

CONVERSIÓN ENERGÉTICA DE LA BIOMASA

BASES PARA SU APROVECHAMIENTO



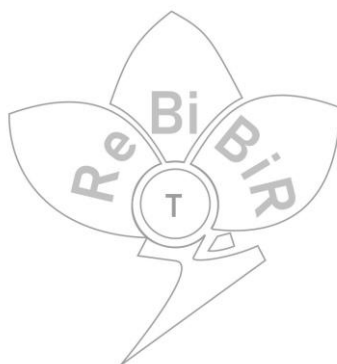
Red Iberoamericana de Tecnologías
de Biomasa y Bioenergía Rural

AÑO 2023

RED IBEROAMERICANA DE TECNOLOGÍAS DE BIOMASA Y BIOENERGÍA RURAL
(REBIBIR-T)

CONVERSIÓN ENERGÉTICA DE LA BIOMASA:

BASES PARA SU APROVECHAMIENTO



GUÍA CIENTÍFICO-TÉCNICA

PROGRAMA IBEROAMERICANO DE CIENCIA Y TECNOLOGÍA PARA EL DESARROLLO
(CYTED)



Una publicación de la Red Iberoamericana de Biomasa y Bioenergía Rural (ReBiBiR-T) constituida bajo el amparo del Programa de Ciencia y Tecnología para el Desarrollo (CYTED).

Cita Libro:

Manrique SM, Salvo A., Binda C, Subelza C, Mosconi L y Balderrama B (Editores). 2023. *Conversión energética de la Biomasa: bases para su aprovechamiento*. Guía científico-técnica. Una publicación de la Red Iberoamericana de Tecnologías de Biomasa y Bioenergía Rural (ReBiBiR-T). CYTED Ediciones. ISBN: 978-84-15413-60-8. Madrid, España. 355 páginas.

Cita Capítulos:

Apellidos, nombre Autor. 2023. Título capítulo. Páginas. En: *Conversión energética de la Biomasa: bases para su aprovechamiento*. Guía científico-técnica. Manrique SM, Salvo A., Binda C, Subelza C, Mosconi L y Balderrama B.(Editores). Una publicación de la Red Iberoamericana de Tecnologías de Biomasa y Bioenergía Rural (ReBiBiR-T). CYTED Ediciones. ISBN: 978-84-15413-60-8. Madrid, España. 355 páginas.

Los textos de este libro son copyleft. Los editores y autores autorizan la copia, distribución y citado de los mismos en cualquier medio y formato, siempre y cuando sea sin fines de lucro, el autor sea reconocido como tal, se cite la presente edición como fuente original, y se informe al autor. La reproducción de los textos con fines comerciales queda expresamente prohibida sin el permiso expreso del editor. Toda obra o edición que utilice estos textos, con o sin fines de lucro, deberá conceder estos derechos expresamente mediante la inclusión de la presente cláusula copyleft.



Red Iberoamericana de Tecnologías
de Biomasa y Bioenergía Rural



CONVERSIÓN ENERGÉTICA DE LA BIOMASA

BASES PARA SU APROVECHAMIENTO

GUÍA CIENTÍFICO-TÉCNICA

Autores (en orden alfabético de apellidos):

**LUIS E. ARTEAGA PÉREZ, THAIS S. MILESSI, QUELBIS R. QUINTERO BERTEL,
ELECTO E. SILVA LORA, DIEGO M. YEPES MAYA**

Editores:

**Silvina M Manrique, Aien Salvo, Camila Binda, Carolina Subelza, Laura Mosconi
y Beatriz Balderrama**

Año 2023

Dedicado a nuestras comunidades

ÍNDICE

PRÓLOGO	6
AUTORES	10
CAPÍTULOS	12
I. Potencial de biomasa, tierras y efecto invernadero	13
II. Cultivos energéticos y residuos agroindustriales	50
III. Caracterización de biomasa	99
IV. Conversión bioquímica y química de la biomasa	130
V. Conversión termoquímica: combustión y gasificación.....	156
VI. Conversión termoquímica: pirólisis	231
VII. Generación de electricidad con biomasa	257
VIII. Análisis de Ciclo de Vida (ACV)	320
EQUIPO EDITORIAL	352
AGRADECIMIENTOS	354



Prólogo, 2023. Pp 6-8. En: *Conversión energética de la biomasa: bases para su aprovechamiento. Guía científico-técnica.* ISBN 978-84-15413-60-8. Red Iberoamericana de Tecnologías de Biomasa y Bioenergía Rural. Ediciones CYTED.



PRÓLOGO

Sobre la motivación de esta Guía

ReBiBiR (T) es la Red Iberoamericana de Tecnologías de Biomasa y Bioenergía Rural, conformada por universidades, centros de investigación, entidades de la administración pública y empresas, que sincronizan esfuerzos para la innovación científica y el desarrollo tecnológico, como base para la promoción de “sistemas bioenergéticos” (SBEs) integralmente más sustentables a nivel territorial. Es financiada por el Programa CYTED (Programa Iberoamericano de Ciencia y Tecnología para el Desarrollo).

Los SBEs son entendidos como las diferentes cadenas de aprovechamiento de recursos de biomasa que pueden desarrollarse en los territorios, involucrando una serie de eslabones que van desde la producción del recurso, al procesamiento, gestión y aplicación del mismo, por lo que cualquier aporte en dichos eslabones son puntos de interés para ReBiBiR (T). Para el abordaje de los SBEs, se parte del reconocimiento de su complejidad, diversidad y especificidad en cada contexto territorial particular en el cual se despliegan.

El objetivo general que se persigue en esta Red es promover el uso y manejo eficiente de la biomasa sólida y su valorización energética en las comunidades iberoamericanas, poniendo a disposición de la Región los avances tecnológicos fundamentales que podrían aportar a la construcción sinérgica de comunidades y territorios más sustentables y resilientes frente al cambio climático.

He aquí la motivación de ofrecer esta Guía, la cual condensa el material preparado y compartido por socios para un curso de posgrado ofrecido durante el año 2021 como parte de las actividades que lleva adelante la Red. Este material aúna esfuerzos y experiencias de especialistas de institutos y universidades socias de la Red ReBiBiR (T), a fin de familiarizar a los interesados con las tecnologías más utilizadas durante la conversión energética de la biomasa.

Para conocer más acerca de nuestra Red se pueden visitar los siguientes sitios: <https://www.cyteted.org/es/rebibir> y <https://redrebibir.wordpress.com/>. También en redes sociales <https://www.youtube.com/@RedRebibir>, <https://www.linkedin.com/in/red-rebibir/>, <https://www.facebook.com/red.rebibir>.

Sobre la estructura del libro y contenidos

En esta Guía se abordan las diferentes tecnologías de conversión energética de los recursos de biomasa (incluyendo procesos físicos, termoquímicos y bioquímicos). Se comparten los últimos avances a nivel internacional como así, aquellos logrados a nivel de la Región, y se incluyen experiencias prácticas desarrolladas por los grupos participantes de esta edición, junto con los principales resultados logrados. El libro se estructura de la siguiente manera:

CAPÍTULO 1. Potencial de biomasa, tierras y efecto invernadero [Dr Electro Silva Lora]

Biomasa en el contexto del Balance Energético Nacional y Mundial. Fotosíntesis. Tipos de biomasa (lignocelulósica, oleaginosa, azúcares y almidón). Factores que influyen en la productividad. Disponibilidad de biomasa y georeferenciamiento. Biomasa y mitigación del efecto invernadero. Sostenibilidad de los sistemas bioenergéticos. Procesos de conversión.

CAPÍTULO 2. Cultivos energéticos [Dr Quelbis Quintero].

Tipos de cultivos energéticos: agrícolas y forestales. Potencialidades existentes. Requerimientos agroclimáticos para cultivos energéticos. Productividad de algunos cultivos energéticos. Distribución de los cultivos energéticos en el mundo. Residuos agroindustriales como recurso energético.

CAPÍTULO 3. Caracterización de biomasa [Dr Diego Yepes Maya]

Aspectos fundamentales de caracterización física y química de biomasa. Discusión de su importancia e implicancia de resultados de análisis elemental e inmediato. Análisis de poder calorífico inferior y superior. Estudio de contenido de humedad, composición y contenido de lignina y celulosa en la biomasa con fines energéticos.

CAPÍTULO 4. Conversión bioquímica y química de la biomasa. [Dr Thais Millesi]

Conversión bioquímica de biomasa, caracterización de procesos químicos y bioquímicos, definición de biocatalizadores y su aplicación industrial, proceso de fermentación industrial y tipos de biorreactores. Biodiesel y petrodiesel, Materias primas de biodiesel y tecnologías para la obtención de biodiesel (síntesis química y bioquímica). Biodiesel de microalgas. Etapas de producción de biogás, factores que influyen en la producción de biogás, características del biogás, tipos de biodigestores, Proceso de producción de bioetanol de primera generación, producción de bioetanol de segunda generación, pretratamiento de biomasa, formas de conducir el proceso (SSF, SHF, SSCF), uso de fracción C5 de biomasa, bioproceso consolidado, biorrefinerías e integración de procesos.

CAPÍTULO 5. Conversión termoquímica: combustión y gasificación [Dr Diego Yepes Maya]

Principios fundamentales de combustión, gasificación y otros métodos de conversión termoquímica de la biomasa con el objetivo de obtener productos de alto valor energético o precursores de otros productos. Tipos de reactores. Análisis de sus ventajas y desventajas en relación con los productos esperados.

CAPÍTULO 6. Conversión termoquímica: pirólisis [Dr Luis Arteaga Pérez]

La pirólisis en la conversión primaria de biomasa. Principios y antecedentes. Tipos de reactores, procesos y características de los productos. Técnicas analíticas para estudiar la pirólisis y sus productos. Técnicas de caracterización de productos: líquidos, gases y sólidos. Mecanismos de reacción y estudio cinético de la pirólisis. Perspectivas y aplicaciones de la pirólisis y sus productos. Biorrefinerías. Integración a refinerías convencionales. Mejoramiento de bio-oil. Aplicaciones de biochar y bio-oil.

CAPÍTULO 7. Generación de electricidad con biomasa [Dr Electo Silva]

Etapas de la generación de electricidad con biomasa. Tecnologías de generación: tipos y madurez. Ciclo Rankine convencional. Ciclo Rankine orgánico. Gasificación acoplada a motores de combustión interna. Otras tecnologías. Requerimientos de humedad y granulometría: pre-tratamiento de la biomasa. Costo nivelado (LCOE) de la generación con biomasa. Resumen de eficiencias y costos. Algoritmo para la selección de la tecnología y el cálculo de la potencia eléctrica a partir de una dada cantidad disponible de biomasa.

CAPÍTULO 8. Análisis de Ciclo de Vida (ACV) [Dr Electo Silva]

Estructura y etapas de la realización de un estudio de LCA. ISO 14000. Definición de la meta, objetivos y unidad de referencia. Límites del sistema. Inventario del ciclo de vida IACV. Diagrama de flujo de proceso. La calidad de los datos. Incertidumbres. Balance de energía y gases de efecto invernadero. Indicadores de sostenibilidad basados en el IACV. La evaluación de los impactos del ciclo de vida de productos y procesos. Categorías de impacto y sus definiciones. De las emisiones a los impactos: un camino largo y tortuoso. Ecoindicadores / modelos. Experiencia del NEST / UNIFEI en LCA.

Muy complacidos, ponemos a disposición esta obra, esperando que resulte una guía de consulta para aquellos interesados en el aprovechamiento sustentable de la biomasa y contribuya a la promoción de sistemas bioenergéticos que fortalezcan nuestra Región Iberoamericana.

Equipo Editorial

SOBRE LOS AUTORES

AUTORES

Los docentes responsables de los capítulos de este libro y que formaron parte del dictado del curso, se mencionan (en orden alfabético de apellidos) a continuación son:

- Dr Arteaga Pérez, Luis E. (Universidad del Bio Bio, Chile).

Ingeniero químico, Máster en Análisis de Procesos de la Industria Química y Doctor en Ciencias Técnicas por la Universidad Central de Las Villas (Cuba). Sus principales líneas de investigación son: biorrefinería, catálisis aplicada y diseño, análisis y desarrollo de procesos de conversión termoquímica. El Dr. Arteaga ha publicado 50 artículos en revistas revisadas por pares y tiene una puntuación H de 15. Cuenta con experiencia docente desde el año 2005 y actualmente participa como docente en los Doctorados en Ingeniería de Materiales y Procesos sustentables, de la Universidad de Bío-Bío (Chile) y el Doctorado en Ingeniería c/m Ingeniería Química de la Universidad de Concepción, respectivamente. Dirige estudiantes de grado y postgrado. Ha dirigido y participado de numerosos proyectos de investigación y actúa como evaluador de revistas internacionales de reconocido impacto. <https://scholar.google.com/citations?user=eePGXXkAAAAJ&hl=es&oi=ao>

- Dra Milessi Esteves, Thais S. (Universidad Federal de Itajubá – Brasil).

Licenciada en Ingeniería Bioquímica por la USP-Lorena (2010), Maestría en Biotecnología Industrial por Escuela de Ingeniería Lorena USP (2012) y Doctora en Ingeniería Química de la Universidad Federal de São Carlos (2017), con período sándwich en KU Leuven (Bélgica). Actualmente es profesora de la Universidad Federal de Itajubá (Unifei, Brasil). Tiene experiencia en el área de Ingeniería Química, con énfasis en Procesos Bioquímicos, actuando principalmente en los temas: bioetanol, en el que tiene dos patentes registradas, uso biotecnológico de agro-residuos, inmovilización celular y enzimática, tecnología enzimática y fermentación con microorganismos silvestres y recombinantes. <http://lattes.cnpq.br/7000002745065879>

- Dr Quintero Bertel, Quelbis R. (Universidad de Sucre, Colombia).

Doctor en Ciencias de la Ingeniería Mecánica, área conversión energética. Líder del grupo de investigación Bioindustrias. Categorizado como Investigador Asociado por el Ministerio de Ciencias, Tecnología e Innovación de Colombia. Investigador en sistemas agroenergéticos sostenibles, biocombustibles, biorefinería de residuos sólidos urbanos, agrícolas y agroindustriales, y fijación de carbono en los suelos mediante aplicación de biochar. Asesor y consultor en el área agroambiental, tanto en el sector privado como público a nivel Nacional e Internacional. Profesor universitario a nivel de pregrado y posgrado, en el área agrícola, ambiental y energética. Ha dirigido proyectos de investigación, autor de artículos y capítulos de libros en sus áreas de investigación. http://scienti.colciencias.gov.co:8081/cvlac/visualizador/generarCurriculoCv.do?cod_rh=0000441333

- Dr Silva Lora, Electo E. (Universidad Federal de Itajubá – Brasil)

Investigador 1A del Consejo Nacional de Investigaciones de Brasil – CNPq y tiene una puntuación H de 39. Graduado en Ingeniería Mecánica con especialización en centrales termoeléctricas por la Universidad Politécnica de Odessa (1981), en Ucrania, Master en centrales termoeléctricas - Universidad Politécnica de Odessa (1981) y un doctorado en Diseño de generadores de vapor y reactores por la Universidad Politécnica de San Petersburgo (1988), en Rusia. En 2014 realizó una pasantía de profesor visitante en la Universidad Estatal de Washington/USA con una beca Fulbright / CAPES Visiting Scholar. Actualmente es Profesor Titular en la Universidad Federal de Itajubá y Coordinador del Núcleo de Excelencia en Generación Termoeléctrica y Distribuida - NEST. Tiene experiencia en el área de Ingeniería Mecánica. Ha publicado 165 artículos en revistas, 15 libros y orientado 30 tesis doctorales y 71 tesis de maestría. (<https://scholar.google.com.br/citations?user=3GRp-6AAAAAJ&hl=pt-BR>).

