la paja o el Miscanthus en balas). El procesamiento puede tener lugar en cualquier etapa de la cadena de suministro, pero a menudo precederá al transporte por carretera y, por lo general, es más barato cuando se integra con la cosecha.

La cadena de suministro de biomasa tiene varias características muy específicas en comparación con otras cadenas de suministro. La biomasa agrícola generalmente se caracteriza por la **disponibilidad estacional**, por lo tanto, existe la necesidad de **almacenar** grandes cantidades de biomasa durante un período de tiempo significativo, si se desea la producción de bioenergía durante todo el año. Otra característica de la cadena de suministro de biomasa es que debe tratar con **materiales de baja densidad**, como resultado, existe una mayor necesidad de equipos de transporte y manipulación, así como de espacio de almacenamiento. Este problema se ve incrementado por el **bajo poder calorífico**, que se debe en parte al aumento de la humedad de la mayoría de los tipos de biomasa agrícola. La baja densidad de la biomasa aumenta aún más el coste de las etapas de recolección, manipulación, transporte y almacenamiento de la cadena de suministro (Rentizelas et al., 2009). Estas características son **importantes barreras para un sistema de suministro de materia prima de biomasa a larga distancia**. Sin embargo, estos desafíos pueden abordarse de las siguientes formas: (1) mediante el diseño de sistemas de transporte, manipulación y almacenamiento que se adapten a la variedad de tipos y formatos de biomasa cruda o (2) dando formato a la biomasa para que sea compatible con la infraestructura existente (Searcy et al., 2014). La forma en que se obtenga la biomasa a menudo determinará la inversión y los costes operativos del sistema de explotación de bioenergía, ya que afecta a los requisitos y al diseño de la cadena de suministro (Rentizelas et al., 2009).

Aparte de esta típica cadena de valor de la biomasa cosechada, la logística de los residuos de biomasa suele ser muy diferente. En el caso del aceite de cocina usado (ACU) o de los residuos sólidos urbanos orgánicos (RSU), un desafío logístico fundamental es **la gestión de los residuos** y la forma de recogerlos. Por lo tanto, la conciencia y el comportamiento de los consumidores industriales o privados desempeñan un papel fundamental para facilitar el establecimiento de esa cadena de valor de la biomasa. Por último, también hay que tener en cuenta los aspectos de seguridad e higiene.

3.4 Políticas de sostenibilidad y certificación

La primera **directiva de energías renovables** (2009/28 / CE) (DER) estableció una política general para la producción y promoción de energía a partir de fuentes renovables en la UE. Esta directiva requiere que la UE satisfaga al menos el 20% de sus necesidades energéticas totales con energías renovables para 2020 – lo que se logrará mediante la consecución de objetivos nacionales individuales. Todos los países de la UE también deben garantizar que al menos el 10% de sus combustibles de transporte provengan de fuentes renovables para 2020. La Directiva 2009/28/CE especifica objetivos nacionales de energía renovable para 2020 para cada país, teniendo en cuenta su punto de partida y su potencial global de energías renovables. Estos objetivos van desde un objetivo bajo del 10% para Malta hasta uno alto del 49% para Suecia. Los países de la Unión Europea establecen la forma en que planean cumplir estos objetivos para 2020 y el curso general de su política de energías renovables en los

planes de acción nacionales de energías renovables. El progreso hacia los objetivos nacionales se mide cada dos años cuando los países de la UE publican los informes nacionales sobre el progreso de la energía renovable (European Commission, 2019b).

En diciembre de 2018 entró en vigor la **directiva revisada de energías renovables 2018/2001/UE (DER II)**, como parte del Paquete de Energía Limpia para todos los Europeos, cuyo objetivo es mantener a la UE como líder mundial en energías renovables y, más ampliamente, ayudar a la UE a cumplir su compromiso de reducción de emisiones en virtud del Acuerdo de París. La nueva directiva estableció un nuevo objetivo vinculante de energía renovable para la UE para 2030 de al menos el 32%, con una cláusula para una posible revisión al alza para 2023 (European Commission, 2019b).

La DER II también define una serie de **criterios de sostenibilidad y de emisión de gases de efecto invernadero (GEI)** que deben cumplir los biolíquidos o biocombustibles utilizados en el transporte. Algunos de estos criterios son los mismos que en la DER original, mientras que otros son nuevos o reformulados. Además, la DER II introduce criterios de sostenibilidad y de ahorro de emisiones de GEI para los combustibles de biomasa sólida y gaseosa, así como requisitos específicos para la electricidad procedente de combustibles de biomasa (European Commission, 2019b).

Los biocombustibles, los biolíquidos y los combustibles de biomasa de origen agrícola no se deben producir a partir de materias primas procedentes de (European Commission, 2019b):

- **Tierras de elevado valor en cuanto a biodiversidad** (a partir de enero de 2008), incluidos bosques primarios; zonas designadas con fines de protección de la naturaleza o para la protección de ecosistemas o especies raras y amenazadas; y pastizales con una rica biodiversidad;
- **Tierras con elevadas reservas de carbono**, es decir tierras que en enero de 2008 pertenecían a una de las siguientes categorías pero que ya no se encuentran entre ellas: humedales, zonas arboladas continuas o tierras arboladas con árboles de una altura superior a cinco metros y una cubierta de copas de entre el 10% y el 30%;
- **Tierras que fueran turberas** en enero de 2008.

Los criterios de sostenibilidad se aplican a las plantas con una potencia térmica nominal total superior a 20 MW para las instalaciones que producen electricidad, calefacción, refrigeración o combustibles a partir de biomasa sólida y a las plantas con una potencia térmica nominal total igual o superior a 2 MW para las instalaciones que utilizan combustibles de biomasa gaseosa (European Commission, 2019b).

La DER II introdujo nuevos criterios de sostenibilidad para las materias primas forestales y ordena que la cosecha se realice con permisos legales, que el nivel de cosecha no exceda la tasa de crecimiento del bosque y que se produzca la regeneración del bosque. Además, los biocombustibles y la bioenergía procedentes de materiales forestales deben cumplir los requisitos que reflejan los principios contenidos en el Reglamento de la UE sobre **el uso del suelo, el cambio de uso del suelo y la silvicultura** ("*Land Use, Land Use Change and Forestry*", LULUCF). Los criterios "forestales" se aplican tanto a nivel de país como a nivel de zona de abastecimiento forestal: la Comisión definirá las directrices de aplicación antes del 31 de enero de 2021 (European Commission, 2019b).

Dentro del subobjetivo de transporte del 14%, hay un objetivo específico para los biocombustibles avanzados producidos a partir de unas determinadas materias primas. Estos combustibles deben suministrar como mínimo el 0,2% de la energía de transporte en 2022, el 1% en 2025 y aumentar al menos al 3,5% en 2030. Los biocombustibles y la bioenergía producida a partir de desechos y residuos sólo tienen que cumplir el criterio de sostenibilidad de las emisiones de GEI (European Commission, 2019b).

La contribución máxima de biocombustibles producidos a partir de cultivos alimentarios y forrajeros se congelará a los niveles de consumo de 2020, más un 1% adicional con un límite

máximo del 7% de combustible para el transporte por carretera y ferrocarril en cada Estado miembro. Si la cuota total de biocombustibles convencionales es inferior al 1% en 2020 en cualquier Estado Miembro, el límite máximo para esos países seguirá siendo el 2% en 2030. Además, si el máximo de cultivos alimentarios y forrajeros en un Estado Miembro es inferior al 7%, el país puede reducir el objetivo de transporte en la misma cantidad (por ejemplo, un país con un tope de cultivos alimentarios y forrajeros del 5% podría fijar un objetivo de transporte tan bajo como el 12%). Los "cultivos intermedios", como los cultivos intercalados y de cobertura, están exentos de este límite. Los combustibles producidos a partir de materias primas con "alto riesgo de cambio indirecto en el uso de la tierra" presentarán un límite más restrictivo al nivel de consumo de 2019, y luego se irán eliminando gradualmente hasta llegar su eliminación completa en 2030, a menos que se certifique que determinados lotes son de "bajo riesgo de cambio indirecto en el uso de la tierra". Las materias primas de "bajo riesgo de cambio indirecto en el uso de la tierra" incluyen aquellas que se producen en tierras que no han sido cultivadas anteriormente o las denominadas tierras abandonadas. Los combustibles utilizados en los sectores aéreo y marítimo pueden optar por contribuir al objetivo del 14% para el transporte, pero no están sujetos a ninguna obligación (European Commission, 2019b).

Además, otros esquemas a nivel de la UE (directivas y reglamentos) afectan indirectamente a la sostenibilidad de varios tipos de biomasa relevantes para la producción de bioenergía, ya que se refieren a áreas relevantes como la silvicultura, la agricultura, la protección de los hábitats, la conservación ambiental, etc. y, por lo tanto, constituyen un marco general. Entre los esquemas más importantes con relevancia para la legislación nacional se encuentran (ENERGY BARGE, 2017):

- Varias regulaciones y directivas en el marco de la **Política Agrícola Común**. La Política Agrícola Común (PAC) es la política de la UE en el sector agrícola y fue introducida en el año 1962. Desde entonces ha sido modificada varias veces. Los objetivos de la PAC son aumentar la productividad del sector agrícola y garantizar un nivel de vida justo para los agricultores. Además, tiene por objeto estabilizar los mercados y garantizar la disponibilidad de suministros y precios razonables para los consumidores. La reforma de la PAC de 2013 tiene por objeto mejorar la competitividad de la agricultura de la UE, proporcionar más sostenibilidad y mejorar su rendimiento ambiental.
- **Directiva sobre hábitats de la UE (92/43/EC)**
- **Reglamentos de áreas protegidas**, especialmente NATURA 2000
- **Estrategia de la UE para la Biodiversidad 2020**
- **Reglamento de la UE sobre la madera (995/2010/EC)**

En cuanto a la **Política Forestal**, en 2013 se elaboró una nueva estrategia forestal de la UE para los bosques y el sector forestal (COM (2013) 659). Aunque la UE contribuye con sus políticas desde hace mucho tiempo a la implementación de la gestión sostenible de bosques en los respectivos Estados Miembros, no existe una política uniforme a nivel de la UE para los bosques y el sector forestal. Se ha detectado la necesidad de un marco normativo común para garantizar y coordinar la coherencia de las políticas relacionadas con los bosques en la UE. Por lo tanto, un marco común a nivel de la UE garantizará, entre otras cosas, la sostenibilidad de la gestión forestal, gestionará la creciente demanda de materias primas y energía renovable y protegerá los bosques y la biodiversidad (European Commission, 2013).

La **directiva de calidad de carburantes** ("*Fuel Quality Directive*" FQD) (2009) obliga a los Estados Miembros a reducir las emisiones de GEI relacionadas con el consumo de combustibles para el transporte en un 10% para 2020 (European Commission, 2009).

En 2015 entró en vigor la **directiva para reducir el cambio indirecto en el uso de la tierra para biocombustibles y biolíquidos** ((EU) 2015/1513). Esta directiva denominada iLUC modificó la legislación sobre biocombustibles – específicamente la DER y la FQD – para

reducir el riesgo de cambio indirecto en el uso de la tierra y preparar la transición hacia combustibles avanzados. Entre otras cosas, esta directiva limita al 7% la proporción de biocombustibles de cultivos procedentes de tierras agrícolas que pueden contabilizarse para los objetivos de energía renovable de 2020, armoniza la lista de materias primas en toda la UE cuya contribución contaría el doble para el objetivo del 10% de energía renovable en el transporte para 2020 y exige que los biocombustibles producidos en las nuevas instalaciones emitan al menos un 60% menos de gases de efecto invernadero que los combustibles fósiles.

La **directiva sobre la eficiencia energética** (Directiva 2012/27/UE) establece un marco para aumentar la eficiencia energética en la UE con el fin de alcanzar el objetivo del 20% de eficiencia energética para 2020. Se exige a todos los Estados miembros que utilicen la energía de manera más eficiente en todas las etapas de la cadena energética, desde la producción hasta el consumo final.

Con el fin de cumplir los requisitos para las diferentes materias primas de biomasa que establece la legislación, los sistemas de certificación son una herramienta útil. Los biocombustibles y biolíquidos utilizados en la UE deben cumplir los requisitos de sostenibilidad. Para garantizar esto, las empresas pueden participar en **sistemas de sostenibilidad voluntarios** que verifiquen el cumplimiento de los criterios de sostenibilidad establecidos por la UE. En el proceso de certificación, toda la cadena de producción es examinada por auditores independientes. La mayoría de los sistemas de verificación son de gestión privada pero aprobados como válidos por la Comisión Europea. Los reconocimientos pueden durar un período de cinco años (ENERGY Barge, 2017b). El Programa de Biomasa Sostenible (“*Sustainable Biomass Program*”, SBP)⁹ es un ejemplo de sistema de certificación de sostenibilidad, principalmente para *pellets* de madera y astillas utilizados en la generación de energía a gran escala. El programa SBP tiene como objetivo verificar que tales fracciones de biomasa leñosa proceden de fuentes sostenibles y legales.

Los sistemas de certificación de la calidad de los combustibles tienen como objetivo dar confianza sobre las propiedades de los combustibles de biomasa a los consumidores de pequeña y mediana escala, que no pueden someterse por sí mismos a una vigilancia exhaustiva de las propiedades de los combustibles. El plan más conocido es el **ENplus®**¹⁰, cuyo objetivo es controlar la calidad de los *pellets* de madera a lo largo de toda la cadena de suministro, desde la producción hasta la entrega al cliente final. En la actualidad, **ENplus®** es el sistema de certificación líder mundial de calidad de los *pellets* de madera, con una producción estimada de 11,6 millones de toneladas de *pellets* certificados en 2019. Otros sistemas de certificación de la calidad de los combustibles son **GoodChips®**¹¹ para las astillas de madera y combustible desmenuzado y **BIOMasud®**¹², que abarca diferentes tipos de biocombustibles sólidos mediterráneos (por ejemplo, huesos de aceituna, cáscaras de nueces, etc.).

⁹ www.sbp-cert.org

¹⁰ www.enplus-pellets.eu

¹¹ www.goodchips.eu

¹² www.biomasad.eu

4 Panorama general de las rutas de conversión de biomasa

Las rutas de conversión de la biomasa están caracterizadas por el tipo de materia prima, las tecnologías de conversión y los productos finales. Después de la cosecha, la biomasa puede ser utilizada directamente para la conversión en energía con o sin un procesamiento posterior. La FAO (2019)¹³ habla de dos tipos (o formas) principales de biomasa: biomasa primaria (no procesada) y biomasa secundaria (procesada).

- La biomasa **primaria** (no procesada): el material orgánico se utiliza esencialmente en su forma natural (tal como se cosecha; por ejemplo, astillas de madera, leña). Esta biomasa se quema directamente, por lo general para generar energía para cocinar, calefacción, electricidad, vapor y calor de proceso.
- La biomasa **secundaria** (procesada): puede estar en forma de sólidos (por ejemplo, carbón vegetal, biomasa torrefacta, *pellets*), líquidos (por ejemplo, etanol, aceite vegetal) o gases (por ejemplo, biogás, biometano, bio-H₂), puede utilizarse para un rango más amplio de aplicaciones, incluidos el transporte y los procesos industriales a alta temperatura.

Además, recientemente se ha introducido un término relativamente nuevo para algunos tipos de biomasa secundaria, a saber, los llamados **portadores intermedios de bioenergía** (PIB). Estos se forman cuando la biomasa es procesada para obtener productos intermedios energéticamente más densos, almacenables y transportables, análogos al carbón, al petróleo y a portadores de energía fósil gaseosos. Estos PIB pueden ser refinados para obtener bioenergía final o productos de base biológica o pueden ser utilizados directamente para la generación de calor y electricidad. Algunos ejemplos de PIB son el aceite de pirolisis o la biomasa torrefactada. Sin embargo, el término PIB no está definido oficialmente y algunos tipos de biomasa, como por ejemplo los *pellets*, podrían considerarse como PIB o no.

El procesamiento de la biomasa tiene como objetivo proporcionar a la biomasa características claramente definidas. Esto garantiza una conversión técnicamente simple y ambientalmente racional en energía útil. La biomasa estandarizada por tanto puede ser utilizada con menos problemas para cumplir con un suministro eficiente y cómodo. Las rutas de conversión pueden clasificarse en tres procesos principales:

- La **conversión termoquímica** engloba todos los procesos de conversión de la biomasa basados en energía térmica: combustión, gasificación, pirolisis, torrefacción y carbonización.
- Los **procesos de conversión físico-química** transforman la biomasa mediante procesos físicos (por ejemplo, prensado, molienda, etc.) y químicos (por ejemplo, esterificación o tratamientos hidrotérmicos). Esto incluye, por ejemplo, el prensado de *pellets*, pero también el prensado de semillas oleaginosas para la extracción de aceite y la transesterificación de este aceite en éster metílico de ácidos grasos. Aquí también se incluirían varios métodos de pre-tratamiento para convertir la biomasa lignocelulósica en biocombustibles de segunda generación.
- Los procesos **de conversión bioquímica** transforman la biomasa mediante procesos de conversión biológicos donde intervienen microorganismos. Puede tratarse de una digestión anaerobia para la producción de biogás o de una fermentación para la producción de etanol.

Hay muchas razones por las que una tecnología específica es preferible a otras, pero una de las principales distinciones es el contenido de humedad de la biomasa. Cuando la biomasa está 'seca', las tecnologías termoquímicas son generalmente preferibles, ya que se necesita

¹³ <http://www.fao.org/3/j4504E/j4504e06.htm> Mientras que la FAO está usando la palabra "biocombustibles" en lugar de "bioenergía" "

calentar menos agua. Cuando la biomasa está 'húmeda' – contiene mucha agua – las tecnologías de conversión bioquímica como la digestión anaeróbica o la fermentación podrían ser más adecuadas.

En los capítulos siguientes se presentan las tecnologías de conversión más importantes, que son relevantes para las industrias del proyecto BIOFIT.

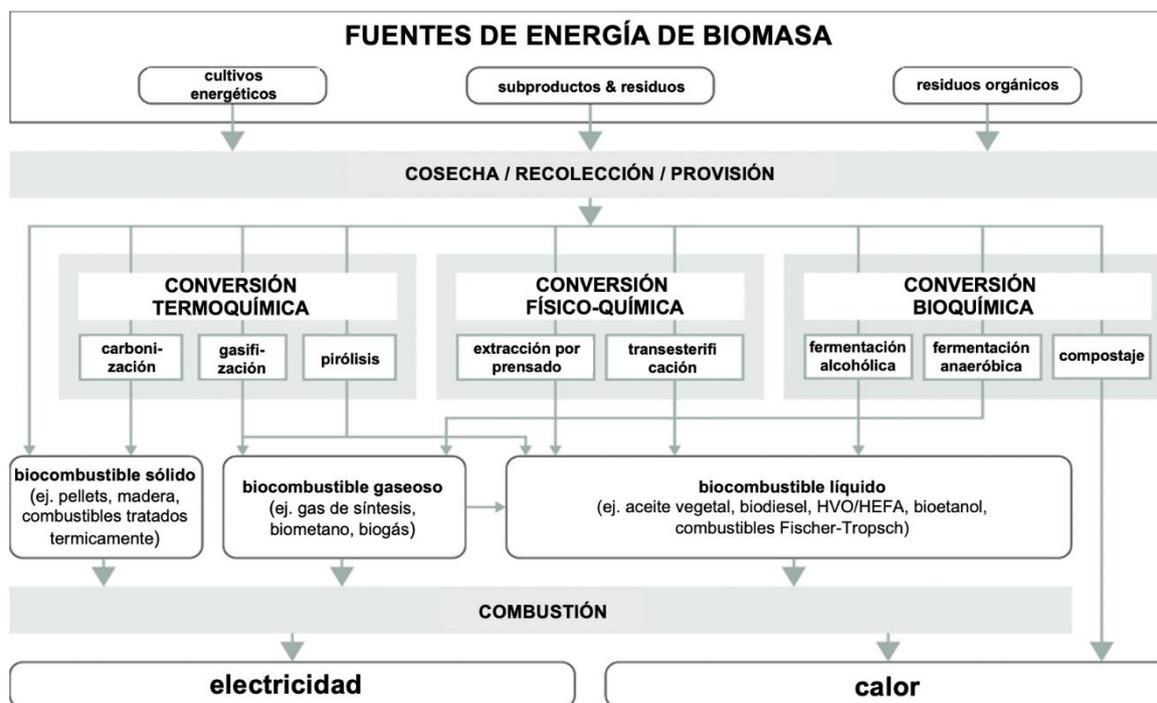


Figura 12: Rutas de conversión de biomasa (Fuente: Thrän et al. 2015)

5 Reconversión de plantas de biocombustibles de primera generación

5.1 Panorama general del sector

El sector de biocombustibles de **primera generación** (1G) en Europa engloba la producción de biodiesel (éster metílico de ácido graso – FAME, “fatty acid methyl esters”), hidrobiodiésel (aceites vegetales hidrogenados – HVO, “hydrogenated vegetable oils”) y bioetanol a partir de diversos cultivos alimentarios. El FAME y el HVO se producen a partir de cultivos oleaginosos como la colza. El bioetanol se produce a partir de cultivos ricos en azúcar o almidón, como la remolacha azucarera o el grano de cereales como el trigo. La principal ventaja de estos combustibles es que se pueden usar directamente mezclados con los combustibles de transporte convencionales.

En Europa, la producción de **biodiesel** es más importante que la del **bioetanol** con una producción de 11,5 millones t/a de biodiesel en 2015, frente a 1,9 millones m³/a de bioetanol. Estas cantidades son producidas mediante numerosas plantas repartidas por toda Europa. El volumen de producción de biocombustibles, principalmente biodiesel y bioetanol, se ha mantenido estable en los últimos años en la Unión Europea, tras el aumento que se produjo

hasta 2013. El apoyo de los gobiernos a los biocombustibles ha disminuido en los últimos años (por ejemplo, en España ha disminuido los requisitos de mezcla). Las incertidumbres con respecto a la sostenibilidad fueron abordadas mediante la introducción de sistemas de certificación de sostenibilidad para estos biocombustibles, los cuales son modelos sin precedentes para éste y otros sectores. Sin embargo, a pesar de los certificados, sigue existiendo la incertidumbre asociada a la interacción de la producción de biocombustibles 1G con la producción de alimentos y la disponibilidad de tierras. Por ello, el remplazo de combustibles 1G por 2G (**segunda generación**) es políticamente deseable, ya que estos últimos utilizan cultivos no alimentarios, como materias primas lignocelulósicas y aceites usados. Además, en muchos casos, tienen un mejor balance de GEI y no están sujetos a la limitación de los biocombustibles de los cultivos alimentarios y forrajeros impuesta por la Directiva revisada sobre Energías Renovables (DER II).

Además del objetivo general sobre las energías renovables en el sector transporte, la DER II también ha actualizado un conjunto de criterios de sostenibilidad para garantizar que los biocombustibles utilizados reduzcan las emisiones de carbono. Una novedad en la DER II es que existen criterios de sostenibilidad para la biomasa forestal y criterios de GEI para los combustibles basados en biomasa. Para los combustibles de transporte, la reducción mínima de GEI depende de la antigüedad de las plantas de producción de biocombustibles:

Tabla 3: Umbrales mínimos de GEI para biocombustibles establecidos en la DER II

Fecha de inicio de operación de la planta	Umbral de ahorro de GEI en DER II
Antes de octubre 2015	50%
Después de octubre de 2015	60%
Después de enero de 2021	65%
Después de enero de 2026	65%

Otros aspectos importantes de la DER II:

- Prohibición del apoyo a biocombustibles producidos en ciertos tipos de **tierra de elevado valor**, como las que tengan alta biodiversidad, tierras con alto contenido de carbono y tierras de turba.
- Un objetivo específico para los llamados biocombustibles avanzados, que son aquellos producidos a partir de determinados residuos. Este objetivo aumenta del 0,2% del consumo de energía en el transporte en 2022 al 1% en 2025 y finalmente a un mínimo del 3,5% en 2030.

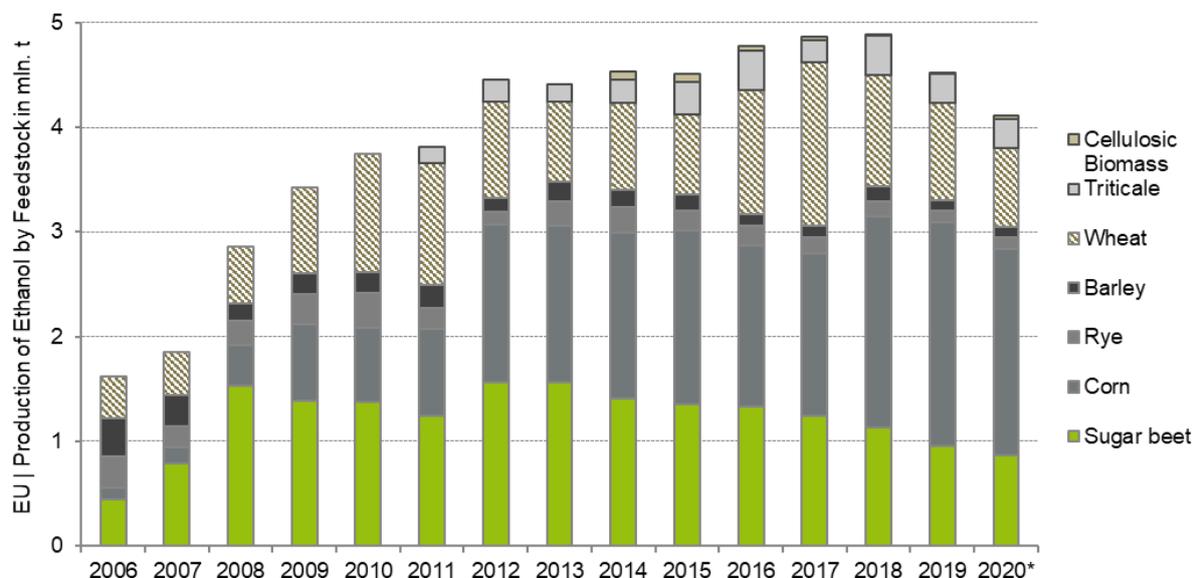
Para la UE, el paquete DER II tiene como objetivo mantener el papel de la UE como líder mundial en energías renovables, al mismo tiempo que ayudar a la UE a cumplir sus compromisos de reducción de emisiones según el Acuerdo de París¹⁴. Schröder et al. (2022) muestra una descripción estructurada de las regulaciones actuales en el sector de los combustibles. Oportunidades para la reconversión en este sector son la transformación de plantas de biocombustibles 1G para producir más o producir parte de biocombustible 1G y otra 2G o exclusivamente biocombustibles 2G, mediante, por ejemplo, la incorporación de procesos complementarios de etanol celulósico a las plantas 1G, incorporación de procesos complementarios de biodiesel a partir de múltiples materias primas o incorporación de procesos complementarios de biogás. Algunos ejemplos de buenas prácticas de reconversión son la de una planta de biodiesel que ha pasado de usar aceite vegetal a grasas animales y aceite de cocina, en Volos, Grecia, encargada por BDI de Austria, y otro ejemplo es el realizado en una planta de etanol de 1G a base de remolacha azucarera, donde se ha añadido un proceso complementario de biogás, en Anklam Alemania, encargado por Suiker Unie.

¹⁴ <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive>

Otras opciones de reconversión incluyen mejorar el balance de GEI (por ejemplo, produciendo biogás a partir de corrientes residuales) o mejoras más avanzadas de electro-combustibles.

5.2 *Proceso complementario de etanol celulósico incorporado al de bioetanol de primera generación*

El bioetanol es producido mediante la fermentación con levadura de los azúcares contenidos en la biomasa. A partir de cultivos ricos en azúcares, como la remolacha azucarera y la caña de azúcar, los jugos de azúcar fermentables se extraen fácilmente en un proceso que es muy similar a los primeros pasos de la producción de azúcar para la alimentación. También es posible obtener una solución de azúcar fermentable a partir de cultivos de almidón como el trigo o el maíz. El almidón es un biopolímero formado por moléculas de glucosa que pueden descomponerse en azúcares fermentables mediante un tratamiento térmico y enzimático llamado sacarificación. Para ello, los granos se muelen para obtener una harina que se mezcla con agua y enzimas y se trata a temperaturas de hasta aproximadamente 90 °C. La Figura 13 muestra el volumen de producción de bioetanol. Puede apreciarse que en la actualidad el bioetanol se produce principalmente a partir de maíz, remolacha y grano (principalmente de trigo).



Database: GAIN reports "EU biofuels annual", * Forecast

© DBFZ 01/2022

Figura 13: Producción de bioetanol en millones de toneladas por año en la EU (datos también disponibles en Schröder et al., 2022)

Las soluciones de azúcar producidas son fermentadas por la levadura para obtener una mezcla alcohólica con un contenido de etanol del 12-16% en un proceso similar al de la elaboración industrial de cerveza. Para obtener etanol puro (> 99,5%), la mezcla anterior es sometida a procesos de destilación y otros métodos de purificación. Además del etanol, se acumulan residuos de las fermentaciones. Estos residuos se denominan "stillage" o vinazas para los procesos que usan almidón o cultivos ricos en azúcares, respectivamente. El contenido de agua de estos subproductos es generalmente reducido mediante evaporación o secado para aumentar su valor como producto proteico de alimentación animal. El "stillage", se seca para producir **granos secos de destilería con solubles** (DDGS, "distillers dried grains and solubles"), lo que proporciona un subproducto importante ya que da mayor rentabilidad a las plantas de etanol de primera generación.

Otros tipos de biomasa pueden ser usados para la producción de etanol mediante tecnología 2G, la cual puede utilizar **biomasa lignocelulósica** como materia prima (Figura 14). La biomasa lignocelulósica, como la madera o la paja, se compone principalmente de celulosa,

hemicelulosa y lignina. La celulosa es también un biopolímero basado en monómeros de glucosa. Sin embargo, la celulosa es más difícil de sacarificar y obtener una solución de azúcares fermentables. Las tecnologías actuales para la producción de bioetanol 2G generalmente usan un pre-tratamiento térmico, como la explosión de vapor, para destruir el material compuesto lignina – celulosa – hemicelulosa. Este pre-tratamiento tiene el objetivo de facilitar la posterior sacarificación enzimática de la celulosa. Una vez obtenida la solución azucarada es fermentada para producir etanol y este último es purificado de manera similar que en las plantas de producción 1G.

Debido a la incertidumbre que presenta la tecnología 2G respecto su viabilidad económica, los procesos complementarios de etanol celulósico incorporados a las plantas de bioetanol 1G podrían generar sinergias y ahorro de costes (Macrelli et al. 2014, Watanabe et al. 2015). Se pueden desarrollar diferentes conceptos para la integración de etanol 2G en plantas existentes. Recientemente, CIEMAT y Biocarburantes De Castilla Y León S A han investigado y evaluado uno de estos conceptos en un caso de estudio en el marco del proyecto BIOFIT. Las sinergias podrían resultar de la utilización de las partes lignocelulósicas de los cultivos de almidón (por ejemplo, salvado de trigo), de compartir partes de la sección aguas abajo del proceso 1G, de adaptar el contenido de azúcares de la fermentación mezclando los mostos, de compartir la infraestructura general de la planta o de usar la lignina como combustible renovable para la provisión de calor.