- Dr Yepes Maya, Diego M. (Universidad Federal de Itajubá – Brasil).

Ingeniero Industrial por la Universidad Católica de Oriente. Colombia (1998), equivalente a Ingeniería de Producción de la Universidad Federal Fluminense - UFF, Niterói, (2016). Magíster en Ingeniería Mecánica de la Universidad Nacional de Colombia (2012), equivalente Magíster en Ingeniería Mecánica de la Universidad Federal de Rio de Janeiro - UFRJ, Rio de Janeiro (2016). Doctor en Ingeniería Mecánica, área de concentración térmica, fluidos y máquinas de flujo por la Universidad Federal de Itajubá (2016). En 2020 realizó pasantía como profesor visitante en el Instituto Superior Técnico de la Universidad de Lisboa en Portugal. Actualmente es Profesor Adjunto clase C1 en la Universidad Federal de Itajubá e investigador del Núcleo de Excelencia en Generación Termoeléctrica y Distribuida - NEST. Tiene experiencia en el área de conversión termoquímica de biomasa, simulación de procesos termoquímicos y proyecto de reactores de pequeño tamaño y escala de laboratorio. <http://lattes.cnpq.br/0457833115360417>

Agradecemos asimismo la valiosa participación de los siguientes autores:

- Bastián Puentes Navarro
- Kevin Fernández
- Alex Fernández
- Yannay Casas-Ledón

Muchas gracias a todos por hacer esta obra posible.

CAPÍTULOS



I. Potencial de biomasa, tierras y efecto invernadero

Electo Eduardo Silva Lora

*Núcleo de Excelencia en Generación Termoeléctrica y Distribuida, Instituto de Ingeniería Mecánica,
Universidad Federal de Itajubá, Av BPS 1303, CP50, 37500-903, Itajubá-MG, Brasil,
electo@unifei.edu.br.*

Resumen. Cuando se habla de biomasa como fuente de energía renovable, se debe verificar el potencial disponible, las características de esa biomasa, y optimizar la logística de transporte. Esto no es una cuestión simple. En general se hace un mapa indicando donde está la biomasa y su cantidad, se multiplica por su poder calorífico y se obtiene un dato potencial: este sería el potencial teórico. Es necesario ver la biomasa en el contexto del balance energético nacional y mundial, la fotosíntesis, que es el origen de todo esto, los tipos de biomasa, los factores que influyen en la productividad, la disponibilidad de biomasa y los sistemas de información geográfica. Se presenta un estudio sobre la disponibilidad mundial de tierras para bioenergía para 2050 y la seguridad alimentaria. También se discuten aspectos de la mitigación de los gases de efecto invernadero, la sostenibilidad de los sistemas bioenergéticos, además de las principales tecnologías de conversión.

1. Introducción

La biomasa es la materia vegetal creada por la fotosíntesis, la que incluye residuos forestales, agrícolas, animales y la materia orgánica de los residuos sólidos urbanos. La cantidad total de biomasa producida en el mundo es de 220×10^9 toneladas que es más de 10 veces el consumo global de energía. Esto nos da una idea de la cantidad de biomasa que resulta de la fotosíntesis. Esto no quiere decir que toda esta biomasa esté disponible para el uso energético. Las principales fuentes de biomasa son:

- Residuos forestales
- Cultivos agrícolas que siempre tienen una cantidad determinada de residuos
- Las aguas albañales que necesitan ser tratadas para generar biogás
- Los residuos sólidos urbanos
- Los residuos animales
- Los residuos industriales

Existen varios tipos de tecnologías que nos permiten abordar el uso de estos diferentes tipos de biomasa.

La Figura 1.1 muestra los potenciales teóricos de las diferentes fuentes de energía renovable. En esta figura el círculo gris, corresponde al consumo anual de energía, y el amarillo a la energía solar. Un potencial mucho mayor que el consumo actual de energía. La energía correspondiente a la biomasa corresponde al círculo verde, la energía eólica al azul, y las reservas de petróleo, gas y carbón a los círculos en la parte derecha del gráfico. Vemos que el combustible del que se disponen mayores reservas es el carbón mineral, pero tenemos problemas ambientales que contribuyen a dificultar su uso.

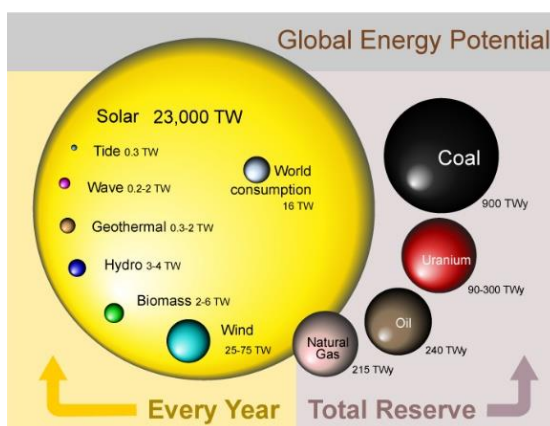


Figura 1.1. Potenciales teóricos de las diferentes fuentes de energía (Wikimedia.org)

Es necesario considerar que la energía eólica y la energía solar son variables por naturaleza y por ello intermitentes, lo que hace que cuando se analiza la posibilidad de usarlas ampliamente en un sistema energético, sea preciso pensar y calcular un indicador llamado índice de penetración. El

mismo indica cuál es el máximo por ciento de la potencia instalada que puede ser solar y eólica considerando su variabilidad, con acumulación o sin acumulación por baterías, hidrógeno, hidro-acumulación u otros métodos. La acumulación sería un factor determinante.

¿Entonces por qué preocuparse si el consumo anual de energía es mucho menor que las reservas de combustibles fósiles? Por lo visto no podremos utilizar todas las reservas fósiles, por cuanto el efecto invernadero sería insoportable. El último informe del IPCC (IPCC AR6) dice que si continuamos por el camino que vamos la vida en los trópicos en algunos años sería prácticamente imposible. La biomasa tiene una restricción que debe ser considerada, la necesidad de dejar una cierta cantidad de tierras disponibles para alimentarnos, siendo necesario considerar que el efecto invernadero puede afectar la productividad de las cosechas. Esta es una cuestión que hay que considerar y no es simple definir cuál es la mejor estrategia. Considerando el efecto invernadero, los cambios climáticos y los siete millones de personas que mueren anualmente debido a la contaminación del aire -casi en su totalidad resultante del uso del combustible fósiles- vemos que tenemos que ir obligatoriamente a una transición energética si queremos sobrevivir.

Todo indica que en esa transición energética seguramente se va a utilizar una fracción de energía solar, otra de eólica, en diferentes porcentajes, con algo de biomasa en función de las limitaciones con las tierras disponibles, y por supuesto, se continuará por algún tiempo utilizando combustibles fósiles. Entonces, las fuentes renovables tienen un potencial teórico mucho mayor que nuestro consumo anual de energía, pero hay que pensar en algunas limitantes. Se debe considerar además del potencial teórico, un potencial técnico, un potencial económico y un potencial sostenible. El potencial que más nos interesaría es el último, el sostenible, pero el que nos ofrecen la mayoría de las publicaciones es el primero, el potencial teórico.

De cualquier manera, la biomasa como fuente de energía tiene una serie de ventajas. La principal, que no contribuye al efecto invernadero, pues tiene un ciclo de carbono casi completamente cerrado. Un análisis del ciclo de vida de un biocombustible muestra que en algunas etapas principalmente agrícolas y en la distribución de los productos vamos a tener consumos de combustible fósil, y esto debe ser considerado, constituyendo aproximadamente un 4% o 6% del total de carbono. Al utilizar biomasa en sustitución de combustibles fósiles tenemos una reducción neta de las emisiones de CO₂ y menores emisiones de dióxido de nitrógeno (NO₂) y azufre (S). En efecto, dado que las emisiones de óxidos de nitrógeno (NO_x) dependen exponencialmente de la temperatura, y que los hornos de quema de biomasa no superan los 1100-1200°C, dichas emisiones son comparadas con hornos que queman carbón mineral y petróleo que alcanzan temperaturas máximas de 1600 °C. Las emisiones de óxidos de azufre (SO₂) son también menores por causa de que la biomasa contiene una cantidad muy limitada de azufre (S) en su composición química. Además, fomentar la creación de bosques energéticos para bioenergía podría ser la base para de la industrialización rural.

Los valores del potencial teórico de biomasa publicados hace 20 años estaban en el rango de 6-14 % del consumo global de energía. Los datos más actuales no son muy diferentes, con solo algunas tendencias positivas. En la Figura 1.2 se observa la situación al año 2017 y un pronóstico para el 2050 sobre la fracción de biomasa en el consumo global de energía (IRENA, 2017). En el 2017 a la biomasa moderna le correspondió un 4% del consumo de energía final y a la biomasa tradicional un 7%. En el

2050 quizás exista un 16% de biomasa moderna, o sea biomasa en centrales termoeléctricas e industrias, 4% de energía renovable de otras fuentes y 49% de electricidad principalmente eólica y solar. En total se podría llegar a un 86% de energía renovable, lo que correspondería a la transición energética de que estamos hablando: fácil de decir y difícil de implementar.

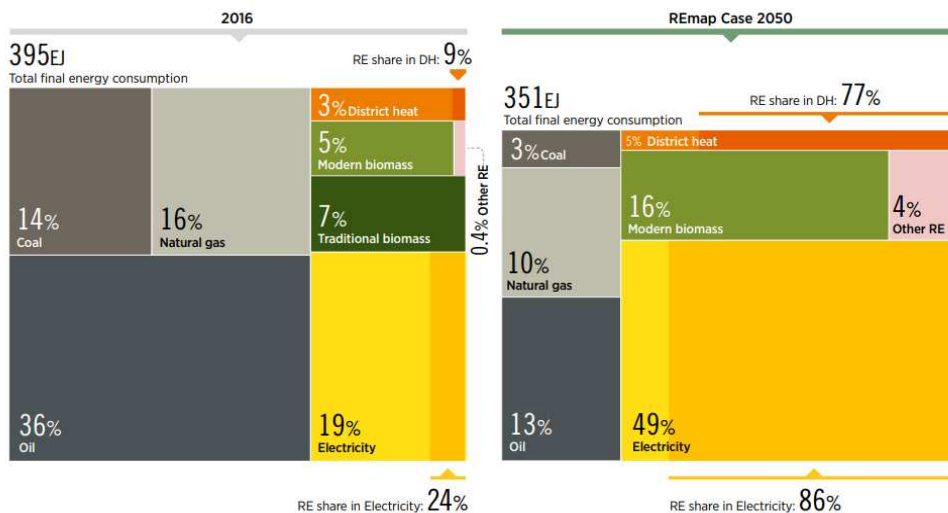


Figura 1.2. Electricidad renovable en el 2016 y en el 2050 (escenario de transformación energética). Consumo de energía final por fuente (IRENA, 2019).

2. Potencial de biomasa

Entonces, ¿Cuál es el potencial de suministro de bioenergía? Se han hecho decenas de estudios, y en general se habla de un 20% a 30% del consumo global de energía anual, que es bastante si se complementa la energía de la biomasa con energía eólica y solar. La biomasa contribuiría a reducir ese efecto negativo de la intermitencia, inclusive con la síntesis de biocombustibles para motores diésel que podrían también contribuir a mitigar este problema. Así, podríamos llegar a tener sistemas energéticos con una fracción considerable de energía renovable. La biomasa es un complemento importante porque las otras fuentes de energía, las de mayor potencial, la eólica y solar, son variables.

Diferentes estudios sobre el potencial de biomasa resultan en valores diferentes. Hay quienes consideran los cultivos energéticos, los bosques, los residuos agrícolas, residuos sólidos urbanos, etc. Cuando se hace un estudio de este tipo, hay siempre que asumir algunas cuestiones y algunos escenarios. Como ya fue dicho, además de los potenciales teóricos, están los potenciales técnicos y los potenciales sostenibles, dados en ExaJoules (EJ). Es necesario considerar la protección del suelo y la protección de la biodiversidad, entre otros factores. Es extremadamente complicado llegar a un determinado valor y por eso los resultados son tan diferentes.

Las regiones geográficas donde estarían concentrados los potenciales disponibles de biomasa son América del Sur y el África Subsahariana. La International Renewable Energy Agency (IRENA) presenta datos sobre la capacidad instalada en bioelectricidad (Figura 1.3), que en 2019 ya había pasado los 120 GW. Los datos incluyen la generación de electricidad a partir de biomasa sólida, biogás, los residuos sólidos urbanos y biocombustibles líquidos.

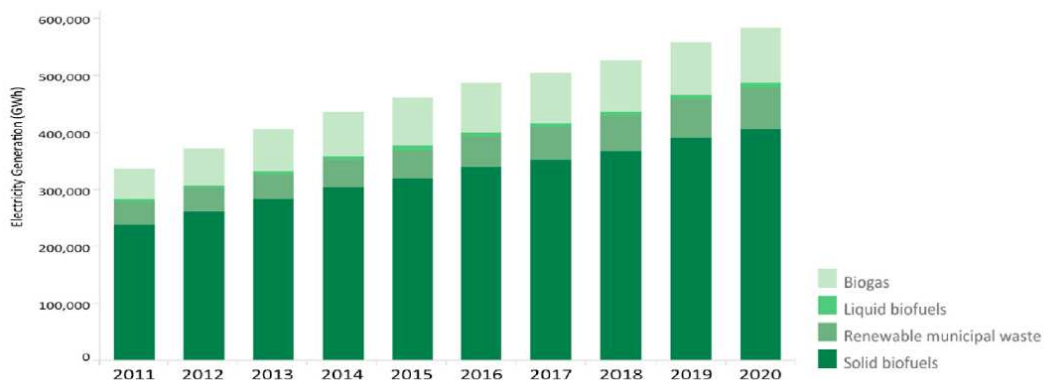


Figura 1.3. Capacidad instalada del 2010 al 2019 (IRENA, 2023).

La Agencia Nacional de Electricidad de Brasil (ANDEL) publica anualmente un balance de energía de Brasil, un país atípico respecto a la generación de electricidad, pues la fuente hidráulica suministra el 61% de la electricidad, la eólica 8,6%, que ya superó a la biomasa (a la que corresponde 8,5%) y el gas natural 7,6%. Así, la matriz eléctrica de Brasil en el año 2019 es predominantemente hidráulica. La biomasa tiene un papel importante porque existe un riesgo hidráulico. Cuando los reservorios de agua empiezan a tener un déficit de agua acumulada, se utilizan las centrales termoeléctricas que tienen un costo mayor, y esto hace que las tarifas de electricidad en épocas de secas sean bastantes mayores que en época de lluvias: la biomasa podría contribuir a resolver esta cuestión.

En años recientes se han implementado en Brasil varios programas para incentivar el uso de la biomasa para generación de electricidad. Según datos recientes (ANEEL, 2020) (Tabla 1.1), hay 405 centrales térmicas que utilizan bagazo de caña como combustible, 3 que utilizan biogás a partir de residuos agrícolas, 2 bastante conocidas, que utilizan hierba elefante, 13 que utilizan la cascarilla y la paja de arroz, y una que utiliza etanol. Otras utilizan el gas de alto horno, el licor negro y las alimentadas con residuos forestales son 54.

Tabla 1.1. Plantas de energía de biomasa en Brasil (ANEEL, 2020).