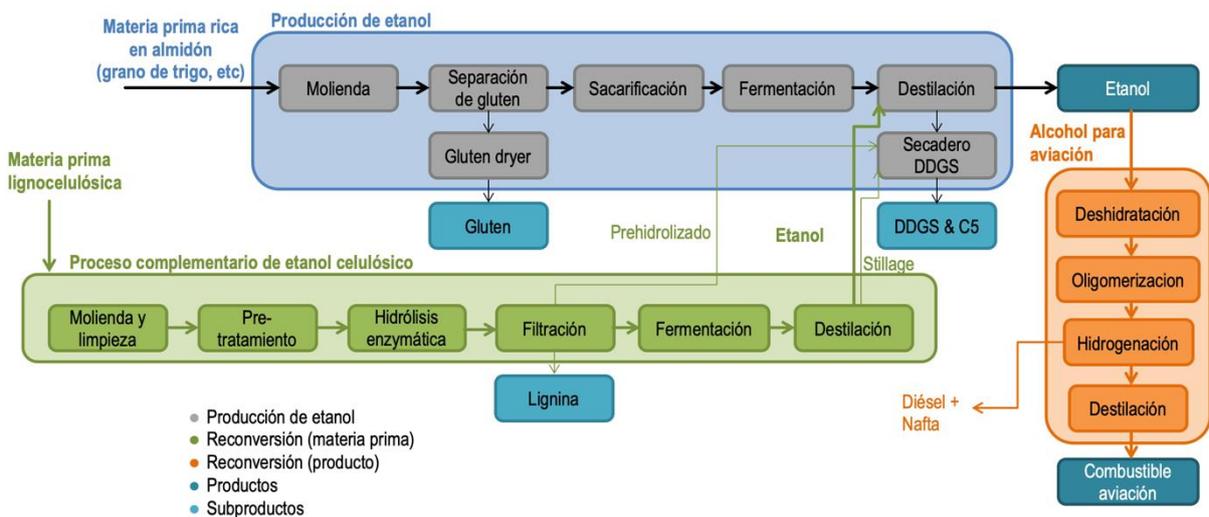


Figura 14: Ejemplo conceptual de producción combinada de etanol 1G y 2G con producción adicional de combustible para aviación

Las actividades para el **lanzamiento al mercado** del etanol lignocelulósico se han llevado a cabo principalmente en Estados Unidos y Brasil. El enfoque principal estuvo en la integración en plantas de producción existentes. Por ejemplo, se desarrollaron planes para ampliar la planta Patriot Renewable Fuels en Annawan, Illinois, con tecnología de etanol lignocelulósico de Inbicon. La planta, con una producción de aproximadamente 380.000 t/a de etanol de grano, fue ampliada para producir entre 75.000 y 90.000 t/a adicionales de etanol de rastrojo de maíz (Lane, 2019). Una biorrefinería de POET en Emmetsburg, Iowa, también fue ampliada con una planta de etanol lignocelulósico en una empresa conjunta entre POET y Royal-DSM. La nueva parte de la planta está diseñada para convertir 300.000 t/a de residuos del cultivo de maíz en aproximadamente 60.000 t/a de etanol (DSM; 2013). En la planta de bioetanol de Quad County Corn Processors se ha añadido una solución “bolt-on” para producir etanol a partir de fibra de maíz. Para ello se ha empleado el llamado “cellerate process”.

En Brasil, por ejemplo, Raizen, una empresa constituida por el productor de azúcar Cosan y el grupo de aceites minerales Royal Dutch Shell, encargó la primera de las ocho extensiones de planta planeadas en 2014. Como resultado de dicha expansión, se producen 32.000 t/a

adicionales de etanol a partir de bagazo de caña y paja en la planta de Piracicaba, Sao Paulo. Las principales áreas del proceso (pre-tratamiento, hidrólisis enzimática y fermentación) fueron suministradas por Logen Energy. Las principales ventajas de la integración con la fábrica de azúcar existentes son el acceso al bagazo y la paja a bajo coste, menores costes de inversión debido al uso de equipos existentes y menores costes de operación. Se planificó una segunda extensión de la planta con una capacidad de producción de aproximadamente 95.000 t/a de etanol.

Las aplicaciones consistieron en usar el bagazo como materia prima para producir etanol 2G y enviar los residuos de lignina a la caldera in-situ para el suministro de energía. Se observan importantes oportunidades de integración mediante la instalación conjunta con un molino de caña de azúcar, el cual incluye:

- Acceso a bagazo a bajo coste, preparado para su uso y con suministro constante.
- Acceso a la paja de caña de azúcar que actualmente queda en el campo.
- Ahorro significativo de costes de capital mediante el uso de equipos existentes y otras infraestructuras de la planta.
- Ahorro de costes operativos debido al uso compartido en la planta existente.

Existen pocos estudios que aborden los procesos complementarios de etanol celulósico incorporado a plantas de bioetanol de primera generación en la industria europea. Como parte del proyecto de investigación "Biorefinery2021 - Energy from Biomass - New Paths to the Integrated Biorefinery", se investigaron varios enfoques de las plantas de etanol. Se desarrollaron conceptos que consideran la producción independiente e integrada a la producción de etanol lignocelulósico (Gröngröft et al., 2011). También se desarrollaron conceptos iniciales de plantas para el procesamiento integrado de trigo y paja de trigo. Se encontró que las inversiones específicas para la construcción de plantas de etanol de lignocelulosa pueden reducirse integrándolas en las plantas existentes (Gröngröft et al., 2011).

Hasta ahora es difícil encontrar estudios sobre la integración del etanol lignocelulósico en plantas de producción europeas existentes y sus materias primas. En particular, aún no se ha investigado la combinación de etanol lignocelulósico con etanol de remolacha y producción de azúcar.

Dentro del proyecto BIOFIT, los socios del proyecto Biocarburantes de Castilla y León y CIEMAT investigan la integración de la producción de 30 millones de litros al año de etanol 2G a partir de componentes no utilizados de la biomasa empleada como materia prima actualmente en la planta de producción de etanol basada en cereales situada en Babilafuente, España. II.

5.3 Alcoholes para aviación

Una posibilidad adicional de usar bioetanol son los combustibles de aviación, ya que éstos se pueden producir a partir del alcohol en un proceso denominado **alcohol-to-jet** (ATJ) (Figura 14). En este proceso, los alcoholes de cadena corta (etanol, propanol o butanol) son convertidos en hidrocarburos de cadena larga y separados en varias fracciones de combustible.

El proceso ATJ comienza con los alcoholes purificados. El etanol se produce como se describió anteriormente y otros alcoholes de manera similar, pero utilizando diferentes microorganismos y tecnologías de purificación posteriores.

Existen diferentes procesos para la producción de ATJ, los cuales varían ligeramente. Las etapas típicas se muestran en la Figura 14. A altas temperaturas y a alta presión, los grupos OH de las moléculas de alcohol se deshidratan (eliminación de grupos OH) y a continuación son transformadas en hidrocarburos más largos (oligomerización). La mezcla resultante, compuesta por hidrocarburos de diferentes longitudes, se destila en las fracciones deseadas

y los enlaces dobles restantes se saturan mediante el uso de hidrógeno. (Diederichs et al., 2016)

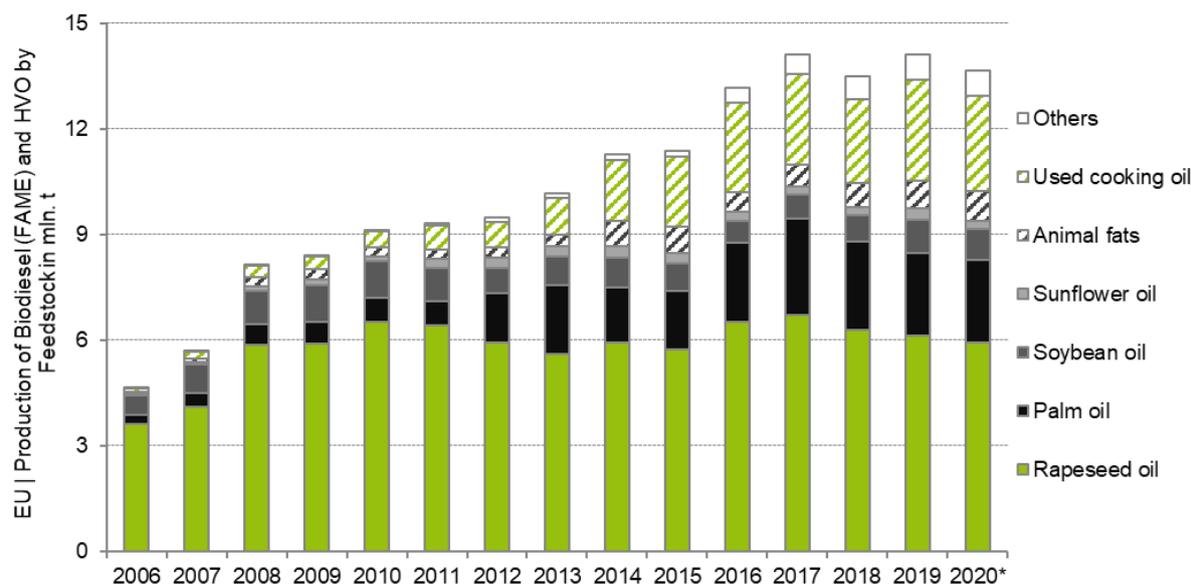
Generalmente se obtienen fracciones de queroseno, diésel y nafta como productos de la destilación del proceso ATJ. Dependiendo de la ruta del proceso en el proceso-ATJ, la fracción de queroseno resultante se puede producir como queroseno parafínico sintético (ATJ-SPK) o como queroseno sintético con compuestos aromáticos (ATJ-SKA). El combustible mencionado en primer lugar ya está aprobado para uso comercial en la norma ASTM D7566, Anexo 5 y, por lo tanto, puede usarse como componente de mezcla (hasta un 50 % en volumen) con combustible convencional para aviones. Actualmente se está investigando la aprobación de ATJ-SKA y una tasa de mezcla superior al 50 % en volumen.

La conversión de etanol 1G a ATJ-SPK aún no se encuentra en estado comercial, pero actualmente se operan plantas de demostración y se han realizado pruebas de vuelo con el queroseno resultante. Se puede esperar que el proceso ATJ sea un proceso importante para la producción futura de combustibles de aviación alternativos. Dentro del proyecto BIOFIT, un equipo dirigido por DBFZ y en cooperación con Swedish Biofuels ha llevado a cabo un caso de estudio sobre los beneficios de integrar la tecnología ATJ-SKA con las plantas de bioetanol 1G existentes. Un estudio predice que la reconversión de todas las plantas de etanol en todo el mundo con un proceso ATJ posterior podría producir alrededor del 20% de la demanda anual de combustibles de aviación de la industria de la aviación (Reals, 2012).

Una alternativa atractiva al uso de etanol 1G para los procesos de ATJ, sería usar alcoholes superiores como el **isobutanol**, ya que estos acumulan moléculas más largas en la oligomerización de forma más rápida. Una posible ruta de fabricación es la producción de isobutanol con la ayuda de levaduras especiales implementadas por GEVO Inc. El desafío es alcanzar un proceso de fermentación estable utilizando las levaduras genéticamente modificadas. Existen otras tecnologías innovadoras de producción de alcohol en relación con el proceso ATJ como la de LanzaTech que ha desarrollado un proceso fermentativo basado en fermentación de gas, el cual permite producir etanol a partir de gases residuales con la dificultad de disolver suficiente gas en el líquido. (Geleynse, 2018)

5.4 Producción de biodiesel a partir de aceite residual.

Hasta 2010, la producción de biodiesel en la UE se basaba principalmente en colza. Desde entonces, la proporción con otros cultivos de aceite como la soja, el girasol y la palma ha aumentado. Sin embargo, la producción total de biodiesel a partir de semillas oleaginosas no se ha incrementado en gran medida desde 2010. El incremento en los últimos años se basó principalmente en la producción adicional de biodiesel a partir de aceite de cocina usado (ACU), grasa animal y otros. La Figura 15 muestra esta tendencia en la producción de biodiésel (FAME) y HVO en Europa desde 2006. (Naumann et al. 2019)



Database: GAIN reports "EU biofuels annual", * Forecast

© DBFZ 01/2022

Figura 15 Producción de biodiesel (FAME y HVO/HEFA) en la UE en millones de toneladas por año

El biodiesel se produce utilizando aceites o grasas como materias primas, las cuales se se obtenían inicialmente a partir de plantas oleaginosas. Estas se subdividen en frutos oleaginosos (palma u olivo) y semillas con alto contenido en aceites (colza, girasol, lino o soja).

En primer lugar, el aceite debe extraerse de la semilla oleaginosa en diferentes tipos de almazaras. Estas se pueden clasificar en prensado en frío, prensado en caliente y prensado de extracción. Durante el procesado de las semillas oleaginosas, se produce una torta de prensa que contiene proteínas y se comercializa como alimento para animales de alta calidad.

Los **procesos de transesterificación** posteriores del aceite se diferencian principalmente en el catalizador empleado y las condiciones del proceso (temperatura, presión, tiempo de residencia). Después de la transesterificación, el biodiesel es lavado y secado. El glicerol obtenido como subproducto es procesado y, dependiendo del catalizador utilizado, se obtiene una u otra sal. El metanol, el cual se añade en exceso, puede ser recuperado en una columna de rectificación.

Las plantas de biodiesel construidas para el procesado de aceites vegetales pueden ser reconvertidas a plantas de biodiesel a base de aceites usados, las cuales pueden procesar principalmente **aceites de cocina usados (ACU)** y **residuos de grasas animales**. En comparación con el aceite de colza, estas materias primas presentan una composición menos homogénea con diferentes niveles de triglicéridos, una mayor proporción de ácidos grasos libres (AGL), así como mayores niveles de impurezas como plásticos, fósforo, nitrógeno y compuestos de azufre. Por estas razones, no es posible procesar ACU o residuos de grasas animales en plantas de biodiesel que fueron construidas para la transformación de aceites vegetales sin cambiar los componentes. En general, es necesario añadir al proceso etapas de pre-tratamiento para separar las impurezas en estos tipos de materias primas (Figura 16). Además, hay que integrar en el sistema reactores de esterificación adicionales - por ejemplo, con un catalizador ácido como el ácido sulfúrico - para disminuir el contenido de AGL. Después de la reacción de esterificación, el biodiesel crudo y la fracción de glicerol son separados mediante sedimentación o centrifugación. Las fracciones separadas pueden integrarse en el proceso existente. También podría ser necesario reconvertir las columnas de destilación para que el biodiesel basado en estos residuos cumpla los criterios de calidad de la norma EN14214 (Norma europea de calidad del combustible biodiesel).

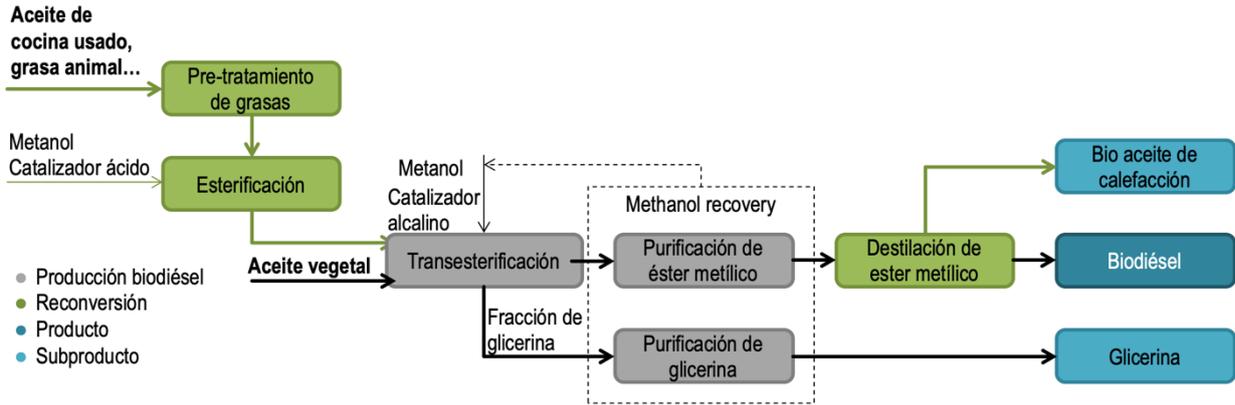


Figura 16: Concepto de proceso de producción de biodiesel a partir de aceite residual.

Otro problema específico con los ACUs y los residuos de grasas animales del proceso descrito es la **contaminación por polímeros**. La razón de esto se encuentra, en el caso de los ACUs, en el proceso de recolección. Los ACUs generalmente se recogen en envases de polietileno o propileno. Partes de estos polímeros se disuelven en los ACUs y no se pueden eliminar por filtración. En el caso de la grasa animal, por ejemplo, los plásticos de las etiquetas de marcado en las orejas de los animales de granja están contaminando la grasa animal durante su procesado.

Estas contaminaciones plásticas se traducen en depósitos en los intercambiadores de calor y fondos de columna, así como un mayor contenido de polímeros en las fracciones de biodiesel o de glicerol. Mediante diferentes procesos y métodos adicionales, como el uso de un hidrogel y posterior filtración, el uso de membranas porosas o la adición de tierra blanqueadora y carbón activado, la concentración de polímeros en lo ACUs y los residuos de grasas animales pueden reducirse. (Braune, 2016)



Figura 17: Biodiésel, mezcla de biodiesel y diésel fósil (Fuente: DBFZ)

5.5 Producción de metanol mediante reformado de glicerol

El **glicerol** es un líquido incoloro, inodoro y viscoso que está presente en todas las grasas naturales y aceites grasos como los ésteres de ácidos grasos (triglicéridos). Es un subproducto de la producción de ácidos grasos o biodiesel y puede ser utilizado de forma

versátil, como por ejemplo en la industria cosmética, como aditivo alimentario y para la producción de plásticos o biogás.¹⁵

El **metanol** es el alcohol más simple y es un líquido ligero, volátil, incoloro e inflamable. En la actualidad, la mayoría del metanol es producido mediante la conversión catalítica del gas de síntesis obtenido a partir de fuentes fósiles. El uso de metanol como materia prima permite la producción de biometanol.¹⁶

Durante el proceso de producción de biodiesel, se produce glicerol como subproducto en cantidades similares a las que se necesitan de metanol para la producción. Debido a la creciente demanda de biodiesel, la producción de glicerol, así como la demanda de metanol también se han visto incrementadas. Para abordar este problema, la producción de metanol mediante reformado de glicerol es considerada. (van Bennekom, Venderbosch, & Heeres, 2012)

Descripción del proceso

Existen diferentes formas del reformado de glicerol para la obtención de metanol. En los siguientes párrafos se describen brevemente dos de ellos.

La producción de metanol a partir de glicerol ya ha sido demostrada a escala industrial por una empresa de los Países Bajos, llamada **BioMCN**. En su proceso, el glicerol crudo es purificado y sometido a un proceso de reformado con vapor. El gas de síntesis obtenido mediante este proceso es convertido en metanol en un reactor de síntesis de lecho empacado convencional. BioMCN comercializa y vende cantidades industriales de biometanol. Sin embargo, la instalación ya no está utilizando glicerol como materia prima, sino metano.

La segunda forma es el denominado proceso de glicerol a metanol (GtM – “Glycerol-to-Methanol”). En este proceso una corriente de biomasa húmeda (glicerol) es transformada en gas de síntesis mediante reformado con agua supercrítica (RSCW – “reforming in supercritical water”). A continuación, el gas de síntesis es convertido en metanol mediante un proceso de síntesis de metanol a alta presión. El proyecto Supermethanol estudió el proceso GtM y llevó a cabo varios experimentos con la integración de una planta de biodiesel (van Bennekom, Venderbosch, & Heeres, 2012). La Figura 18 ilustra el proceso GtM incluyendo los pasos relevantes para la producción de biodiesel mostrados en gris, y los correspondientes al proceso GtM mostrados en verde. La producción de metanol es integrada con la planta de biodiesel con el objetivo de producir metanol a partir del glicerol obtenido como subproducto y reutilizarlo en la planta.

¹⁵ <https://www.chemie.de/lexikon/Glycerin.html>

¹⁶ <http://www.etipbioenergy.eu/value-chains/products-end-use/products/methanol>

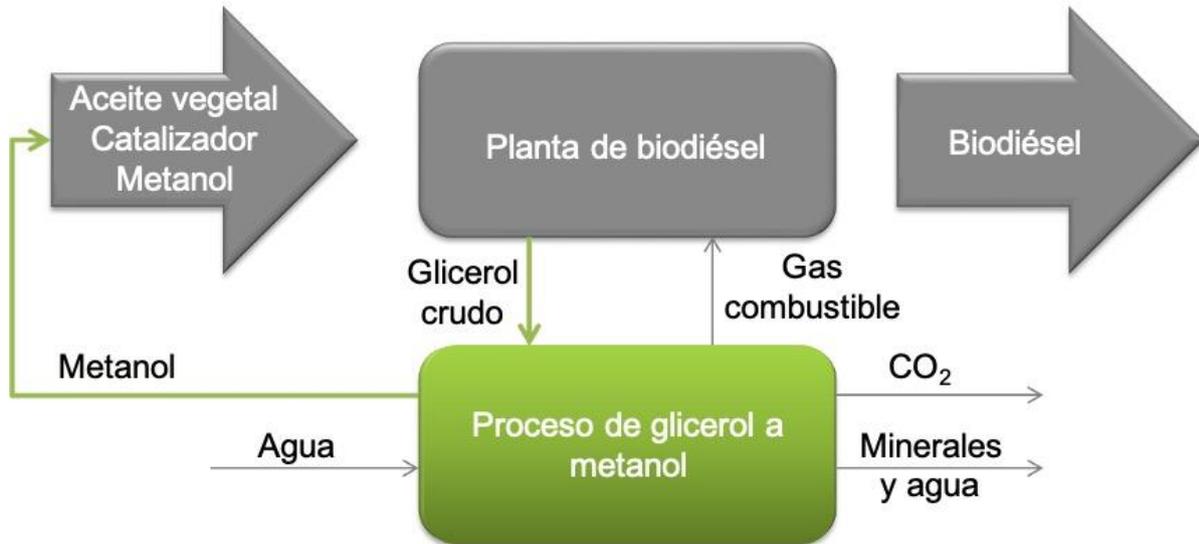


Figura 18: Proceso de glicerol a metanol (GtM)

Como se mencionó anteriormente, una **aplicación del metanol** es la producción de biodiesel. Además, el metanol es importante para la industria química, para producir formaldehído, ácido acético, polímeros y pinturas. También puede ser utilizado como recurso energético o en pequeños porcentajes en mezclas con gasolina. (van Bennekom, Venderbosch, & Heeres, 2012)

El metanol producido a partir de biomasa tiene beneficios ambientales y también puede traer reducción de costes a largo plazo cuando el precio del petróleo aumente. La integración del biometanol en una planta de biodiesel podría mejorar el balance energético, las emisiones de carbono, la sostenibilidad y la economía general de la producción de biodiesel. Los productores serían menos dependientes del precio al contado del metanol, habría una seguridad (parcial) del suministro de metanol, y su subproducto se utilizaría como materia prima verde y sostenible (van Bennekom, Venderbosch, & Heeres, 2012). La tecnología se ha probado con éxito a escala piloto, pero las unidades de demostración a gran escala aún no se han construido.

Como se Figura 18 las instalaciones de producción de biodiesel existentes pueden ser reconvertidas mediante la integración de una unidad de glicerol a metanol, reciclando la mayor parte del metanol de nuevo en el proceso de biodiesel.

5.6 Biometano

El **biogás** se puede producir mediante digestión anaeróbica de materia prima digerible. Está formado por aproximadamente 50-60% de metano (CH_4), 40-50% de dióxido de carbono (CO_2) y pequeñas cantidades de sulfuro de hidrógeno (H_2S), agua y siloxanos. El biogás puede ser utilizado para la cogeneración de calor y electricidad mediante motores de combustión interna o puede purificarse el metano mediante procesos de *upgrading* de biogás. Dado que la digestión anaerobia es un proceso robusto, puede aplicarse a una gran variedad de tipos de biomasa. Por ello, además de utilizar cultivos específicos, la conversión de residuos de otras plantas de procesamiento de biomasa está generando mucho interés. Por lo tanto, la producción de biogás también puede ser considerada como una posible reconversión o adición a las plantas de conversión de biomasa existentes, por ejemplo, a las plantas de bioetanol. Especialmente los residuos húmedos, como la vinaza o la pulpa de la remolacha

azucarera, pueden convertirse eficazmente en vectores energéticos adicionales, como el biogás.

Mediante **tecnologías de *upgrading* de biogás**, la mayor parte del CO₂ puede ser separado. Este CO₂ puede ser una fuente de carbono adecuada para su posterior procesamiento con hidrógeno renovable para obtener, por ejemplo, electrocombustibles. El gas purificado resultante, denominado biometano, puede ser acondicionado según los mismos estándares que el gas natural fósil y luego ser inyectado en la red de gas natural. Puede ser utilizado como sustituto del gas natural para aplicaciones de transporte como biogás comprimido (CBG) o biogás licuado (LBG), siendo este último especialmente interesante para el sector del transporte pesado.

Existen una gran variedad de tecnologías de *upgrading* de biogás disponibles en el mercado, que incluyen el lavado con aminas, la absorción por cambio de presión (PSA – “Pressure Swing Absorption”), el lavado con agua, el lavado físico orgánico, la destilación criogénica y la separación por membranas.

Actualmente, se está instalando una plataforma piloto con procesos eficientes de conversión de residuos biogénicos en metano renovable (Figura 19) en las instalaciones de DBFZ. Dicha plataforma está constituida por:

- Técnicas de pretratamiento, como molienda o tratamiento hidrotérmico, que pueden ser aplicados a una gran variedad de residuos.
- Recipientes de fermentación anaerobia de diferentes tamaños, como reactores CSTR y reactores de flujo tapón, adecuados para biomásas con diferentes niveles de humedad.
- Metanización catalítica de la fracción de CO₂ del biogás, para aumentar la cantidad de metano.
- Técnicas de tratamiento de los digestatos consistentes en prensas de tornillo, filtros prensa y centrifugadoras decantadoras para la separación sólido-líquido, filtración por membrana para la separación líquido-líquido y secaderos y autoclaves para el secado o la carbonización de los residuos sólidos.

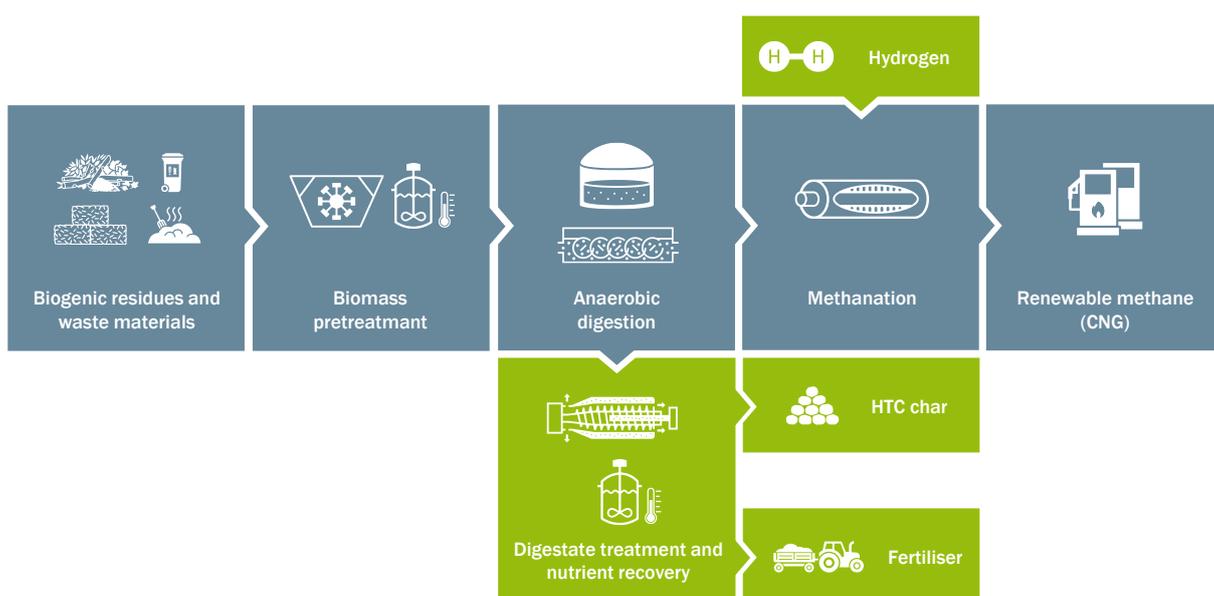


Figura 19: Esquema de proceso simplificado de la plataforma piloto de metano renovable en DBFZ.

Según la Asociación Europea de Biogás (2019), había 17.783 plantas de biogás y 540 plantas de biometano en funcionamiento en Europa a finales de 2017. La Capacidad Eléctrica Instalada total (CEI) en Europa continuó aumentando en 2017, con un crecimiento del 5% hasta alcanzar un total de 10.532 MW, mientras que la electricidad producida a partir de biogás ascendió a un total de 65.179 GWh. La producción de biometano también aumentó a un total de 19.352 GWh o 1940 MMm³ en 2017.

Como afirma FNR, (2013), el *upgrading* de biogás en biometano ha ganado considerable importancia en los últimos años. A diferencia de la cogeneración de calor y electricidad (CHP – “combined heat and power”) en la propia planta de producción, existen varias ventajas que ofrece el *upgrading* del biogás en biometano, como alimentarlo posteriormente a las redes de gas natural y poder transportarlo donde sea necesario. Gracias al uso de biometano en lugares con alta demanda de calefacción, el *upgrading* de biogás en biometano contribuye en una proporción cada vez mayor de energía térmica utilizable externamente; esto a su vez conduce a un aumento de la eficiencia global del uso del biogás.

Dado que las tecnologías de *upgrading* se han abaratado en los últimos años, una oportunidad para los operadores de plantas de biogás podría ser la reconversión de sus plantas, implantando una instalación de *upgrading* que produzca biometano. Las plantas de biometano también pueden considerarse soluciones de reconversión para muchas otras industrias de base biológica (por ejemplo, agricultura, procesamiento de alimentos, celulosa y papel), ya que pueden utilizar una gran variedad de residuos de base biológica húmeda como materia prima.

5.7 Electrocombustibles

Los electrocombustibles son combustibles producidos con el **hidrógeno** obtenido mediante electrólisis del agua. Otros términos utilizados para este tipo de combustibles y para las rutas de conversión son *power-to-gas* (PtG), *power-to-liquid* (PtL), ***power-to-x*** (PtX) y *e-fuels*. El hidrógeno producido por electrólisis es utilizado directamente o puede ser transformado mediante su reacción con CO o CO₂ en hidrocarburos gaseosos o líquidos, como por ejemplo en combustibles sintéticos para el transporte. Los combustibles sintéticos obtenidos por electrólisis del agua pueden utilizarse del mismo modo que aquellos producidos mediante otros combustibles (fósiles o biológicos). La Tabla 4 muestra diferentes tipos de electrocombustibles. (Philibert, 2018)

Tabla 4: Visión general de combustibles sintéticos

	Sin carbono	Con carbono (electrocombustibles basados en carbono)
Gaseosos	Hidrógeno (H ₂)	Metano (CH ₄)
Líquidos	n.d.	Metanol (CH ₃ OH) Combustibles-FT (C _x H _y)

La sostenibilidad de estos electrocombustibles viene determinada por el origen de la electricidad utilizada, sea ésta renovable o no. Además, las emisiones de GEI de los electrocombustibles basados en carbono dependen del origen del carbono. En el caso del sector de los biocombustibles 1G, el carbono se captura de una planta que procesa biomasa y produce CO₂ como parte del producto o como subproducto. Ejemplos de estas corrientes ricas en CO₂ son los gases de fermentación procedentes de la producción de etanol o biogás (con el consiguiente tratamiento del biometano), así como los gases de cola procedentes de la adsorción por cambio de presión (PSA del inglés “*pressure swing adsorption*”) de, por ejemplo, fracciones de gas de origen biológico. Este tipo de electrocombustibles basados en biomasa se consideran neutros en carbono. Por otra parte, y con mayor relevancia para otros

sectores (como el de la combustión de fósiles o el de las refinerías de fósiles), está el reciclaje del carbono de los gases de combustión de los combustibles fósiles. En este caso, el CO₂, que de otro modo se habría emitido, se captura y se reutiliza. Este tipo de electrocombustibles se denomina **electrocombustibles a partir de CO₂ no biogénico**. Además, el carbono también puede ser capturado directamente del aire (**DAC del inglés “direct air capture”**). Este proceso requiere electricidad y calor y, debido a la baja concentración atmosférica de CO₂, es más intensivo en energía que la captura de carbono de las emisiones de una planta. Este tipo de electrocombustibles se consideran neutros en carbono (Philibert, 2018).

La medida en que los electrocombustibles pueden considerarse combustibles renovables con respecto al Directiva de Energías Renovables (DER-II) depende de la proporción de fuentes de energía renovables empleadas en la producción de la electricidad utilizada en la obtención de hidrógeno. A menos que la planta de producción de electrocombustibles presente una conexión directa con un sistema de generación de electricidad totalmente renovable, se tiene en cuenta el mix eléctrico nacional.

Para producir electrocarburantes basados en carbono, se necesita electricidad y dióxido de carbono. La Figura 20 muestra las rutas de conversión de dichos electrocombustibles. Durante la electrólisis, la electricidad se utiliza para descomponer el agua en oxígeno e hidrógeno. El hidrógeno se puede utilizar directamente como electrocombustible o se puede combinar con el dióxido de carbono capturado para convertir el hidrógeno en hidrocarburos mediante procesos de síntesis. Dependiendo del producto deseado, estos procesos de síntesis emplean diferentes catalizadores para producir por ejemplo metano, metanol, dimetiléter (DME) o líquidos Fischer-Tropsch (FT).

Otra opción para el uso de corrientes ricas en CO₂ de origen biológico sería utilizar directamente el gas de síntesis procedente de la gasificación de la biomasa, del reformado con vapor de biometano o biogás u otras rutas de producción de gas de síntesis. El gas de síntesis se compone de hidrógeno, CO y CO₂ y, al igual que en el caso de los electrocombustibles, se pueden producir diferentes productos mediante síntesis (véase la Tabla 4). La adición de hidrógeno al proceso respectivo puede aumentar aún más la producción de productos. Si se añade hidrógeno al proceso de fermentación anaerobia, los microorganismos pueden realizar una metanización biológica (metanógenos hidrogenotróficos), lo que conduce a un mayor rendimiento de metano.