Source	Plant number	Cumulative power (kW)
Sugar cane bagasse	405	11.461.702
Biogas-Agricultural	3	7951
Elephant grass	2	31.700
Rice husk	13	53.333
Ethanol	1	320
Vegetable oils	2	4.350
Charcoal	8	48.197
Blast Furnace Gas - Biomass	12	127.705
Firewood	7	82.215
Black liquor	18	2.530.719
Forest wastes	54	419.197
Biogas - agroforestry wastes	14	4.481
Biogas - Municipal wastes	22	172.787

En la columna de la derecha en la Tabla 1.1 se muestran las potencias eléctricas de esas centrales. Se observa una tendencia positiva de crecimiento, resultado de incentivos que la propia ANEEL

y el propio gobierno han ofrecido en relación con las tarifas para la compra de electricidad generada por estas plantas que usan biomasa como combustibles.

En un trabajo doctoral se trabajó una “Evaluación teórica y técnica del potencial de biomasa de residuos agroforestales para la generación de electricidad en Brasil para el 2050” (de Souza et al., 2021 y 2023). El consumo de electricidad en Brasil hasta 2050 debe aumentar considerablemente (Figura 1.4). Una serie de restricciones ambientales no permiten construir muchas más centrales hidráulicas y esto ha llevado a un crecimiento grande de la potencia instalada en eólica y solar. Frente al aumento previsto del consumo de electricidad, la biomasa podría jugar un papel interesante.

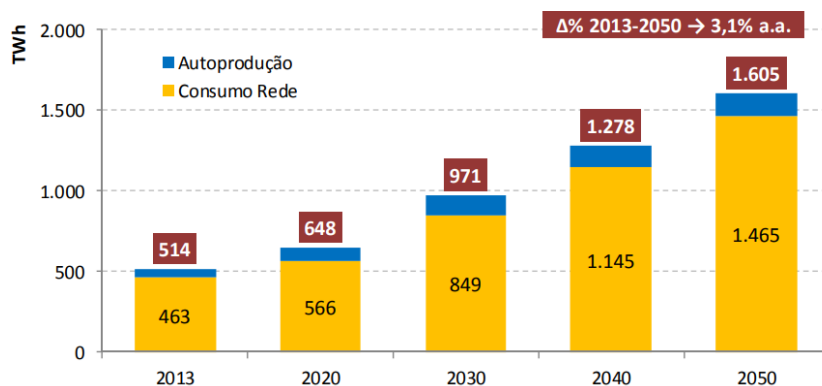


Figura 1.4. Consumo de electricidad en Brasil en 2013 y 2050 (EPE, 2016).

Es necesario definir y caracterizar rigurosamente los diferentes potenciales de la biomasa (Figura 1.5). Por un lado, tenemos el contenido energético de toda la biomasa existente: el potencial teórico, que se obtiene al multiplicar las cantidades de biomasa disponible por su poder calorífico. Otras definiciones del potencial son: técnico, y bioeconómico.

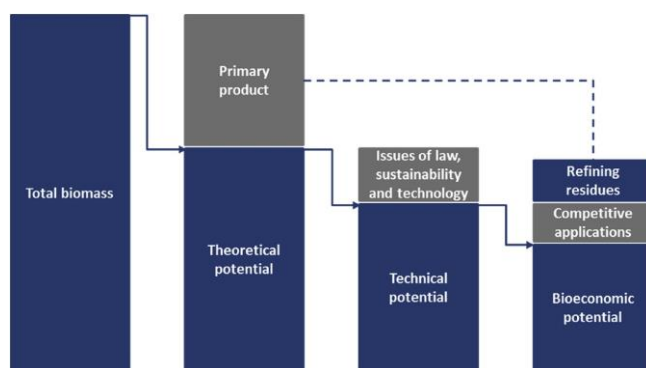


Figura 1.5. Tipo de potenciales de biomasa (Thorenz et al., 2018).

El potencial técnico es complicado de calcular, porque habría que decidir con antelación la localización de las centrales termoeléctricas, la tecnología de conversión utilizada, su potencia, el tipo de pretratamiento, la logística de colecta y transporte de la biomasa. El potencial económico nos indica

que no todas estas centrales termoeléctricas nos permitirían generar un kWh competitivo en el mercado, y que probablemente se necesite de algún subsidio, o que una fracción de estas centrales termoeléctricas simplemente no son económicamente viables.

El potencial teórico da una idea de la cantidad total de bioenergía, lo que no indica que toda ella se pueda utilizar. En principio es posible considerar diferentes tecnologías de conversión, y más adelante se verá una metodología que permite definir cuál es la mejor tecnología que se puede aplicar en cada caso. Hay que considerar aspectos tales como la madurez de las tecnologías de conversión. A veces se presenta la propuesta de instalar en una aldea una célula a combustible, con la producción local del hidrógeno. Y evidentemente esta es una tecnología que no está madura. Hay que considerar también cuestiones de logística ¿Dónde se genera la biomasa residual? ¿Hay caminos, hay ríos? Lo que incluye el famoso radio económico, que es la distancia para la cual es viable el transporte de la biomasa. Algunas publicaciones se refieren a 50 km, otras a 60 km, otras a 80 km, y evidentemente esto depende del caso particular, y de la región específica de la cual estemos tratando. Los residuos de biomasa hay que cosecharlos y transportarlos hasta una planta de generación centralizada. Esta es una cuestión complicada y por eso el cálculo del potencial técnico es difícil.

El potencial económico utiliza la metodología del costo nivelado de generación e indicadores como Valor Presente Líquido (valor actual neto, VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y Payback. Es necesario tener bien claro los conceptos de los diferentes tipos de potenciales.

Los residuos disponibles en Brasil están listados en la Tabla 1.2.

Tabla 1.2. Producción de cultivos, residuos, poder calorífico y factor de disponibilidad anual para los cultivos más comunes en Brasil. (de Souza et al., 2021)

Crop	Residue	LHV (MJ/Kg)	Residue to-product ratio	Annual availability factor (%)	Annual biomass yield (Mt)
Bean	Leaves	17.10 [44]	1.45 [39]	30 [44]	3,116.10 [45]
Barley	Straw	19.68 [39]	1.48 [39]	100 [39]	282.10 [45]
Cassava	Peels	16.00 [44]	0.65 [44]	40 [44]	20,606.04 [45]
Coconut	Husk	16.39 [46]	0.84 [39]	90 [47]	4,386.06 [45]
Coffee	Husk	16.50 [44]	0.59 [39]	50 [44]	2,698.20 [45]
Corn	Stover	17.70 [44]	1.68 [39]	40 [44]	80,709.50 [45]
Cotton	Straw	14.60 [48]	2.45 [48]	40 [48]	5,012.90 [45]
Eucalyptus	Bark	15.97 [49]	0.25 [50]	80 [51]	140,426.13 [52]
Oat	Straw	19.58 [39]	1.54 [39]	100 [44]	633.80 [45]
Palm oil	Shell	15.54 [39]	0.06 [39]	80 [39]	3,437.28 [45]
	Fibres	15.62 [39]	0.12 [39]	80 [39]	3,437.28 [45]
	Bunches	15.17 [39]	0.20 [39]	100 [39]	3,437.28 [45]
Peanut	Straw	15.50 [53]	2.52 [39]	100 [53]	511.40 [45]
Pinus	Bark	18.06 [49]	0.12 [50]	100 [51]	16,700.13 [52]
Rice	Straw	16.00 [39]	1.55 [44]	40 [44]	12,064.20 [45]
	Bark	16.00 [39]	0.18 [44]	40 [44]	12,064.20 [45]
Sorghum	Straw	19.06 [39]	1.90 [39]	80 [54]	2,135.80 [45]
Soybean	Straw	14.60 [44]	2.30 [44]	30 [44]	119,281.70 [45]
	Bagasse	18.62 [39]	0.22 [39]	59 [53]	633,261.90 [55]
Rye	Straw	19.81 [39]	0.22 [39]	100 [53]	633,261.90 [55]
	Straw	20.08 [39]	1.61 [39]	100 [39]	6.50 [45]
Wheat	Straw	19.54 [39]	1.55 [39]	23 [56]	4,263.50 [45]

Esta incluye el nombre del cultivo: eucaliptus, café, algodón, palma de aceite, frijoles, yuca, el tipo de residuo del que se trata, su poder calorífico y la relación entre las cantidades de residuos y producto. Este último indicador es importante, porque generalmente lo que se conoce es la cantidad de producto, o sea, la producción de yuca, de café, de maíz, pero no hay reportes de la producción de los diferentes residuos. Entonces partiendo de esta relación residuo/producto calculamos la disponibilidad del residuo. En algunas culturas agrícolas se exige que una fracción del residuo se quede en el campo para mejorar el terreno, conservar la humedad del suelo, etc.

Hay un proyecto muy interesante realizado en Brasil que se llama Sucre (Aijânio et al., 2019), que busca dar respuesta a la pregunta: ¿cuál es la fracción de la paja de caña que puede recuperarse, que puede retirarse del campo y cuál es la fracción que se requiere dejar allí para conservar la humedad y evitar el uso excesivo de plaguicidas y herbicidas? Estas hojas que se quedan allí cuando llueven, ayudan en el proceso de eliminación de plagas y malas hierbas. El proyecto Sucre fue realizado el Brazilian Bioethanol Science and Technology Laboratory (CTBE) y han publicado varios artículos sobre el mismo en un número especial de la revista BioEnergy Research (Vol 12, 2019). Los resultados indican a partir del tipo de suelo y otras condiciones, cuál es la fracción de la paja de caña que se puede retirar del campo. En general se asumía un 50%.

Se realizó un diagrama de Pareto (Figura 1.6), para saber cuáles de los residuos agroindustriales eran más importantes, para no considerarlos a todos. Hay algunos que tienen una importancia nacional mínima, pero local bien importante, como la cáscara de café. Este diagrama permite a partir del potencial teórico en Tera Joules (TJ), tener una priorización de la biomasa. Se observa que los más importantes en Brasil son: la caña de azúcar, la soja, el maíz, el eucalipto, el arroz, la yuca, el algodón y así van disminuyendo, atendiendo a un menor potencial teórico de los residuos.

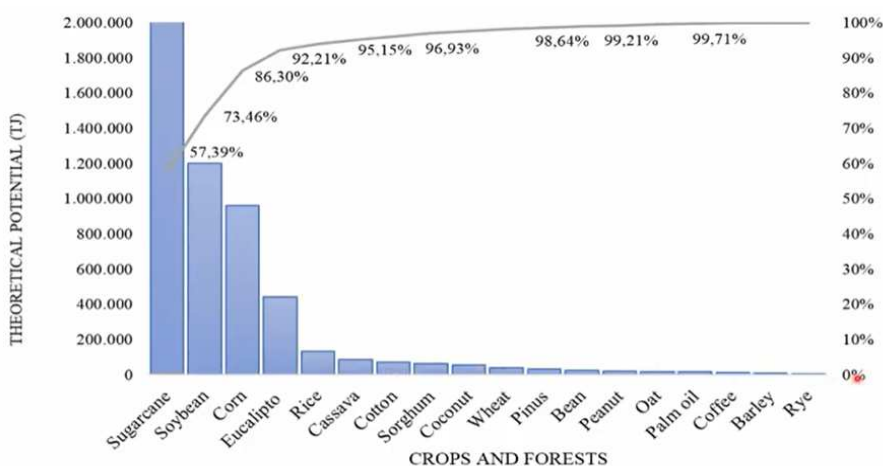


Figura 1.6. Diagrama de Pareto para el potencial teórico de cultivos y residuos forestales (de Souza et al., 2021)

Se dividió Brasil en 5 regiones (Figura 1.7): norte, nordeste, centro, sudeste, sur, y para cada una de ellas las esferas indican el valor en porcentaje de cada uno de esos residuos que constituyen el

potencial teórico en cada una de esas regiones. El mayor potencial está en el sudeste donde está toda la industria azucarera, donde está el café y donde la agricultura tiene un mayor desarrollo.

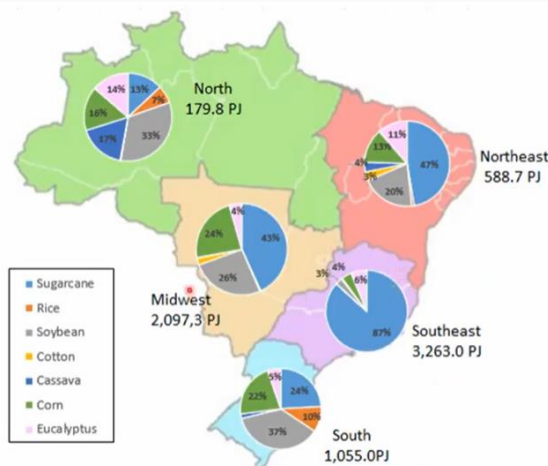


Figura 1.7. Potencial de bioenergía teórico por región en Brasil (de Souza et al., 2021).

Todavía se requiere mayor estudio para llegar a un potencial técnico. Aquí surge la pregunta: ¿cuál tecnología se usará? Mediante una encuesta mundial para conocer la madurez tecnológica de las diferentes tecnologías (PRL= Technology Readiness Level) se seleccionaron tres: el ciclo Rankine convencional (CRC), la gasificación con motores (GMCI) y el ciclo orgánico Rankine (ORC). Aunque las tres tienen diferentes PRL, es decir diferentes grados de madurez, y atendiendo a las potencias típicas que sirven esas diferentes tecnologías, donde hay más biomasa se colocó CRC que hoy por hoy es el único que se usa; y donde hay menos biomasa el GMCI y el ORC. Analizando las eficiencias típicas y su proyección para el año 2050 se pudo calcular el potencial técnico en diferentes regiones y la potencia instalada que en 2018 sería de 71 GW y podría llegar a 229 GW con todas esas consideraciones. No deja de ser un estudio arriesgado. En un artículo reciente mencionan que la gasificación con motor es una tecnología madura, pero no lo es lamentablemente, sabemos que la gasificación con motores todavía tiene sus problemas y no podemos decir que es una tecnología totalmente madura.

3. Fotosíntesis

La fotosíntesis es una cuestión maravillosa porque es uno de los procesos que ocurre con disminución de entropía y para eso necesita luz solar, agua, nutrientes, etc., y transforma en tejidos vegetales la energía solar (Ecuación 1). El dióxido de carbono (CO_2) se transforma en tejido vegetal, y este es el principio de la famosa fijación, o captura de carbono, una de las cuestiones que hace a la biomasa tan atractiva. La biomasa podría ser un medio de fijar, capturar el CO_2 presente en la atmósfera. Pero no solo para dejarlo ahí; porque inclusive los bosques como la Amazonia en la medida que crecen y maduran van reduciendo la cantidad de CO_2 absorbida. Por tanto, se hace necesario una gestión también para mantener la fijación del CO_2 .

El uso energético de la biomasa que acaba sustituyendo combustibles fósiles para la producción de combustibles líquidos o para electricidad, contribuye de esa manera a mitigar las emisiones de CO₂.



Entonces la biomasa tiene esta particularidad que no la tiene la energía solar, o la energía eólica, ellas se caracterizan por emisiones muy bajas de carbono equivalente en el ciclo de vida de la electricidad, pero no podrían tener emisiones negativas. La biomasa sí puede tener emisiones negativas. Aunque con la biomasa se necesitan otros elementos como la radiación solar, la disponibilidad de agua y también fertilizantes. Ese nitrógeno que se emplea como fertilizante, una parte de él pasa a la atmósfera en forma de Óxido Nitroso (N₂O) y contribuye también a aumentar el efecto invernadero.

En la Figura 1.8 se muestran las cantidades de carbono que están fijadas en diferentes biomásas en el mundo. Hay biomasa en la región amazónica, en el África subsahariana, en el Sudeste Asiático y en Norteamérica y en Rusia, donde hay extensas áreas cubiertas por bosques. Todo eso es carbono que en un momento determinado estaba en la atmósfera y ahora está fijo, retenido en forma de tejido vegetal.

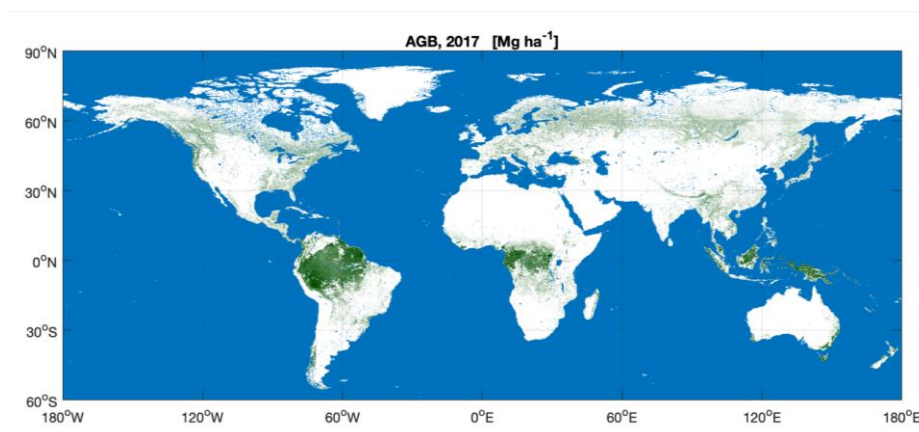


Figura 1.8. Estimación de biomasa mundial (AGB) (en Mg/ha) para el año 2017, con resolución espacial de 100 m (ESA Climate Change Initiative: <https://climate.esa.int/es/>)

Existen diferentes mecanismos de fotosíntesis que se llaman C3, C4 y CAM. La denominación de C3 y C4 indica que el primer producto que se forma en el proceso de fotosíntesis es una molécula con 3 o 4 átomos de carbono. La fotosíntesis por el mecanismo C3 es típica de los árboles, la C4 que tiene una productividad mayor, es típica de gramíneas. A la caña de azúcar se le llama planta maravillosa porque tiene una productividad fotosintética alta. La eficiencia fotosintética de las algas es mayor todavía. Existe un tipo de plantas con mecanismo diferente de fotosíntesis, tipo CAM, que son aquellas que crecen en condiciones desérticas pero que tienen un escaso interés como biomasa energética.

Los valores teóricos de eficiencia fotosintética están en el rango de entre 4,1% y 5,3% de la radiación solar incidente para plantas con mecanismo fotosintético C3; y de 5,1% y 5,6% para plantas

con mecanismo fotosintético C4. Las algas tienen una eficiencia fotosintética de 4,5%. En la realidad, las eficiencias que observamos son menores: de 3,2 % para las algas, 2,4 y 3,7 % para los cultivos C3 y C4. Actualmente se trabaja en la creación de la fotosíntesis artificial y en el aumento de la eficiencia fotosintética de los cultivos ya existentes. Por ello es importante considerar el proceso de la fotosíntesis en una planta. Por ejemplo, de 20 MJ² por día de energía solar, producen para el caso del miscanthus 2,4 g de azúcar y en el caso del girasol 1,9 g. Las productividades por hectárea son de 21 t/año y 3,6 t/año respectivamente, en este último caso se trata de una oleaginosa. Estas dos plantas tienen diferente eficiencia fotosintética, definida como la relación entre la energía fijada en el tejido vegetal y la energía solar incidente.

Entonces, se observa que en el proceso de fotosíntesis hay algunas pérdidas (Figura 1.9). Un trabajo de Zhu et al. (2010), muestra para plantas con mecanismo C3 y C4 cómo del 100% de la energía solar, solo llega un 23,4% a la planta y según el mecanismo fotosintético, y considerando otras pérdidas dentro de la planta, se llega a 6% y 4,6%, según la ruta. Y en realidad se logran eficiencias menores que esos valores.

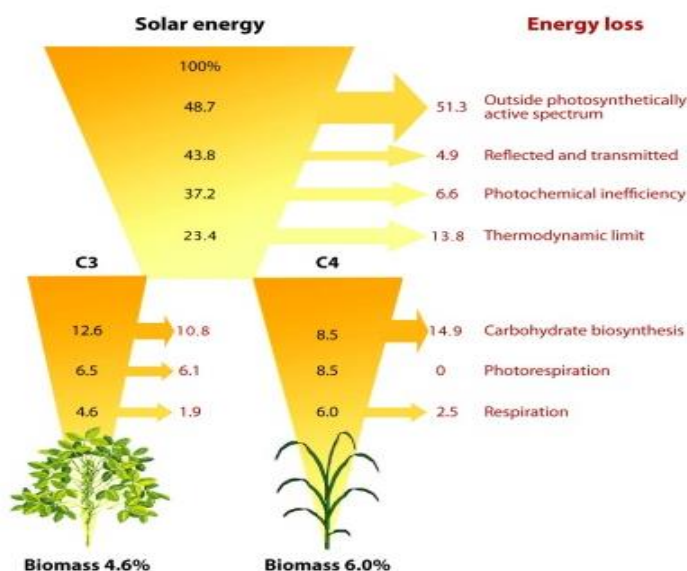


Figura 1.9. Eficiencia fotosintética de plantas con mecanismo C3 y C4 (Zhu et al., 2010).

4. Disponibilidad de la biomasa

En la literatura científica hay varios trabajos sobre determinación de la disponibilidad de biomásas en diferentes países o regiones. Hay un ejemplo de México (Lozano García et al., 2020), realizado por investigadores del Tecnológico de Monterrey (Figura 1.10), metodológicamente muy bien hecho, pero que al final no llegaron al detalle de definir tecnologías. Lo primero que se hizo en este estudio fue seleccionar los cultivos que tienen la mayor cantidad de residuos y definir su localización. Elaboraron mapas con la distribución de los cultivos y después utilizaron una serie de layers o capas, para generar otros mapas que muestran cuál es el uso de la tierra, cuáles son los declives o pendientes, las carreteras y caminos para transportar los residuos, las redes eléctricas para distribuir la electricidad generada, y donde están los consumidores, o sea donde está concentrada la población. Estas capas con

esta información se superponen sobre los mapas con la disponibilidad de los residuos y ahí hay que asumir varias cosas, hay que pensar en la logística, la distancia, el sistema de transporte para definir los puntos en los que estarían localizadas las centrales termoeléctricas o las fábricas de biocombustibles. No solo considerando electricidad, sino que se podrían colocar plantas de producción de etanol por ejemplo, y para ello existirían una serie de capas con restricciones, lugares históricos, las redes eléctricas, los aeropuertos, la hidrología, la vegetación natural y las áreas de protección, todo esto hay que considerarlo. Y se va convirtiendo en una cantidad de información a la cual es necesaria darle un peso y una importancia. Se parte siempre de la disponibilidad de la biomasa y de otras informaciones que permitan trabajar la cuestión de la logística para la localización adecuada de las centrales termoeléctricas o las plantas de biocombustibles y para determinar las capacidades que tendrían esas plantas.

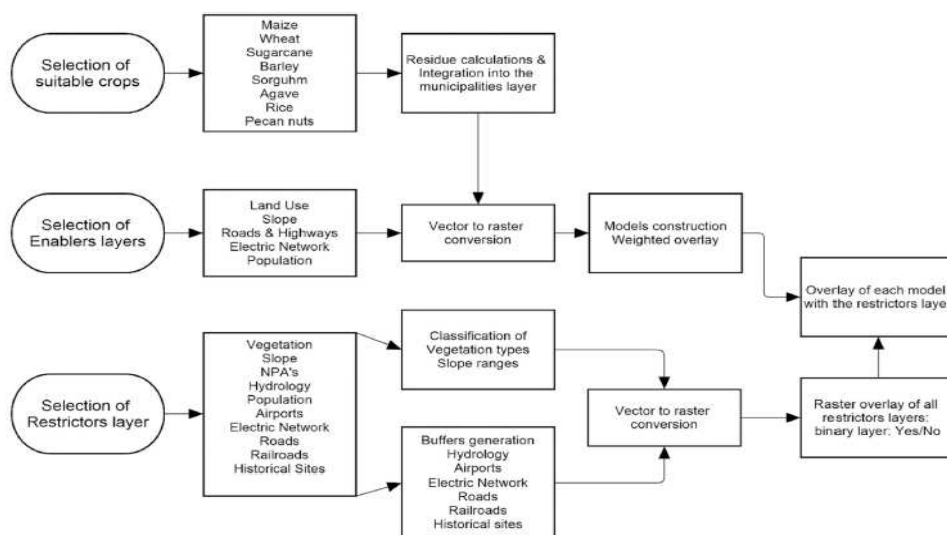


Figura 1.10. Esquema metodológico para estimar disponibilidad de biomasa (Lozano García et al., 2020).

Los cultivos que fueron considerados en este estudio de México fueron el agave, el arroz, la caña, la cebada, el maíz, etc. (Tabla 1.3).

Tabla 1.3. Producción de cultivos y biomasa residual estimada en México (Lozano García et al., 2020).

Crop	Production (Mg)	Crop Value (millions US Dls)	Residue (Mg)
Agave	2,408,884	778	602,221
Rice	232,159	71	377,258
Sugar cane	56,672,829	2013	7,650,832
Barley (grain)	845,707	226	1,403,874
Maize or Corn	23,133,599	5533	19,085,219
Pecan nut	122,536	469	224,853
Sorghum grain	8,394,057	1534	11,961,531
Wheat	3,971,536	971	7,287,768
Grand Total	95,781,307	11,595	48,593,556

A través de un coeficiente de residuo, se determina la cantidad de residuos disponibles, su disponibilidad anual y épocas de cosecha. Se presentan cuatro modelos donde se le dio diferentes pesos a estas capas, por ejemplo, el primero se asumió que el 75% que es un peso importante correspondería a la producción, una especie de análisis multiobjetivo. Son tantos los factores que influyen sobre la decisión final que hay que tener una metodología para el análisis multiobjetivo. Hay algunos artículos sobre estudios de disponibilidad de biomasa en Irán, Pakistán que utilizan esta metodología. ¿Quiénes les dan peso a estos criterios? Los especialistas, establecen cuatro modelos que dan cuatro resultados diferentes, entonces surge la pregunta: ¿Cuál de esos cuatro modelos está correcto? La pregunta no es del todo correcta, porque no es que un modelo esté correcto y otro está incorrecto, sino que son criterios y valoraciones subjetivas diferentes.

En la Figura 1.11 se muestra la distribución de la producción de maíz, y evidentemente para cada uno de los cultivos, se elabora un mapa. Esto da una idea de la concentración de residuos, que no sería el único factor a considerar, ya que a esos residuos habría que transportarlos. Adicionalmente habría que ver cómo están las vías de comunicación en las diferentes regiones, y si en el lugar donde está el centro de ese diámetro económico de transporte no hay ningún aeropuerto o una ciudad. Se tendría que instalar la central térmica en otro lugar o desistir de la utilización de esos residuos.

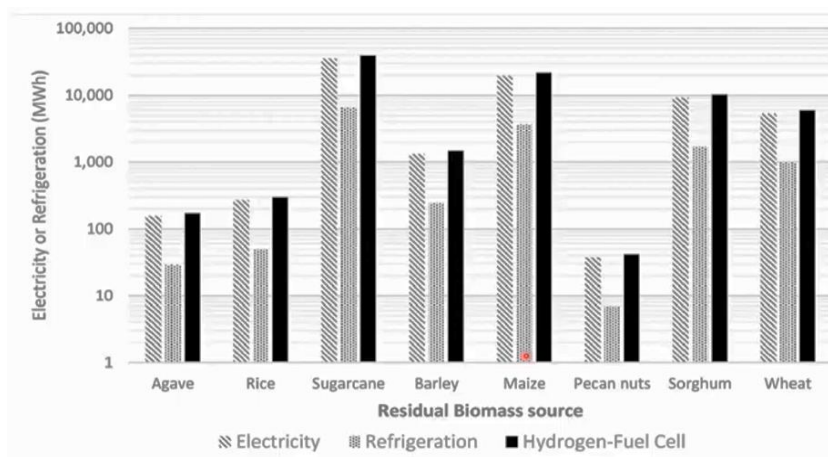


Figura 1.11. Potencial de recursos de biomasa en México, según tipo de aplicaciones (Lozano García et al., 2020).

Entonces, considerando esos cuatro pesos diferentes que se le dieron a los criterios, se logra el resultado sumando la disponibilidad de todas esas biomásas locales. Posteriormente para cada biomasa podemos tener usos finales diferentes: electricidad, calor, sistemas de refrigeración u otro equipo, hidrógeno. Según el uso final que se decida vamos a tener diferentes MWh de electricidad o de refrigeración para los diferentes cultivos. Una cuestión que considerar es que estos cálculos se realizan para cada tipo de biomasa por separado, dadas sus características particulares. Si los estudios arrojan que pueden aprovecharse juntos, sería más conveniente.

Un estudio semejante fue realizado en Croacia (Lovrak et al., 2020), también utilizando el sistema de información geográfica (SIG) para considerar el potencial de producción de biogás a partir de residuos agrícolas y bioresiduos municipales, y considerando la posibilidad de la codigestión de residuos

agrícolas y animales. En el mapa de Croacia con sus islas se observan con diferentes colores las diferentes áreas y usos: los aeropuertos, las plantaciones de frutales, de oliva, los pastos, para saber dónde están los residuos potencialmente utilizables para producir biogás. La disponibilidad es una cuestión extremadamente importante para garantizar el éxito de un proyecto, ¿cuál sería la potencia?, ¿cuál sería la tecnología?, ¿daría para usar un ciclo a vapor, sabiendo que el ciclo a vapor es viable económicamente para potencias superiores a 5 o quizás 3 MW? ¿o será que tenemos menos biomasa y vamos a tener que pensar en un ciclo orgánico Rankine o un gasificador motor?, ¿Cuál sería el costo nivelado de generación? ¿Cuál sería el pretratamiento que la biomasa necesita?, ¿Cuál serían los gastos de transporte?, ¿A qué costo estaría llegando esa biomasa combustible al portón de la central térmica o planta de biocombustible? Son cuestiones que no tienen una respuesta obvia y por eso los SIG son importantes en este sentido. Entonces se muestra el potencial de biogás en MWh: las regiones más oscuras, corresponden a valores de 100, 200 MWh, las regiones más claras a 25- 50 MWh, y evidentemente hubo algunos lugares donde la cantidad de la biomasa era pequeña como para pensar en algún aprovechamiento (Figura 1.12).

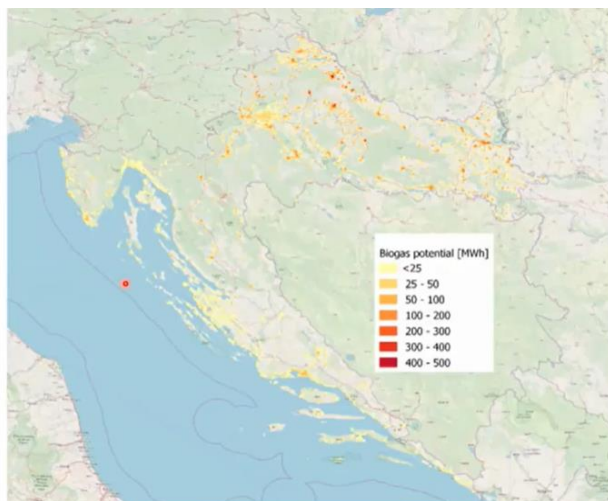


Figura 1.12. Estimación de biogás potencial a nivel geográfico (Lovrak et al., 2020)

Simplemente son ejemplos de cómo abordar el problema de disponibilidad de los residuos de biomasa. Por ejemplo, el CIEMAT (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas) con su programa Biorise, estudia la disponibilidad de residuos de biomasa. En Europa hay otros varios programas, como en Austria, por ejemplo. No hay otra forma de abordar la disponibilidad de la biomasa y la localización si no es con SIG. En el estudio de Croacia se estimó el potencial de biogás, pero no se propone la localización de las plantas ni cuáles serían viables económicamente. IRENA (The International Renewable Energy Agency) ha presentado un Atlas Global¹ de energía renovable que es una herramienta para el cálculo de bioenergía, donde hay una base de datos sobre cultivos, residuos agrícolas, residuos animales, plantaciones forestales, y eso permite que para una

¹Irena Bioenergy Simulator: https://biosimulator.irena.org/?_gl=1*19rt7rr*_ga*MTI2OTYwMjc4OS4xNzAwOTkzNTk0*_ga_7W6ZEF19K4*MTcwMDk5MzU5My4xLjAuMTcwMDk5MzU5My42MC4wLjA.

determinada región se pueda hacer un cálculo de cuáles serían aproximadamente los potenciales teóricos y técnicos de la bioenergía. Inclusive permite seleccionar la tecnología con la selección de la biomasa que existe. Claro está, que esto no pasa de ser un estudio preliminar, si aquí está el mundo entero evidentemente cuando se vaya a focalizar el estudio en determinada región, es probable que aparezca un cierto grado de error o de incerteza en eso.