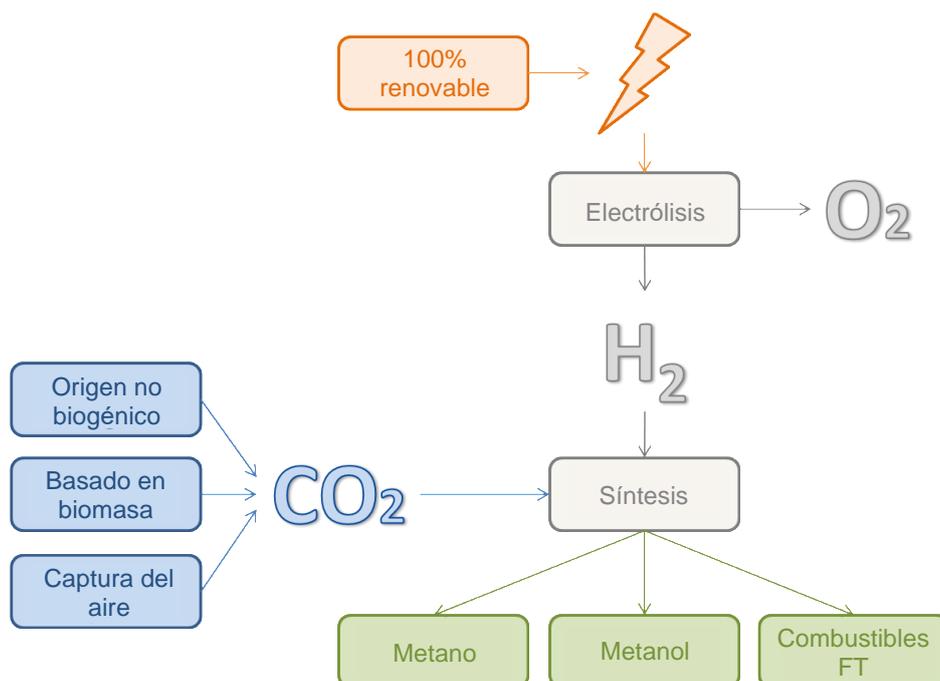


Figura 20: Rutas de producción de electrocombustibles

Dado que el término "electrocombustibles" incluye diferentes tipos de combustibles, las posibilidades para el uso **final** de los mismos son versátiles. Algunas aplicaciones de uso final son:

- Con el objetivo de complementar otras tecnologías de generación de electricidad renovable, el uso de electrocombustibles (hidrógeno) es a menudo considerado en sistemas insulares (por ejemplo, Japón) con altos costes de suministro de combustibles fósiles.
- Para facilitar el uso de hidrógeno en industrias y edificios más pequeños, puede ser inyectado a red mediante la mezcla con gas natural o metano. También existe la posibilidad de utilizar hidrógeno puro en redes de gas, pero esto todavía se enfrenta a algunas dificultades como altos costes o problemas de eficiencia.
- El uso de electrocombustibles (o de otros combustibles sintéticos) en el transporte (por ejemplo, por carretera, marino, aéreo) permite un elevado ahorro de emisiones. Para vehículos de carretera existen muchas opciones, como el uso de combustibles-FT como combustible directo en vehículos convencionales, el uso de metano o metanol en vehículos adaptados o el uso de hidrógeno en vehículos de pila de combustible. En el sector marítimo el hidrógeno es considerado para viajes más cortos, pero no para buques de larga distancia o transoceánicos. Para la aviación, según la norma ASTM D7566, Anexo 1, los combustibles-FT se pueden utilizar en mezclas con el combustible de avión convencional de hasta el 50% en volumen.

Los electrocombustibles son versátiles al ser tanto combustibles líquidos como gaseosos. Las **ventajas** de los electrocombustibles son, entre otras, la posibilidad de almacenamiento a largo plazo, su intensidad de GEI potencialmente baja y su aplicabilidad en vehículos convencionales. Sin embargo, las altas pérdidas en la conversión y los altos costes de transporte y distribución hacen que los electrocombustibles sean todavía bastante caros. (Philibert, 2018)

Oportunidades de reconversión

Las instalaciones existentes para la producción de etanol o biogás pueden ser reconvertidas mediante la **captura del CO₂** generado en el proceso de fermentación y combinando este CO₂

con hidrógeno producido por un electrolizador. La síntesis subsiguiente puede producir metano, metanol, DME o líquidos-FT.

Las unidades de gasificación de biomasa existentes pueden ser reconvertidas mediante la **adición de hidrógeno al gas de síntesis**, alterando así la relación hidrógeno a monóxido de carbono y sustituyendo parcial o totalmente la reacción de desplazamiento de gas de agua (“Water Gas Shift”, WGS). Como resultado, se pueden producir más combustibles a partir del carbono de la biomasa.

Las instalaciones de biogás existentes pueden ser reconvertidas con un segundo reactor alimentado con hidrógeno y biogás. La **metanización biológica** es capaz de convertir la mayor parte del dióxido de carbono contenido en el biogás crudo en metano adicional.

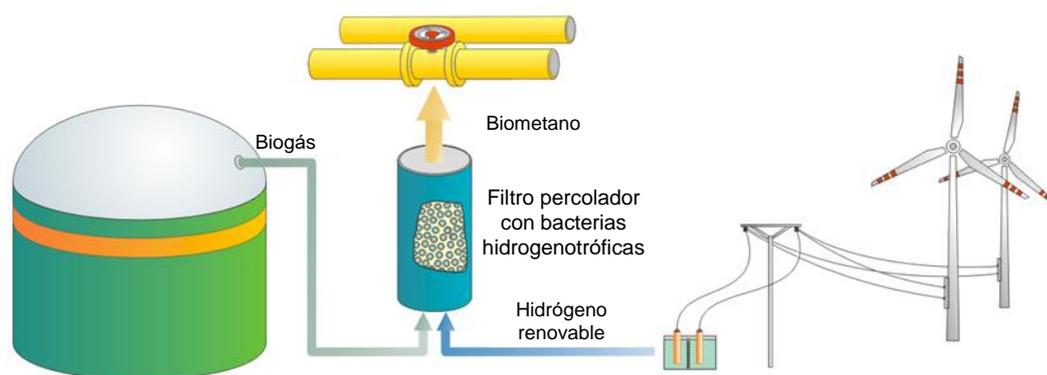


Figura 21: Metanización biológica (Fuente: Rachbauer et al. 2016)

5.8 Observaciones finales

Al comparar los objetivos para la reducción de emisiones en el sector transporte con el desarrollo de alternativas sostenibles, queda claro que se debe aumentar considerablemente la capacidad de producción. Al hacer esto, la reconversión bioenergética podría tener sentido principalmente cuando se produce combustible adicional, cuando se puede aumentar la eficiencia de los procesos o cuando se pueden mejorar las emisiones GEI en el ciclo de vida. El cambio de una materias primas de base biológica consideradas 1G a otras materias primas también de base biológica consideradas 2G puede conducir a la producción de un biocombustible que se considera más sostenible pero que no contribuye significativamente a la reducción de los combustibles fósiles en el sector del transporte.

En general, las instalaciones europeas de biocombustibles son bastante nuevas, ya que la mayoría de ellas se construyeron después de 2005. Por lo tanto, los operadores de planta pueden considerar que todavía es pronto para realizar reconversiones de las plantas actuales. No obstante, dado que los biocombustibles producidos a partir de cultivos alimentarios y de alimentación animal están sujetos a un límite en la UE (1G), la utilización de materias primas para biocombustibles avanzados, tal y como se menciona en el anexo IX de la DERII (2G), ofrece mejores oportunidades de mercado, en particular después de 2030.

A continuación se muestran algunas recomendaciones:

- El sector de los biocombustibles está fuertemente influenciado por las **regulaciones**. Estas regulaciones tienen una gran influencia en la economía de las inversiones de reconversión. Por lo tanto, los cambios en las regulaciones deben hacerse con precaución para mantener la confianza del operador de la planta en sus planes de negocio. El riesgo de cambios en las regulaciones es considerado muy alto, lo que aparentemente obstaculiza las inversiones en el sector de biocombustibles.

- El apoyo político a los biocombustibles ha disminuido en los últimos años en comparación con otras innovaciones en el sector del transporte, como la electromovilidad o el uso del hidrógeno, que han ganado más atención en el debate político. El apoyo a los biocombustibles, que están disponibles comercialmente en la actualidad, podría contribuir de forma significativa a la descarbonización del sector del transporte. Esta falta de apoyo político plantea grandes incertidumbres a la industria de los biocombustibles, la cual tiene que decidir si debe realizar inversiones futuras o no.
- Con el objetivo de utilizar el biometano como combustible renovable para el transporte, se debe promover y apoyar la creación de **infraestructura** para su utilización. Una mayor proporción de vehículos alimentados con GNC permitiría utilizar una mayor cantidad de residuos de base biológica como materia prima.
- El carbono de base biológica es un recurso valioso y, por lo tanto, debería procesarse de forma razonable y, durante la conversión, utilizarse en su totalidad. Debido a que no todos los sectores del transporte pueden considerarse para la electrificación o la conversión a pilas de combustible en la situación actual, las plantas de procesamiento de biomasa existentes deberían considerar un ciclo cerrado de carbono, por ejemplo, en términos de biorrefinerías intersectoriales o enfoques híbridos con electrocombustibles.
- Actualmente, los productores de biocombustibles no tienen **acceso directo a los clientes** y disponen de pocas posibilidades de anunciar los beneficios de sus productos. Por lo tanto, ofrecer la posibilidad de disponer de biocarburantes en el surtidor, ofrecería una posibilidad al consumidor de elegir combustibles sostenibles.
- Las **emisiones de CO₂** de los diferentes combustibles (fósiles y biocombustibles) deberían ser visibles para el cliente en el surtidor.
- Los procesos de producción de biocombustibles avanzados, como por ejemplo de bioetanol, requieren mucha energía. Se recomienda encarecidamente el uso de energías renovables en el proceso para reducir las emisiones de GEI y aumentar los beneficios medioambientales.

6 Reconversión de refinerías fósiles

6.1 Panorama general del sector

Las refinerías de combustibles fósiles convierten los petróleos crudos en productos acabados descomponiéndolos y procesándolos para obtener nuevos productos, por ejemplo combustibles para el transporte.

El **petróleo crudo** se extrae de las capas subterráneas de la tierra. Existen muchos tipos de petróleo crudo, con muchos componentes diferentes. La mayoría de estos componentes son hidrocarburos (moléculas compuestas por elementos de carbono e hidrógeno). Otros componentes de los petróleos crudos consisten en una combinación de hidrocarburos y pequeñas cantidades de otros elementos, como azufre, nitrógeno y metales.

Las refinerías son instalaciones grandes e intensivas en capital que convierten el petróleo crudo en **productos finales**. En las refinerías europeas, alrededor del 65% de los productos son combustibles para el transporte, como el diésel, la gasolina, el queroseno y el gas licuado. El 25% de los productos están hechos para otras aplicaciones, como betún, lubricantes, aceite de calefacción y coque de petróleo. El 10% de los productos son materias primas petroquímicas utilizadas en productos químicos, caucho sintético y una variedad de plásticos.



Figura 22: Las refineras de combustible fósiles son grandes complejos industriales donde se produce una variedad de combustibles de transporte fósiles y otros productos. (Fuente: Thessaloniki Refinery of Hellenic Petroleum)

Los principales procesos en una refinería son 1) la separación del petróleo crudo en varias fracciones, y 2) el procesado de estas fracciones en varios productos. En la Figura 23, se muestran algunos procesos básicos de una refinería típica. El “corazón” de cualquier refinería es la destilación atmosférica. En esta columna de destilación, el petróleo crudo es calentado y la separación se lleva a cabo según el punto de ebullición. Los productos gaseosos (con los puntos de ebullición más bajos) salen de la columna por la parte superior y las fracciones pesadas (con los puntos de ebullición más altos) salen por la parte inferior de la misma.

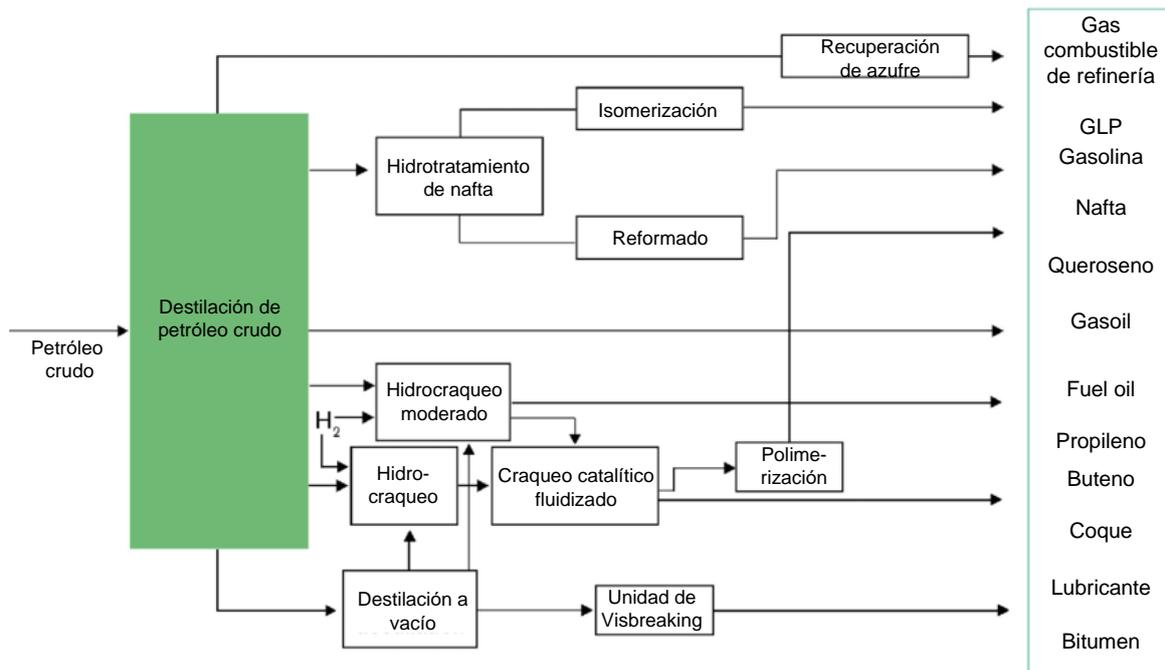


Figura 23: Procesos básicos en una refinería

Cada refinería es única debido a las diferencias en la ubicación geográfica, las especificaciones del petróleo crudo, los mercados, las especificaciones de los productos, etc. Las refinerías producen una variedad de productos en base a sus insumos y a las necesidades del mercado. Estas pueden cambiar, y de hecho lo hacen, la composición y las cantidades de sus productos basándose en factores dentro de las limitaciones físicas de sus procesos de refinado. Debido a la complejidad de sus operaciones y las interconexiones entre los diversos procesos, se utilizan modelos matemáticos para ajustar los parámetros de la refinería para que se puedan producir productos en las cantidades y especificaciones correctas.

Las refinerías pueden ser clasificadas por el **índice de complejidad de Nelson**. Este es un valor numérico que indica cuántas unidades de procesamiento posee una refinería después de la unidad de destilación de crudo, que tiene una complejidad de 1. Estos se pueden dividir en las siguientes categorías:

Tabla 5: Categorización del índice de complejidad de Nelson de refinerías de combustibles fósiles

Configuración	Tipo de proceso
Simple y básico	No hay unidades de conversión más allá de la destilación de petróleo crudo

Configuración 1 (complejidad <2), también llamadas Refinerías Topping	El tipo más simple de refinería de petróleo, la cual consiste en una unidad de destilación, un proceso de reformado de nafta y el tratamiento necesario
Configuración 2 (complejidad 2 – 6), también llamada Refinería Hydroskimming	Similar a la configuración 1, pero con una unidad de destilación al vacío y un proceso de craqueo catalítico
Configuración 3 (complejidad 6 – 12) también llamada Refinería de Conversión	Equipada con una unidad de hidro craqueo, maximizando de esta forma la producción de gasolina y destilados medios
Configuración 4 (complejidad >12, también llamadas Refinería de Conversión Profunda	Incluye unidades de hidro craqueo y craqueo catalítico y unidades de coquización para convertir las fracciones más pesadas de petróleo crudo en productos más ligeros

Muchas refinerías en la UE tienen una complejidad relativamente baja (configuración 1 y 2), mientras que muchas refinerías en EEUU, India y el Golfo Pérsico presentan complejidades mucho más altas. Una mayor complejidad implica mayores costes de capital, pero también más flexibilidad y la posibilidad de obtener productos de mayor valor.

Con una capacidad de refino de crudo de alrededor de 13,2 millones de barriles por día¹⁷, que representa el 13% de la capacidad global total¹⁸, la UE es el segundo mayor productor de productos petrolíferos en el mundo después de los Estados Unidos¹⁹. Las 90 refinerías existentes en la UE proporcionan empleo directo a 120.000 personas e indirectamente a 1,2 millones de personas. El sector transporte en la UE está actualmente abastecido en un 95% por combustibles líquidos (fósiles)²⁰ y es responsable de más del 25% de las emisiones de GEI en la UE²¹.

En la última década – aproximadamente a partir del 2007 – el sector de refino de la UE ha experimentado una reducción en el mercado debido a los cambios en la demanda del mercado y a la competencia de refinerías más modernas de fuera de Europa. En total, cerca de 20 refinerías han sido cerradas o convertidas en biorrefinerías, y varias han reducido sus capacidades. Esto ha dado lugar a una disminución en el número de refinerías de 110 a 90.

A partir de 2015, los márgenes han aumentado, ralentizando los cierres de las refinerías europeas. La modernización de las refinerías europeas ha permitido procesar crudos más pesados y contaminados.

6.2 Reducción de carbono en refinerías fósiles

Debido a la necesidad de reducir las emisiones de carbono en el medio ambiente, según lo acordado en el Acuerdo de París de 2016, la UE ha tratado de desarrollar alternativas renovables a los combustibles fósiles para el transporte, como los biocombustibles. Los biocombustibles son combustibles líquidos o gaseosos, como el biodiesel o el bioetanol, producidos a partir de biomasa. Sirven como una alternativa renovable a los combustibles

¹⁷ <https://www.concawe.eu/refineries-map/>

¹⁸ https://www.eni.com/docs/it_IT/eni-com/azienda/fuel-cafe/WORLD-OIL-REVIEW-2018-Volume-1.pdf

¹⁹ <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/oil-gas-and-coal/oil-refining>

²⁰ www.fuelseurope.eu

²¹ <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/transport-emissions-of-greenhouse-gases/transport-emissions-of-greenhouse-gases-10>

fósiles en el sector del transporte de la UE, ayudando a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y a mejorar la seguridad del suministro de la UE.

En la Directiva de Energías Renovables (DER) (2009/28/EC), se estipuló que para 2020, el 10% del combustible para el transporte de todos los países de la Unión Europea procediera de fuentes renovables como los biocarburantes. También se exige a los proveedores de combustibles la reducción de la intensidad de gases de efecto invernadero en el mix de combustibles de la UE en un 6% para 2020 en comparación con 2010.

La DER original fue actualizada en 2018 a la Directiva Revisada de Energías Renovables (DER II) (2018/2001/EU)²², que fue publicada como parte del paquete de “Energía Limpia para todos los Europeos”. Esta RED II estipula que cada Estado Miembro debe obligar a los proveedores de combustible a asegurar que la proporción de energías renovables en el consumo final de energía en el sector transporte sea al menos del 14% para 2030.

Es aceptado – también dentro del propio sector – que el desafío principal del sector de refino es cómo gestionar la transición a una economía baja en carbono²³. La organización de plataformas europeas de refinerías, FuelsEurope, publicó su propio documento de visión “Visión 2050”²⁴ en 2018, en el que presentan su visión de un futuro bajo en carbono para la industria del refino. Los puntos principales de esta visión son:

- La industria de refino de la UE manifiesta su compromiso de contribuir al objetivo de la UE de liderar el mundo en la lucha contra el desafío del cambio climático global, continuando con la reducción de sus emisiones de CO₂ y proporcionando a la economía y a los ciudadanos combustibles bajos en emisiones de carbono y otros productos que la sociedad necesita.
- A más largo plazo, esperan que los hidrocarburos renovables sigan siendo esenciales para materias primas químicas, transporte marítimo, aviación y algunos vehículos pesados.
- Prevén un mayor uso de nuevas materias primas, como renovables, residuos y CO₂ capturado en un centro de fabricación de gran eficiencia en sinergia con otros sectores, como el de productos químicos y calefacción urbana.
- Se necesitarán muchas tecnologías para producir líquidos bajos en emisiones de carbono con el potencial de ofrecer movilidad también baja en emisiones a lo largo del ciclo de vida en todos los segmentos del transporte, como por ejemplo biocombustibles sostenibles, captura, almacenamiento y uso de carbono (CCS/CCU – “Carbon Capture and Storage/Carbon Capture and utilization”), hidrógeno renovable y *Power-to Liquids*.
- Esperan que, en 2050, los combustibles líquidos bajos en carbono puedan reducir las emisiones netas de GEI de los turismos y furgonetas en un 87% comparado con 2015.

De estos puntos principales se desprende claramente que el sector del refino europeo quiere reducir sustancialmente sus emisiones de carbono, y que la bioenergía y los biocombustibles son considerados parte de esta solución. En 2020, FuelsEurope publicó una ruta potencial hacia la neutralidad climática bajo el título “Combustibles limpios para todos” (“*Clean Fuels for All*”)²⁵.

²²https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2018.328.01.0082.01.ENG&toc=OJ:L:2018:328:TOC

²³ <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/Highlights%20%26%20summary%20of%20the%206th%20EU%20Refining%20Forum%20FINAL.pdf>

²⁴ <https://www.fuelseurope.eu/vision-2050/>

²⁵ <https://www.fuelseurope.eu/clean-fuels-for-all/>

Oportunidades de reconversión

Como reconoce el sector de las refinerías, la reconversión bioenergética es una forma de aumentar la producción de combustibles renovables para el transporte en este sector. La tecnología principal para lograr este objetivo es el **hidroprocesado** de aceites líquidos renovables, como el aceite de palma y el aceite de cocina usado, y su posterior *upgrading* a combustibles de transporte renovables en las refinerías. Estos “biocombustibles verdes” son también denominados hidrobiodiésel (HVO – “Hydrogenated Vegetable Oils”). Ya existen varias refinerías reconvertidas para producir HVOs.

Otras tecnologías están menos desarrolladas. Las principales rutas para transformar materiales lignocelulósicos en combustibles incluyen diversas formas de transformaciones termoquímicas tales como, pirólisis térmica, pirólisis catalítica, hidropirólisis, licuefacción hidrotérmica y licuefacción con solventes de hidrocarburos. (Perkins et al. 2019). Una de las formas más prometedoras para aumentar la cuota de combustibles renovables es la co-alimentación de bio-aceite renovable de pirólisis (bio-oil) en las refinerías.

Estas tecnologías se describen en los capítulos siguientes y se muestran en la Figura 24.

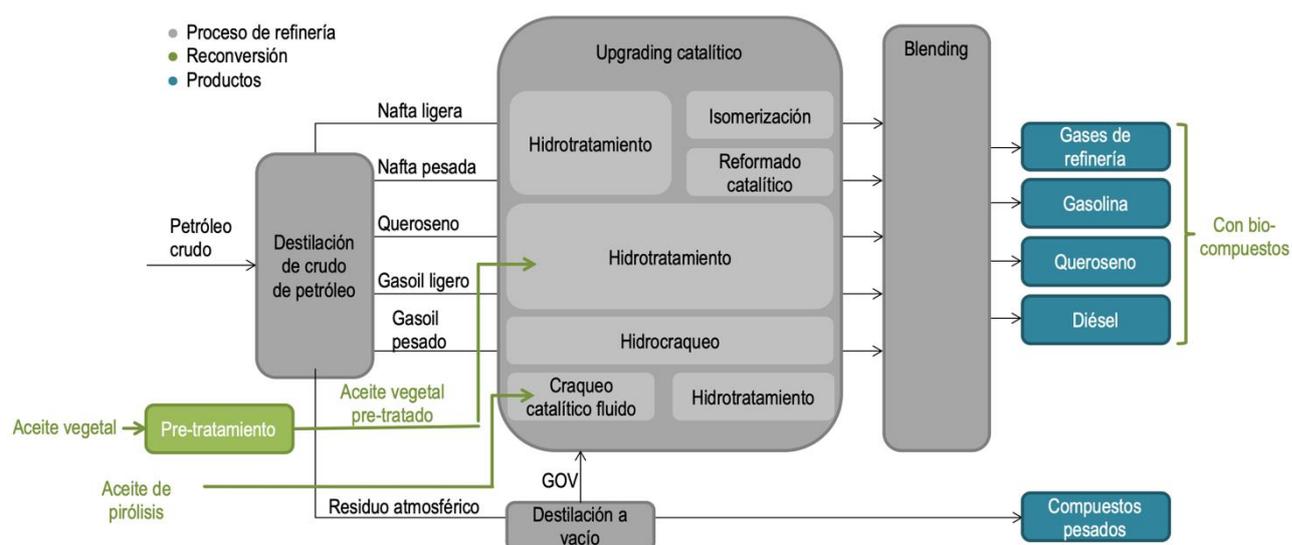


Figura 24: Integración de aceite vegetal de pirólisis en un proceso de refinería.

6.3 Integración de HVO

Un sinónimo de HVO (aceites vegetales hidrogenados, en sus siglas en inglés) es HEFA (ésteres y ácidos grasos hidroprocesados, en sus siglas en inglés). HVO/HEFA son producidos de forma diferente al ‘biodiesel tradicional’, también denominado **FAME** (ésteres metílicos de ácidos grasos, de sus siglas en inglés). El proceso de producción de biodiesel tradicional consiste en la reacción química (transesterificación) de grasas o aceites con metanol en plantas dedicadas a la producción de biodiesel. Esta transesterificación da como resultado biodiesel (FAME) y un subproducto – glicerol.

El proceso de producción simplificado de HVO se muestra en la Figura 25. Las materias primas son aceites vegetales, aceites de cocina usados u otros aceites y grasas usadas.

Después de un pre-tratamiento para eliminar impurezas, la producción de HVO se lleva a cabo en dos **etapas de proceso**²⁶.

En la primera etapa (Figura 26) – llamada **hidroprocesamiento** – los aceites y grasas son transformados en parafinas. Las parafinas son cadenas de hidrocarburos lineales, también llamadas alcanos. Son compuestos relativamente simples, que consisten en moléculas saturadas de carbono e hidrógeno, de ahí el nombre de hidrocarburos. Este proceso tiene lugar a temperaturas de reacción de entre 300 °C y 390 °C. Se agrega hidrógeno a los aceites y grasas, aquí representados como triglicéridos, con el objetivo de eliminar los dobles enlaces. Posteriormente, el hidrógeno se usa para dividir la molécula en una cadena lineal, con propano (también llamado bioGLP) como subproducto. A continuación, el oxígeno se elimina como agua (desoxigenación) o como CO₂ (descarboxilación).

En la segunda etapa – llamada **isomerización** – se produce el craqueo y la isomerización de las parafinas con el objetivo de que el diésel verde (producto principal) cumpla los requisitos de propiedades a baja temperatura requeridos. Los subproductos generados son nafta verde y combustible verde para aviones. Los HVOs son mucho más similares a la fracción de diésel en la destilación de petróleo que los FAME. Estos HVOs no contienen oxígeno, ni dobles enlaces, ni aromáticos, ni azufre (Forschungszentrum Jülich, 2019). Se ha demostrado que las materias primas con un alto grado de saturación son más favorables, ya que requerirán una menor cantidad de hidrógeno durante la hidrogenación. (Mittelbach, 2015)

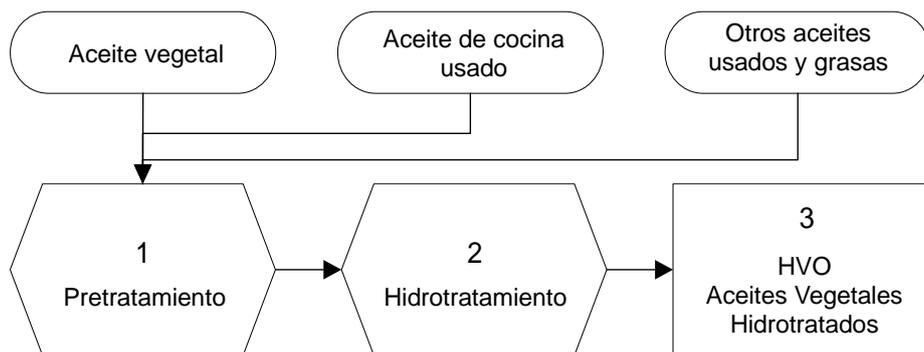


Figura 25: Diagramas de flujo simplificados del proceso HVO

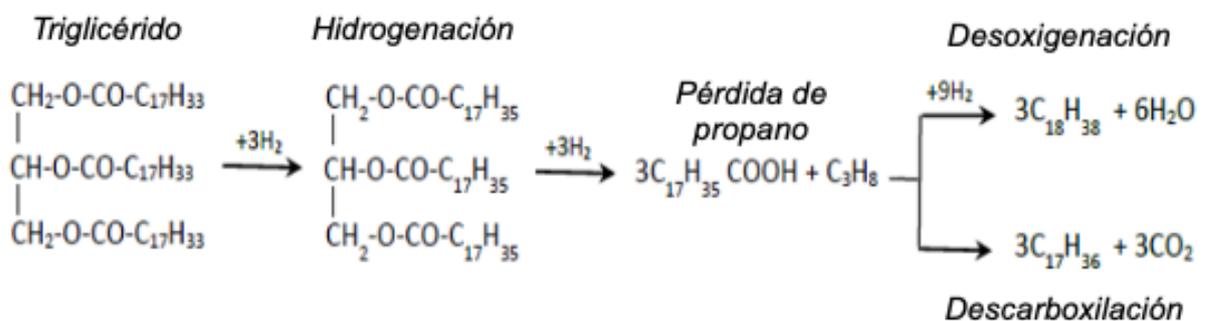


Figura 26: Hidroprocesamiento de aceites y grasas; etapa uno del proceso de dos etapas para producir HVO/HEFA.

²⁶ <http://www.etipbioenergy.eu/value-chains/conversion-technologies/conventional-technologies/hydrotreatment-to-hvo>

La producción de HVO está probada comercialmente y hay varias compañías que licencian la tecnología²⁷, como Axens IFP (Vegan), Honeywell UOP (Green Diesel), Neste (NextBTL), Haldor Topsoe (Hydroflex) y ENI (Ecofining).

Se puede utilizar una amplia variedad de aceites y grasas para producir HVO:

- Aceites vegetales, incluyendo aceites de cultivos alimentarios como la colza, el aceite de girasol, el aceite de palma, pero también aceites no comestibles como el de jatropha y el de tabaco.
- Grasas animales, como el sebo, la grasa blanca y la grasa de ave.
- Aceites usados, como aceite de cocina usado (ACU) y grasa amarilla.
- Aceites microbianos.

La mayoría de estas materias primas son triglicéridos, lo que significa que en la producción de HVO se obtiene también bioGLP como subproducto. Algunas materias primas, como el destilado de ácidos grasos de palma (PFAD) y los ácidos grasos simples de la industria papelera de coníferas (tall-oil) no producen bioGLP como subproducto²⁸.