5. Disponibilidad de la biomasa en Brasil para 2050

Siempre se ha afirmado que existe una cierta competencia entre alimentos y biocombustibles. Frei Betto una personalidad brasileña, llamó algunos años atrás a los biocombustibles de necrocombustibles, porque según él, el número de personas que pasan hambre en el mundo es siempre igual al número de automóviles en circulación. Es posible establecer una relación bastante superficial entre estos dos indicadores y culpar a los biocombustibles, al etanol, al biodiesel, del hambre en el mundo. Esta discusión ya no es actual por varias razones. En primer lugar, la reducción de los precios de los combustibles fósiles ha hecho que sea prácticamente insustentable pensar en biocombustibles. En el auge de esta discusión en los años ochenta aparecieron un montón de caricaturas sobre esta cuestión, y en una de ellas un niño no puede comer porque el maíz se utiliza para fabricar etanol. Están ocurriendo cosas extrañas en Brasil pues se han instalado varias fábricas de producción de etanol a partir de maíz. El Dr. Robert Brown, de la universidad de Iowa en una presentación titulada "*Donde fueron a parar los biocombustibles*", se pregunta por qué aquel énfasis que se hacía hace unos años en su producción ya no existe, y ahora existe un periodo de silencio en el cual nadie habla de ellos. Dicho autor menciona algunos proyectos interesantes donde los biocombustibles todavía tienen un papel importantísimo a jugar, tales como la mitigación de la intermitencia de las fuentes solar y eólica con grupos motogeneradores.

¿Cuál es el objetivo del estudio realizado en la UNIFEI (Andrade da Cunha Días et al., 2021) sobre la disponibilidad global de tierras para biocombustibles? En primer lugar, identificar los parámetros que influyen la demanda global por alimentos y tierras. En segundo lugar, obtener valores actuales y proyecciones futuras de diferentes indicadores para tres escenarios. En tercer lugar, cuantificar el área necesaria para el cultivo de alimentos, si tendremos comida para todos, una pregunta que siempre nos hacemos; y, en cuarto lugar, evaluar el potencial teórico y técnico de la generación de bioenergía.

Lo primero que se observa es que hay un problema serio de desperdicio de alimentos. Informes recientes mencionan que implica entre 17% y 30% de lo cosechado. Hay programas en el mundo que se han puesto como objetivo llevar el desperdicio de alimentos prácticamente a cero, aprovechar el 100% de lo que se cosecha. Lo cierto es que se estima que una cantidad enorme de los alimentos que se producen se pierden, se desechan. Por otro lado, se debe considerar las tierras degradadas y por ello, la agricultura urbana permitiría producir una fracción considerable de los alimentos que consumimos en los techos de los edificios, los jardines y los patios. La agricultura urbana no va a alimentar a todos los habitantes de las ciudades, pero si fuera un 10-15% ya sería un aporte considerable.

Estos son factores que no se habían considerado en estudios anteriores. Finalmente tenemos la posibilidad de consumir proteínas de insectos. Dicen que algunos tipos de insectos tienen más proteínas que un pedazo de carne de res, pero evidentemente no tienen el mismo atractivo. Sin embargo, ya en el mundo hay algunos miles de millones de personas que periódicamente, o casi siempre, consumen insectos como alimentos. El consumo de carnes rojas es una cuestión muy polémica, algunos de los presentes dirán que precisamente por causa de los impactos negativos de esta práctica no consumen carne. En resumen, en el estudio se incluyeron los siguientes factores: desperdicio de alimentos, el área de tierras degradadas, la agricultura urbana, el consumo de proteínas y otros.

También se analizan algunos factores que reducen la disponibilidad de tierras y cuáles aumentan dicha disponibilidad. La degradación de las tierras, el aumento del consumo per cápita de alimentos que no para de crecer y la pérdida de productividad agrícola por cambios climáticos son los factores que reducen la disponibilidad. Otro factor a considerar es el crecimiento poblacional, pues evidentemente cuantas más personas habiten el planeta, mayor será la necesidad de alimentos y menor será la disponibilidad de tierras para otras aplicaciones. Hay que tener en cuenta que además de utilizar tierras para producir alimentos, se usa para producir tabaco, algodón, vino, cebada y cerveza. Entonces existen otras aplicaciones. ¿Cómo podemos aumentar la disponibilidad de tierra para biocombustibles?, aumentando la productividad agrícola. La productividad de los diferentes cultivos crece continuamente y además existe un gap, una diferencia de productividad entre diferentes regiones del mundo. El mismo cultivo en un país dado y en otro país muestra una productividad que es completamente diferente. La posibilidad de tener cultivos energéticos a gran escala es importante; no es lo mismo sembrar eucaliptos para papel o para muebles, que sembrar eucaliptos como fuente de biomasa para proyectos energéticos.

Entonces, hay factores que reducen la disponibilidad y factores que aumentan la disponibilidad y cada uno de esos factores fueron considerados, fueron cuantificados y se consideraron varios escenarios. Lo primero es ver ¿cómo se usa hoy la tierra en el mundo? (Figura 1.13).

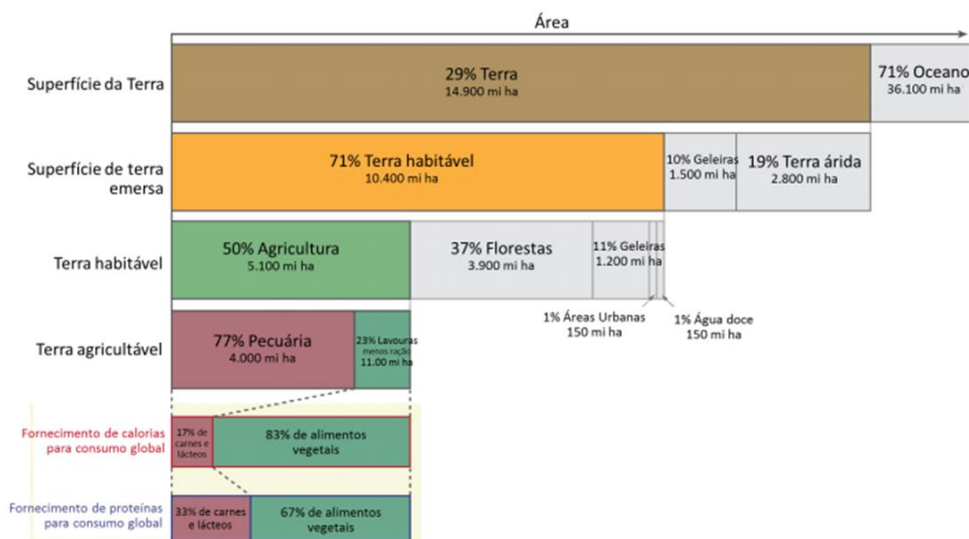


Figura 1.13. Uso global de tierras anualmente (Ritchie y Roser, 2017).

La superficie de la tierra es de 14.900 millones de hectáreas: tierra 21% y los océanos el 71%. El 21% es tierra habitable, el 10% son tierras heladas y 19% tierra árida, y de esa tierra habitable es el 50 % el que se usa en agricultura, el 37% en bosques y hay regiones congeladas que no se utilizan. De la tierra agrícola, el 77% se utiliza para producción pecuaria. En otras palabras, el 77% del área que cultivamos es para alimentar animales, que luego alimentarían a humanos. Considerando el consumo de calorías, el 17% de las calorías se obtienen a partir de carnes y lácteos. Un 83% de las calorías se obtiene a partir de vegetales, cultivados en el 23% de la tierra restante. En relación con las proteínas que se suministran para el consumo global, 33% son oriundas del consumo de carnes y 67% de alimentos vegetales.

El dilema actual es que 77% de las tierras agrícolas son dedicadas a la cría de animales que nos proporcionan el 17% de las calorías y el 33% de las proteínas. En realidad, estamos utilizando tierra para criar animales. Un dato que apareció recientemente y que hace un análisis de la biomasa viva en el mundo, muestra que el número de animales aumentó extraordinariamente. Se plantearon tres escenarios: i) un escenario pesimista; ii) un escenario conservador optimista y iii) un escenario ideal. En la Tabla 1.4 se muestran los principales indicadores de cada escenario y su comportamiento. Así, el crecimiento poblacional en el escenario pesimista sería alto, en el conservador optimista sería moderado y en el ideal se estabilizaría la población mundial. El desperdicio de alimento en el pesimista tendría el valor actual, en el conservador optimista se adopta una propuesta de reducción de entre las que existen hoy y en el ideal, cesaría el desperdicio de alimentos.

Tabla 1.4. Definición de los escenarios (Andrade da Cunha Dias et al., 2021)

ASPECTO	Pesimista - CP	Conservador Optimista - CC	Ideal - CI
CRECIMIENTO POPULACIONAL	alto	moderado	estabilizado
DESPERDICIO DE ALIMENTOS	valor actual	propostas de redução	zerado
CONSUMO DE CARNE	desenfreado	substituição parcial da carne por proteínas de insetos	substituição total da carne por proteínas de insetos
PRODUTIVIDADE AGRÍCOLA	decrecente	ganhos de eficiência gradativos	máxima
DEGRADAÇÃO DE TERRAS	tendência máxima de degradação	tendência mínima de degradação	recuperação de todas as terras degradadas

El consumo de carne en el escenario pesimista sería desenfrenado, en el optimista ocurriría una sustitución parcial de la carne por proteínas de insectos y en el ideal una sustitución total. La productividad agrícola en el pesimista sería decreciente, en el conservador optimista tendríamos un discreto aumento y en el ideal la productividad sería máxima. En el caso de la degradación de tierras, en el escenario pesimista tendríamos una tendencia máxima, con millones de hectáreas por año de tierras degradadas, en el conservador optimista una tendencia mínima de degradación y en el ideal la recuperación de todas las tierras degradadas. Cuáles son los indicadores sobre los cuales estos factores influyen: el crecimiento poblacional, influye directamente sobre la demanda de alimentos e indirecta-

mente sobre las áreas utilizadas para su producción. La reducción del desperdicio de alimentos disminuye las áreas de tierra utilizadas. El consumo de carne nos da una cantidad de tierras relacionadas con diferentes dietas, la productividad agrícola nos da la eficiencia en el uso de la tierra y cuando se evita la degradación de las tierras, nos proporciona un aumento de las tierras cultivables.

Los resultados son mostrados en un gráfico de radar (Figura 1.14), donde existe un área de bosques que se busca mantener intocable, considerando que la protección de los bosques es una de las tareas principales a realizar. El área total ocupada por producción pecuaria va disminuyendo desde el escenario pesimista pasando por el conservador que es el verde pasando por el escenario actual y llegando al escenario ideal. Finalmente tenemos las áreas de tierras potencialmente disponibles para biocombustibles. En el escenario pesimista no tendríamos áreas disponibles para biocombustibles, en el conservador/optimista tendríamos un área pequeña, y en escenario ideal, tendríamos un área enorme disponible para biocombustibles

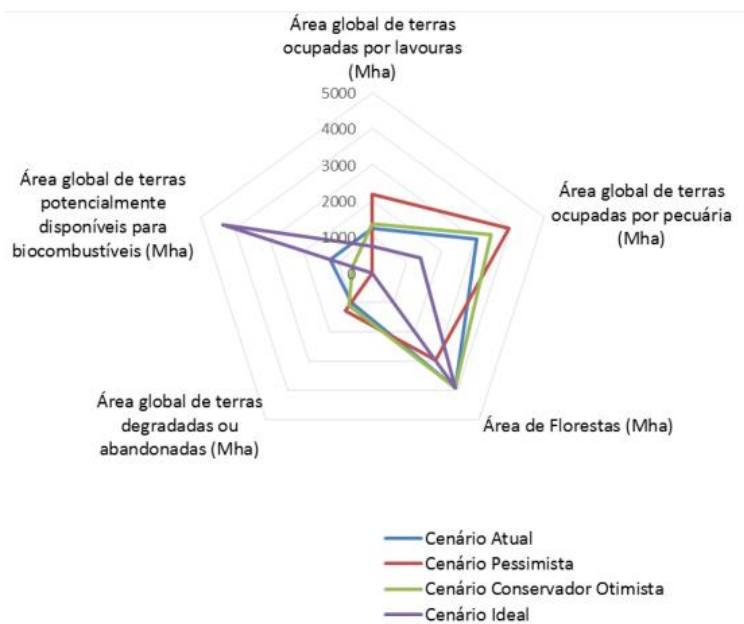


Figura 1.14. Comparación de distribución de tierras agrícolas según cada escenario (Andrade et al., 2021)

Esto indica que existen una serie de medidas que potencialmente pudieran llevar a la liberación de cantidades considerables de áreas disponibles para biocombustibles, sea etanol metanol, sea diésel, fischer-tropsch, o sea la producción de electricidad, o biorrefinerías. Este es el cuadro y estas son las incógnitas: crecimiento poblacional, desperdicio de alimentos, consumo de carnes rojas, productividad agrícola y degradación la tierra y, partimos de evaluar cada uno de estos factores que reducen la disponibilidad de tierras y factores que aumentan la disponibilidad. Con estos datos se construyó un gráfico de barras (Figura 1.15).

En el escenario actual hay un área de tierras que pueden ser utilizadas para biocombustibles de 1.242 millones de hectáreas, las áreas degradadas son 991 millones de hectáreas, y los bosques tres

mil novecientos millones de hectáreas. Este es un trabajo global donde no entran cuestiones de fronteras políticas, ministerios de agricultura, etc., y lo hemos hecho simplemente con el objetivo de mostrar cuáles son los factores que más influyen sobre la disponibilidad de tierras para biocombustibles.

Se observa el área global de tierras ocupadas por la ganadería y el área de tierras ocupadas por cultivos agrícolas no pecuarios. En el escenario pesimista llevaría a reducir el área de bosques y no quedaría nada para biocombustibles. El escenario conservador ya liberaría una cierta área, permitiría mantener los 3.900 millones de hectáreas de bosques y reduciríamos el área global dedicada a la pecuaria. Aumentando la productividad agrícola necesitaríamos de menos área para cultivos. Finalmente, en el escenario ideal, manteniendo los 3.900 millones de hectáreas de bosques libraríamos 4.370 millones de hectáreas para biocombustibles. ¿Este escenario ideal es real?, no, y precisamente por eso se llama escenario ideal. Si se llevan al límite una serie de factores como los mencionados: la población no crece, cesa el desperdicio, sustituimos la carne bovina por proteína de insectos, la productividad agrícola es máxima y recuperamos todas las tierras degradadas, eso nos puede llevar a un escenario en que tengamos una disponibilidad enorme de tierras para biocombustibles. Todo esto no es real, pero indica los caminos, las vías de mejoría. Puede que no se llegue a los 4.370 millones de hectáreas disponibles, pero quizás aplicando algunas de esas medidas consigamos llegar a 1000-2000 mil millones de hectáreas, lo que sería una cuestión bastante interesante.