La producción de HVO puede llevarse a cabo en una planta independiente (“stand-alone”) o integrado en refinerías fósiles reconvertidas. La Tabla 6: Producción actual y planificada de HVO muestra una visión general de los proyectos actuales para la producción de HVO²⁹:

²⁷ https://www.neste.com/sites/default/files/attachments/neste_renewable_diesel_handbook.pdf

²⁸ <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/2/250/pdf>

²⁹ Argus, HVO production and outlook 2019 map, <https://www.argusmedia.com/en/bioenergy/argus-biofuels>

Tabla 6: Producción actual y planificada de HVO/HEFA en Europa

Operador	Localización	Tipo	Estado	Combustible	Capacidad (t/año)
ST1+SCA	Gotemburgo (Suecia)	stand-alone	Planificada	HEFA	200.000
ST1+SCA	Ostrand (Suecia))	stand-alone	Planificada	HEFA	300.000
Sunpine	Pitea (Suecia)	stand-alone	Operativa	HVO	100.000
UPM	Lappeenranta (Finlandia)	stand-alone	Operativa	HVO	130.000
UPM	Kotka (Finlandia)	stand-alone	Planificada	HVO	500.000
Neste	Porvoo (Finlandia)	stand-alone	Operativa	HVO/HEFA	580.000
Neste	Rotterdam (Países Bajos)	stand-alone	Operativa	HVO/HEFA	1.000.000
Galp	Sines (Portugal)	stand-alone	Operativa	HVO	220.000
Shell	Rotterdam (Países Bajos)	stand-alone	Planificada	HVO/HEFA	820.000
SkyNRG	Delfzijl (Países Bajos))	stand-alone	Planificada	HEFA	70.000
Producción stand-alone operativa total					2.330.000
PREEM	Gotemburgo (Suecia)	Reconversión	Operativa	HVO	220.000
PREEM	Gotemburgo (Suecia)	Reconversión	Planificada	HVO	1.080.000
BP	Castellon (España)	Reconversión	Operativa	HVO/HEFA	80.000
Repsol	varias (España)	Reconversión	Operativa	HVO/HEFA	200.000
Cepsa	La Rábida (España)	Reconversión	Operativa	HVO	43.000
Cepsa	San Roque (España)	Reconversión	Operativa	HVO	43.000
ENI	Venecia (Italia)	Reconversión	Operativa	HVO/HEFA	300.000
ENI	Gela (Italia)	Reconversión	Operativa	HVO/HEFA	600.000
Total	Grandpuits (France)	Reconversión	Planificada	HVO/HEFA	400.000
Total	La Mede (Francia)	Reconversión	Operativa	HEFA	100.000
Producción operativa total en refinerías					1.586.000
Capacidad operativa y planificada total en refinerías					3.066.000

Las propiedades del HVO pueden verse influenciadas por las reacciones que se dan en el proceso de *upgrading* utilizando diferentes tipos de catalizadores y modificando las condiciones de reacción, como la temperatura y la presión. Por lo tanto, las **propiedades de HVO** pueden adaptarse para satisfacer diversas necesidades industriales, por lo que es posible obtener combustibles que cumplan las especificaciones de los combustibles de aviación.

El FAME y el HVO presentan **diferentes propiedades de material**. Dado que el FAME es un éster, su composición química es diferente del diésel fósil, lo que en la práctica significa que su uso está limitado a un porcentaje máximo del 7% en la UE (“blend wall”). Este máximo se ha establecido debido a posibles problemas en los motores, como daños en partes específicas, acumulación de carbono en el motor y absorción de agua lo que conduciría al crecimiento de microbios en el tanque de combustible. Otros problemas con el FAME son su punto de congelación relativamente alto. Por el contrario, el HVO no tiene estos problemas, ya que es muy similar al diésel fósil.

El HVO puede utilizarse tanto para el **transporte por carretera** como para la **aviación**. El uso para el sector de la aviación ha sido probado en varios ensayos con diferentes aviones y compañías. Además, el HVO está certificado desde 2011 por el estándar internacional ASTM D7566. De acuerdo con este estándar, es posible utilizar una tasa de mezcla del 50% (Isfort et al., 2012). Aunque las tecnologías están disponibles, hasta ahora el HVO para la aviación se produce solo en lotes para pruebas específicas. Un ejemplo de esto son las pruebas que

Neste Renewable Aviation Fuel hizo en una escala mayor con 1.187 vuelos de Lufthansa entre Frankfurt y Hamburgo y un vuelo intercontinental a Washington DC en 2011. En estas pruebas no se produjeron complicaciones y se probó el uso comercial en el futuro (Neste Oil, 2012).

Debido a la falta de otras alternativas, en el futuro serán necesarios **combustibles de aviación sostenibles** para un tráfico aéreo amigable con el medio ambiente (Zech et al., 2014). Se buscan combustibles alternativos similares al queroseno con características para mezcla directa, ya que requieren pocas o ninguna modificación en la infraestructura del combustible y las aeronaves. Los combustibles de aviación de base biológica también permiten una mezcla del queroseno fósil con combustibles alternativos. La Figura 27 muestra la demanda de combustible de aviación de todos los vuelos que salen de Alemania (barras grises) y las emisiones asociadas de CO₂ (línea azul). Para reducir las emisiones de CO₂ con la creciente demanda de combustible de aviación, es necesario volar con combustibles de aviación sostenibles. Esto requerirá una gran cantidad de combustibles de aviación sostenibles en el futuro para alcanzar los ambiciosos objetivos de la Asociación Internacional de Transporte Aéreo (IATA – “International Air Transport Association”, línea verde) y el plan de protección climática del gobierno alemán (línea roja).

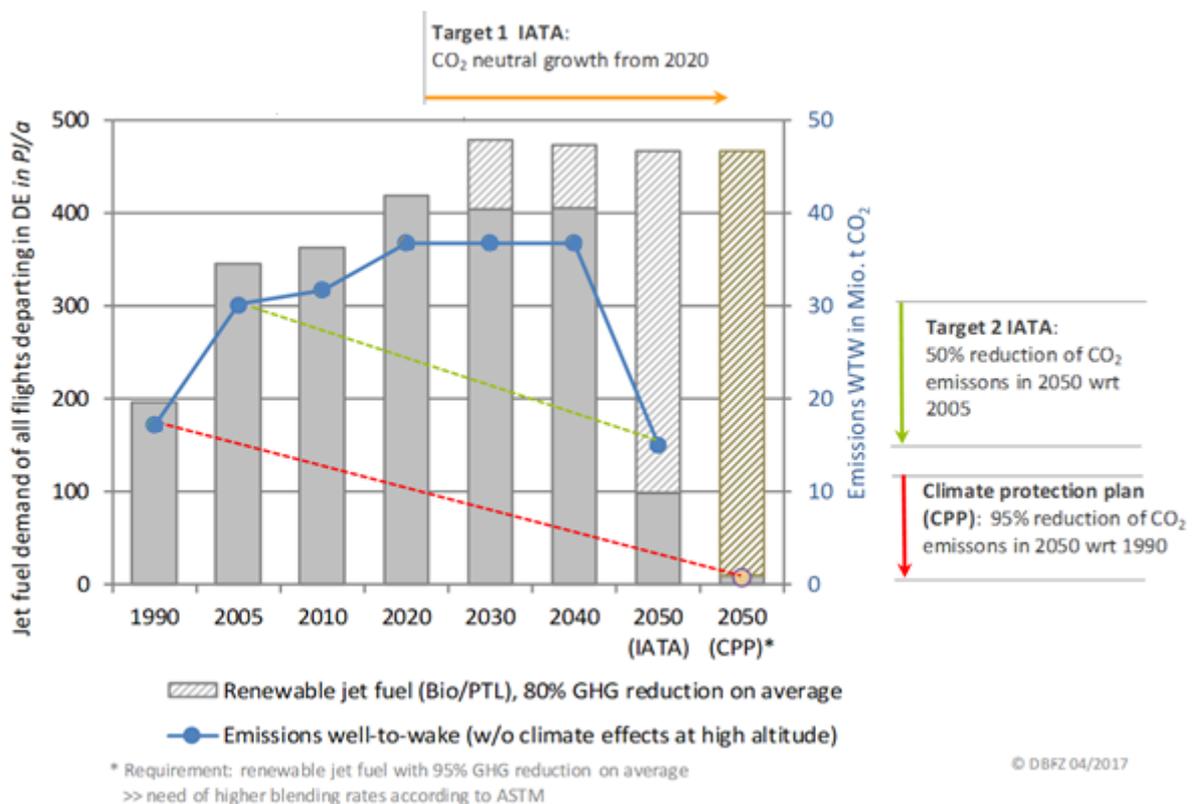


Figura 27 Demanda de combustible de aviación de todos los vuelos que salen de Alemania (Dietrich et al., 2017)

Los **costes** de producción del HVO se han estimado en el marco de un estudio más amplio sobre costes de biocombustibles³⁰. En este estudio se determinó que los costes de producción del HVO están entre 600 – 1.100 €/t, o entre 14 – 25 €/GJ. Los costes predominantes (60% – 80%) son los asociados a la materia prima. Los costes del HVO se encuentran en el extremo inferior del rango en comparación con los costes de otros biocombustibles. Aunque los costes asociados al biometano podrían ser más bajos (11 – 34 €/GJ), todos los demás

³⁰ U DG Mobility and Transport, „Building up the future – Cost of Biofuels“ (2018)
<https://publications.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/13e27082-67a2-11e8-ab9c-01aa75ed71a1/language-en/format-PDF>

biocombustibles – como el etanol celulósico, los líquidos-FT, etc. – muestran rangos de costes más elevados.

Se espera una expansión significativa de la producción de HVO en los próximos años debidos a las siguientes razones: bajo punto de congelación, ausencia de un límite de mezcla ("blend wall") y oportunidades de utilizar el HVO como combustible de aviación. El equipo necesario para la producción de HVO es similar al que se utiliza para la desulfuración del petróleo fósil. Por lo tanto, puede concluirse que se trata de una tecnología adecuada para la reconversión de las refinerías de petróleo.

Actualmente, la proporción de HVO en la producción de biodiesel en la UE (2018) es del 17%. En la Tabla 6: Producción actual y planificada de HVO se muestra que, si bien la capacidad operativa de HVO de las refinerías es actualmente mucho menor que la capacidad de las plantas *stand-alone*, la capacidad de las refinerías aumentará notablemente en el futuro próximo.

Un ejemplo de **proyecto de producción de HVO** es la refinería de Total en La Mède (Francia). Desde 2015 Total ha transformado la refinería de combustibles fósiles en una biorrefinería. Hoy en día tiene una capacidad de 500.000 toneladas de HVO. El inicio de la producción fue en julio de 2019. En el futuro también se podrá producir combustible de aviación (Total, 2019). Otro ejemplo es el proyecto de Eni en Gela (Italia). Fuera de Europa, los volúmenes de producción de HVO son menores. En América del Norte se producirán 1.155.000 toneladas en 2020, una cantidad similar a la de Asia. En Asia el mayor volumen (800.000 t/a) se produce en la planta de Neste NExBTL en Singapur³¹.

Sin embargo, el abastecimiento de materias primas será un desafío, ya que la DER II pone un tope a los biocombustibles de primera generación basados en cultivos, y además varios Estados Miembros – en particular Francia y Noruega – dejarán de considerar los combustibles basados en aceite de palma como biocombustibles a partir de 2020. Las materias primas de segunda generación basadas en residuos no son muy abundantes y los países que presentan una elevada recolección fuera de Europa (China, Estados Unidos, India) podrían aumentar su consumo local de biodiesel basado en residuos.

Un desafío más general es el cambio en el mix de combustibles en Europa. Mientras el consumo de queroseno crecerá en los próximos 10 años, el uso de diésel disminuirá de manera constante, desde el 53% actual al 33% en 2050³².

6.4 Integración de aceite de pirólisis en refinerías

La pirolisis es un proceso en el que la biomasa es calentada en ausencia de aire/oxígeno. En estas condiciones, el material orgánico se descompone, formando vapores, gases permanentes y carbón vegetal. Los vapores pueden ser condensados para formar el producto principal: líquido de pirolisis. Con el objetivo de maximizar la producción de este líquido, el calentamiento de la biomasa, así como la condensación del vapor, deben realizarse rápidamente. De ahí el nombre de pirolisis rápida. Alternativamente, la conversión de biomasa se puede dirigir hacia la producción de carbón vegetal. En este caso, el calentamiento es menos rápido y el proceso se llama pirolisis lenta o carbonización. Este último generalmente se lleva a cabo a temperaturas por debajo de 400 °C.

³¹ <https://www.chemicals-technology.com/projects/neste-oil-plant/>

³² Greenea Conference presentation, May 2019, Denver, USA, <https://www.greenea.com/en/publications/>



Figura 28: Aceite de pirólisis

La pirólisis rápida está destinada a convertir la biomasa en una cantidad máxima de líquido de aproximadamente de entre el 60% y 70% en peso de la materia prima. Se obtiene un producto más uniforme, estable y de combustión más limpia, el cual podría servir como vector energético y como materia prima para su procesamiento posterior. Las **condiciones esenciales del proceso** de pirólisis rápida para la producción de líquidos de pirólisis son:

- calentamiento muy rápido de partículas de biomasa relativamente pequeñas (en el orden de segundos)
- control de la temperatura del reactor de pirólisis a aproximadamente 500 °C
- tiempo de residencia del vapor corto para evitar un craqueo adicional a gases permanentes
- enfriamiento rápido de todos los vapores para formar el líquido de pirólisis deseado

Se han probado diferentes **tipos de reactores** en laboratorios europeos y estadounidenses. Entre ellos se encuentran los reactores de vórtice, de palas rotatorias, de cono rotatorio, de ciclón, de lecho transportado, de vacío y de lecho fluidizado. Se instalaron muchas plantas piloto durante los años 80 y 90, sin embargo, por varias razones, la mayoría de las plantas piloto ya no están en funcionamiento. Por otro lado, también surgieron algunos ejemplos exitosos. Entre ellos se encuentra el proceso de lecho fluido circulante de Ensyn, el cual se ha utilizado durante muchos años para producir "humo líquido". La alianza entre Ensyn y UOP dio como resultado el inicio de Envergent, cuyo objetivo es la producción de biocombustibles. Otro ejemplo exitoso es el proceso desarrollado en BTG utilizando un cono rotatorio (Figura 29).

La tecnología basada en el cono rotatorio fue implementada con éxito en la pirólisis de racimos de frutas en Malasia, así como en los Países Bajos en la pirólisis de biomasa leñosa residual (EMPYRO). La planta EMPYRO se puso en marcha en 2015, y la mayor parte del aceite de pirólisis se envió a Friesland Campina para producir calor industrial. Después de tres años de un exitoso periodo de puesta en marcha, la planta EMPYRO está funcionando actualmente a plena capacidad y ha sido adquirida por Twence.

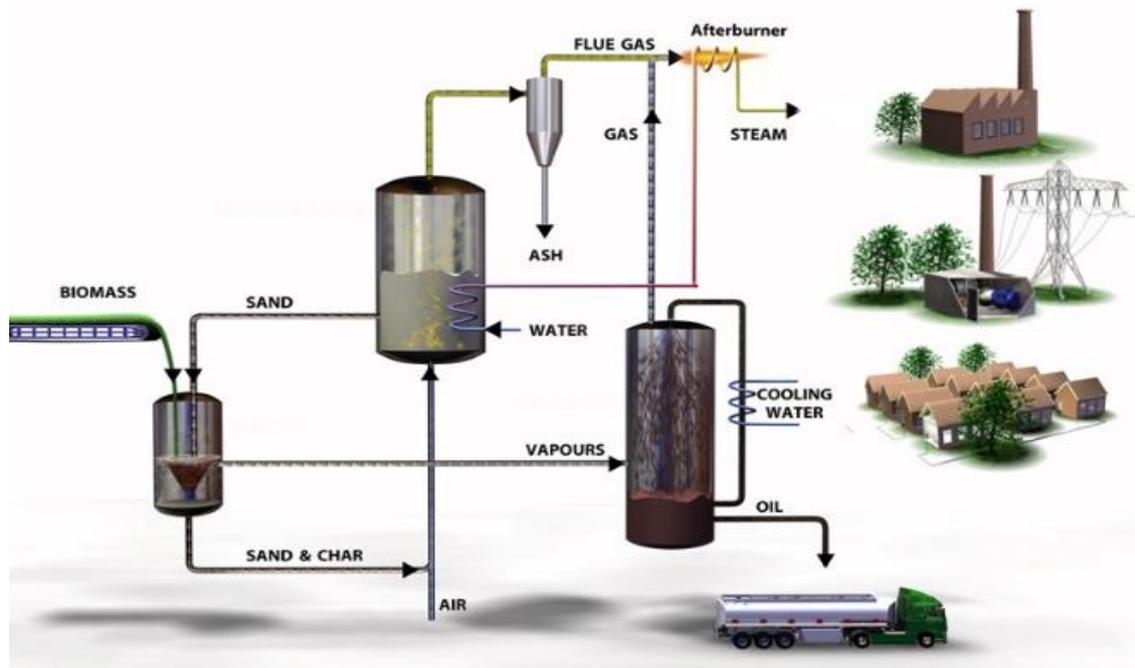


Figura 29: Impresión artística del proceso de pirolisis basado en la técnica del cono giratorio. (Fuente: BTG)

La pirolisis ofrece la posibilidad de desacoplar la producción de combustible de la manipulación de la biomasa en términos de tiempo, lugar y escala, fácil manejo de los líquidos y una calidad más consistente en comparación con cualquier biomasa sólida. Con la pirolisis rápida, se produce un líquido limpio (Figura 28), el cual es un producto intermedio adecuado para una amplia variedad de aplicaciones, una de las cuales es la co-alimentación en refinerías de petróleo.

Las **propiedades del aceite de pirolisis** (Tabla 7) son bastante diferentes a las del aceite mineral. El aceite suele contener una baja cantidad de cenizas y una cantidad significativa de agua al ser una emulsión. La densidad volumétrica de energía es de 5 a 20 veces mayor que la de la biomasa a partir de la cual se produce. La densidad es mayor que la del fuel oil y significativamente mayor que la de la biomasa. El PCS del aceite de pirolisis es de 16-23 MJ/l, valor mucho más bajo que el del fuel oil, el cual presenta un valor típico de 37 MJ/l. El aceite de pirolisis es ácido, con un pH de 3. Se trata de un líquido rojizo/marrón con un olor parecido al de la barbacoa. Debido a las grandes cantidades de componentes oxigenados presentes, el aceite tiene una naturaleza polar y no se mezcla fácilmente con los hidrocarburos.

Tabla 7: Propiedades de un lote de aceite de pirolisis. (Fuente: BTG)

Propiedad	Unidades	Valor
C	%(p/p)	46
H	%(p/p)	7
N	%(p/p)	<0.01
O (Balance)	%(p/p)	47
Contenido en agua	%(p/p)	25
Contenido en cenizas	%(p/p)	0.02

Contenido en sólidos	%(p/p)	0.04
Densidad	kg/l	1.2
PCI	MJ/kg	16
PCI	MJ/l	19
pH	-	2.9
Viscosidad cinemática (40°C)	cSt	13

También se producen **subproductos** en forma de *char* y gases no condensables. En un proceso industrial, estos dos subproductos (ambos del 10 al 20 % (p/p)) serían utilizados principalmente como combustible para la generación del calor necesario para el proceso (incluido el secado de la materia prima). A veces también el *char* se puede utilizar como *biochar* para la mejora de suelos o como sustituto del coque metalúrgico en la industria siderúrgica. Alternativamente, para fines y razones específicos, puede recombinarse con el aceite de pirolisis rápida para formar una **suspensión de char-aceite de pirolisis**.

El subproducto gaseoso es esencialmente una mezcla de CO y CO₂. Además de las emisiones de gases de combustión y de las cenizas resultantes de la combustión del carbón, no hay corrientes residuales. La ceniza de la biomasa se concentrará en gran medida en el subproducto de *char*. Se separa cuando el *char* se quema en el proceso para generar el calor requerido para el secado y el calentamiento de la biomasa.

Casi todos los tipos de biomasa son adecuados como **materia prima** para la pirolisis. Los principales requisitos del proceso de pirolisis rápida es que la biomasa esté bastante seca (con un contenido en humedad menor del 6-8%) y que presente un tamaño relativamente pequeño (uno pocos milímetros).

La madera y los residuos de madera son muy adecuados para la pirolisis, pero también se pueden utilizar muchos otros tipos de biomasa como la cáscara de arroz, el bagazo, los lodos, el tabaco, los cultivos energéticos, los residuos de aceite de palma, la paja, los residuos de hueso de aceituna, el estiércol de pollo y muchos más. El tipo de biomasa/residuo influye en el rendimiento y la calidad del aceite de pirolisis. Típicamente, la biomasa leñosa da los mayores rendimientos.

Dado que pocos tipos de biomasa cumplen los dos criterios – tamaño y contenido de humedad – cuando se cosechan, las plantas comerciales de producción de aceite de pirolisis requieren un pre-tratamiento de la biomasa. Este pretratamiento puede ser llevado a cabo con el exceso de calor y electricidad de la instalación de pirolisis siempre que el contenido de humedad no exceda de un cierto límite, (alrededor del 55-60 % de peso).

Actualmente, la producción de aceite de pirolisis se lleva a cabo en varios lugares de Europa:

- La planta de pirolisis EMPYRO en Hengelo, Países Bajos, convierte 5 toneladas por hora de biomasa leñosa seca en aceite de pirolisis. La planta se terminó en 2015 y ha alcanzado su producción total – 24.000 toneladas de aceite de pirolisis por año – en 2018. Actualmente, el aceite de pirolisis se quema junto con gas natural para la producción de vapor en una planta lechera cercana de Friesland Campina en Borculo (Países Bajos)

- El consorcio responsable de la planta EMPYRO – una cooperativa entre las empresas BTG Bioliquids y TechnipFMC³³ – ha construido dos plantas a gran escala, una en Finlandia³⁴ y otra en Suecia³⁵.
- Fortum y Valmet han implementado una planta de producción de aceite de pirólisis de 50.000 toneladas, integrada en la planta de cogeneración de Joensuu en Finlandia. La planta de pirólisis se puso en marcha en 2013. Las materias primas del bio-oil incluyen residuos forestales y otros tipos de biomasa basados en madera. El nombre comercial de este aceite de pirólisis de Fortum es Fortum Otso³⁶.



Figura 30: Planta de pirólisis EMPYRO en Hengelo, Países Bajos

Además de estas plantas, hay varias más en funcionamiento fuera de Europa, basadas en la plataforma de Ensyn/Honeywell UOP. Se han construido tres plantas de pirólisis dedicadas a la producción de combustibles renovables, a saber, la de Ontario (Canadá), la planta de pirólisis Red Arrow Products en Wisconsin (EE.UU.) y el reciente proyecto AE Cote-Nord en Montreal (Canadá)

Oportunidades de reconversión

El aceite de pirólisis es un biolíquido relativamente homogéneo que puede producirse a partir de una gran variedad de tipos de biomasa sólida. En principio es adecuado para la co-alimentación en refinerías, ya que estas trabajan principalmente con líquidos y además son instalaciones de gran escala que requieren grandes cantidades de insumos. Para la biomasa voluminosa normal esto impone desafíos logísticos, pero la densidad energética del aceite de pirólisis es tal que el transporte a grandes distancias se vuelve económico.

Una barrera técnica importante con respecto a la co-alimentación del aceite de pirólisis es el contenido en oxígeno que presenta. Debido a que el aceite de pirólisis se produce por una degradación térmica relativamente simple de la biomasa, gran parte del oxígeno presente en la biomasa también está presente en el aceite de pirólisis. Este oxígeno debe ser eliminado total o parcialmente para poder producir combustibles de transporte.

Hay varias formas de co-alimentar aceite de pirólisis en una refinería:

³³ <https://www.btg-bioliquids.com/>

³⁴ <https://www.btg-bioliquids.com/plant/green-fuel-nordic-lieksa-finland/>

³⁵ <https://www.btg-bioliquids.com/plant/pyrocell-gavle-sweden/>

³⁶ <https://www.fortum.com/products-and-services/power-plant-services/fortum-otso-bio-oil>

- El aceite de pirolisis puede introducirse directamente en la unidad FCC (craqueo catalítico fluidizado, de sus siglas en inglés) de la refinería. Esto ha sido llevado a cabo a escala piloto por Petrobras en Brasil.
- Pre-tratar el aceite de pirolisis para eliminar parte del oxígeno mediante una etapa de hidroxigenación llevada a cabo en un proceso de hidrotreatmento catalítico. De esta manera, se obtiene una forma mejorada de aceite de pirolisis que puede utilizarse fácilmente en una refinería. Debido a que la desoxigenación completa requiere bastante hidrógeno, un enfoque alternativo es desoxigenar sólo parcialmente el aceite de pirolisis y terminar la conversión a combustible de transporte en una refinería de petróleo crudo existente.

La alimentación de líquidos de pirolisis parcialmente mejorados a una FCC se demostró por primera vez en el proyecto BIOCUP del FP6 de la UE, que finalizó en 2010. Esto se desarrolló aún más en el proyecto FP7 de la UE FASTCARD, que tenía como objetivo una conversión más eficiente de biomasa a biocombustibles mediante la mejora de catalizadores. Se concluyó que la co-alimentación de aceite de pirolisis mejorado a la unidad FCC es técnicamente posible. En la actualidad (2019), la co-alimentación de aceite de pirolisis en refinerías se está investigando más a fondo en el proyecto H2020 4refinery³⁷.

En lo que respecta al abanico de productos de la unidad FCC, no se producen desviaciones inesperadas. Sólo depende del grado de mejora del aceite de pirolisis y de la proporción de co-alimentación. Típicamente, los rendimientos de coque y gas son cada vez más altos. En lo que respecta a la severidad del proceso (presión, temperatura, tiempo de residencia) a la que los líquidos de pirolisis han sido pre-procesados en una etapa previa de hidrotreatmento, se pueden distinguir tres tipos de materias primas derivadas de la pirolisis: 1) totalmente desoxigenadas, 2) parcialmente desoxigenadas, y 3) líquidos de pirolisis no tratados. Los líquidos totalmente desoxigenados deben comportarse de manera similar a la alimentación habitual de FCC (gasóleo de vacío o GOV), mientras que los líquidos de pirolisis no tratados producen más coque y gas en comparación con el GOV. Obviamente, también el ratio de alimentación del GOV sobre los líquidos de pirolisis tendrá un fuerte efecto en el resultado final.

Recientemente se han estimado los **costes** de producción de biocombustibles a partir de la co-alimentación de aceite de pirolisis²⁹. En este estudio, se estimó que los costes de producción de biocombustibles a partir de aceite de pirolisis están entre 16 – 29 euros/GJ. Cabe señalar que, debido a que la co-alimentación de aceite de pirolisis en las refinerías solo se aplica en una planta (refinería PREEM en Lysekil, Suecia), existe una considerable incertidumbre sobre los mismos. Los costes de la materia prima son más bajos en comparación con los asociados a la materia prima para el HVO, ya que el aceite de pirolisis puede producirse a partir de residuos lignocelulósicos.

Los costes de los biocombustibles producidos a partir del aceite de pirolisis se encuentran en el límite inferior del rango cuando se comparan con los costes de otros biocombustibles. Los costes de los biocombustibles obtenidos a partir del biometano y de HVO (véase el párrafo anterior) podrían ser menores, pero el resto de biocombustibles muestran rangos de costes más altos.

La integración del aceite de pirolisis en las refinerías fósiles aún no es totalmente comercial, sin embargo, existen algunos desarrollos para comercializar esta opción:

- **Co-alimentación de aceite de pirolisis en la planta piloto de Petrobras³⁸**: En este trabajo, aceite de pirolisis sin tratar, producido a partir de astillas de madera de pino,

³⁷ <https://www.sintef.no/projectweb/4refinery/>

³⁸ "Fast pyrolysis oil from pinewood chips co-processing with vacuum gas oil in an FCC unit for second generation fuel production", Andrea de Rezende Pinho, Marlon B.B. de Almeida, Fabio Leal Mendes, Luiz Carlos Casavechia, Michael S. Talmadge, Christopher M. Kinchi, Helena L. Chumc, <http://dx.doi.org/10.1016/j.fuel.2016.10.032>

fue co-procesado con gasóleo de vacío brasileño estándar (GOV) y probado en una unidad a escala de demostración de craqueo catalítico fluidizado (FCC) de 200 kg/h, utilizando un catalizador comercial de FCC. Se emplearon ratios de co-alimentación de entre el 5% y el 10%. Se demostró que el co-procesado del aceite de pirolisis en un FCC era técnicamente factible. Tanto el GOV como el aceite de pirolisis fueron craqueados en combustibles de transporte como gasolina y diésel. El oxígeno fue eliminado como agua y CO. La eficiencia de carbono fue del 30%. En estas pruebas, la presencia de carbono renovable fue confirmada mediante el análisis del isótopo C14.

- **Co-alimentación de aceite de pirolisis en la refinería PREEM en Lysekil³⁹** : La primera co-alimentación a gran escala de aceite de pirolisis en una refinería en Europa ha sido llevada a cabo por las compañías Preem y Setra. Juntas han establecido una empresa conjunta - Pyrocell AB - para invertir en una planta de aceite de pirolisis en el aserradero Kastet de Setra a las afueras de Gävle, Suecia. Anunciada por primera vez en junio de 2018, la nueva planta de pirolisis está actualmente produciendo aceite de pirolisis usando aserrín como materia prima. Esta planta está operativa desde 2021⁴⁰. El aceite de pirolisis obtenido es utilizado como materia prima renovable para la producción de biocombustibles en la refinería de Preem en Lysekil.

6.5 Observaciones finales

Las refinerías muestran cada vez más interés en descarbonizar sus productos utilizando la biomasa como insumo. Un ejemplo claro es la producción de HVO en las refinerías existentes. La sostenibilidad es un punto de atención serio, ya que las refinerías son empresas de gran escala y necesitan invariablemente cantidades importantes de materia prima para producir biocombustibles.

La "blend wall" (límite de mezcla) se vuelve cada vez menos problemática ya que en la actualidad es posible producir biocombustibles con características iguales o incluso mejores en comparación con la alternativa fósil.

Los vectores bioenergéticos intermedios pueden desempeñar un papel importante en el suministro de suficiente materia prima a las refinerías, ya que el transporte es más factible y debido a su homogeneidad. Algunas cadenas de valor ya están en el mercado, como la co-alimentación de aceite de pirolisis; otras están todavía en fase de desarrollo. Se recomienda el apoyo a escala piloto y demostración, así como estimular la aceptación del mercado.

Todavía es necesario trabajar para determinar los aspectos de sostenibilidad de la co-alimentación de biomasa en una refinería. Es posible utilizar métodos como el del C14 aunque no siempre funcionen para determinar las cantidades de carbono renovable en productos de refinería "verdes".

Dado que las refinerías operan en un entorno global, es importante que se asegure la igualdad de condiciones. Los requisitos de sostenibilidad de los biocombustibles renovables deben mantenerse para todos los biocombustibles, tanto para los de dentro como para los de fuera de la UE, que se comercialicen en el mercado de la UE.

³⁹ <https://bioenergyinternational.com/biofuels-oils/setra-and-preem-first-in-europe-with-renewable-fuel-from-sawdust>

⁴⁰ <https://www.setragroup.com/en/press/press-releases/2021/pyrocell-has-started-production/>

7 Reconversión de plantas eléctricas de combustibles fósiles y de cogeneración

7.1 Panorama general del sector

Los combustibles fósiles produjeron el 62% de la producción total de electricidad en el mundo en el 2021; Solo el carbón representó el 38,3% del total (AIE, 2022). Principalmente debido al enorme crecimiento en China e India, la capacidad instalada de las centrales eléctricas de carbón ha superado los 2.000 GW, más del doble de la capacidad que en el 2000 (CarbonBrief, 2019).

Gracias a un conjunto de políticas que impulsan la **descarbonización** del sector energético, la situación en Europa es bastante diferente desde una perspectiva global. Aun así, el 19,2% de la producción de energía en la UE-28 proviene de la hulla y del lignito (Agora Energiewende and Sandbag, 2019). En 2018, la capacidad de potencia instalada de las centrales eléctricas de carbón en funcionamiento en la UE-28 fue de casi 155 GW (CarbonBrief, 2019); el mayor número de centrales de carbón se encuentra en Alemania (48 GW), seguida de Polonia (30 GW). A finales de 2021, cuatro países de la UE han dejado de utilizar el carbón para la generación de energía: Bélgica, Austria y Suecia⁴¹. Otros estados miembros de la UE - Dinamarca, Finlandia, Francia, Grecia, Hungría, Irlanda, Italia, Países Bajos, and Eslovaquia - han prometido una eliminación progresiva del carbón hasta 2030. Los esfuerzos de descarbonización serán mayores en varios países en lo que el carbón contribuye en más del 40% en la producción total de energía. En la UE, estos países son Alemania (41%), Bulgaria (45%), Grecia (46%), República Checa (53%) y Polonia (80%). Es similar la situación de la mayoría de los Estados no miembros de la UE en el sudeste de Europa: Montenegro (45%), Bosnia y Herzegovina (63%), Serbia (65%), Macedonia del Norte (70%) y Kosovo (97%) (EURACOAL, 2017). La situación difiere según el país: sólo Grecia y Macedonia del Norte se han comprometido a eliminar el carbón antes de 2030; Alemania podría seguirle pronto. En otros países, o bien se propone una eliminación del carbón después de 2030, o bien las discusiones están aún en curso o no han comenzado todavía⁴².

La industria del carbón ya tiene mucha experiencia en la co-combustión de biomasa, ya que presenta requisitos de CAPEX relativamente bajos, soluciones escalables y varias opciones de co-combustión. La base de datos *IEA Bioenergy Task 32*⁴³ enumera cientos de casos de co-combustión industrial en Europa y en el resto del mundo. La **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** muestra diferentes conceptos de co-combustión y de reconversión bioenergética en plantas de carbón.

Ocasionalmente, el **incentivo** para la co-combustión de biomasa en una central eléctrica de carbón puede ser temporal y puramente económico: los combustibles de biomasa pueden estar disponibles en cantidades y precios lo suficientemente competitivos con el carbón (en base energética). Uno de los casos de co-combustión comercial en Europa, la central eléctrica de Gelderland, en la que se demostró en 1992 la co-combustión con madera residual con un aporte de calor del 3 – 4%, se basó en tal principio (Koppejan and van Loo, 2012). Sin embargo, la evolución de las políticas de la UE ha creado un conjunto más estructurado de principios basados en que reconversión bioenergética puede ser adoptada en las centrales eléctricas de carbón. Estos incluyen unos límites de emisión más estrictos para las centrales eléctricas de carbón, el régimen de comercio de derechos de emisión (*Emission Trading*

⁴¹ Some EU member states did not have coal power generation capacity in the first place: Cyprus, Malta, Estonia, Lithuania and Latvia.

⁴² The coal phase-out process is affected by political developments among others. The Coal Exit Tracker of Europe Beyond Coal (<https://beyond-coal.eu/coal-exit-tracker/>) offers a frequently updated overview for European countries.

⁴³ <http://task32.ieabioenergy.com/database-biomass-cofiring-initiatives/>

Scheme”, ETS) que limita la competitividad de la energía de carbón al fijar un precio para las emisiones de CO₂ generadas, y los planes de apoyo adoptados para la bioenergía. Los planes de retirada del carbón de varios estados miembros también impulsan a las empresas de servicios públicos a investigar o poner en marcha proyectos de reconversión a biomasa para evitar que sus centrales de carbón se conviertan en activos bloqueados. Todo esto ha creado incentivos positivos o negativos para que las instalaciones cambien la energía del carbón por bioenergía. Un ejemplo pertinente es la central eléctrica de Drax (Reino Unido), probablemente la mayor central de biomasa del mundo (2,6 GW), la cual surgió de la conversión de cuatro de sus seis unidades alimentadas con carbón en combustión de biomasa al 100%.

Estos casos de reconversión bioenergética vienen con sus propios desafíos no técnicos, principalmente el de garantizar un suministro adecuado y sostenible de biomasa para su funcionamiento. Este manual está enfocado en los desafíos técnicos y las opciones para la reconversión bioenergética de las centrales eléctricas de carbón: co-combustión o reemplazar todo el carbón con biomasa. Las opciones tecnológicas que se presentarán han alcanzado, en su mayor parte, un estado comercial. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que hay algunas opciones que todavía necesitan más investigación y esfuerzos de demostración para ser ampliamente aplicadas a escala industrial.

Las centrales de **cogeneración de calor y electricidad** (“*Combined Heat and Power*”, CHP) producen calor y electricidad al mismo tiempo, alcanzando así mayores eficiencias totales y exhibiendo un mejor uso de los recursos energéticos en comparación con las instalaciones solo de calor y de electricidad debido al ahorro de energía primaria. En la UE-28, solo el 26% de la electricidad procedente de fuentes térmicas convencionales (carbón, gas, petróleo, nuclear, etc.) fue generada en plantas CHP, mientras que este valor alcanzó el 60% para bioelectricidad (Bioenergy Europe, 2019).

En varios países nórdicos de la EU – Suecia, Dinamarca, Lituania – se está llevando a cabo (o se ha llevado a cabo) una amplia reconversión de las plantas CHP alimentadas con combustibles fósiles a plantas CHP alimentadas con biomasa (sólida). Por ejemplo, el principal combustible en los sistemas suecos de CHP es la biomasa, y se espera que Lituania lo siga en unos pocos años. Otras oportunidades de reconversión son la sustitución del gasóleo fósil por biocombustibles líquidos. Un ejemplo de esto es la reconversión de Trensoms (Tingsryd, Suecia). A pequeña escala, la tecnología del Ciclo Orgánico Rankine (“*Organic Rankine Cycle*”, ORC) ayuda a convertir sistemas solo de calor en CHP. Un ejemplo es la reconversión de Ronneby Miljöteknik (Suecia)⁴⁴.

7.2 Tecnologías utilizadas en el sector

En las plantas de combustibles fósiles sólidos (y de biomasa) y en las plantas CHP, el proceso principal es la **combustión**, a través de la cual la energía del combustible es transformada en calor. El calor producido es transferido a un medio de calentamiento, generalmente agua, convirtiéndose en vapor. El vapor es utilizado para mover una turbina conectada a un generador eléctrico. Desde el punto de vista de la reconversión bioenergética, es el proceso de combustión el que dicta principalmente como la biomasa puede ser integrada en el proceso de generación. Por lo tanto, esta sección se centra en las principales tecnologías usadas para la combustión de combustibles sólidos: combustión de combustible pulverizado, lecho fluidizado y tecnología de parrillas.

Una diferencia clave entre los sistemas de combustión que usan combustibles sólidos y los sistemas que utilizan gasóleo o gas natural proviene del mayor contenido en cenizas de los combustibles. Esto tiene un impacto en el diseño del horno, el cual tiene que ser más grande en el caso de mayor contenido de cenizas, y requiere la instalación de subsistemas para el manejo de las cenizas del combustible, así como para controlar la emisión de partículas.

⁴⁴ <http://energikontorsydost.se/sorbyverket-i-ronneby>

7.2.1 Combustión de combustible pulverizado

La **combustión de combustible pulverizado** (“*Pulverized Fuel*”, PF) se trata de la combustión de una suspensión de partículas muy finas de combustible, creadas mediante molienda/pulverización en los molinos. La combustión se lleva a cabo a temperaturas de entre 1.300 a 1.700 °C, mientras que el tiempo de residencia de las partículas en el horno es inferior a 5 segundos. El requisito de un tamaño fino de partículas es necesario para asegurar una conversión adecuada del combustible durante este tiempo.

Las unidades de producción de electricidad con carbón pulverizado usan calderas con un diseño especial, dedicadas a este tipo de combustible. El combustible sólido en forma de polvo se quema tan fácilmente como un combustible gaseoso, maximizando la eficiencia de combustión. En primer lugar, se alimenta el carbón crudo al sistema de molienda, donde es pulverizado. A continuación, se inyecta neumáticamente el combustible pulverizado en la caldera a través de un quemador, donde se mezcla con aire precalentado. Dependiendo de las propiedades del combustible, existen diferentes variantes de la tecnología en lo que respecta a la disposición del sistema de combustión (combustión frontal vs. combustión tangencial), eliminación de cenizas (fondo seco vs. hornos de escoria) y otros parámetros. El gas de combustión producido transporta su calor a través de las paredes del tubo de la caldera y una serie de intercambiadores de calor al vapor, el cual impulsa las turbinas de vapor. La eficiencia eléctrica alcanzada por las plantas PF está determinada por la temperatura y la presión. Se pueden definir tres categorías en orden creciente de presión/temperatura: subcrítica, supercrítica y ultra-supercrítica. La eficiencia de estas categorías varía del 35% al 45% (Massachusetts Institute of Technology, 2007).

La tecnología PF ha sido aplicada con éxito para prácticamente todos los tipos de carbón, representando el 90% o más de la capacidad instalada de centrales de combustión de carbón en el mundo (IEA Clean Coal Centre, 2018). Esta tecnología se aplica generalmente en instalaciones a gran escala; los ejemplos más grandes presentan una capacidad instalada de más de 1.000 MW_e.

Los sistemas PF no son ampliamente utilizados para nuevas plantas eléctricas de biomasa principalmente por dos razones. En primer lugar, al ser de gran tamaño, estas requieren grandes volúmenes de biomasa para poder operar de forma continua, lo que puede no estar disponible localmente. En segundo lugar, moler la biomasa a polvo fino es más difícil y consume más energía que el carbón. Existen unas pocas excepciones, por ejemplo, algunos sistemas especializados aplicados para la quema de aserrín. Sin embargo, dado que esta tecnología es la más extendida en la combustión de carbón, la mayoría de las reconversiones bioenergéticas de centrales eléctricas de carbón son sistemas PF. Los sistemas PF han sido empleados con éxito para la combustión de biocombustibles sólidos, ya sea mediante la sustitución parcial del carbón (co-combustión) o mediante su sustitución total, generalmente con *pellets* de madera.

7.2.2 Combustión en lecho fluidizado

La **combustión en lecho fluidizado** (“*Fluidized bed*”, FB) ha sido utilizada comercialmente desde principios de los años 80. Tras importantes avances tecnológicos, actualmente se considera como una tecnología "de vanguardia" para la combustión de combustibles sólidos.

Esta tecnología recibe su nombre de su principal característica: el combustible, junto con un material sólido no combustible apropiado (como la arena), se alimenta en un horno, mientras que el aire se introduce desde el fondo con la velocidad apropiada para levantar las partículas, pero no la suficiente para arrastrarlas. Esto da lugar a la creación de un "lecho fluidizado", en el que la mezcla de partículas y aire se comporta como en una fase fluida. La fluidización del lecho asegura una mezcla intensa del combustible y el aire de combustión, de ahí las altísimas eficiencias de conversión incluso a temperaturas de combustión mucho más bajas que la

tecnología PF (alrededor de 800°C). Debido a las bajas temperaturas, se producen menos emisiones de NO_x en comparación con otras tecnologías. Además, mediante el uso de un material de lecho adecuado – como la piedra caliza o la dolomita – el SO₂ liberado puede ser capturado antes de ser emitido a la atmósfera. Como resultado, los sistemas de FB muestran un mejor rendimiento en emisiones y no hay necesidad de instalar sistemas adicionales de reducción de SO_x o NO_x (de-SO_x o de-NO_x) (Johnsson, 2007).

Otra ventaja de los sistemas FB es que tienen requisitos menos estrictos en términos de tamaño de partícula en comparación con los sistemas PF. Por todas las razones mencionadas anteriormente, las tecnologías FB son bastante populares para la utilización de combustibles "difíciles", como algunos carbones de bajo rango y desechos de madera.

Un problema operativo con los sistemas FB es la pérdida de la fluidización. Esto puede suceder, por ejemplo, si la ceniza formada en la combustión del combustible tiene una temperatura de fusión baja, lo que puede provocar que las partículas de material del lecho se peguen y alcancen un tamaño que no sea adecuado para la formación de un lecho fluidizado (denominado problema de aglomeración). Este es un fenómeno bien conocido de la tecnología FB.

Se pueden encontrar dos variedades de lecho fluidizado dominantes en el mercado: el lecho fluidizado burbujeante ("Bubbling Fluidized Bed", BFB) y lecho fluidizado circulante ("Circulating Fluidized Bed", CFB). Los sistemas BFB tienen un diseño más simple y a menudo se usan en instalaciones de menor escala, con combustibles con alto contenido en humedad/bajo poder calorífico y partículas de mayor tamaño. Una característica de los sistemas BFB es la menor velocidad del aire de fluidización, lo que hace que el lecho fluidizado permanezca "estacionario" en la parte inferior del horno. Por otro lado, las calderas CFB usan velocidades de fluidización más altas y tienen un sistema para recircular el material del lecho que se lleva arrastrado. Las calderas CFB tienen diseños más complejos, pero superan a las variantes BFB en términos de eliminación de azufre, escala y eficiencia de combustión (Koornneef et al., 2006). La Figura 31 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**muestra un esquema comparativo de los sistemas BFB y CFB.

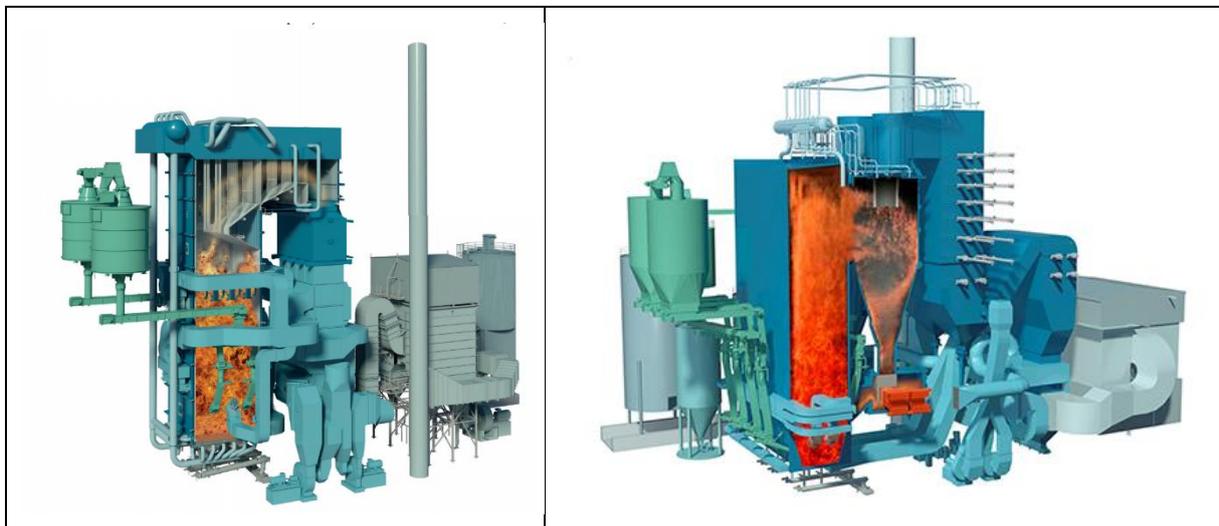


Figura 31: Sistema BFB (izquierda) vs. sistema CFB (derecha) (Source: Valmet)

La tecnología BFB ofrece una interesante posibilidad para convertir las plantas de carbón a biomasa, especialmente las de tamaño relativamente menor (indicativamente hasta 400 MW de entrada de combustible). La reconversión puede llevarse a cabo en calderas que utilizan diferentes sistemas de combustión (combustible pulverizado, combustión en parrilla, calderas de recuperación de fábricas de celulosa, calderas de aceite). La reconversión puede realizarse con un coste de inversión inferior al de una instalación nueva y puede utilizarse una gran

cantidad de equipos existentes. Por otro lado, la tecnología CFD se utiliza sobre todo en unidades de nueva construcción, ya que las instalaciones existentes suelen tener limitaciones de espacio que no permiten acomodar el sistema de recirculación del material del lecho.

7.2.3 *Combustión en parrilla*

La **combustión en caldera de parrilla** utiliza, como su propio nombre indica, una parrilla. El combustible se encuentra en la parrilla y el aire, llamado aire primario, se suministra al lecho desde debajo de la parrilla. La parrilla puede consistir en una superficie plana, con la desventaja de que la ceniza debe eliminarse manualmente. Sin embargo la caldera de parrilla más común tiene varias etapas. El combustible se empuja a la parrilla por la parte superior de la estructura y pasa por varias etapas del proceso de combustión, llegando principalmente cenizas a la última etapa. Cada segunda etapa es normalmente móvil y empuja el combustible en una determinada dirección. Este tipo de parrilla también es llamada parrilla viajera o parrilla móvil. La parrilla se puede enfriar con agua si el combustible está seco. Los parámetros que influyen en el funcionamiento de la caldera son, por ejemplo, el flujo de combustible empujado hacia la parrilla, la velocidad de las etapas móviles, el flujo de aire primario y el contenido de humedad. El aire se suministra a la caldera también de otras formas, por ejemplo, desde las paredes de la caldera sobre la parrilla. Esto influye en el proceso de combustión.

El parámetro más importante de la eficiencia de combustión para un horno de parrilla es el tamaño de la fracción de combustible y su variabilidad. Las fracciones del combustible tienen que exceder cierto tamaño para permanecer en la parrilla durante la fase de combustión. Tienen que ser bastante gruesas. El aserrín es un ejemplo de combustible inapropiado para una caldera de parrilla. Una amplia variación de tamaños y de contenido de humedad son ejemplos de parámetros en los que un sistema FB es más apropiado en comparación con un horno de parrilla.

Las calderas de parrilla son ampliamente utilizadas para la combustión de biomasa en el rango de unos pocos MW a unos 100 MW en términos de alimentación de combustible. Sin embargo, la mayoría de las calderas de biocombustibles en el sector energético están en un rango de hasta 15 – 20 MW. Si el combustible es adecuado y cumple ciertos criterios, las calderas de parrilla son apreciadas por su robustez, precio y construcción simple.

7.2.4 *Co-combustión de biomasa vs conversión a biomasa*

La **co-combustión** de biomasa puede definirse como la sustitución parcial de combustibles fósiles, generalmente carbón, en plantas eléctricas y CHP. Por otro lado, la **conversión** se refiere a una sustitución casi completa del principal combustible fósil por biomasa.

Se puede considerar una amplia variedad de materiales de biomasa para aplicaciones de co-combustión: basados en madera (astillas de madera, *pellets* de madera, residuos forestales, etc.), herbáceos (paja, miscanthus y otros cultivos energéticos de rápido crecimiento, etc.), residuos agroindustriales (orujos agotados de la industria del aceite de oliva, cáscaras de palma, café molido gastado, etc.) y varias fracciones derivadas de residuos (por ejemplo, residuos de madera, madera de demolición, combustible derivado de residuos – “*Refuse Derived Fuel*, *RDF* –, combustible recuperado sólido – “*Solid Recovered Fuel*”, *SRF* –, combustible derivado de neumáticos – “*Tire Derived Fuel*”, *TDF* –, etc.). En comparación con la hulla, la mayoría de los combustibles de biomasa considerados para la co-combustión se caracterizan por presentar mayor contenido en humedad, menor poder calorífico, bajo contenido en cenizas (pero mayor en componentes problemáticos como álcalis), mayor contenido de cloro, menor contenido en azufre y menor densidad energética. Teniendo en cuenta las características mencionadas, la infraestructura de una unidad que permita la co-combustión de combustibles fósiles junto con biomasa debe considerar algunas limitaciones técnicas relativas al tipo de planta eléctrica, los combustibles empleados, la proporción de biomasa térmica, la complejidad deseada y el coste de la infraestructura y de su operación.

Por lo general, a medida que aumenta la complejidad del proceso y el coste de la inversión, puede aumentarse la proporción térmica de biomasa y puede realizarse la co-combustión de combustibles de biomasa más "difíciles". Las opciones tecnológicas de co-combustión pueden clasificarse en tres grandes categorías (Basu, Butler, & Leon, 2011): co-combustión directa, co-combustión paralela y co-combustión indirecta/gasificación. La co-combustión directa es la solución más común y económica. Sin embargo, plantea varias limitaciones en el rango de combustibles y en las cuotas térmicas. Los esquemas de co-combustión paralela e indirecta son más adecuados para aquellos combustibles de biomasa que contienen compuestos problemáticos o cuando la calidad de las cenizas es importante para su posterior venta o eliminación. Por último, el uso de biomasa exclusivamente o *repowering* se ha empleado principalmente para combustibles de biomasa basados en madera (por ejemplo, *pellets* y astillas). La Figura 32 muestra diferentes conceptos de reconversión bioenergética de plantas eléctricas de carbón o CHP.

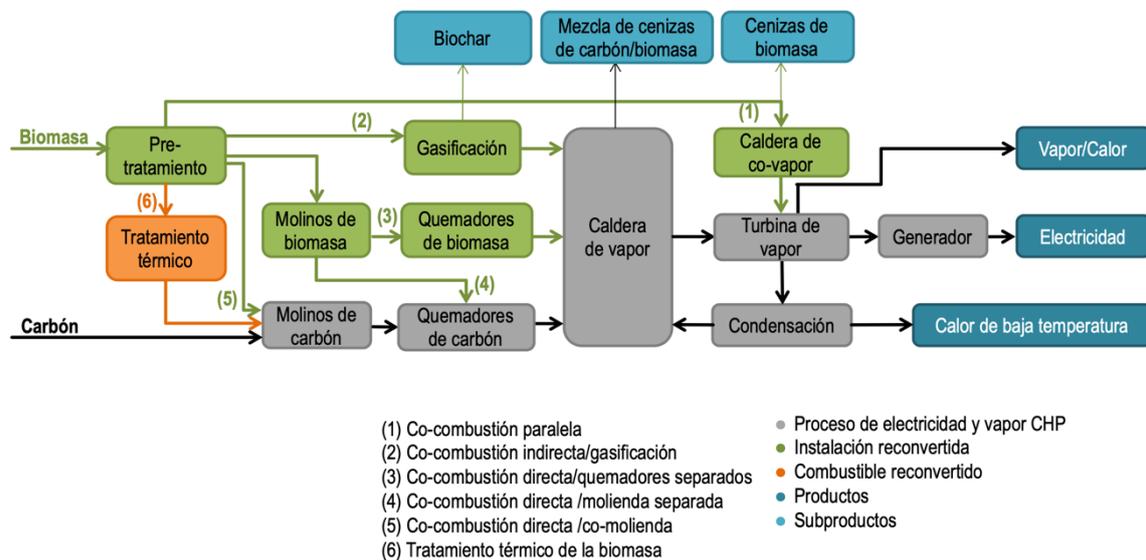


Figura 32: Diferentes procesos de integración de biomasa en plantas de carbón pulverizado y CHP.

7.3 Co-combustión de biomasa (reconversión bioenergética parcial)

7.3.1 Co-combustión directa

El método más simple y rentable para integrar la bioenergía en una planta de carbón existente es el denominado concepto de co-combustión directa, que es esencialmente la **co-combustión** de carbón y biomasa en el mismo horno. Esta es la solución más sencilla para adoptar la co-combustión, ya que las medidas de reconversión pueden mantenerse al mínimo y la inversión total puede ser muy baja. Por otro lado, la flexibilidad y el control de estos esquemas de co-combustión son limitados. Además, la combustión produce una mezcla de cenizas de carbón/biomasa que puede no tener un uso comercial, a diferencia de las cenizas de carbón. La proporción de biomasa máxima en los esquemas de co-combustión directa está normalmente en el rango del 10% del aporte térmico total del combustible (Karampinis et al., 2014), pero también depende del tipo de biomasa. Por lo general, se pueden lograr porcentajes más altos con fracciones de biomasa leñosas, mientras que cuando se usa

agrobiomasa o residuos los porcentajes que puedes alcanzarse son más bajos. Existen tres variantes principales del esquema de co-combustión directa, que se describen a continuación en orden creciente de complejidad (Karampinis et al., 2014):

- La primera opción, la **co-molienda**, consiste en la pre-mezcla de carbón y biomasa o su transporte por separado al mismo sistema de molienda que se utiliza para la reducción del tamaño del carbón. Es la opción más sencilla de implementar, sin embargo, existe un mayor riesgo de que la co-molienda de partículas de biomasa fibrosas afecte el tamaño de las partículas de carbón, no estando las condiciones de combustión optimizadas para ello.
- La segunda opción es instalar un **sistema dedicado de pretratamiento / molienda de biomasa** (o modificar los molinos de carbón existentes); sin embargo, los dos combustibles ingresan al horno a través de los mismos quemadores de carbón. Este método ofrece un control mucho mejor del tamaño de partícula de biomasa, pero aun así las condiciones de combustión no están optimizadas. Su aplicación también puede estar limitada por la disponibilidad de espacio cerca de la sala de calderas.
- La tercera opción es instalar una **línea completa de biomasa separada**, por ejemplo, una línea formada por un sistema pretratamiento/molienda de biomasa y quemadores especiales para biomasa. Es comprensible que esta opción tenga mayores costes de inversión y un mayor riesgo tecnológico, pero ofrece la posibilidad de un mayor control sobre las condiciones de combustión y la reducción del impacto de la biomasa en la caldera. La *conversión* con biomasa (Sección 7.4) es esencialmente la evolución lógica de esta opción de reconversión, al reemplazar o modificar todos los molinos y quemadores de carbón por otros de biomasa.

El proyecto BIOFIT incluye un caso de estudio enmarcado en el esquema de co-combustión directa: se investigará la co-combustión en la unidad 6 de Tuzla de Electroprivada BiH de una amplia gama de fuentes de biomasa locales y residuos (por ejemplo, aserrín, residuos agrícolas, cultivos energéticos cultivados en áreas de minería recuperada, etc.) para una alimentación en base másica de hasta el 30% (aproximadamente del 15% en base a la entrada de combustible).

7.3.2 Co-combustión Indirecta / gasificación

La co-combustión indirecta – también conocida como gasificación – se trata de una opción más sofisticada en comparación con la co-combustión directa. En esta opción, se instala un **gasificador de biomasa**, eliminando la necesidad de equipos de pre-tratamiento de biomasa. El gas de síntesis obtenido en el proceso de gasificación se envía al horno de la caldera de carbón para su combustión. Mediante el uso de la co-combustión indirecta, se evitan la mayoría de los impactos negativos de la biomasa en la combustión del carbón y los combustibles se manejan por separado – lo que permite, entre otras cosas, la recolección separada de cenizas. El gas de síntesis se puede utilizar para que la combustión sea más completa, contribuyendo así a la reducción de emisiones de NO_x. Finalmente, dado que en muchos casos el gas de síntesis puede ser inyectado directamente en el horno, las pérdidas de energía en la conversión y la costosa limpieza del gas de síntesis, ambos problemas comunes en la gasificación de biomasa, pueden evitarse. Aun así, podría requerirse un cierto grado de limpieza del gas de síntesis dependiendo de la presencia de cloro, álcalis y otros elementos en la composición de la biomasa.

La inversión de capital para los esquemas de co-combustión está en el rango de 300 a 1.100 €/kWe (IEA Bioenergy, 2017), superior a la de la co-combustión directa. Este es un factor limitante para una mayor implantación de esta tecnología. En la siguiente tabla se muestran ejemplos de implementación comercial de sistemas de co-combustión indirecta.

Tabla 8: Plantas comerciales de co-combustión indirecta (IEA Bioenergy, 2017)

Planta eléctrica	País	Puesta en marcha	Capacidad gasificador (MW térmicos)	Cuota de co-combustión (cuota de entrada de calor a la caldera principal)	Combustibles usados
Amergas / Amer 9	Países bajos	2000	83	5 %	Residuos de madera
Kymijärvi II	Finlandia	2012	45 – 70	15 %	Combustible de energía reciclado (REF), aserrín, corteza, astillas de madera, desechos de madera
Vaskiluodon Voima	Finlandia	2012	140	Hasta el 40 % ¹	Residuos forestales (astillas)
Ruien	Bélgica	2003	40 – 80	10 % ²	Astillas de madera, corteza, residuos de tableros duros y blandos

Fuentes: ¹ Valmet; ² Ryckmans, 2012

7.3.3 Co-combustión paralela (reconversión bioenergética parcial)

La última opción para la reconversión parcial de las plantas eléctricas de combustibles fósiles es la co-combustión paralela de biomasa y carbón. En esta configuración, se utilizan **dos plantas de combustión y calderas separadas** para los dos combustibles. Las dos unidades están conectadas en el lado del vapor, el cual se utiliza en la turbina para la generación de electricidad. El manejo, el pre-tratamiento y la combustión de los dos combustibles son totalmente independientes. Además, debido al hecho de que la biomasa y el carbón se queman por separado, las cenizas producidas se recolectan por separado, como en el caso de la co-combustión indirecta, por lo que ambos pueden utilizarse de la mejor manera posible. Otra ventaja de la combustión por separado es que, a diferencia de lo esquemas anteriores (co-combustión directa e indirecta), puede optimizarse para ambos combustibles, permitiendo manejar combustibles relativamente difíciles. La co-combustión paralela puede beneficiarse de los altos parámetros de vapor de las plantas de electricidad de carbón de última generación, logrando así eficiencias eléctricas mucho más altas que las plantas de electricidad de biomasa independientes. Sin embargo, el coste de capital de este caso es el más alto entre las diferentes opciones de co-combustión ya que se debe instalar una infraestructura totalmente nueva (nuevas instalaciones de alimentación, calderas, cámaras de combustión, etc.) junto a la actual.

Este método permite usar biomasa en elevada proporción, ya que no hay ninguna restricción técnica con respecto a la cantidad de carbón que puede ser sustituido por biomasa. La única cuestión que debe ser tomada en cuenta es la capacidad de la turbina de vapor instalada (Koppejan & van Loo, 2012). En términos de reconversión de una unidad, no es posible sugerir una alteración de la turbina de vapor, por lo que la que esta instalada en la actualidad debe tener la capacidad de operar con el vapor acumulado que proviene de las calderas de biomasa y de carbón, de lo contrario no sería una solución apropiada.

El caso más conocido de co-combustión paralela es la Unidad 2 de la central eléctrica de Avedøre, en el área metropolitana de Copenhague, en la que se ha instalado una caldera de 105 MW alimentada con paja junto con la caldera principal, de 800 MW. Se trata de una caldera ultra supercrítica, que utiliza una mezcla de *pellets* de madera, carbón y gas natural. Esta planta presenta una eficiencia total del 92% y una eficiencia eléctrica del 42%, que se eleva al 49% si no proporciona calefacción urbana (Sørensen, 2011).

7.4 Conversión con biomasa (reconversión bioenergética completa)

El *repowering* con biomasa es la evolución de la co-combustión directa a una proporción muy alta de biomasa en la mezcla de combustible, a menudo hasta el 100%. Esta opción requiere el cambio de los sistemas de alimentación, molienda y quemado del combustible a unos apropiados para la biomasa.

Las razones para que un operador de servicios adopte el *repowering* con biomasa pueden estar relacionadas con el deseo de eliminar completamente el carbón, manteniendo al mismo tiempo en funcionamiento los activos existentes. También puede estar respaldado por políticas que hacen que la co-combustión con cuotas térmicas de biomasa bajas no reciba suficiente apoyo financiero, aceptando al mismo tiempo la producción de electricidad a gran escala a partir de la biomasa.

El proyecto BIOFIT incluye dos casos de estudio industriales que pretenden una conversión completa con biomasa de las siguientes plantas de carbón:

- La central de cogeneración Kakanj Unit 5 (118 MWe) de Elektroprivreda BiH, cuya conversión se planteó utilizando principalmente recursos de biomasa leñosa disponibles a nivel local, por ejemplo, residuos forestales, serrín, etc., junto con volúmenes más pequeños de agrobiomasa y RDF. La tecnología principal a la que se dirige el proyecto de reconversión es la de BFB.
- La central Fiume Santo Unidad 4 (320 MWe) de EP Produzione. La central está situada en el noroeste de Cerdeña; junto con los socios del proyecto BIOFIT, la empresa está investigando su conversión en una central eléctrica de biomasa utilizando pellets de madera importados como combustible principal, complementados con pequeñas cantidades de astillas de madera de origen local. El proyecto de conversión prevé mantener el sistema de combustión pulverizada existente. Los principales trabajos de reconversión están relacionados con las instalaciones de descarga, manipulación, almacenamiento y alimentación de la biomasa.

7.4.1 Conversiones de biomasa para sistemas de combustible pulverizado

Existen varios ejemplos de centrales eléctricas de carbón pulverizado o de cogeneración que se han convertido de carbón a biomasa. La **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden**. presenta un resumen de las mismas. En la mayoría de los casos, la reconversión estaba relacionada con el sistema de molienda y alimentación, junto con la infraestructura logística para el abastecimiento de biomasa (por ejemplo, almacenamiento, instalaciones portuarias, etc.).

Uno de los primeros ejemplos de una reconversión del 100% a biomasa es Rodenhuize 4. La conversión se llevó a cabo con una serie de pasos sucesivos que comenzaron con la instalación de una infraestructura de transporte, almacenamiento, manipulación y molienda de *pellets* de madera y la conversión de una sola fila de quemadores en 2005. El proyecto Advanced Green Project dio como resultado el cambio de dos filas de quemadores de carbón a combustión de *pellets* de madera y, finalmente, el proyecto Max Green dio lugar al cambio completo de la combustión de carbón a *pellets* de madera, la sustitución de quemadores, así como a la implementación de otras opciones de reconversión, incluyendo la instalación de una unidad de reducción catalítica selectiva ("*Selective Catalytic Reduction*", SCR) para el control de las emisiones de NO_x (Savat, 2010).

Hay varios ejemplos de plantas eléctricas de carbón o de CHP que han sido convertidas de carbón a biomasa. La **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden**. presenta un resumen de estos ejemplos. La mayoría de las conversiones se han realizado en calderas de combustible pulverizado, en las que las reconversiones estaban relacionadas con el sistema de molienda y alimentación, junto con la infraestructura logística para la obtención de biomasa

(por ejemplo, almacenamiento, instalaciones portuarias, etc.). Sin embargo, hay ejemplos de reconversiones más amplias, como la de Polaniec Green Unit en Polonia, donde la antigua caldera de combustible pulverizado ha sido sustituida por una caldera CFB de última generación y la turbina de vapor también fue reconvertida.