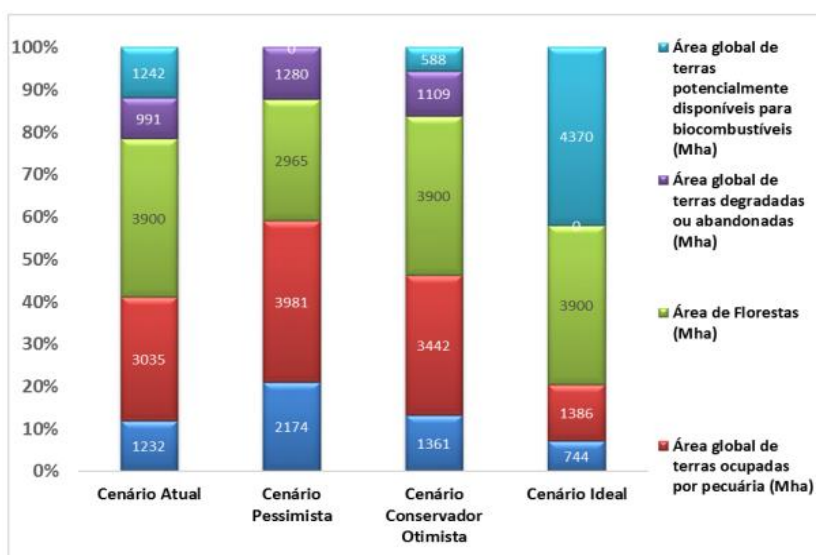


Figura 1.15. Comparación de distribución de tierras entre los cuatro escenarios (Andrade et al., 2021)

Como muestra la Figura 1.16 si se sustituye el consumo de carnes de bovinos por insectos podemos liberar entre 2056 mil y 2595 millones de hectáreas, que representa entre el 20 – 25% de las tierras cultivables. Esto permite visualizar el peso que tiene nuestra dieta basada en carnes rojas. Sin embargo, no se trata de prohibir la carne bovina sino de sustituirla parcial o totalmente por otro tipo de carne, en este caso se propone sustituirla por insectos. Por ejemplo, en el interior del Estado de Sao Paulo en Brasil, hay una empresa que tiene unas granjas para la cría de insectos y los que son utilizados más como aditivos, los muelen los mezclan con chocolate, y nadie se da cuenta que se está comiendo un grillo o algo parecido.

Excluyendo los animales que serían utilizados para la producción de carne, en el escenario ideal mantenemos los necesarios para la producción de leche y queso, los pollos, y otros tipos de dietas.

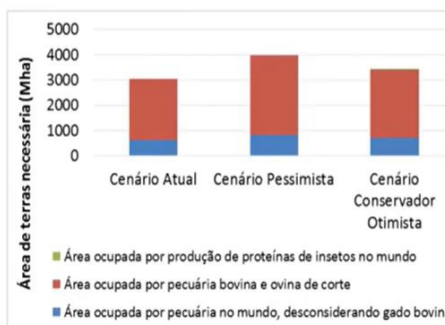
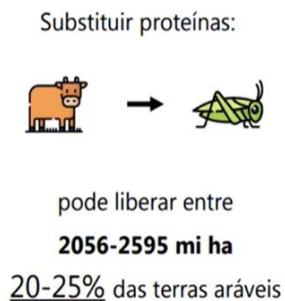


Figura 1.16. Área necesaria para cubrir la demanda proteica por fuente animal (Andrade et al., 2021).

Se trata apenas de un análisis ambiental de la cantidad de millones de hectáreas que se podrían liberar si no utilizamos el ganado bovino para la producción de carnes, sino solo para la producción de productos lácteos. Además, según los médicos comer carne roja en exceso hace mal, y por otro lado hay mucha gente que son vegetarianos o han pasado a comer menos carne. El mundo se está moviendo en este sentido y cuando se internalicen los costos ambientales en la producción de la carne, va a aumentar tanto el costo de la misma, que realmente, inclusive los amantes de la carne, van a tener que consumir ese alimento con menos frecuencia.

6. Biomasa y efecto invernadero

El trabajo anterior también muestra el potencial de secuestro de carbono en Gt (gigatoneladas) por año. La meta para 2100 (Figura 1.17), requeriría aproximadamente disminuir 1 Gt C/año, pero con el escenario actual nunca se llegará a eso. Hay algunos estudios que muestran que el límite de 2°C de aumento de la temperatura media global es muy difícil de alcanzar si se sigue la trayectoria actual. En el escenario pesimista esto sería más grave, y en el escenario ideal conseguiríamos una reducción considerable de las emisiones. Se definieron las metas, en el escenario pesimista se agravaría, en el escenario actual conseguiríamos prácticamente duplicar las metas, en el conservador poco y en el ideal tendríamos prácticamente 6 GtC por año.

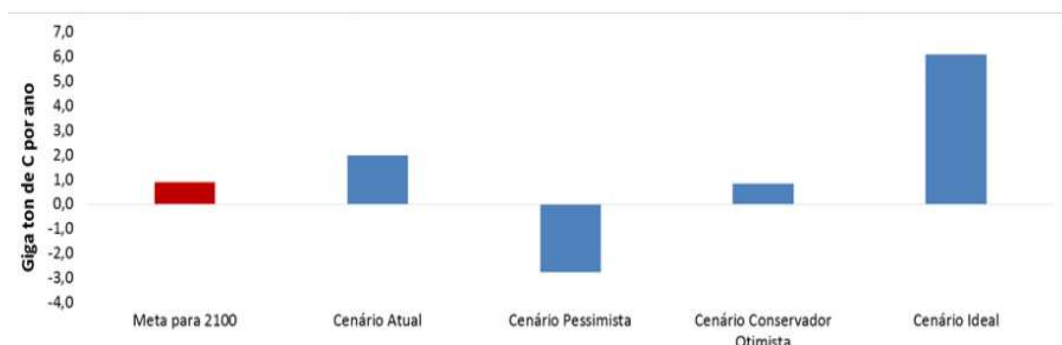


Figura 1.17. Potencial secuestro de carbono en los escenarios proyectados en comparación con la meta de secuestro de carbono para el 2100 (Andrade et al 2021).

¿Cuál es el indicador del impacto sobre el efecto invernadero de la producción de un determinado biocombustible o de un determinado combustible fósil? Son las emisiones en gramos de CO₂ equivalente por MJ, como se trata de diferentes combustibles la única forma de compararlos, sería referirse a la misma unidad de energía MJ, tanto para transporte, como para electricidad, como para suministro de calor.

La Figura 1.18 muestra las emisiones de GEI en gramos de CO₂ equivalente por kWh de energía en tres grandes aplicaciones: el transporte, la electricidad y el calor. En el transporte, los sustitutos del etanol y la gasolina serían los biocombustibles de la caña de azúcar, del maíz, el etanol lignocelulósico. Una reducción considerable de estas emisiones comparándolo con las emisiones de la gasolina. Para el diésel, el sustituto sería el biodiésel. En particular el biodiésel de algas es extremadamente caro y se caracteriza por valores altos de las emisiones de CO₂ por cuanto hay consumos de energía muy grandes en el cultivo, en la extracción del aceite de las algas, etc. Por eso hay un rango muy grande de valores.

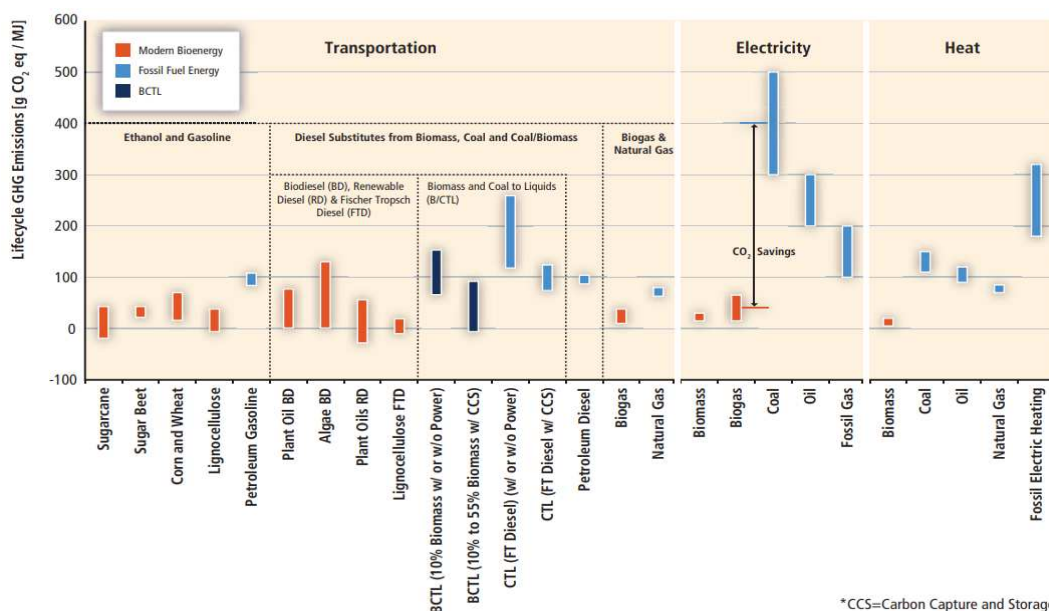


Figura 1.18. Rango de emisiones por unidad de output de energía (MJ) desde las mayores cadenas modernas de bioenergía y comparadas a las fuentes fósiles que sustituyen. (IPCC, 2018).

La electricidad se puede obtener a partir del biogás, de la biomasa, del gas natural y a partir del carbón mineral. La biomasa puede contribuir en la gran mayoría de los casos a una reducción considerable. En el caso de la electricidad serían los gramos de CO₂ equivalentes por MJ de cuando se utiliza el carbón, el petróleo y gas natural. Evidentemente el petróleo y el carbón mineral emiten más dióxido de carbono que el gas natural porque tienen más carbono en su composición química y porque la eficiencia de los procesos de generación de electricidad con carbón mineral y con petróleo son bien menores que cuando se utiliza el gas natural y los ciclos combinados. Entonces, es posible calcular las reducciones de CO₂ cuando se comparan los gramos de CO₂ equiv/ MJ de cada uno de estos

tipos de biomasa con su referente fósil. Con referencia al calor industrial o calor para calentamiento distrital tenemos como posibilidad la biomasa y el calor generado a partir del carbón mineral, del petróleo y del gas natural.

El efecto invernadero uno no lo ve porque no tiene el color, no tiene olor, ni nada de eso, pero las consecuencias sí, uno ve que hay cambios climáticos terribles: aumento de la frecuencia de ocurrencia de los huracanes, de las sequías, la disminución de la productividad de los cultivos. Hay una serie de cosas que en principio a través de modelos y de razonamientos lógicos son directamente explicables a través de este efecto invernadero. Entonces los biocombustibles, todos, se caracterizan por tener emisiones de GEI pequeñas. Si se observa la línea del cero en la Figura 1.18. Hay algunos estudios que informan valores negativos, es decir, podemos tener emisiones negativas GEI. El nitrógeno que es utilizado como fertilizante, después una fracción puede volver a la atmósfera en forma de óxido nitroso N_2O . El potencial de calentamiento global de ese óxido nitroso es enorme y eso puede hacer con que se obtengan menores reducciones de emisiones de CO_2 .

6. Biomasa y sustentabilidad

Hay varios tipos de indicadores de sustentabilidad. En esencia lo que se hace, es comparar la cantidad de energía renovable que se obtiene al final del ciclo de vida con el consumo de energía fósil en el mismo.

El NEB se calcula como $(\text{output} - \text{input energía}) / \text{producto}$ y el NEB ratio como $\text{output} / \text{input energía}$. En la Figura 1.19 se presentan los valores absolutos de este tipo de indicador. El tamaño de los círculos representa el porcentaje de la relación NEB con cada tecnología en relación con la producción de biodiésel a partir de caña de azúcar, que valor más alto (13,2). Por ejemplo, en esta referencia vemos que se compara la cantidad de energía renovable que se obtiene en relación con el consumo de energía fósil. Si se analiza el etanol de la caña de azúcar, ¿qué significa este 9 en el eje de las abscisas?, este 9 significa que, si uno hace un balance de energía en todo el ciclo de vida de la etapa agrícola, industrial, la etapa de distribución y uso del producto va a llegar a la conclusión de que se producen 9 unidades de energía renovable por cada unidad de energía fósil consumida (según lo que se muestra en el eje de las ordenadas).

Este indicador puede tener valores negativos el etanol del maíz. Para el biodiesel de maíz o de soja, tiene valores muy bajos porque tienen menor productividad y la etapa agrícola no proporciona una cantidad de coproductos que puedan ser utilizados como fuente de energía del proceso. En el proceso de producción de etanol de la caña se utiliza casi siempre un 100% el bagazo de la caña, es decir que no hay insumos fósiles en este caso. Pero no es lo mismo para el biodiésel de soja, que además tiene una etapa de transesterificación, que es una etapa que tiene un consumo de energía muy alto por causa del metanol, que generalmente es de origen fósil (a partir del gas natural mayormente). Cuando se hace un balance de energía del ciclo de vida, y se introduce el metanol, se introduce una cantidad considerable de energía fósil.

Se observa el biodiesel de la caña de azúcar, el diésel verde, que tienen un valor de 14 (en realidad 13,2), es decir, 14 unidades de energía renovable por cada unidad de energía fósil utilizada en el proceso, ¿y qué quiere decir? que la bioenergía tiene la capacidad de multiplicar los combustibles

fósiles. En el caso de tener aproximadamente 9 se utiliza 1 MJ de energía fósil en forma de diésel para tractores, para camiones e indirectamente en formas de fertilizantes, pesticidas, en forma de electricidad y por cada MJ de energía fósil va a obtener 9 MJ en forma de etanol, donde la parte azul corresponde al etanol, la parte violeta corresponde a los coproductos y esa parte verde corresponde a la parte agrícola.

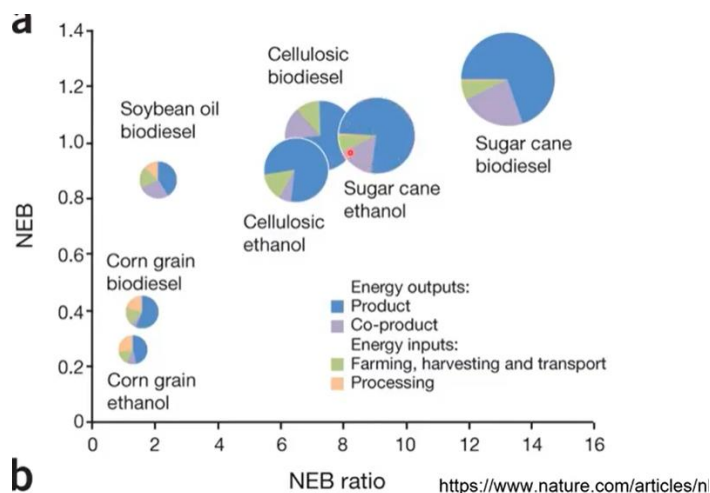


Figura 1.19. Energía obtenida desde biocombustibles (NEB ratio) en relación a la fuente fósil que sustituyen (NEB) (Caspeta y Nielsen, 2013)

Entonces, además de mitigar el efecto invernadero, la bioenergía multiplica la energía fósil y va a sacar 2 o 3 veces, en el caso de biodiesel de soja y de 6 o 7 veces en el caso de biodiesel de palma. La agricultura moderna necesita de combustibles fósiles, pero al mismo tiempo los multiplica. En el caso del etanol de la caña, en Brasil da 9, y en otros países se alcanzan menores valores, el etanol lignocelulósico muestra cerca de 6 - 7 y el biodiesel de la caña de azúcar o el biodiesel verde da un valor de 14 aproximadamente. No es que no se cumpla la primera ley de la termodinámica, pues hay un aporte de energía solar, pero por cada unidad de energía fósil, considerando apenas esa parte del ciclo y el final, vamos a tener en el caso del biodiesel de caña alrededor de 14 unidades de energía renovable.