Un desafío clave en estas reconversiones es el abastecimiento de biomasa. Los volúmenes requeridos son muy elevados y en la mayoría de los casos tienen que ser suministrados desde el mercado mundial. Esta es una de las principales razones por las que los *pellets* de madera son el combustible de biomasa más utilizado en estas reconversiones; su densidad energética relativamente alta y sus propiedades normalizadas permiten su comercialización internacional. Otra razón para elegir los *pellets* de madera en lugar de otros combustibles de biomasa son sus propiedades como combustible; tienen un contenido de cenizas relativamente bajo (< 2-3 % en peso en base seca) y bajas concentraciones de cloro y álcalis que pueden crear problemas de corrosión y ensuciamiento. Las astillas de madera, la paja, los residuos como el orujillo (residuo final de la extracción del aceite de oliva), los pellets de cáscara de girasol, y otros surtidos de biomasa también se utilizan ocasionalmente en proporciones más pequeñas del aporte total de combustible.

Tabla 9: Lista no exhaustiva de plantas de carbón convertidas a pellets de madera (Fuente: compilación CERTH de varios sitios web de servicios públicos y otras fuentes)

Central/ Unidad	Instalación	País	Año reconversión	Capacidad eléctrica (MWe)	Capacidad térmica (MWth)	Principal combustible
Hässelby 1-3	Stockholm Exergi	SE	1994 - 1996	58	185	Pellets de madera
Les Awirs 4*	ENGIE	BE	2005	80	-	Pellets de madera
Västhamsverket	Öresundskraft	SE	2006	69	138	Pellets de madera
Rodenhuize 4	ENGIE	BE	2011	180	-	Pellets de madera
Tilbury*	RWE	UK	2011	750	-	Pellets de madera
Ironbridge*	E.On	UK	2012	740	-	Pellets de madera
Drax 1	Drax	UK	2013	660	-	Pellets de madera
Avedøre 2	Ørsted	DK	2014	394	497	Pellets de madera, paja (co-combustión paralela)
Drax 2	Drax	UK	2014	645	-	Pellets de madera
Atikokan	OPG	CA	2014	205	-	Pellets de madera
Drax 3	Drax	UK	2015	645	-	Pellets de madera
Thunder Bay 3*	OPG	CA	2015	160	-	Pellets de madera de Arbacore (explosión de vapor)
Avedøre 1	Ørsted	DK	2016	254	359	Pellets de madera
Studstrup 3	Ørsted	DK	2016	362	513	Pellets de madera, paja (co-combustión directa)

Yeongdong 1	KOEN	KR	2017	125	-	Pellets de madera
Drax 4	Drax	UK	2018	645	-	Pellets de madera
Lynemouth	EPH	UK	2018	407	-	Pellets de madera
Amer 9	RWE	NL	2019	600	300	Pellets de madera (80%), antracita (20%)**
Eemshaven	RWE	NL	2019	1,560	-	Antracita (85%), pellets de madera (15%)**
Maasvlakte 3	Uniper	NL	2019	1,110	-	Antracita (69%), pellets de madera (27%), otros combustibles de biomasa (4%)**,***
Yeongdong 2	KOEN	KR	2020	200	-	Pellets de madera

* Unidad no operativa actualmente; ** Porcentaje de combustible en base másica; *** Datos de 2020

La planta de electricidad Drax (Figura 33) es actualmente el mayor consumidor de biomasa del mundo, utilizando, en sus cuatro unidades convertidas a biomasa, más de 7 millones de toneladas de *pellets* de madera en 2018. Esta biomasa procede principalmente de los EE. UU (62,2%) y Canadá (17,3%) y, en volúmenes más pequeños, de la UE, Brasil y otros países europeos (Drax, 2019). El coste total de conversión a biomasa para las tres primeras Unidades en Drax fue de 700.000.000 GBP (alrededor de 416 EUR / kWe). El coste de conversión de la Unidad 4 fue de solo 30.000.000 GBP (alrededor de 54 EUR / kWe) debido al uso de piezas de repuesto de la conversión de las unidades anteriores⁴⁵, así como al hecho de que no se realizaron inversiones adicionales relacionadas con el suministro del combustible de biomasa (por ejemplo, puerto e infraestructura ferroviaria, almacenamiento, etc.). La dirección de la compañía también ha declarado su ambición de convertirse en “carbono negativo” para 2030 mediante la integración de tecnologías de captura y almacenamiento de carbono de bioenergía (“*Bioenergy Carbon Capture and Storage*”, BECCS)⁴⁶.

⁴⁵ www.biomassmagazine.com/articles/15532/drax-completes-fourth-biomass-unit-conversion

⁴⁶ www.drax.com/press_release/drax-sets-world-first-ambition-to-become-carbon-negative-by-2030/



Figura 33: Central eléctrica de Drax en Selby, Reino Unido; las cúpulas de almacenamiento de biomasa son visibles (Fuente: Drax Group)

7.4.2 Conversiones BFB

Este tipo de conversión se puede definir como la conversión de cualquier otro tipo de tecnología de caldera a la tecnología de Lecho Fluidizado Burbujeante (BFB). Tales conversiones son particularmente adecuadas para calderas de carbón y biomasa (pulverizadas o de parrilla), pero también para calderas de recuperación de la industria de la celulosa o incluso de las calderas de gasóleo.

Un punto clave en las conversiones de BFB es que los operadores puedan manejar mayores porcentajes de combustibles de biomasa, que suelen sustituir a los combustibles fósiles como el carbón y el gasóleo. Las calderas BFB pueden manejar una amplia variedad de combustibles de biomasa "tradicionales", como astillas de madera, corteza, residuos forestales, serrín, lodos procedentes de las fábricas de celulosa y otros combustibles. Las calderas BFB también pueden tratar combustibles de biomasa y derivados de residuos más "difíciles", como las fracciones de agrobiomasa, RDF y TDF, pero sólo en una proporción limitada del total del combustible. La tecnología BFB no requiere una molienda tan fina como la que exige la combustión de combustible pulverizado. Por tanto, los combustibles de biomasa pueden introducirse en la caldera con un procesamiento previo limitado. Por otra parte, dado que las fracciones de biomasa que se introducen en una caldera BFB tienen una densidad energética relativamente baja, el abastecimiento de combustible se realiza principalmente a nivel local/regional (a diferencia de las cadenas de suministro internacionales de la conversión a biomasa de grandes plantas de combustible pulverizado).

La sustitución de la parte inferior de un horno existente (pulverizado, de parrilla u otro) por un lecho fluidizado es la modificación "estándar" que se realiza en los proyectos de conversión a BFB. Más allá de esto, se suelen realizar modificaciones adicionales para que la caldera funcione de forma eficiente y con bajas emisiones con los combustibles de biomasa; los detalles se presentan en la Figura 34.

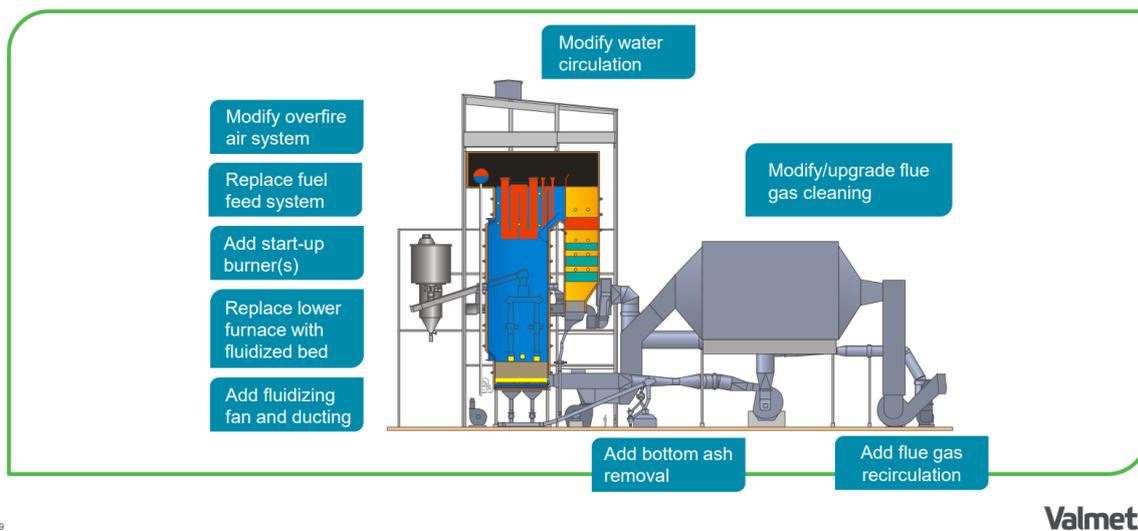


Figura 34: Enfoque tradicional de los proyectos de conversión de BFB (Fuente: Valmet)

La conversión de una caldera existente en una BFB tiene varias ventajas. En primer lugar, el coste de la reconversión es de entre el 50 y el 70 % en comparación con una caldera nueva, ya que se puede utilizar gran parte del equipo existente. Además, la conversión requiere un tiempo más corto de implementación -normalmente alrededor de un año- y como la caldera ya es conocida por los operadores, hay menos requisitos de formación y menos posibilidades de errores. Por último, al tratarse de una modificación del equipo existente y no de una instalación nueva, la obtención de permisos suele ser más fácil y rápida.

Por otro lado, existen algunas limitaciones en cuanto a lo que se puede conseguir con una conversión a BFB. En primer lugar, hay que tener en cuenta las limitaciones de la caldera original en cuanto a corrosión, ensuciamiento y emisiones. La conversión a BFB también suele dar lugar a una disminución de la potencia de la caldera (reducción de la capacidad) en comparación con la combustión de combustibles fósiles, mientras que también se puede esperar una pérdida de eficiencia debido a una mayor temperatura de salida de los gases de combustión. Dado que los demás componentes de la planta siguen siendo los mismos, la presión y la temperatura del vapor se mantienen en los mismos niveles que el original, con una posibilidad de optimización limitada. Por último, las limitaciones en la disposición de la planta existente y la disponibilidad de espacio influyen en la selección de las opciones que pueden aplicarse para el control de las emisiones de gases de combustión.

Valmet (proveedor finlandés de tecnología) ha realizado más de 60 proyectos de conversión a BFB en diversas partes del mundo. La tecnología suministrada en esos proyectos es básicamente la misma que la tecnología Hybex ofrecida para las nuevas calderas BFB⁴⁷.

⁴⁷ La información presentada en esta sección se basa en la presentación de Joonas Hämäläinen (Valmet) en el seminario web conjunto de BIOFIT y UABIO „Bioenergy retrofits for Ukrainian fossil heating and power sectors – European technologies and examples” del 22 de septiembre de 2021: https://uabio.org/wp-content/uploads/2021/08/BIOFIT_Ukraine-22-Sep-2021_6_Valmet_BFB-boiler-conversions.pdf

Tabla 10: Ejemplos de conversiones BFB (Fuente: Valmet)

Empresa/Nombre de la planta	País	Tecnología de combustión original & capacidad	Combustible original	Combustibles conversion BFB & capacidad	Año de conversión
Elektrociepłownia Białystok S.A.	Polonia	Combustión PF 140 t/h vapor (138 bar, 540 °C)	Carbón + gasóleo	Astillas de madera, residuos forestales, agrobiomasa 115 t/h vapor	2008
International Paper, Kwidzyn	Polonia	Parrilla móvil 22 kg/s vapor (65 bar, 440 °C)	Corteza, carbon, gasóleo	Corteza, residuos de madera, lodos, gasóleo 28 kg/s vapor	2000
Biomasse Energie Alizay SAS	Francia	Caldera recuperación 209 t/h vapor (60 barg, 450 °C)	Black liquor, natural gas	Astillas de madera, corteza, madera, gas natural 209 t/h vapor (60 barg, 450 °C)	2020

7.5 Biomasa tratada térmicamente

El *upgrading* térmico es un proceso utilizado para transformar la biomasa en un material similar al carbón que puede ser manejado fácilmente por las plantas eléctricas de carbón existentes. Los principales objetivos del *upgrading* térmico de la biomasa son los siguientes:

- Crear un combustible fácil de moler, capaz de ser utilizado en los molinos de carbón existentes sin grandes modificaciones, limitando así la necesidad de costosas reconversiones.
- Aumentar la densidad energética de la biomasa (normalmente incluyendo un paso de densificación, por ejemplo, de peletización después del *upgrading* térmico), para que su transporte sea más económico en distancias más largas.
- Hacer a la biomasa resistente a la acumulación de humedad (hidrofóbica), permitiendo así que se almacene como el carbón, por ejemplo, en patios abiertos, y reduciendo así los costes de manipulación.

Se han desarrollado diferentes tecnologías para el pre-tratamiento térmico de la biomasa. Las más conocidas y avanzadas son las siguientes:

- La **torrefacción** es un proceso térmico por el cual la biomasa se calienta a temperaturas de aproximadamente 250-350°C, en ausencia o con bajas concentraciones de oxígeno. Debido a este proceso, casi toda la humedad, así como la mayor parte de la fracción volátil de la biomasa se libera, descomponiéndose la estructura fibrosa de la biomasa debido a la ruptura de los enlaces de la hemicelulosa. El producto sólido obtenido es un material negro, parecido al carbón, que puede ser peletizado posteriormente (Kofman, 2016). Los productos gaseosos producidos pueden ser quemados para mantener el calor del proceso. La eficiencia neta de un proceso de torrefacción integrado es de aproximadamente 70 – 98%, dependiendo de la tecnología del reactor, el diseño de la integración de calor y el tipo de biomasa⁴⁸.
- La **explosión de vapor** utiliza vapor a alta presión (10 – 35 bar) y temperatura (180 – 240°C) en un recipiente a presión que permite la impregnación de la biomasa. Esta

⁴⁸ <https://ibtc.bioenergyeurope.org/torrefaction-basics/>

impregnación es seguida de una descompresión explosiva, que provoca la ruptura de las fibras y la obtención de una pulpa que contiene la lignina, la cual puede peletizarse. La tasa de hidrólisis de la hemicelulosa puede mejorarse aún más utilizando gases ácidos (por ejemplo, SO_2 , H_2SO_4) como catalizador durante la fase presurizada. La explosión de vapor también se utiliza como una etapa de pretratamiento de la biomasa durante la producción de bioetanol 2G (Kofman, 2016).

- **La carbonización hidrotermal (“*Hydrothermal Carbonization*”, HTC)** difiere de la torrefacción en que permite el pre-tratamiento directo de la biomasa húmeda, sin un paso previo de secado. En el proceso HTC, la biomasa es suspendida en agua y tratada a temperaturas elevadas (180-300 °C). Este proceso se realiza a presión elevada (20 – 100 bar), por encima de la presión de vapor del agua, para mantener el agua en fase líquida. Otra ventaja del proceso HTC es que el agua puede lixiviar elementos como los álcalis y el cloro de la biomasa, lo que normalmente causaría problemas de escoria, ensuciamiento y corrosión (Hansen et al., 2018).

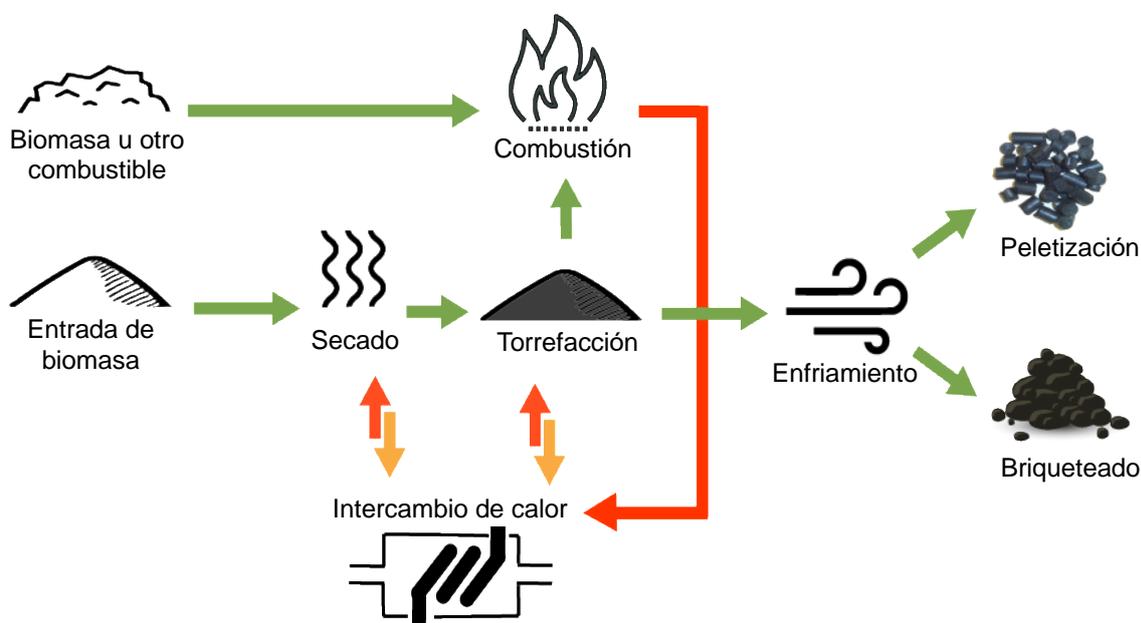


Figura 35: Visión general del proceso de torrefacción (Fuente: IEA Bioenergy Task 32)

Hasta ahora, la única reconversión comercial con *pellets* de madera tratada térmicamente es la conversión realizada en Thunder Bay Generation Station, Unidad 3 de Ontario Power Generation (OPG). Esta conversión comenzó en 2014 y se completó antes de lo previsto y por debajo del presupuesto en 2015 con un gasto de capital de solo 3 millones de dólares canadienses – aproximadamente 2 millones de euros. Teniendo en cuenta que la capacidad de la Unidad es de 160 MWe, el coste de conversión es de aproximadamente 12,50 €/kWe, mucho más bajo que los costes obtenidos en otras experiencias de conversión con *pellets* de madera⁴⁹. El proyecto se implementó utilizando *pellets* sometidos a explosión de vapor de Arbaflame.

Varias empresas europeas han realizado ensayos de co-combustión con biomasa sometida a pre-tratamientos de torrefacción y explosión de vapor con resultados generalmente

⁴⁹ La planta estuvo operativa de media 2.5 días/año como unidad de carga máxima y, en mayo de 2018, se encontró un daño significativo por corrosión (no relacionado con la combustión de biomasa) en la caldera. Desde entonces, la unidad fue desmantelada.

positivos^{50,51}. Además, el proyecto del Horizonte 2020 ARBAHEAT⁵² tiene la intención de transformar la planta eléctrica de carbón ultra-supercrítica Maasvlakte 1 de 731 MWe en una planta CHP de biomasa integrando la tecnología de tratamiento con vapor de la biomasa de Arbaflame.

7.6 Otras opciones de conversión: combustión de polvo de madera, bioaceites y biogás

Además de las centrales eléctricas de carbón a gran escala, los sistemas de combustión de combustibles fósiles se emplean en plantas de calefacción urbana y en diversas aplicaciones industriales de escala mucho menor. Aun así, la necesidad de reducir la huella de carbono de su energía o de sus productos ofrece oportunidades para el despliegue de otras opciones de reconversión bioenergética. Algunas opciones relevantes son las siguientes:

- La **combustión de polvo de madera** puede emplearse -aparte de en las centrales eléctricas de carbón a gran escala readaptadas a la combustión de pellets de madera- en otras instalaciones más pequeñas, sustituyendo al petróleo, el gas o el carbón. En la mayoría de estos casos, el polvo de madera suele provenir de pellets de madera molidos, pero podrían utilizarse otros tipos (por ejemplo, serrín, virutas) si están disponibles y si están suficientemente limpios de impurezas. La conversión de los sistemas de combustión de carbón a los de polvo de madera es más sencilla en comparación con las calderas de gasóleo y gas, ya que estas últimas no disponen de sistemas de eliminación de cenizas del horno. Por lo tanto, hay que limpiar la caldera a intervalos regulares (una o dos veces al año). La conversión también se ve afectada por el tipo de caldera (pirotubular frente a acuotubular), los límites de emisión que deben alcanzarse y otros factores. Las soluciones basadas en sistemas de combustión de polvo de madera se han empleado en plantas de calefacción de distrito, fábricas de papel, lavanderías y muchas otras aplicaciones⁵³.
- Los **bio-aceites** pueden utilizarse como sustitutos de los combustibles fósiles en diversas aplicaciones. Dado que las propiedades de los bio-aceites son algo diferentes a las de los aceites fósiles, se requieren algunas modificaciones para que la sustitución funcione (por ejemplo, modificaciones en el almacenamiento del combustible, en la alimentación y en los quemadores). Estas soluciones pueden implantarse con bastante facilidad y rapidez. El acceso a cantidades suficientes de bio-aceite es un requisito previo para estas conversiones. El tipo y la calidad del bio-aceite considerado, así como los límites de emisión que deben alcanzarse, influyen en los requisitos de reconversión en términos de quemadores, selección de materiales para el almacenamiento, tuberías, etc.⁵⁴.
- El **biogás** es un combustible gaseoso de origen biogénico. Puede proceder de la digestión anaeróbica de materias primas de biomasa adecuadas o –menos

⁵⁰ www.blackwood-technology.com/company/references/

⁵¹ www.cegeneration.com/ceg-and-tse-trial-1000-tonnes-of-renewable-black-pellets-at-tses-naantali-power-station-in-finland/

⁵² www.arbaheat.eu

⁵³ Para ver ejemplos de reconversión a combustión de polvo de madera, véase la presentación de Johanna Lindén (PetroBio) en el Foro de la Industria BIOFIT sobre la cogeneración y el sector de sólo calor del 19 de abril de 2021: https://www.biofit-h2020.eu/news-and-events/biofit-industry-forum-on-chp-and-heat-only-sector-19-april-2021/210419_BIOFIT_Presentation_PETROBIO.pdf

⁵⁴ Para más información sobre los requisitos y factores a tener en cuenta para adaptar las calderas de fuel a los bioaceites, consulte la presentación de Stefan Roslund (Semix Consult AB) en el Foro de la Industria BIOFIT sobre la cogeneración y el sector de calor del 19 de abril de 2021: https://www.biofit-h2020.eu/news-and-events/biofit-industry-forum-on-chp-and-heat-only-sector-19-april-2021/210419_BIOFIT_Presentation_StefanRoslund.pdf

frecuentemente en la actualidad- de procesos térmicos como la gasificación. El biogás puede ser quemado directamente sin necesidad de una limpieza exhaustiva para producir energía y/o calor en motores de gas. Por otra parte, el biogás puede ser sometido a procesos de purificación y “upgrading” con el objetivo de obtener un combustible gaseoso con características similares a las del gas natural. Biometano es el término que suele emplearse para estos gases renovables procedentes de la digestión anaeróbica y gas natural biosintético (bio-SNG) para los procedentes de procesos térmicos. El biometano / bio-SNG puede utilizarse incluso como combustible para el transporte, pero también puede inyectarse en la red de gas y mezclarse con el gas natural. El suministro físico de moléculas de biometano a consumidores específicos es imposible de rastrear en este caso, pero los certificados para la producción pueden ser emitidos y comercializados a través de un registro de gas renovable. Esta opción puede ofrecer una posibilidad de descarbonización muy rápida para los actuales consumidores de gas natural.

7.7 Observaciones finales

Existen diferentes opciones para reconvertir las plantas eléctricas o CHP de combustibles fósiles a biomasa, dependiendo del tipo de combustible fósil que se sustituya y del nivel de integración de biomasa deseado en la instalación.

En el caso de las centrales de carbón, la opción más sencilla de aplicar es la co-combustión directa, pero también es la menos ambiciosa, ya que el nivel de sustitución de los combustibles fósiles a biomasa suele ser bajo y no supera el 10-20 % en base a la potencia térmica del combustible. Por lo tanto, implica el funcionamiento continuado de una central eléctrica o de cogeneración con carbón. Debido a los requisitos impuestos por la DERII y a los planes de eliminación del carbón de varios estados miembros, esta opción ya no es interesante para las nuevas reconversiones en la UE, aunque puede ser relevante como técnica de transición para los países que mantienen o amplían su capacidad de generación con carbón. La co-combustión indirecta y la co-combustión paralela son las opciones más sofisticadas, que permiten utilizar mayores porcentajes de biomasa. Sin embargo, de nuevo, su aplicación implica el funcionamiento continuado de una planta con carbón y sólo puede lograrse una descarbonización parcial.

La conversión a biomasa, por ejemplo, la conversión completa de una central eléctrica de carbón pulverizado o de CHP a biomasa, ha sido demostrada en varias instalaciones en Europa o fuera de ella. Aunque podría haber complicaciones en casos específicos, esta opción ya ha alcanzado un nivel suficiente de madurez tecnológica.

Una cuestión clave que debe considerarse en las conversiones de carbón-a-biomasa es la disponibilidad de biomasa. La conversión de una planta de carbón a gran escala a biomasa requiere un gran volumen de material y la logística puede ser complicada, especialmente para las plantas que históricamente no han dependido de un suministro externo de combustible. Tal es el caso de las centrales eléctricas de lignito ubicadas cerca de minas de lignito y lejos de los puertos marítimos (Karampinis et al., 2014).

Cabe señalar que estos casos de *conversión* han sido demostrados comercialmente únicamente con combustibles de biomasa de madera (en su mayoría *pellets* de madera). La biomasa agrícola puede presentar un menor coste de combustible en comparación con los *pellets* de madera, sin embargo, su combustión presenta desafíos técnicos – así como problemas de movilización y logística – y aún debe demostrarse en sistemas a gran escala.

Finalmente, el uso de biomasa tratada térmicamente solo se ha demostrado en un caso comercial y en varias campañas de demostración. Aunque presenta varias ventajas – sobre todo los muy bajos requisitos de CAPEX para la conversión y la promesa de un reducido coste de combustible – uno de los desafíos clave en la implementación de esta opción es el

desarrollo de la infraestructura necesaria para proporcionar los volúmenes de biomasa tratada térmicamente que requieren los proyectos de conversión.

A pesar de las críticas de algunas ONG, los proyectos de conversión de plantas de carbón a biomasa son la única opción actualmente disponible para la producción de electricidad renovable y a gran escala. También hay que señalar que para garantizar el uso sostenible y efectivo de la biomasa en la producción de electricidad, la UE ha establecido una serie de requisitos en la DER II, que van desde criterios de sostenibilidad para el abastecimiento de biomasa hasta un nivel mínimo de ahorro de emisiones de GEI a lo largo de la cadena de valor, con una serie de limitaciones técnicas (por ejemplo, un nivel mínimo de 36% de eficiencia eléctrica neta para instalaciones de solo electricidad con una entrada térmica nominal superior a 100 MW). Además, estas instalaciones ofrecen la posibilidad de integración de tecnologías de captura y almacenamiento de carbono (CAC) que, junto con el uso de biomasa, allanan el camino hacia las emisiones negativas.

En el caso de estudio del proyecto BIOFIT de Sølvesborgs Energi se ha investigado la conversión de centrales térmicas alimentadas con gasóleo fósil en plantas que pueden quemar biocombustible. Los resultados muestran que los costes de inversión de los nuevos quemadores son mayores si se alimentan con bio-aceite pesado que si lo hacen con bio-aceite ligero o biodiesel. Los sistemas térmicos operados con bio-aceite o biodiesel tienen un OPEX menor que los operados con gasóleo fósil o bio-aceite pesado. Por lo tanto, el impacto económico de los sistemas de bio-aceite y biodiesel es positivo. Sin embargo, hay que tener en cuenta la disponibilidad del bio-aceite, así como la normativa, por ejemplo, sobre la fiscalidad del combustible

8 Reconversión de la industria de la celulosa y el papel

8.1 Panorama general del sector

El número de papeleras con producción de papel y cartón, así como plantas de celulosa en Europa ha disminuido constantemente desde la década de los 90. En 2018, existían 151 fábricas de celulosa y 746 fábricas de papel y cartón. Sin embargo, la producción de papel y cartón en Europa⁵⁵ se ha mantenido relativamente estable durante la última década, con 92 millones de toneladas producidas en 2018. Se observa una tendencia similar en la producción total de celulosa (integrada y de mercado), que fue de 38 millones de toneladas en 2018. Cabe destacar que, a pesar de que la producción total es estable, la producción de celulosa en el mercado mundial presenta una tendencia creciente (CEPI, 2019). A diferencia de Europa, los mercados para la industria del papel están creciendo en Asia debido al aumento del poder adquisitivo (Suhonen and Amberla, 2014).

La digitalización ha afectado a los productos finales de la industria papelera; el uso de papel gráfico disminuye mientras que las necesidades de embalaje aumentan (Suhonen and Amberla, 2014). La industria de la celulosa y el papel en Europa ha experimentado cierta consolidación, mientras que al mismo tiempo existe un amplio interés en los productos de alto valor añadido de base biológica, como los biocombustibles, los biocompuestos y los plásticos de base biológica. Dado que muchas fábricas de celulosa ya no están integradas en las

⁵⁵ en los países miembros de la CEPI: Alemania, Austria, Bélgica, Eslovenia, España, Finlandia, Francia, Hungría, Italia, Noruega, Países Bajos, Polonia, Portugal, República Checa, República Eslovaca, Rumania, Suecia y Reino Unido

8.2 **Proceso de pasteado y residuos de la industria de la celulosa y el papel**

8.2.1 *Extracción de fibra*

Las fibras de celulosa pueden extraerse de la materia prima (madera) mecánica o químicamente.

En el **pasteado mecánico** la madera es tratada mediante fuerzas de corte mecánicas, por ejemplo, mediante molienda para suavizar las fibras que unen la lignina. Mediante el pasteado mecánico se obtienen mayores rendimientos (hasta el 95%) de pasta de celulosa en comparación con el pasteado químico, ya que puede utilizarse todo el tronco excepto la corteza (CEPI, 2018b). Un inconveniente notable del pasteado mecánico es la menor resistencia del producto final en comparación con la obtenida en el pasteado químico debido a la longitud variable de la fibra. Además, los requisitos de energía que presenta solo pueden cubrirse parcialmente con el aporte de energía de los residuos de la corteza.

En el **pasteado químico**, primero se quita la corteza de los troncos de madera y la madera se astilla. La corteza resultante generalmente se vende o se quema para producir calor y electricidad en la propia planta. El proceso de pasteado es energéticamente autosuficiente, ya que la combustión de subproductos puede cubrir la demanda de energía del proceso. Después del descortezado, las astillas de madera son sometidas a un proceso de cocción en una solución acuosa junto con productos químicos que disuelven la lignina. El sólido remanente que presenta un bajo contenido de lignina es llamado pasta de celulosa resultante. Se puede vender o procesar en productos de cartón o papel. El rendimiento de pasta de celulosa en el pasteado químico es típicamente del 45% (CEPI, 2018b).

En **pasteado semiquímico**, las astillas de madera son sometidas a un proceso de cocción con una pequeña cantidad de productos químicos y, a continuación, se aplica el tratamiento mecánico de la madera. Por ejemplo, en el pasteado semiquímico al sulfito neutro ("*Neutral Sulfite Semi-Chemical*", NSSC), se realiza un pre-tratamiento químico con sulfito antes del desfibrado.

8.2.2 *Proceso de cocción*

Los procesos de cocción comunes incluyen el proceso Kraft y el proceso al sulfito. El tipo de proceso de cocción afecta significativamente a la valorización de los productos secundarios.

El **proceso Kraft** (proceso de sulfato) es el principal proceso de producción de papel. Este proceso transforma la madera pasta de celulosa en fibras de celulosa casi puras. Se utiliza hidróxido de sodio (NaOH) y sulfuro de sodio (Na₂S) como productos químicos para romper los enlaces entre la lignina, la hemicelulosa y la celulosa (Figura 37). En el proceso de pasteado Kraft, la solución es alcalina y contiene lignina y azúcares hemicelulósicos. Estos productos de degradación son difíciles de convertir en biocombustibles por las levaduras u otros microorganismos.

Después de la fase de cocción, la pasta de celulosa se lava (Figura 38). Durante el lavado, la lignina residual se elimina por oxigenación en disolución acuosa. La pasta de celulosa a menudo también se blanquea para que sea adecuada para productos de papel blanco. La solución que contiene los residuos de lignina disueltos se llama **licor negro** y se concentra mediante evaporación. Las rutas para usar este licor negro se muestran en la Figura 39.

En el proceso de **cocción al sulfito**, se usa una solución de sal de sulfito (típicamente sulfito de magnesio). Disolver los componentes de la biomasa depende mucho del pH de la solución. El proceso de cocción al sulfito se puede realizar a diferentes niveles de pH, dependiendo de la materia prima. Por ejemplo, el proceso de bisulfito de calcio ácido se lleva a cabo en condiciones muy ácidas, típicamente a un pH de 1 – 1,5 (Hanhikoski, 2014).

En el pasteado al sulfito ácido, el llamado licor marrón contiene lignina como lignosulfonatos (lignina soluble en agua que se puede vender como producto químico separado) y azúcares que pueden ser fermentados fácilmente a etanol u otros biocombustibles. Las rutas para usar licor marrón se muestran en la Figura 40.

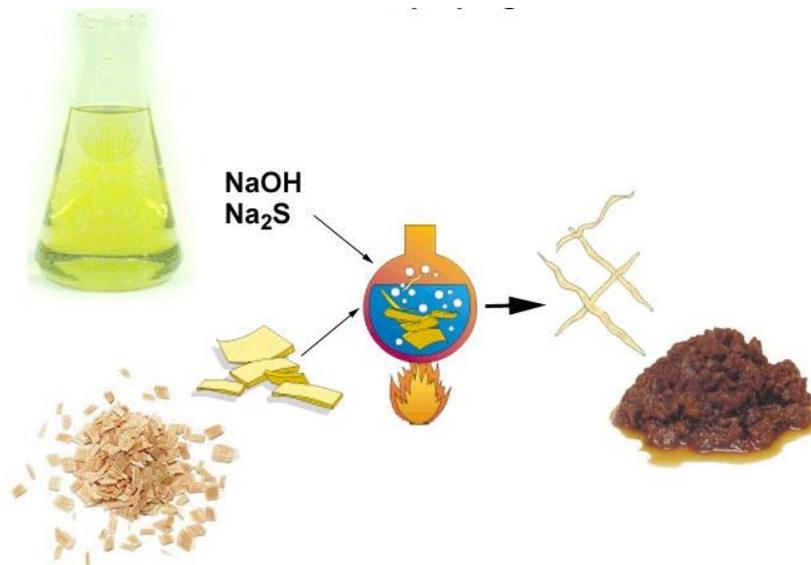


Figura 37: Diagrama esquemático del proceso de cocción de Kraft (KnowPulp, 2019).



Figura 38: El lavado de pasta de celulosa sucia produce licor negro y pasta de celulosa lavada (KnowPulp, 2019)

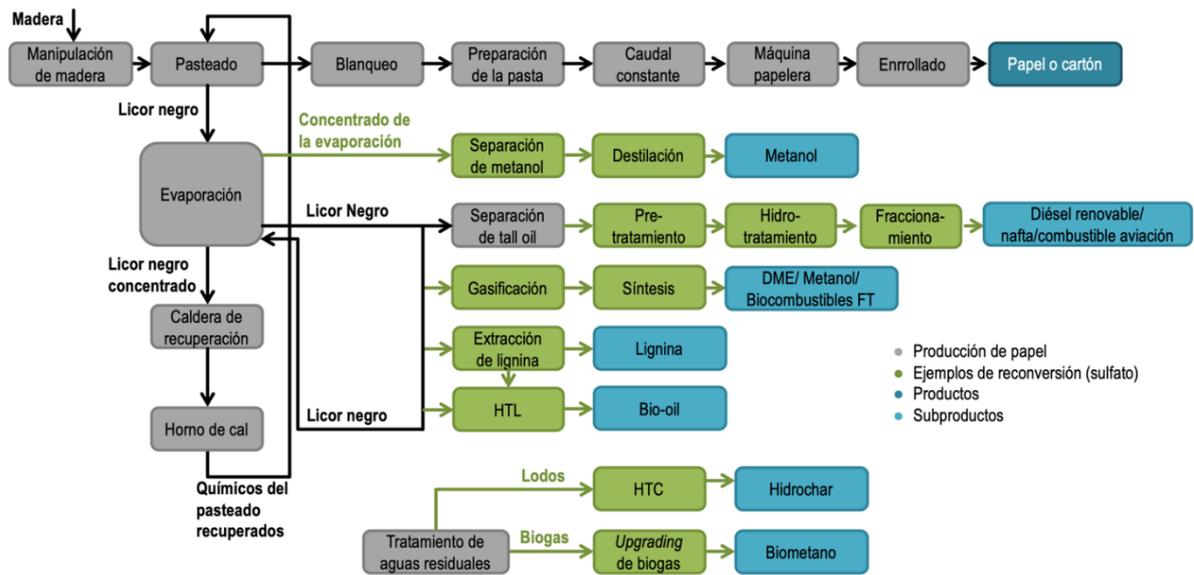


Figura 39: Métodos para el uso del licor negro

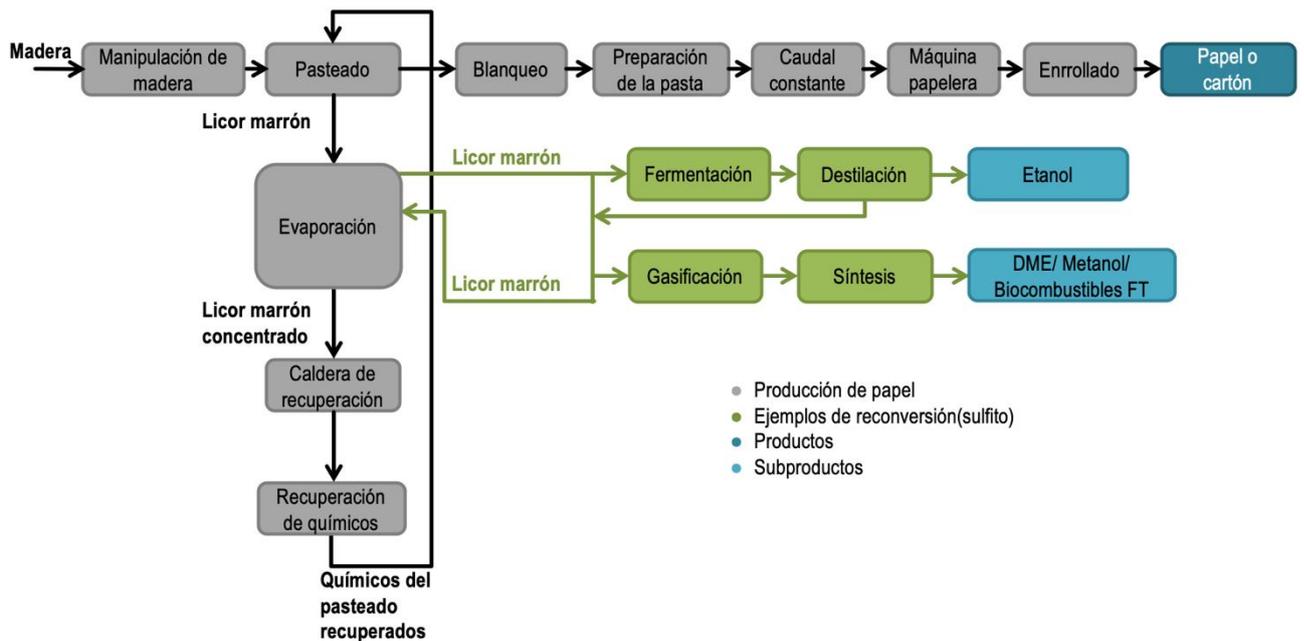


Figura 40: Rutas para el uso de licor marrón

8.2.3 Evaporación del licor negro

El licor negro obtenido en el proceso de pasteado Kraft es concentrado por evaporación, obteniéndose varias fracciones (Figura 41). Una de estas fracciones, denominada "**jabón**", es transformada en *tall oil* crudo mediante la adición de ácido. En cambio, el metanol y la trementina o aguarrás son separadas del condensado de la evaporación. El metanol y el *tall oil* crudo pueden ser purificados y convertidos en biocombustibles u otros productos. Esto será analizado más a fondo en los capítulos 8.5 y 8.11.

Las plantas de celulosa modernas son a menudo **autosuficientes** en términos de energía térmica, incluso pueden generar un exceso de calor. El calor excedente se produce

especialmente si no hay una planta de papel en el mismo emplazamiento que utiliza una parte significativa del calor producido. Como no todos los compuestos orgánicos necesitan ser quemados para generar el calor requerido en la producción de la pasta de celulosa, parte de los compuestos orgánicos presentes en el licor negro pueden extraerse, por ejemplo, en forma de lignina u otro biocrudo.

Recientemente, también se han desarrollado procesos para separar parte de la **lignina** del licor negro Kraft. La lignina puede precipitarse añadiendo CO_2 o ácidos como el ácido sulfúrico, ya que si se lleva el pH del licor negro por debajo de nueve se produce la precipitación de la lignina. La lignina puede ser utilizada como combustible sólido o convertida en biocombustibles, productos químicos o materiales. Sin embargo, la lignina del proceso Kraft contiene azufre, lo que limita su uso como combustible.

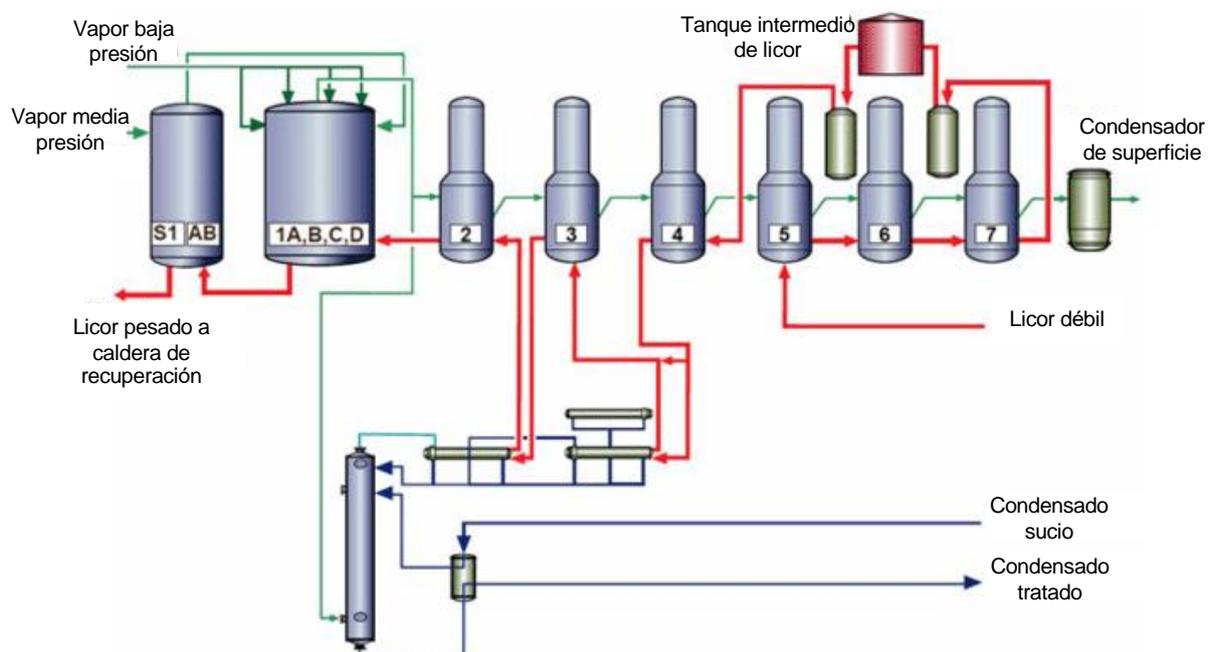


Figura 41: Planta típica de evaporación de licor negro de 7 etapas equipada con superconcentrador (KnowPulp, 2019)

8.2.4 Proceso de recuperación

Después de la evaporación, el licor negro contiene sólo entre el 15 – 25% de agua. Este licor, es quemado en la caldera de recuperación (Figuras 42 y Figura 43) para aprovechar plenamente su contenido energético y recuperar al mismo tiempo los productos químicos de cocción en forma de sales inorgánicas (licor verde). En el proceso Kraft, estos residuos químicos inorgánicos son el carbonato de sodio y el sulfuro de sodio. El sulfuro de sodio, requerido en el proceso de pasteado Kraft como producto químico de cocción, se produce a partir del sulfato de sodio en condiciones de alta temperatura y deficiencia de oxígeno en la caldera de recuperación.

Antes de recircular los compuestos químicos a la etapa de pasteado, el carbonato de sodio debe convertirse en hidróxido sódico. Esto puede ser realizado mediante el proceso de recaustificación agregando óxido de calcio. En el proceso de recaustificación, el óxido de calcio reactivo se convierte en carbonato de calcio inactivo mientras que el carbonato de sodio se convierte en hidróxido de sodio. El carbonato de calcio debe regenerarse en óxido de calcio calentándolo a temperaturas elevadas en un horno de cal separado para liberar el CO_2 . En el

horno de cal, normalmente se utilizaban combustibles fósiles como el gas natural y el fuel oil. Últimamente se emplean el biogás, la lignina, el aserrín o el gas de la gasificación de biomasa para este propósito.

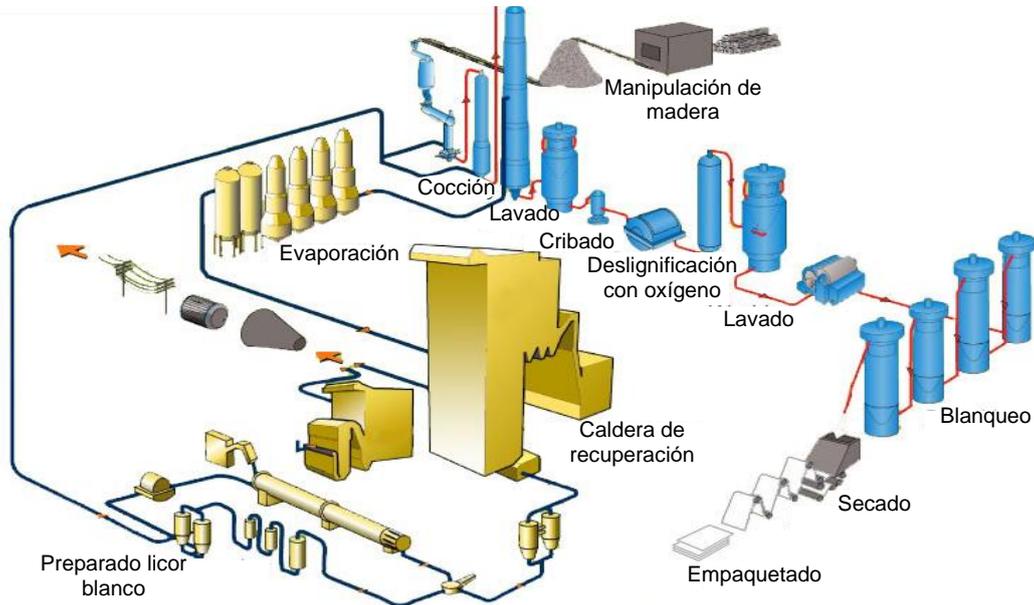


Figura 42: Principio de la recuperación química en el proceso Kraft (KnowPulp, 2019)

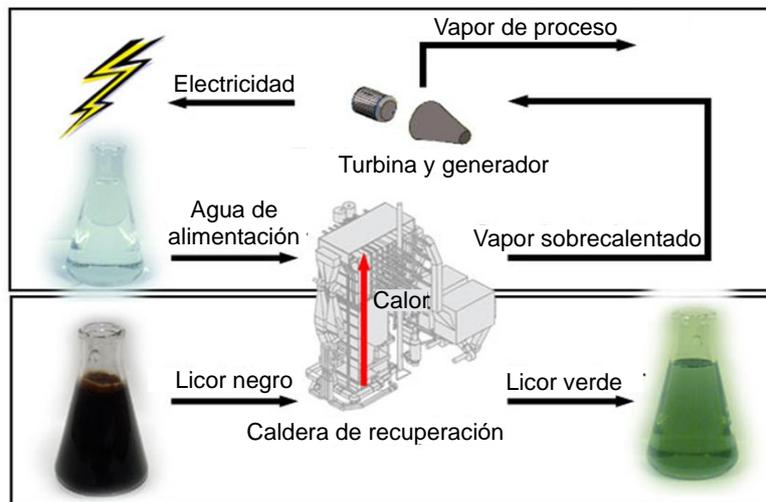


Figura 43: Recuperación de productos químicos y energía en la caldera de recuperación de licor negro (Know Pulp, 2019)

8.2.5 Tratamiento de aguas residuales

Las aguas residuales del proceso de pastado y descortezado de troncos son tratados generalmente en una planta de tratamiento de aguas residuales en la propia fábrica. El contenido orgánico de las aguas residuales sería perjudicial para el medio ambiente si se descargara sin separación y tratamiento. Mediante un proceso de lodos activados, el contenido orgánico de las aguas residuales es reducido por bacterias, produciéndose el lodo. El desafío de este proceso es que se producen grandes volúmenes de **lodo húmedo**, el cual

es difícil de manejar. Es posible reducir la cantidad de lodo mediante digestión y producir biogás o calentar la solución acuosa del lodo a más de 200°C en el llamado proceso de carbonización hidrotérmica, para convertir el lodo en un producto similar al carbón con bajo contenido de agua y una fase acuosa.



Figura 44: Proceso de lodos activados para eliminación de los componentes orgánicos de las aguas residuales (KnowPulp, 2019)

8.3 Etanol de licor negro/marrón

En el **proceso de pasteado al sulfito ácido**, en el que el pasteado se realiza a un nivel de pH bajo, la parte hemicelulósica de la madera es convertida en azúcares simples, también denominados azúcares monoméricos. Los azúcares monoméricos pueden ser fermentados directamente a etanol mediante el uso de levadura o digeridos para producir biogás. En la actualidad, el etanol es producido en varias plantas de celulosa antiguas basadas en la tecnología de pasteado al sulfito. La ventaja de este enfoque es que los azúcares adecuados para la producción de etanol pueden ser fácilmente obtenidos como un subproducto de la producción de pasta de celulosa a partir de la fracción hemicelulósica de la madera. Ciertos tipos de azúcares, como los azúcares de 5 átomos de carbono, como la xilosa, no se convierten en etanol de forma eficiente y, por lo tanto, a menudo también se produce biogás con ellos. A diferencia de la producción de etanol a partir de procesos en los que se utiliza la fracción celulósica, no se necesita una etapa costosa de hidrólisis enzimática que requiere largos tiempos de reacción. Sin embargo, en la actualidad la mayoría de las plantas de celulosa emplean el **proceso de pasteado Kraft**, que limita las posibilidades de producción de etanol, ya que esta vía solo se puede utilizar en los procesos de pasteado al sulfito.

Ejemplos de plantas de celulosa al sulfito en funcionamiento hoy en día y que producen etanol son la planta de Domsjö en Örnsköldsvik (Suecia) y Borregaard en Sarpsborg (Noruega). La planta de Domsjö produce anualmente 20.000 toneladas de etanol y 90 GWh de biogás a partir de las corrientes secundarias obtenidas en el procesado de 1,4 millones de m³ de materia prima maderera para la producción de pasta de celulosa especial (principalmente para aplicaciones textiles) y de lignina (utilizada como aditivo para el hormigón) (Domsjö, 2019). Esta planta utiliza un proceso de pasteado al sulfito de sodio de dos etapas (Hankikoski, 2007).

La biorrefinería de Borregaard en Sapsborg, que produce pasta de celulosa especializada, genera 20 millones de litros de etanol al año, así como lignina especializada y una gama de diferentes productos (Borregaard, 2017). El etanol obtenido se usa para productos químicos o como solvente, pero también se vende a Statoil para su uso en el transporte (European Biofuels Technology Platform, 2016).

8.4 Gasificación del licor negro a DME

Un subproducto obtenido en la evaporación del licor negro es un licor concentrado que contiene componentes orgánicos, lignina, un porcentaje bajo de agua residual y aproximadamente un tercio de sales inorgánicas. El licor negro puede ser gasificado para obtener gas de síntesis (IEA, 2007), el cual puede ser transformado en biocombustibles adecuados para el transporte, tales como diésel-Fisher Tropsch (FT), metanol o dimetiléter (DME). Estos productos suelen tener un valor más alto que el calor y la electricidad obtenidos de la combustión de licor negro en una caldera de recuperación. Además, durante la gasificación, los productos químicos del proceso de cocción pueden ser recuperados ya que los compuestos orgánicos presentes en el licor negro se gasifican. De esta forma, el sulfato de sodio se transforma nuevamente en sulfuro de sodio y puede reutilizarse como químico en el proceso cocción para la producción de pasta de celulosa.

El DME es una sustancia que presenta propiedades similares a GLP. Se puede licuar a temperatura ambiente bajo presión (Røj, 2017). También puede ser producido a partir del gas de síntesis obtenido de la gasificación del licor negro o directamente o a partir de metanol. Volvo demostró la utilización de DME como un nuevo combustible diésel en automóviles y camiones. El DME tiene propiedades de combustible favorables, como un número de cetano similar al diésel.

El desafío en la gasificación del licor negro es el ambiente corrosivo a altas temperaturas y la formación de sales de metales alcalinos fundidas dentro del gasificador (Navqi and Yan, 2010). Además, cuando se reconvierte una planta de celulosa mediante la integración de procesos de gasificación del licor negro, la operación de dicha planta se vuelve más difícil. En una planta convencional que usa una caldera de recuperación, todo el azufre se recicla como Na_2S , pero en la gasificación del licor negro también se forma sulfuro de hidrógeno. Dado que se necesita hidróxido de sodio adicional para convertir el sulfuro de hidrógeno de nuevo en Na_2S , se requiere una mayor capacidad de la planta de caustificación (Navqi and Yan, 2010).

La empresa LTU Green Fuels, anteriormente Chemrec, ha operado una planta de gasificación de licor negro en Luleå (Suecia) y ha demostrado el proceso de gasificación de licor negro a dimetil éter (DME) en una escala de cuatro toneladas métricas/día. El licor negro se pulveriza como líquido en un gasificador de diseño propio y el gas de síntesis producido es enfriado rápidamente (*quenching*) (Landälv, 2016).

8.5 Metanol de plantas de celulosa

Durante la evaporación del licor negro en el proceso de pasteado Kraft, se produce una pequeña cantidad de **metanol** (típicamente entre 7-15 kg/tonelada de pasta seca al horno) (Jensen et al., 2012). Este puede ser separado en forma líquida de los condensados sucios de la evaporación del licor negro con un sistema de tratamiento de condensados. De esa manera, una sustancia que de otra manera sería considerada como una corriente residual para ser eliminada o tratada en el sistema de efluentes, puede almacenarse y utilizarse (Valmet, 2018b). El metanol se ha utilizado comúnmente mediante su combustión en la caldera de recuperación y en el horno de cal. También es útil como disolvente y para fabricar productos químicos como el ácido acético y la formalina, y puede utilizarse como combustible para vehículos.

El metanol procedente del proceso de pasteado contiene impurezas sulfurosas, lo que dificulta su uso. Se han desarrollado diferentes sistemas de purificación. Por ejemplo, Andritz ha desarrollado un proceso de purificación (Andritz, 2019a) y se está construyendo una planta que tiene como objetivo producir 5.000 toneladas de metanol en Mörrum, en la planta de celulosa de Södra, Suecia (Andritz, 2019b).



Figura 45: Separación de metanol de la planta de celulosa: tanques de almacenamiento y sistema de extracción de condensado sucio (KnowPulp, 2019)

8.6 Valorización de los lodos de las plantas de celulosa y papel

En los sistemas de tratamiento de agua de las plantas de celulosa y papel se producen lodos con un gran contenido en agua. Estos lodos no pueden secarse lo suficiente mediante prensado mecánico o centrifugas, por lo que generalmente son quemados junto con otros combustibles secos. Esta práctica no es muy atractiva económicamente.

8.6.1 Carbonización Hidrotermal (“Hydrothermal Carbonisation”, HTC)

La carbonización hidrotermal (HTC) es un método para separar el agua contenida en el lodo y producir un producto similar al carbón (**hydrochar**). En este proceso, la materia prima es calentada en una solución acuosa hasta aproximadamente 200 – 250 °C, formándose un producto similar al carbón (Figura 46) que se separa de la fase acuosa después del enfriamiento. Dado que las reacciones en el proceso tienen lugar en fase líquida, la presión se mantiene lo suficientemente alta como para mantener la solución en estado líquido a la temperatura de funcionamiento.

La mayor parte del contenido de energía en el lodo es retenida en el producto similar al carbón, mientras que solo una pequeña parte de la materia orgánica va a la fase acuosa. Una pequeña parte también es liberada en forma gaseosa, principalmente como dióxido de carbono. La composición típica del *hydrochar* obtenido de las plantas de celulosa y papel se muestra en la Tabla 11.



Figura 46: *Pellets de biocarbón e hydrochar* producidos con el proceso HTC de C-Green (Fuente: C-Green)

Tabla 11: Composición (kg por tonelada en peso seco en lodo) de *hydrochar* de los ensayos de la planta piloto de HTC de C-Green (Fuente: C-Green)

	Raw sludge	Wet-ox	Hydro-char	Off-gas	Filtrate return
C	480	0	275	170	35
H	55	0	25	10	20
O	235	250	95	200	190
S	25	0	10	0	15
N	80	0	25	0	55
Ash	125	0	109	0	16
Total	1000	250	539	380	331

C-Green Technology y Stora Enso están construyendo una planta de demostración de HTC en Heinola (Finlandia) en una fábrica de cartón ondulado semiquímico. La planta planeada de HTC transformará 25.000 toneladas de lodo de la planta en biocarbón. La cantidad representaría aproximadamente 13 GWh de bioenergía y reduciría 7000 toneladas de emisiones de CO₂ equivalente. (Bioenergía Internacional, 2018). (Bioenergy International, 2018)

8.6.2 Digestión anaerobia (DA)

Otra opción es tratar el lodo mediante digestión anaerobia (DA) para producir biogás y reducir la cantidad de lodo. Estas plantas de DA están caracterizadas por grandes volúmenes de materia prima proveniente de la industria de celulosa y papel y el alto contenido orgánico del lodo. Además, existe un menor riesgo en la manipulación de este material que el lodo de las plantas de tratamiento de aguas residuales municipales, ya no contiene patógenos. Sin embargo, una desventaja es que este lodo puede contener componentes inhibitorios para la digestión.



Figura 47: Lodos del tratamiento de aguas residuales de una planta de celulosa (KnowPulp, 2019)

En Äänekoski (Finlandia), en la fábrica de bioproductos de Metsä Fibre, los lodos procedentes del tratamiento de aguas residuales son tratados con digestión anaeróbica produciendo biogás y *pellets* (Biokaasuyhdistys, 2016). En 2017 se anunció que parte del biogás del digester de Metsä Fibre sería convertido en biometano (Bioenergy, 2017).

Scandinavian Biogas ha desarrollado un concepto de co-digestión llamado Effisludge, en el que el lodo de las aguas residuales se digiere con otros sustratos complementarios. Igualmente demuestran la producción de biogás a partir del lodo de tratamiento de aguas residuales en la planta de celulosa de Skogn de Norske Skog (Noruega). (Scandinavian Biogas, 2019).

El biogás también podría producirse a partir de los condensados procedentes de procesos producción de celulosa semi-mecánicos. Para ello se llevaron a cabo diferentes pruebas de laboratorio durante 10 días en la planta Heinola de cartón ondulado en Finlandia. Se espera que el tratamiento anaerobio de los condensados disminuya la carga de la planta de tratamiento de aguas residuales y aumente la producción de biogás. (Lotti, 2013)

8.7 Extracción de lignina

La lignina concentrada obtenida a partir del licor negro es generalmente quemada en una caldera de recuperación. La lignina separada del proceso Kraft puede usarse como producto energético, por ejemplo, como combustible en el horno de cal o convertirse en un biocombustible más avanzado mediante licuefacción hidrotermal. Esta puede recuperarse del licor negro en el proceso Kraft bajando primero el pH, hasta aproximadamente 9 – 10, usando CO₂ para que precipite y, a continuación, se lava con una solución de ácido sulfúrico para eliminar impurezas como el sodio mediante lixiviación (Andritz 2019c).

Valmet ha desarrollado una tecnología llamada LignoBoost (Valmet, 2018a) para la separación de lignina. Mediante este proceso es posible adecuar la lignina a diferentes calidades. El proceso de LignoBoost ha sido demostrado a gran escala en la Planta de Stora Enso Sunila (Finlandia) (producción de lignina 50.000 t/a) y por la empresa Domtar en los Estados Unidos, así como a escala piloto en Bäckhammar (Suecia).

Otros procesos de separación de lignina en desarrollo son el de LignoForce de FPIInnovations, llevado a cabo en la planta de celulosa de West Fracer en Canadá (Kouisni et al., 2016), en el que se incluye una etapa de oxidación separada que oxida los componentes de azufre olorosos y volátiles con oxígeno en componentes no oloroso y no volátiles, y el proceso secuencial de recuperación y purificación de lignina líquida (*“Sequential Liquid Lignin*

Recovery and Purification”, SLRP), en el que la lignina es separada por gravedad y no tiene que filtrarse como en los otros procesos (Velez & Thies, 2015).



Figura 48: Lignina separada del proceso Kraft (KnowPulp, 2019)

8.8 Licuefacción hidrotermal

La licuefacción hidrotermal (“*Hydrothermal liquefaction*”, HTL) es un proceso atractivo para aumentar el contenido energético de las corrientes que contienen compuestos orgánicos húmedos mediante su transformación en un producto biocrudo sin necesidad de secado. La fase acuosa que se produce en la HTL como producto secundario también puede tratarse en la planta de celulosa mediante evaporación y ser quemada en la caldera de recuperación.

El licor negro, la lignina, el lodo de aserrín y otras materias primas que contengan materia orgánica pueden ser transformados en un aceite pesado como el biocrudo mediante HTL (Figura 49). El biocombustible así obtenido necesitará un proceso de *upgrading* en una refinería de petróleo para poder ser usado como combustible de transporte. En el proceso HTL la materia prima es tratada en una solución acuosa a alta temperatura, típicamente entre 270 – 370 °C y presión elevada de entre 5 – 30 MPa.

Entre los ejemplos de empresas que contribuyen al desarrollo del proceso de licuefacción mediante HTL o procesos similares se encuentran Renfuels, Suncarbon, SCA, Silva Green energy, Steeper Energy y Licella.

Renfuel produce un producto biocrudo llamado Lignol mediante un proceso catalítico a partir de lignina. Han demostrado su tecnología en Bäckhammar (Suecia), cerca de la planta de demostración LignoBoost y actualmente están construyendo una planta de producción en Vallvik (Suecia) en cooperación con la fábrica de celulosa de Rottneros y la refinería de petróleo Preem. La apertura de esta planta está prevista para el primer trimestre de 2021 (Renfuels, 2019).

Suncarbon está separando la lignina mediante tecnología de membranas y, posteriormente, convirtiéndola en lignina despolimerizada mediante tratamiento hidrotermal (Suncarbon, 2019). SCA también está investigando la producción de combustibles a partir de licor negro, posiblemente utilizando HTL (Papnews, 2016).

Silva Green energy está construyendo una planta de demostración en Tofte (Noruega), en la que los residuos forestales son convertidos en biocrudo con HTL (BiofuelsDigest, 2018).



Figura 49: Crudo de HTL producido a partir de licor negro (Fuente: VTT)

8.9 Sustitución de los combustibles fósiles en la producción de energía de las fábricas de papel

Las fábricas de papel existentes en Europa Central y en el Sur de Europa dependen en gran medida del gas natural. El gas natural representa más del 50% de los combustibles utilizados para la fabricación de papel en Italia, Países Bajos, España, Reino Unido y Alemania (CEPI, 2018a). Las fábricas de Alemania, Polonia, República Checa y Hungría también utilizan cantidades importantes de carbón. Por ello, un enorme potencial de reconversión bioenergética radica en el aumento de la cuota de bioenergía en las fábricas de papel europeas.

Aunque aumentar aún más la proporción de biomasa es técnicamente una opción viable en las fábricas de papel, éstas tienen un acceso limitado a los recursos energéticos de origen biológico, carecen de instalaciones de almacenamiento y tienen limitaciones logísticas (CEPI, 2018a). El gas natural puede sustituirse por biogás procedente de fuentes externas y las plantas pueden recuperar de forma más eficiente la energía de los lodos y los rechazos. La CEPI (CEPI, 2018a) estima que hasta el 10% del consumo de energía en una fábrica de papel podría cubrirse con biogás procedente de tratamientos anaeróbicos de aguas residuales.



Figura 50: La corteza es una posible fuente de bioenergía en plantas de celulosa (Know Pulp, 2019)

8.10 Combustibles alternativos en el horno de cal y la gasificación de la corteza

En las fábricas de celulosa, el licor negro se suele quemar en la caldera de recuperación para producir calor y electricidad. La corteza, como producto secundario del descortezado, también se suele quemar o gasificar. En ambos casos, se produce calor y electricidad adicionales. Algunas de las fábricas de celulosa venden parte del calor producido a un sistema comunitario de calefacción urbana. De forma alternativa, la corteza puede venderse a una empresa de energía separada que produce calor y electricidad tanto para la fábrica como para una comunidad cercana.

La mayor parte de la energía para las fábricas de celulosa se produce a partir de la propia materia prima, es decir, de la madera para pasta de celulosa. El horno de cal ha sido tradicionalmente uno de los mayores consumidores de combustible fósil en estas fábricas. Los combustibles fósiles utilizados incluyen el gas natural o el petróleo. Otros combustibles como el biogás, la lignina y el aserrín también han sido utilizados en los hornos de cal. Recientemente, los combustibles fósiles comúnmente utilizados en los hornos de cal han sido sustituidos por otros renovables.