En la Figura 1.20 los valores de GEI para la gasolina y el diésel fósil en gr/MJ se asumen como 100 (entre paréntesis), y entre paréntesis se indica el porcentaje de emisiones de gases relacionados con el etanol de la caña, comparado por ejemplo con la gasolina en su ciclo de vida. Para el caso del diésel fósil, que tenemos aquí como referencia con un 100%, el biodiesel de la caña emite un 19%, el biodiesel del maíz 61%, el biodiesel de soja 51%. Este por ciento de emisiones relativas a la gasolina y al diésel es un indicador importantísimo cuando se trabaja con biocombustibles. Responde a la pregunta: ¿cuánto permiten reducir las emisiones de GEI en el ciclo de vida, tomando como referencia el combustible fósil que ellos sustituyen, los alcoholes, el biodiesel etc.? Vemos por ejemplo que el etanol a partir de granos de maíz tiene emisiones de GEI casi iguales a las de la gasolina, un poquito menor.

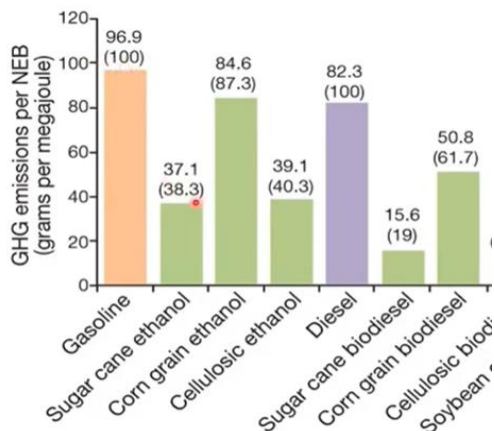


Figura 1.20. Energía obtenida desde biocombustibles (NEB ratio) en relación a la fuente fósil que sustituyen (NEB) (Caspeta y Nielsen, 2013)

Ahora vienen otros problemas, porque tenemos tres indicadores de sustentabilidad: el balance de GEI, el balance de energía que serían las relaciones del balance energético neto, y si se analiza con el software de ACV (Análisis de Ciclo de Vida) comparando aquí el biodiésel con el diésel, va a dar diferentes categorías de impactos, compuestos cancerígenos, afectaciones respiratorias por compuestos orgánicos, etcétera (Figura 1.21). Todo esto aparece en unidades diferentes. Si se toma como referencia el diésel fósil verá que para una gran cantidad de categorías el biodiésel es mucho mejor. En el uso de la tierra la situación del biodiésel es más grave porque el diésel fósil no usa tierra ni usa minerales tampoco.

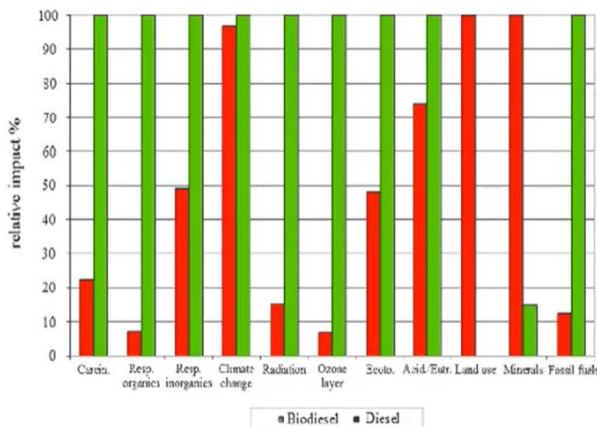


Figura 1.21. ACV comparando diésel y biodiésel para diferentes categorías de impacto. (Spinelli et al., 2013).

Entonces, se están considerando tres tipos de indicadores de sustentabilidad, el primero es el balance de energía expresado de diferentes maneras, generalmente nos interesa evaluar el carácter ese multiplicador de la energía fósil que tienen los biocombustibles. El balance de GEI, siempre realizado en términos absolutos o comparándolo con el combustible fósil que sustituye, y por último las categorías de impactos. Se ve por ejemplo que el diésel tiene impactos, tomando el diésel como 100%,

casi siempre mucho mayores que el biodiesel, pero hay casos en lo que no está tan claro y hay que analizar bien la decisión a tomar. Ese es un punto difícil en todos los análisis de sustentabilidad: llegar a un resultado final que priorice una alternativa. Todos los estudios tienen sus limitaciones y los resultados también a veces son medios confusos, y por ello hay que analizar bien los resultados. Un experto de renombre brasileño hizo un estudio donde demostró que la gasolina era mejor que el bioetanol. Lo hizo arbitrariamente para demostrar qué si se hace un estudio sin considerar determinadas bases, criterios, sin seleccionar una metodología de análisis correcta, sin seleccionar los modelos correctos, se obtiene cualquier cosa y va a obtener hasta lo que uno sabe que no puede ser.

6. Tecnologías de conversión

La primera columna de la Figura 1.22 muestra los diversos tipos de materias primas de biomasa para procesos de conversión: árboles, residuos forestales, hierbas, cultivos agrícolas, residuos agrícolas, residuos animales y residuos sólidos urbanos. Existen biorrefinerías basadas en el cultivo de gramíneas. En la columna del centro se muestran las tecnologías de conversión, la gasificación, la combustión, la pirólisis. Al final en la tercera columna a la derecha están los productos: etanol, diésel, electricidad, calor y una gran variedad de compuestos químicos, que es lo que lleva al concepto de biorrefinerías. Entre ellos: fenoles, adhesivos sulfurados, ácidos grasos, además de alimentos para humanos y para animales.

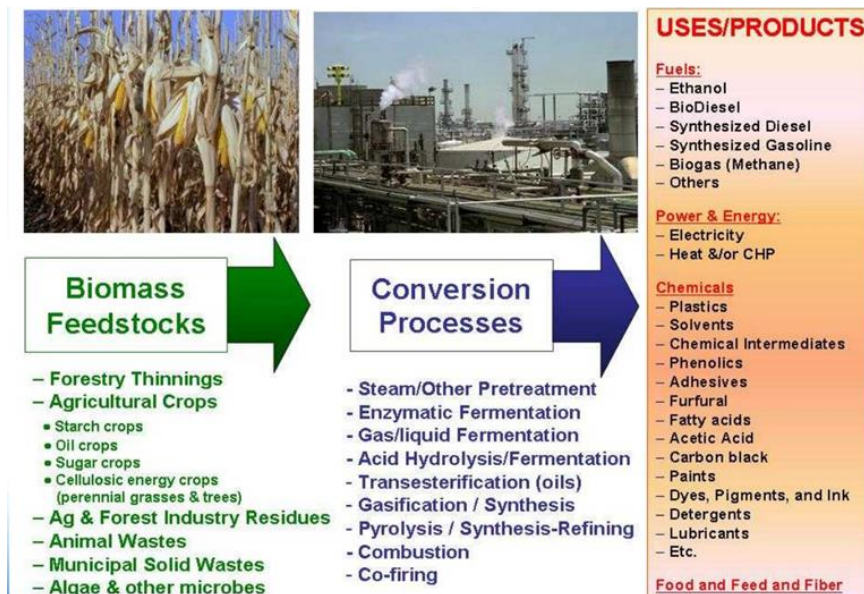


Figura 1.22. Eslabones para considerar en cadenas de valorización de biomasa (Pate, 2007)

La Figura 1.23 muestra los principales procesos de conversión energética de la biomasa: conversión térmica, termoquímica, bioquímica y química. En la conversión termoquímica, muchas veces se incluye también la combustión, que aparece aquí separada. La torrefacción, la gasificación y la pirólisis son procesos termoquímicos. Los procesos bioquímicos, incluyen la fermentación y la digestión anaerobia, inclusive se puede fermentar el gas de síntesis de la gasificación, o productos pirolíticos.

Finalmente tenemos la conversión química por transesterificación o hidrogenación, pues el hidrógeno también puede utilizarse para tratar los aceites vegetales y producir diésel. La Figura 1.23 incluye también las materias primas típicas de cada proceso y los productos de energía primaria.

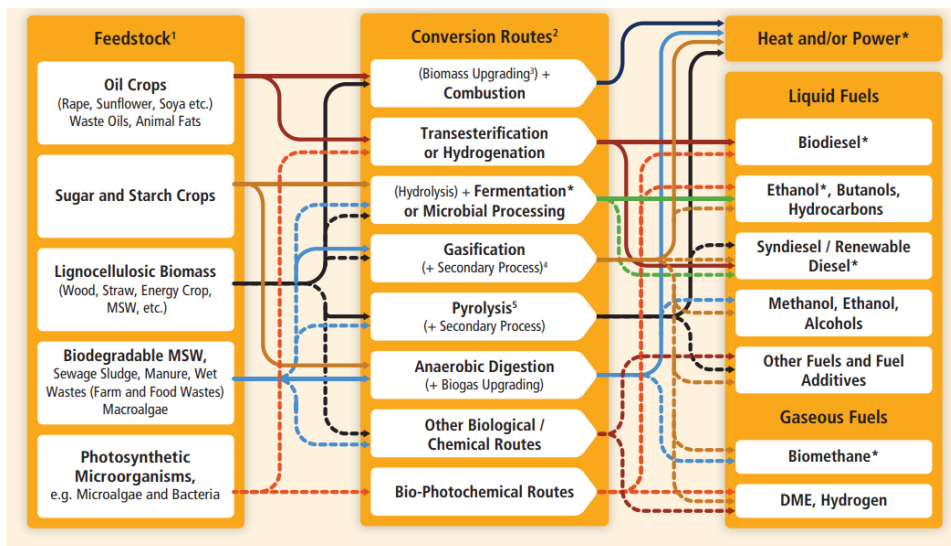


Figura 1.23. Cadenas de valorización de biomasa posibles a partir de diferentes materias primas. (IPCC, 2018).

Este gráfico separa las materias primas y permite ver cómo los diferentes tipos de biomasa pueden ser aprovechados por medio de diferentes rutas de conversión, lo cual dará como resultado, diferentes productos. Por ejemplo, las oleaginosas se pueden quemar por combustión, o se pueden transesterificar, o hidrogenar para producir biodiesel. Están los azúcares y almidones que se pueden fermentar o someter a un tratamiento anaerobio que es menos común y luego con el refinado del biogás para producir metano. Por otro lado, la biomasa lignocelulósica que puede ir directamente para la combustión, para fermentación, para gasificación, para pirólisis o para otros procesos biológicos. También existen los lodos, las excretas, que son residuos biodegradables, casi todos van para la digestión anaerobia, aunque podrían ir para pirólisis, para gasificación, para fermentación.

Y por último, los microorganismos obtenidos por fotosíntesis que son las microalgas, que son un fenómeno que puede ir para transesterificación o puede ir para rutas biofotoquímicas. Esas algas tienen un potencial enorme, sin embargo, en uno de los gráficos anteriores que vimos, se muestra que las algas, aunque tienen un contenido de aceite grande, del 50%- 60% o más del citoplasma, las etapas de cultivo, cosecha, extracción del aceite, son altamente demandantes de energía y eso hace que el balance de energía sea 1 o negativo. Esto no indica que las algas no van a servir nunca, sino que es un indicador de que todavía hay muchas cosas por hacer. Las microalgas son microorganismos de tamaño microscópico y hay que cultivarlas, hay que separarlas e inyectarles CO₂ porque es su alimento, no toda la luz solar les sirve sino apenas en un determinado rango de longitud de onda. Entonces a veces hay que generar electricidad para producir la luz para las algas, después las algas no derraman el aceite si no que hay que fracturar cada microorganismo utilizando ultrasonidos con

otras tecnologías. Entonces, cuando se van sumando los consumos de energía, se puede llegar a un valor negativo. En Europa se realiza una reunión anual o bianual dedicada al análisis del ciclo de vida (ACV) del proceso de la producción de algas y biocombustibles a partir de algas. Este ACV permite determinar cuáles son las etapas del proceso en que se consume más energía y cuáles son las etapas en que es posible obtener una reducción de ese consumo con nuevas tecnologías o con nuevos métodos. Y además las algas tienen un problema. Nadie sabe cuántos millones de variedades de algas existen todavía, no existe un catálogo que las clasifique a todas.

Al final se obtiene calor, potencia eléctrica y tenemos combustibles líquidos, biodiesel, etanol, butanol. Es muy interesante el butanol, lo único que el proceso de producción del butanol por fermentación es extremadamente complicado. Tenemos diésel sintético por gasificación. El diésel renovable que se obtiene a partir del proceso fischer-tropsch por gasificación es más parecido al diésel fósil. El biodiesel lo único que tiene en común con el diésel es que pueden funcionar en un tanque de un motor diésel, pero el que más se parece al diésel fósil es este diésel renovable obtenido por síntesis Fischer-Tropsch. Se debe llamar diésel renovable porque, aunque su estructura química sea idéntica, no tiene azufre, y es una ventaja considerable. También por pirólisis y gasificación podemos obtener alcoholes, pero principalmente por fermentación, metano, etanol, alcoholes etcétera. Se puede obtener biometano a partir de la digestión anaerobia y el refinado del biogás. Por síntesis catalítica a partir del gas de gasificación se puede obtener DME o hidrógeno verde.

Si se analiza por ejemplo el biogás, la biodigestión es una solución atractiva para resolver el problema de las excretas, pero estas por su composición, no son el sustrato más adecuado para producir biogás. Por eso se habla mucho de codigestión para tener una relación carbono y nitrógeno adecuada que permita aumentar en varias veces la producción de biogás. Aquí en América Latina llevamos los biodigestores para dónde están las vacas; en Europa, al contrario, ellos llevan las excretas para biodigestores centralizados que permiten tener plantas de gran potencia. Esto también permite mezclar las excretas con otros sustratos, generalmente de origen lignocelulósico, y podemos tener una producción de biogás mucho mayor.

En el caso de biodiesel, hay diferentes materias primas: cebo de vaca, grasa de puerco, grasa de pollo, hay algunas materias primas tradicionales como la palma, la soja, el girasol y otros alternativos como la jatrofa, la moringa, la candelina, la macauba, la andiroba. Se habla de ellas, pero la mayoría no están domesticadas, lo que significa que no se sabe cuánto van a producir ni en qué tiempo producen, cuál es el tamaño ni cómo se cosecha, cuándo ocurre la floración, etc. Todavía hay que estudiar estos aspectos.

Cada materia prima produce diferentes cantidades de biodiesel (Figura 1.24) por hectárea, de ahí la diferencia cuando se hace un análisis del ciclo de vida de la soja y de la palma y se tiene por un lado 6 mil litros por hectárea y para soja 446 L/ha. Otra materia prima para biodiesel son las algas, las que consumen en su crecimiento energía, luz, CO₂ y nutrientes. Después del cultivo tenemos un líquido verde que contiene las microalgas, que hay que cosechar y fracturar (lysing), para obtener el aceite y la biomasa. Todavía se hace necesario un proceso de transesterificación, que consume energía y metanol.