En la planta de fibras de Metsä en Joutseno (Finlandia), la corteza se gasifica en un gasificador operado con aire y el gas producido se quema en el horno de cal. En la fábrica de bioproductos de Metsä en Äänekoski (Finlandia), la corteza también se gasifica para producir un gas combustible para el horno de cal. Para un gasificador de aire ya existente que se ha reconvertido a un gasificador de doble lecho, se ha propuesto producir también gas de síntesis como una opción futura para aumentar la producción de bioenergía y productos de alto valor. El concepto permitiría la producción de biocombustibles para el transporte, como el gasóleo Fischer-Tropsch, con una inversión adicional menor.



Figura 51: Componentes de una planta de gasificación (Know pulp, 2019)

8.11 Diésel renovable producido a partir del tall oil de las fábricas de celulosa

El *tall oil* (Figura 52) es una materia prima atractiva para la producción de biocombustibles debido a su bajo contenido de oxígeno. Debido a esto, requiere menos tratamiento en comparación con otras materias primas. El *tall oil* crudo se obtiene en la separación del jabón en la fábrica de celulosa Kraft. El jabón se acidifica para separar el *tall oil* crudo. Este puede ser purificado y refinado en fracciones con diferentes puntos de ebullición.



Figura 52: Muestras de *tall oil* crudo y corteza en el centro de visitas Pro Nemus de Metsä Group.

Una desventaja de utilizar el *tall oil* para la producción de biocombustibles es que su disponibilidad es limitada y parte de él podría utilizarse para productos químicos más valiosos

que los biocombustibles. En el caso de los biocombustibles a base de *tall oil*, los planes de apoyo en Suecia favorecen la producción de biocombustible en lugar de productos químicos.

Sunpine, en el norte de Suecia, esterifica el *tall oil* con éster metílico y el producto obtenido es transformado posteriormente en combustibles para el transporte en la refinería de Preem en Piteå (Suecia) (Sunpine, 2019). La Biorrefinería UPM produce biocombustibles para el transporte en Lappeenranta (UPM, 2019). La capacidad de la instalación es de 120 millones de litros de diésel renovable y nafta al año. La Figura 53 muestra la tecnología mejorada de producción de biocombustibles de UPM de forma más detallada.



Figura 53: Diagrama de flujo de la producción de diésel renovable de UPM (Fuente: UPM⁵⁶)

8.12 Observaciones finales

La reconversión bioenergética de la industria de la celulosa y el papel puede utilizarse para sustituir los combustibles fósiles utilizados in situ para la producción de energía (gas natural, carbón y fueloil) por alternativas renovables o para permitir la producción de combustibles renovables a partir de corrientes secundarias del proceso.

Las opciones relacionadas con la sustitución de los combustibles fósiles por la bioenergía en las fábricas de celulosa y papel dependen en gran medida del emplazamiento. Las fábricas de celulosa tienen varias corrientes secundarias utilizables. Que estas corrientes sean suficientes para cubrir el consumo de energía de las fábricas depende de la tecnología de pasteado utilizada. En el proceso de fabricación de pasta de celulosa Kraft, las corrientes secundarias pueden utilizarse eficazmente y a menudo se produce un exceso de energía que puede ser vendida, especialmente si no están integradas con una fábrica de papel. En el pasteado al sulfito, los azúcares que quedan en el licor negro/marrón pueden ser convertidos en biogás o en etanol, mientras que la lignina, que es transformada en lignosulfonatos, normalmente se vende y no se quema. En la industria de la celulosa, los combustibles fósiles suelen sustituirse por corteza (residuos del descortezado) y biogás (de la digestión anaeróbica

⁵⁶ <https://www.upmbiofuels.com/about-upm-biofuels/production/>

de lodos o efluentes líquidos del tratamiento de aguas residuales de la fábrica). Las fábricas de papel, las que no están ubicadas junto a una fábrica de celulosa, no siempre tienen acceso a una materia prima adecuada para la producción de bioenergía. Sin embargo, el biogás y el *hydrochar* producidos a partir de los lodos del tratamiento de aguas residuales podrían aumentar también la cuota de bioenergía en estas plantas.

Además de reemplazar los combustibles fósiles, otra opción es reconvertir la instalación para producir combustibles renovables para mercados externos. Entre los combustibles que se pueden producir se encuentran el biogás, la lignina, el bioetanol, el diésel renovable o los biocrudos. En el proceso de recuperación de los productos químicos en las fábricas de celulosa Kraft, se produce más calor del que se necesita en el proceso, incluso si sólo se utilizan corrientes secundarias para la producción de energía. Este calor puede ser convertido en electricidad por una turbina y consumido o vendido. Sin embargo, transformar el exceso de calor en electricidad no es muy eficiente desde un punto de vista energético. Por lo tanto, utilizar parte de las corrientes secundarias y el exceso de calor para producir productos bioenergéticos como la lignina y los biocombustibles líquidos se presenta como una opción atractiva.

La viabilidad de la reconversión bioenergética depende en gran medida del tipo de proceso de pasteado que se utilice como se ha dicho anteriormente. En el proceso de cocción al sulfito, la valorización de la hemicelulosa a bioetanol o la producción de biogás es una opción. Sin embargo, en el proceso de Kraft, la valorización de los azúcares después de la cocción del licor negro es difícil, ya que se degradan en el proceso. Solo en un caso especial, cuando se disuelve la pasta de celulosa para aplicaciones textiles, puede utilizarse una corriente de subproductos de hemicelulosas también en el proceso Kraft. Generalmente, en el proceso Kraft, la lignina puede ser separada del licor negro y utilizarse como combustible directamente en el horno de cal reemplazando los combustibles fósiles. También puede ser transformada en biocrudo mediante licuefacción hidrotermal. El producto de biocrudo puede ser sometido a procesos de refinado para convertirlo en biocombustibles de transporte de alta calidad en una refinería de petróleo. Por último, también es posible transformar directamente parte del licor negro en biocrudo mediante licuefacción hidrotermal.

En el proceso Kraft se producen corrientes secundarias, como el metanol de la evaporación de licor negro y *tall oil* del jabón separado en la evaporación de licor negro. El metanol puede ser purificado, mediante la eliminación de impurezas olorosas, y utilizado como biocombustible o como químico. El *tall oil* o las fracciones pesadas del proceso de refinado posterior, como la brea de *tall oil*, pueden ser convertidos en combustibles diésel y gasolina renovables. Sin embargo, los combustibles renovables no son el único uso del metanol y el *tall oil*, también pueden ser transformados en productos más valiosos como alimentos funcionales (esteroles) y pinturas (aglutinantes). En los procesos semiquímicos, como el pasteado semiquímico al sulfito neutro, los condensados que contienen ácido acético pueden utilizarse en la producción de biogás.

En todos los procesos de pasteado, la corteza separada de los troncos, que es un producto secundario que no se usa en la producción de pasta de celulosa, puede ser utilizada para producir calor y electricidad en una caldera separada o gasificada para obtener un gas combustible. Este gas combustible puede ser quemado en lugar de combustibles fósiles en la producción de cal en la recuperación química. Además, puede ser vendido o almacenado como tal o ser refinado en forma líquida o convertirse en biometano que puede alimentarse a la red de gas.

Por lo general, las fábricas también generan aguas residuales y lodos. Estas corrientes residuales pueden ser procesadas y generar biogás, aunque algunas corrientes, como el agua del descortezado, pueden contener sustancias que inhiben la producción de biogás. Otra posibilidad es convertir el lodo en un producto similar al carbón (*hydrochar*) mediante un proceso de carbonización hidrotermal. El *hydrochar*, que tiene un alto contenido de energía, puede ser utilizado para fines energéticos.

Las opciones de reconversión bioenergética relacionadas con la industria de la celulosa y el papel se encuentran en diferentes niveles de madurez técnica, lo que dificulta las posibilidades de implantación. La sustitución de los combustibles fósiles puede ser una opción técnicamente viable. Existen procesos comerciales relacionados con la utilización de corrientes secundarias, como la combustión de cortezas, la gasificación de cortezas, la producción de biogás a partir de los residuos de estas fábricas, la producción de etanol a partir de licor negro, la conversión del *tall oil* en combustibles para el transporte y la separación de lignina a partir de licor negro Kraft. La conversión de la corteza y el licor negro mediante la gasificación en biocombustibles, la purificación del metanol, la producción de biocrudo a partir de lignina y licor negro y la carbonización hidrotermal de los lodos han sido demostrados en unidades piloto o plantas de demostración conectadas a las fábricas de celulosa.

Los ejemplos de mejores prácticas del proyecto BIOFIT están relacionados con la instalación de un nuevo gasificador para alimentar el horno de cal con gas derivado de biomasa y con la producción de diésel renovable a partir *tall oil* derivado de madera. Además, el caso de estudio del proyecto BIOFIT investigó la fermentación de licor en la planta de celulosa AustroCel Hallein. Este ejemplo demostró con éxito que la reconversión es posible con tecnologías comerciales. El caso de estudio del proyecto BIOFIT relacionado con la carbonización hidrotérmica de los lodos de aguas residuales de la planta de celulosa mostró que los usos rentables para esta tecnología emergente también se pueden encontrar en la industria de la celulosa. El principal desafío encontrado es el establecimiento de mercados para el producto, aunque se identificaron aplicaciones potenciales.

Referencias

- Agora Energiewende and Sandbag (2019): The European Power Sector in 2018. Up-to-date analysis on the electricity transition. <https://sandbag.org.uk/wp-content/uploads/2019/01/The-European-Power-Sector-in-2018-1.pdf>
- Andritz (2019a) ANDRITZ methanol plant. - <https://www.andritz.com/products-en/group/pulp-and-paper/pulp-production/kraft-pulp/evaporation-plants/methanol-plants> [8.3. 2019]
- Andritz (2019b) ANDRITZ to supply bio-methanol plant for Södra's Mönsterås mill in Sweden. - <https://www.andritz.com/group-en/news-media/pulp-paper/2018-05-18-soedra-group> [8.3. 2019]
- Andritz (2019c) ANDRITZ Lignin Recovery Technology for Kraft Mills - <https://www.andritz.com/products-en/group/pulp-and-paper/pulp-production/kraft-pulp/lignin-recovery> [8.3.2019]
- Bartels, J. & Reinders, M.J. (2011) Consumer innovativeness and its correlates: A propositional inventory for future research. Journal of Business Research, 64, 601-609.
- Bioenergy Europe (2017) Statistical Report 2017 Edition
- Bioenergy Europe (2019) Statistical Report 2019 Edition
- BiofuelsDigest (2018) The Silver in Silva: The Story of Steeper Energy and SGF's \$59M advanced biofuels project in Norway. - <http://www.biofuelsdigest.com/bdigest/2018/01/16/the-silver-in-silva-the-story-of-steeper-energys-59m-advanced-biofuels-project-in-norway/> [8.3.2019]
- Biokaasuyhdistys (2016) Äänekoski Biogas Production. - <http://www.biokaasuyhdistys.net/wp-content/uploads/2018/05/EE-MF-presentation.pdf> accessed [8.3.2019]
- Braune M., Grasemann E., Gröngröft A., Klemm M., Oehmichen K., Zech K., (2016) Die Biokraftstoffproduktion in Deutschland - Stand der Technik und Optimierungsansätze DBFZ Report Nr. 22; https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_22.pdf
- CarbonBrief (2019) Mapped: The world's coal power plants. - <https://www.carbonbrief.org/mapped-worlds-coal-power-plants> [26.10.2019]
- CEPI (2017) Key Statistics 2017 - European Pulp and Paper Industry. <http://www.cepi.org/keystatistics2017>
- CEPI (2018a). "Summary for Policy Makers - The Challenge : Decarbonising Whilst Being Recycling Pioneer."
- CEPI (2018b) "Types of Pulping Processes." Statistics. - <http://www.cepi.org/node/22334>.
- CEPI (2019) Key Statistics 2018 - European pulp & paper industry. Statistics. - <http://www.cepi.org/system/files/public/documents/publications/Final%20Key%20Statistics%202018.pdf>
- Chan, Y., Kantamaneni, R. (2015) Study on Energy Efficiency and Energy Saving Potential in Industry and on Possible Policy Mechanisms. A report submitted by ICF Consulting Limited. <https://ec.europa.eu/energy/en/studies/study-energy-efficiency-and-energy-saving-potential-industry-and-possible-policy-mechanisms>
- Cho, J. (2006) The mechanism of trust and distrust formation and their relational outcomes. Journal of Retailing, 82, 25-35.
- Defra (2008) A framework for proenvironmental behaviours. London: Department for Environment, Food and Rural Affairs.
- Diederichs, Gabriel W., Mohsen Ali Mandegari, Somayeh Farzad, and Johann F. Görgens (2016). Techno-economic comparison of biojet fuel production from lignocellulose, vegetable oil and sugar cane juice. Bioresource technology, 216, 331–39.
- Dietrich, Sebastian, Katja Oehmichen, Konstantin Zech, Franziska Müller-Langer, Stefan Majer, Jasmin Kalcher, Karin Naumann, Ronny Wirkner, Robert Pujan, Maria Braune, Arne

- Gröngroft, Uwe Albrecht, Tetyana Raksha, Werner Weindorf, Matthias Reichmuth, Johannes Gansler, and Alexander Schiffler (2017). Machbarkeitsanalyse für eine PTG-HEFA-Hybridraffinerie in Deutschland. Leipzig.
https://bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/MKS/machbarkeitsanalyse-ptg-hefa-hybridraffinerie.pdf?__blob=publicationFile.
- Drax Group plc (2018) Annual report and accounts 2018. <https://www.drax.com/wp-content/uploads/2019/03/Drax-Annual-report-accounts-2018.pdf> [29.10.2019]
- DSM (2013). DSM and POET to make advanced biofuels a reality by 2013.
<https://www.dsm.com/corporate/media/informationcenter-news/2012/01/01-12-dsm-and-poet-to-make-advanced-biofuels-a-reality-by-2013.html>
- ENERGY BARGE-Building a Green Energy and Logistics Belt, Project Code: DTP1-175-3.2 (2017) National Sustainability Framework Conditions for Bioenergy Feedstock Production.
<http://www.interreg-danube.eu/approved-projects/energy-barge> [30.04.2019]
- ENERGY BARGE-Building a Green Energy and Logistics Belt, Project Code: DTP1-175-3.2 (2017b) Mapping the political and regulatory framework in the Danube region regarding biomass production for energetic use and logistics. <http://www.interreg-danube.eu/approved-projects/energy-barge> [30.04.2019]
- ETIP Bioenergy (2019) European Innovation and Technology Platform – Feedstocks.
<http://www.etipbioenergy.eu/> [30.04.2019]
- EURACOAL (2017) Coal Industry Across Europe. <https://euracoal.eu/library/publications/>
- European Biofuels Technology Platform (2016) Borregaard – Commercial Plant in Sarpsborg, Norway. Biofuel Fact Sheet. http://www.etipbioenergy.eu/images/Factsheet_Borregaard_final.pdf.
- ETIP Bioenergy (2019) <http://www.etipbioenergy.eu/value-chains/feedstocks/forestry/wood-chips> [20.12.2019]
- European Biogas Association (2019) Annual Report 2018 <http://european-biogas.eu/wp-content/uploads/2019/03/EBA-Annual-Report-2018.pdf>
- European Commission (2009): DIRECTIVE 2009/30/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 23 April 2009 amending Directive 98/70/EC as regards the Project co-funded by European Union funds (ERDF) 118 specification of petrol, diesel and gas-oil and introducing a mechanism to monitor and reduce greenhouse gas emissions and amending Council Directive 1999/32/EC as regards the specification of fuel used by inland waterway vessels and repealing Directive 93/12/EEC, Official Journal of the European Union, June, L 140/88.
- European Commission (2013) Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions of 20 September 2013 on the new EU Forest Strategy: for forest and the forest-based sector.
- European Commission (2019) Agriculture and rural development-Biomass potential. - https://ec.europa.eu/agriculture/bioenergy/potential_en [30.04.2019]
- European Commission (2019b) Renewable energy directive.
<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive> [30.04.2019]
- European Commission (2019c) Biodegradable Waste. - <https://ec.europa.eu/environment/waste/compost/index.htm> [17.09.2019]
- European Parliament (2018). Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources. 30.07.2019 <http://data.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj>
- Faaij A.P.C. (2018) Securing sustainable resource availability of biomass for energy applications in Europe; review of recent literature
- FAO (2019) <http://www.fao.org/3/j4504E/j4504e06.htm> [20.12.2019]
- Flach, Bob, Sabine Lieberz, Marcela Rondon, Barry Williams, and Candice Wilson (2016). EU-27. Biofuels.

- FNR (2013) Biomethane. - <https://mediathek.fnr.de/media/downloadable/files/samples/b/i/biomethane.pdf>
- Forschungszentrum Jülich (2019) Reformierung von Biokraftstoffen. https://www.fz-juelich.de/iek/iek-3/DE/Forschung/BGE/Brennstoffzellenseiten/Reformierung/Reformierung%20von%20Biokraftstoffen/_node.html
- Geleynse S., Brandt K., Garcia-Perez M., Wolcott M., Zhang X. (2018) The Alcohol-to-Jet Conversion Pathway for Drop-In Biofuels: Techno-Economic Evaluation. - Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim <https://doi.org/10.1002/cssc.201801690>
- Goldsmith, R.E. & Hofacker C.F. (1991) Measuring consumer innovativeness. Journal of the Academy of Marketing Science, 19, 209-221.
- Gröngroft, Arne (2011). 'Combined Processing of Grain and Straw to Produce Bioethanol and Other Products'. presented at the 19th International Symposium on Alcohol Fuels (ISAF), Verona, October 10.
- Gurría, P., Ronzon, T., Tamosiunas, S., López, R., García Condado, S., Guillén, J., Cazzaniga, N. E., Jonsson, R., Banja, M., Fiore, G., M'Barek R. (2017) Biomass flows in the European Union: The Sankey Biomass diagram- towards a cross-set integration of biomass, EUR 28565 EN, doi:10.2760/35241
- Hankikoski, S. (2014) High yield nucleophile cooking of wood chips. VTT Technical Research Centre of Finland. Research Report VTT-R-07962-13. <https://www.vtt.fi/inf/julkaisut/muut/2013/VTT-R-07962-13.pdf>.
- Hansen, L., Fendt, S., Janssen, A., Abelha, P., Nanou P., Joronen, T., Björklund, P. (2018). Bioficiency Project Deliverable 2.2: Performance of biomass pre-treatment. https://2f86f8c4-58a4-4c52-a2f7-723dcc2c71ad.filesusr.com/ugd/31278e_95690029adb84dbf8deb8e6974a18a1f.pdf [17.2.2020]
- Hirschman, E.C. (1980) Innovativeness, novelty seeking, and consumer creativity. Journal of Consumer Research, 7, 283-295.
- IEA (2007) Black Liquor Gasification - Summary and Conclusions from the IEA Bioenergy ExCo54 Workshop. <https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2013/10/Black-Liquor-Gasification-summary-and-conclusions1.pdf> [8.3.2019]
- IEA Bioenergy (2017) Factsheet: Indirect Cofiring http://task32.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2017/03/factsheet_indirect_cofiring.pdf [17.2.2020]
- IEA Clean Coal Centre (2018) Pulverized Coal Combustion (PCC) <https://www.iea-coal.org/pulverised-coal-combustion-pcc/> [17.2.2020]
- IEA (2019) Electricity Statistics. - <https://www.iea.org/statistics/electricity/logen> Corporation (2015). Costa Pinto Project. <http://www.iogen.ca/raizen-project/>
- IEA (2022) Electricity Market Report - January 2022. - <https://www.iea.org/reports/electricity-market-report-january-2022>
- Iogen Corporation (2015). Costa Pinto Project. <http://www.iogen.ca/raizen-project/>
- Isfort, J., Nittinger, and V. Gollnick (2012). Auswirkung von HVO-Kraftstoffeigenschaften auf das Nutzlast-Reichweiten-Verhalten. https://publikationen.dglr.de/?tx_dglrpublications_pi1%5Bdocument_id%5D=281188
- Jensen, A., Trevor, Ip., Percy, J. (2012) Methanol purification system. PEERS Conference. <http://www.ahlundberg.com/wp/wp-content/uploads/2017/05/AHL-Methanol-Purification-System.pdf> [8.3.2019]
- Lane (2019). Patriot Renewable Fuels hires Leifmark to plan first stage of major US cellulosic ethanol project Biofuels Digest. <https://www.biofuelsdigest.com/bdigest/2014/05/27/patriot-renewable-fuels-hires-leifmark-to-plan-first-stage-of-major-us-cellulosic-ethanol-project/>
- Kahneman, D. & Tversky, A. (1979) Prospect theory: An analysis of decision under risk. Econometrica, 47, 263-292.

- Karampinis, E., Grammelis, P., Agraniotis, M., Violidakis, I., Kakaras, E. (2014) Co-firing of biomass with coal in thermal power plants: technology schemes, impacts, and future perspectives. *WIREs Energy Environ*, 3, 384–399. DOI: 10.1002/wene.100
- Kiesel A., Wagner M., Lewandowski I. (2017) Sustainability, 9, 5, 1-20, Environmental Performance of Miscanthus, Switchgrass and Maize: Can C4 Perennials Increase the Sustainability of Biogas Production?
- Kirchherr, J., Reike, D. & Hekkert, M. (2017) Conceptualizing the circular economy: An analysis of 114 definitions. *Resources, Conservation & Recycling*, 127, 221-232.
- Knowpulp database - <http://www.knowpulp.com/> [10.4.2019]
- Kofman, P.D. (2016) New fuels: thermally treated biomass. <http://www.coford.ie/media/coford/content/publications/projectreports/cofordconnects/cofordconnectsnotes/00675CCNPP40Revised091216.pdf> [17.2.2020]
- Koornneef, J., Junginger, M., Faaij, A. (2006) Development of fluidized bed combustion—An overview of trends, performance and cost. *Progress in Energy and Combustion Science* 33, 19–55
- Koppejan, J., van Loo, S. (2012) *The Handbook of Biomass Combustion and Co-firing*. DOI: 10.4324/9781849773041
- Kouisni, L., Gagne, A., Maki, K., Holt-Hindle, P., Pleologou, M. (2016). LignoForce System for the Recovery of Lignin from Black Liquor: Feedstocks Options, Odor Profile, and Product Characterization. *ACS Sustainable Chem. Eng.* 4 (10), pp. 5152–5159, DOI: 10.1021/acssuschemeng.6b00907
- Landälv, I. (2016) Efficient integration of fuel generation with the pulping process. Presentation in EBTP/ETIP Bioenergy's 7th Stakeholder Plenary Meeting. http://www.etipbioenergy.eu/images/160621_Landalv.pdf [8.3.2019]
- Leonidou, C.N. & Skarmeas, D. (2017) Gray shades of green: Causes and consequences of green skepticism. *Journal of Business Ethics*, 144, 401-415.
- Lotti, O. (2013) Anaerobic Wastewater Treatment of Acetic Acid Rich Condensate (in Finnish). Master's thesis. Aalto University. <http://urn.fi/URN:NBN:fi:aalto-201310167720>
- Massachusetts Institute of Technology (2007) *The Future of Coal. Options for a carbon-constrained world*. https://web.mit.edu/coal/The_Future_of_Coal.pdf [17.2.2020]
- Macrelli S., Galbe M., Wallberg O., (2014) Effects of production and market factors on ethanol profitability for an integrated first and second generation ethanol plant using the whole sugarcane as feedstock. *Biotechnology for Biofuels* 2014, 7:26.
- Mazutis, D. & N. Slawinski (2015) Reconnecting business and society: Perceptions of authenticity in corporate social responsibility. *Journal of Business Ethics*, 131, 137-150.
- Mittelbach, M. (2015), Fuels from oils and fats: Recent developments and perspectives. *Eur. J. Lipid Sci. Technol.*, 117: 1832-1846. doi:10.1002/ejlt.201500125
- Naqvi, M., Yan, J. (2010). Black liquors gasification integrated in pulp and paper mills: A critical review., *Bioresource Technology* 101, pp. 8001–8015.
- Naumann, K., J. Schröder, H. Etzold, F. Müller-Langer, E. Remmele, K. Thuneke, and K. Oehmichen (2019). Monitoring Biokraftstoffsektor. Leipzig. https://www.dbfz.de/fileadmin//user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_11_4.pdf
- Neste Oil (2012). Neste Oil and Lufthansa satisfied with results of renewable aviation fuel trial. <https://www.neste.com/neste-oil-and-lufthansa-satisfied-results-renewable-aviation-fuel-trial>
- Nuhoff-Isakhanyan et al., (2019) Motivations, experiences, and perceptions in best practice cases of retrofitting. – confidential BioFit Report; Wageningen Economic Research; The Netherlands
- Onwezen, M.C., Reinders, M.J. & Sijtsema, S.J. (2017) Understanding intentions to purchase bio-based products: The role of subjective ambivalence. *Journal of Environmental Psychology*, 52, 26-36.

- Papnews (2016). SCA testing liquid fuels from black liquor. <https://www.papnews.com/sca-testing-liquid-fuels-from-black-liquor/> [11.4.2019]
- Perkins G., Batalha N., Kumar A., Bhaskar T., Konarova M., (2019) Recent advances in liquefaction technologies for production of liquid hydrocarbon fuels from biomass and carbonaceous wastes. - Renewable and Sustainable Energy Reviews; Elsevier; <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109400>
- Pfau, S., Vos, J., Dammer, L. & Arendt, O. (2017) Public perception of bio-based products. RoadToBio - Deliverable no. 2.2.
- Philibert, C. (2018). Electro fuels: Status and perspectives. IEA Bioenergy.
- Rachbauer L, Voitl G, Bochmann G, Fuchs W. Biological biogas upgrading capacity of a hydrogenotrophic community in a trickle-bed reactor. Applied Energy. 2016;180:483-90.
- Reals, K. (2012). IN FOCUS: Airlines turn to alcohol as potential jet fuel replacement. www.flightglobal.com/news/articles/in-focus-airlines-turn-to-alcohol-as-potential-jet-fuel-replacement-368555/
- RenFuels (2019) LIGNOL® is made of lignin in a patented environmental friendly catalytic process... <https://renfuel.se/technology/?lang=en> [11.4.2019]
- Rentizelas, A.A., Tolis, A.J., Tatsiopoulos, I.P. (2009) Logistics issues of biomass: The storage problem and the multi-biomass supply chain. Renewable and Sustainable Energy Reviews 13, 887–894.
- Ribeiro J.M.C., Godina R., Matias J.C.O., Nunes, L.J.R. (2018) Sustainability, 10, 2323, Future Perspectives of Biomass Torrefaction: Review of the Current State-Of-The-Art and Research Development
- Rogers, E.M. (1962) Diffusion of innovations. New York: The Free Press.
- Røj, A. (2018) VOLVO -Fuels for commercial vehicles - Present and future challenges and opportunities. EU-India Conference on Advanced Biofuels. New Delhi, 6th-8th March 2018. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/34_roj_anders-volvo.pdf
- Rösch, C. & Kaltschmitt, M. (1999) Energy from biomass—do non-technical barriers prevent an increased use? Biomass and Bioenergy, 16, 347-356.
- Ryckmans, Y. (2012) Sustainable biomass for large power generation. IEA Co-firing Biomass with Coal Workshop, Copenhagen, Denmark 27 March 2012.
- Rutz D. et al., (2019) Framework conditions for retrofitting Europe's industry with bioenergy. – BioFit report, WIP Renewable Energies, Munich, Germany, www.biofit-h2020.eu
- Samuelson, W. & Zeckhauser, R. (1988) Status quo bias in decision making. Journal of Risk and Uncertainty, 1, 7-59.
- Savat, P. (2010) Activities at Rodenhuize power plant: Advanced and Max Green Projects. TOTeM 35 – Co-firing secondary fuels in power generation: from fuel characterization to full scale testing. Pisa, Italy, 23 - 24 September 2010
- Scarlat, N., Dallemand, J., Taylor, N. and Banja, M., Brief on biomass for energy in the European Union, Sanchez Lopez, J. and Avraamides, M. editor(s), Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2019, ISBN 978-92-79-77234-4, doi:10.2760/49052, JRC109354.
- Scandinavian Biogas (2019). The EffiSludge concept. - <http://scandinavianbiogas.com/effisludge/theproject/the-effisludge-concept/> [8.3.2019]
- Schröder, J.; Naumann, K. (Hrsg.) (2022): Monitoring erneuerbarer Energien im Verkehr. Leipzig: DBFZ. 340 S. ISBN: 978-3-946629-82-5. DOI: 10.48480/19nz-0322.
- Scott Bentsen N., Felby (2012) Biomass for energy in the European Union - a review of bioenergy resource assessments. - Biotechnology for Biofuels 2012 5:25 <https://doi.org/10.1186/1754-6834-5-25>

- Searcy E., Hess J.R., Tumuluru J., Ovard L., Muth D.J., Trømborg E., Wild M., Deutmeyer M., Nikolaisen L., Ranta T., Hoefnagels R., (2014) Optimization of Biomass Transport and Logistics. In: Junginger M., ShengGoh C., Faaij A. (Ed.): International Bioenergy Trade. Springer Science+Business Media Dordrecht 2014.
- Sijtsema, S.J., Onwezen, M.C., Reinders, M.J., Dagevos H., Partanen A. & Meeusen, M. (2016) Consumer perception of bio-based products - An exploratory study in 5 European countries. *NJAS-Wageningen Journal of Life Sciences*, 77, 61-69.
- Sijtsema S.J., Snoek H.M., van Haaster-de Winter M., Dagevos H., (2020) Let's talk about circular economy: A qualitative exploration of consumer perceptions. *Sustainability*, 12, 286, doi:10.3390/su12010286, <https://www.mdpi.com/2071-1050/12/1/286/pdf>
- Sørensen H.D. (2011) Avedøre unit 2—the world's largest biomass fuelled CHP plant. In: IEA Clean Coal Centre Workshop on Cofiring Biomass with Coal, Drax Power Station, UK, 25–26 January, 2011
- Suhonen, T., Amberla, T. (2014) Pöyry Insight - World Paper Markets up to 2030. https://www.poyry.com/sites/default/files/worldpapermarkets_up_to_2030_brochure_and_orderform_2014_web.pdf
- Suncarbon (2019) Technology - <https://www.suncarbon.se/technology/>
- Sunpine (2019) <https://www.sunpine.se/en/> [11.4.2019]
- Thrän, Daniela & Dotzauer, Martin & Lenz, Volker & Liebetrau, Jan & Ortwein, Andreas. (2015). Flexible bioenergy supply for balancing fluctuating renewables in the heat and power sector—a review of technologies and concepts. *Energy, Sustainability and Society*. 5. 10.1186/s13705-015-0062-8.
- UPM, <https://www.upmbiofuels.com/fi/> [8.3.2019]
- Vainio, A., Ovaska, U. & Varho, V. (2019) Not so sustainable?: Images of bioeconomy by future environmental professionals and citizens. *Journal of Cleaner Production*, 210, 1396-1405.
- Valmet Fuel conversion for power boilers: Vaskiluodon Voima Oy, Vaasa, Finland. <https://www.valmet.com/media/articles/all-articles/fuel-conversion-for-power-boilers-vaskiluodon-voima-oy-vaasa-finland/> [29.10.2019]
- Valmet (2018a) LignoBoost - Lignin from Kraft Black Liquor. Brochure. https://valmetsites.secure.force.com/solutionfinderweb/FilePreview?id=06958000000bPJ6AAM&_ga=2.8431989.1725935242.1554277657-1742322430.1546954743
- Valmet (2018b). Methanol, from Waste Byproduct to Valuable Fuel. White paper. https://www.valmet.com/globalassets/media/downloads/white-papers/power-and-recovery/methanol_waste_to_fuel_whitepaper.pdf
- van Bennekom, J. G., Venderbosch, R. H., & Heeres, H. J. (2012). Biodiesel: Feedstock, Production and Applications - Chapter 12: Biomethanol from Glycerol. IntechOpen.
- Velez, J, Thies, M.C. (2015) Liquid Lignin from the SLRPTM Process: The Effect of Processing Conditions and Black-Liquor Properties, *Journal of Wood Chemistry and Technology*, vol 36, pp. 27-41. <https://doi.org/10.1080/02773813.2015.1039545>
- Verain, M.C.D., Bartels, J., Dagevos, H., Sijtsema, S.J., Onwezen, M.C. & Antonides, G. (2012) Segments of sustainable food consumers: A literature review. *International Journal of Consumer Studies*, 36, 123-132.
- Watanabe M.D.B., Chagas M.F., et al. (2015) Hybrid Input-Output Life Cycle Assessment of First- and Second-Generation Ethanol Production Technologies in Brazil. *Journal of Industrial Ecology* 2015, 20:4
- Zech, Konstantin, Karin Naumann, Franziska Müller-Langer, P. Schmidt, Werner Weindorf, Z. Mátra, W. Grimme, and M. Hepting (2014). Drop-In-Kraftstoffe für die Luftfahrt. Leipzig et al.