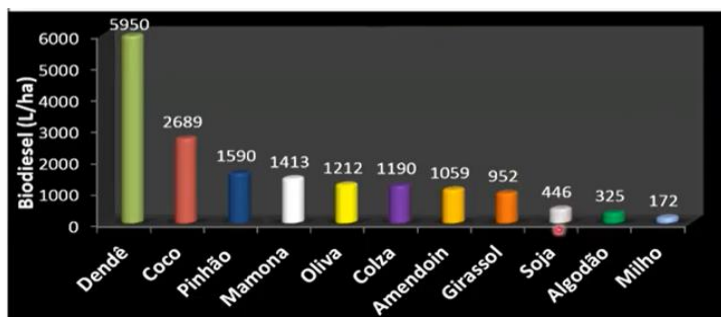


Figura 1.24. Cantidad de aceite por superficie a partir de diferentes cultivos oleaginosos.

En la Figura 1.25 se observa que todas las etapas del proceso de obtención de biodiesel a partir de algas consumen energía, entonces cuando se hace el balance de energía para las algas es probable que dé negativo.

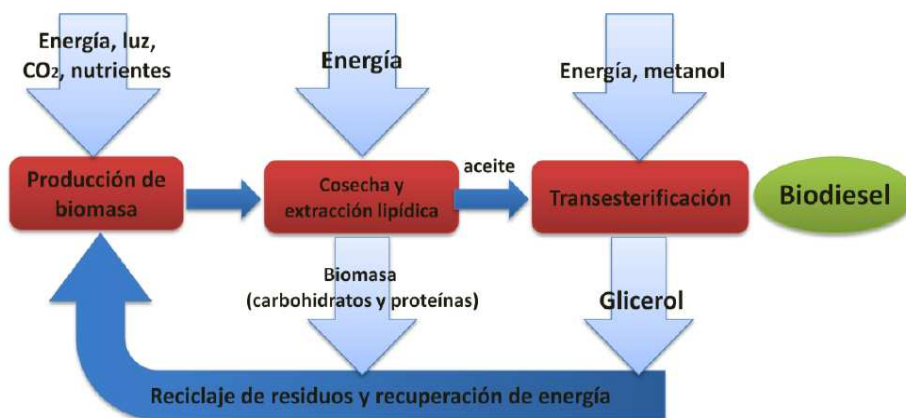


Figura 1.25. Biodiesel a partir de algas. Fuente: elaboración propia adaptado de Scott et al (2010).

En relación con la producción de biodiesel, ahora se discute mucho la posibilidad de mezclar los aceites vegetales con el petróleo crudo, e introducirlos en los procesos de las refinerías convencionales. Al final de cuentas las refinerías ya están ahí, no hay que crearlas y sería más fácil ver cómo se modifica este proceso inyectando aceite y utilizando hidrógeno para producir diésel (HVO o diésel verde) en lugar de biodiesel, que es el producto de la transesterificación.

El biodiesel no tiene la misma composición que el diésel, no son iguales. El biodiesel está compuesto por ésteres metílicos y el diésel fósil, y el verde, por hidrocarburos. Con el biodiesel el motor funciona, pero tiene una pérdida de potencia, con el diésel fósil y el verde funciona normal, entonces lo que se puede hacer, en las distribuidoras es mezclar el diésel con el biodiesel en el 5,10 o 15%.

Por otro lado, la ruta bioquímica para la obtención de bioetanol a partir de materiales lignocelulósicos (Figura 1.26) comienza por el proceso de reducción granulométrica y pretratamiento de la biomasa a partir de los cuales vamos a tener dos corrientes una con azúcares C6 y otros azúcares C5. Hasta hace poco los azúcares C5 no eran fermentables, pero ya hay una serie de desarrollos, de microorganismos genéticamente modificados capaces de fermentar los C5 y producir alcohol.

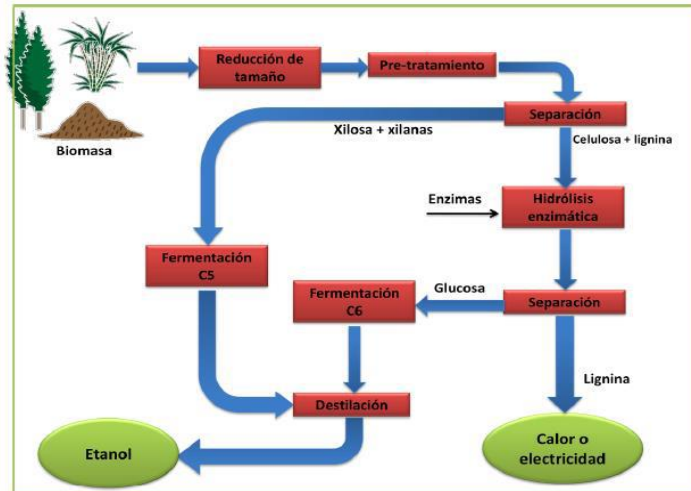


Figura 1.26. Ruta bioquímica para la obtención de biocombustibles. Fuente: Machado (2010)

La ruta termoquímica (Figura 1.27) permite por gasificación, pirólisis, licuefacción, obtener una variedad enorme de combustibles líquidos o gaseosos, todavía a costos muy altos. No existe ninguna planta en el mundo haciendo síntesis fischer-tropsch a partir de la gasificación, a escala industrial. Actualmente con los avances de gasificadores a plasma, con los reactores compactos, quizás sea posible producir por síntesis de fischer-tropsch una serie de alcanos, de gasolinas, biodiesel y otros productos.

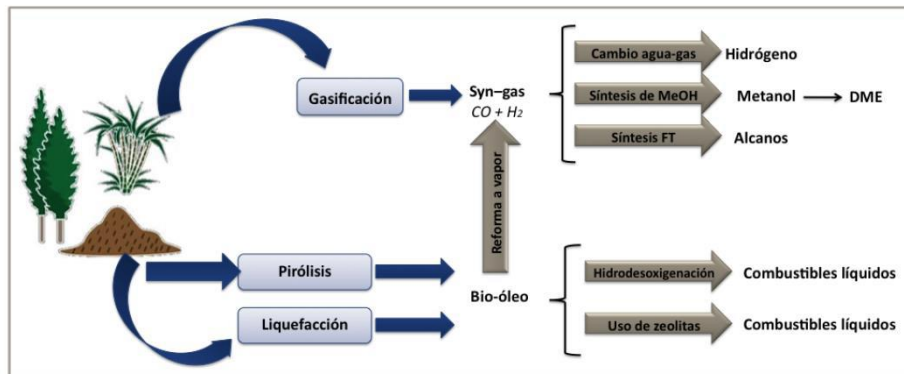


Figura 1.27. Ruta termoquímica para la obtención de biocombustibles. Fuente: Machado (2010).

7. Revisión de la sección

¿Por qué la biomasa tradicional pierde relevancia en el pronóstico de escenario para el 2050?

Cuando se habla de biomasa tradicional, se habla de la biomasa para la cocción de alimentos, evidentemente es bien probable que aumente en términos absolutos. El uso de la biomasa moderna, -introducido ese término para diferenciarla de la biomasa tradicional- debe también aumentar considerablemente. Sin embargo, para la biomasa tradicional tendremos fogones más eficientes, hay unos fogones por ahí por ejemplo con unos ladrillos alrededor que utilizan el efecto Seebeck y permiten que se utilice un ventilador, accionado por la pequeña cantidad de electricidad generada, y eso permitiría

suministrar aire primario y secundario. Conociendo cómo ocurre la combustión de la biomasa, que se quema en dos partes, los volátiles y el carbón fijo, esto permitiría aumentar considerablemente la eficiencia de uso de la biomasa. Sin embargo, se deben considerar las realidades diferentes. En países pobres que usan leña, se trabaja en aumentar la eficiencia de los fogones para la cocción de alimentos y, por otro lado, para países que puedan hacer un uso moderno, industrial, de la biomasa, se procura que aumente la eficiencia en este tipo de sistemas de aprovechamiento.

¿Qué ventajas y desventajas ve en el hecho de que los cultivos energéticos podrían ser una oportunidad de industrializar el campo?

La tercera parte de las personas que pasan hambre en el mundo son agricultores, cuando se debatió esta cuestión de los biocombustibles y los alimentos, que se hicieron decenas de estudios para ver cuál era la verdadera causa, se llegó a la conclusión de que efectivamente había una cierta influencia de los alimentos, pero que la causa principal del alto costo de los alimentos era la especulación, el aumento del costo de los combustibles fósiles, etc., Entonces si hubiera una manera de que se generen empleos y el personal del campo podría tener un producto de mayor valor, con precios comerciales, como por ejemplo la electricidad, el etanol, o el hidrógeno, eso permitiría realmente darle un cierto desarrollo a las regiones agrícolas. Por otro lado, hay que considerar que las personas están saliendo de las grandes ciudades y esto podría incentivar el uso de la biomasa y los cultivos energéticos, resultando en una fuente adicional de empleo.

¿Se puede considerar a la bioenergía capaz para instalar centrales de base, es decir como reemplazo de centrales hidráulicas o nucleares?

La biomasa no puede satisfacer todas las demandas de energía de este mundo por cuanto son muy superiores a la disponibilidad de tierra que existe una vez se satisfaga la necesidad de alimentación, la necesidad de conservación de los bosques, etc. Generalmente se trata de unidades de 20 o 30 MW (en Europa hay algunas de 60 MW o más, pero no es muy común) porque esa biomasa no se puede traer de muy lejos, y ahí aparece la cuestión del radio económico del transporte, que es el que acaba limitando la potencia. No se trata de que sustituyan a las centrales nucleares o a las centrales convencionales, o las centrales hidroeléctricas, sino que como el consumo de electricidad va a seguir aumentando, en todos los países existe esta tendencia, la biomasa puede ayudar a satisfacer, a complementar una parte de ese aumento de la generación necesaria de electricidad.

¿Cuánta es la fracción que la biomasa puede llegar a tener en el mundo? Cerca de 20 - 30%, pero eso depende de un estudio de cada país, un estudio local, hay lugares donde hay más tierras, en otros hay menos, hay lugares con mayor necesidad de implementar la bioenergía. Se requiere hacer un análisis local. y principalmente un estudio sobre la penetración de las fuentes intermitentes, ver cuál es la fracción de la potencia instalada que se puede satisfacer con energía eólica, y energía solar, pues eso desequilibra la operación de los sistemas eléctricos, se necesita de un complemento, que, en el caso de Brasil, hoy son las centrales hidroeléctricas. Cuando se triplique la potencia instalada en el país, ahí quizás la situación sea otra.

Existe una polémica respecto a que para obtener cierto tipo de biocombustibles es necesario utilizar calor a alta temperatura, y en muchos casos se usa combustible fósil para ello, ¿Cómo se obtiene ese calor en procesos como la gasificación, pirólisis u otro medio para producir biocombustibles o bioenergía?

Esos dos procesos son autosustentables energéticamente. Si uno tiene un gasificador hay una fracción que se suministra de aire en relación a la cantidad teórica o geométrica que es del 20 al 30%, que tiene como objetivo precisamente que una parte de la biomasa, en un proceso autotérmico, genere la temperatura que el proceso necesita. Hay propuestas de gasificación solar de biomasa, donde la energía solar puede autosustentar el proceso. En centrales azucareras se demostró que es un poco más complicado, pero es perfectamente factible operar sin ese soporte de combustible fósil. Este no es el caso de la incineración de los residuos sólidos urbanos, que sí necesita muchas veces un soporte, pero ahí existe la posibilidad de usar el plasma. Los gasificadores de plasma, conocido como el cuarto estado de la materia, permiten obtener temperaturas hasta 5000°C con lo cual no existirán alquitranes, ni partículas en el gas, sino que sale todo fundido por la parte inferior del gasificador y el gas es muy limpio.

Ahora viene una segunda ola de los biocombustibles que es la utilización de gasificadores plasma acoplados a reactores Fischer-Tropsch compactos y hay varios proyectos extremadamente confidenciales, con grandes empresas como British Petroleum y otras compañías enormes. Si se consiguiese de una manera factible utilizando la gasificación por plasma convertir los residuos sólidos urbanos en metanol o en gasolina, entonces se tendría el cierre del ciclo para una sociedad sin residuos. Se trata de la famosa economía circular, ahí comenzaría a circular realmente el residuo, daría la vuelta y se convertiría en productos de alto valor agregado.

¿Qué tipo de subsidios del gobierno brasilero podría implementar para aumentar la participación de la biomasa, como pirólisis, gasificación y otros en la matriz eléctrica brasilera?

Esos subsidios son bien antiguos, y se refieren a toda energía renovable y lo que se hace es definir una cantidad de MW que se quiere recibir, se convoca a proyectos, y aquellos que son seleccionados se les oferta un valor de compra de la electricidad fijo durante 20 años. Ahora hay otros subsidios y otros programas, lo cierto es que en Brasil crece mucho la energía eólica y se han dado incentivos para que las personas instalen los paneles fotovoltaicos en el techo de su casa, a cambio de una reducción en tarifas, etc., y eso ha tenido resultado (aunque no todo lo que se esperaba). La biomasa tiene un potencial mucho mayor, pero se ve cierto dinamismo. En la página de la Agencia Nacional de la Electricidad periódicamente se ve que hay una relación con nuevos proyectos para generación con biomasa, todos con ciclo a vapor, la gran mayoría de 14, 20, 30 MW, porque hoy por hoy, no hay otra tecnología disponible en Brasil. El ORC, ciclo orgánico Rankine, está prácticamente concentrado en Europa y los Estados Unidos, donde hay centenares de unidades.

En Brasil muy improbablemente exista hoy un fabricante de gasificadores con motores, todos se dedicaron principalmente a la gasificación, pero no a la venta de unidades de generación con motores de combustión interna.

En la actualidad se habla mucho de la movilidad eléctrica, ¿Cómo se ve el potencial de los biocombustibles para la conversión de los medios de transporte que utilizan combustibles fósiles, mucho más en los países en desarrollo donde las condiciones económicas no nos permiten a la mayoría obtener las nuevas tecnologías de transporte?

Todo parece indicar el carro eléctrico algún día se va a imponer. Se ha mejorado mucho la cuestión de las emisiones en los vehículos, y se está llegando a un cierto límite, pero el número de automóviles no para de aumentar. Cada automóvil emite menos, más su número continúa aumentando y el problema continúa agravándose. Algunos países ya tienen planes para eliminar totalmente los carros que utilizan combustibles fósiles.

Es mucho más fácil controlar las emisiones en unas centenas o en miles de centrales termoeléctricas que controlar las emisiones en millones de automóviles. Esto no depende apenas del motor, ni del combustible, sino que también depende de los sistemas de control de emisiones. Hay tentativas de fabricar carros más baratos pero que evidentemente van a emitir más. El carro eléctrico parece ser una alternativa, aunque si todos los carros fueran eléctricos evidentemente el consumo de electricidad en el mundo crecería considerablemente. Habría que ver cómo generar esta electricidad y probablemente en eso la biomasa va a tener un papel importante. Por otro lado, existirán carros más eficientes, que utilizarían células a combustible alimentadas con hidrógeno verde producido a precios comercialmente viables, utilizando la energía eólica y solar concentrada para aumentar la temperatura de algunos sistemas. Los automóviles no serían apenas eléctricos, serían también, mucho más eficientes.

¿Se identifican cultivos que podrían servir para recuperar áreas degradadas, por ejemplo?

Hay varias publicaciones interesantes que muestran que cuando se recuperan áreas degradadas después es necesario ver lo que hace con la biomasa que se crece en ellas. Se podría unir lo útil con lo agradable y recuperar áreas degradadas con algún tipo de biomasa de crecimiento más o menos rápido que pudiera en principio utilizarse como fuente de materia prima para biocombustibles.

¿Por qué la tecnología de conversión de biomasa sigue siendo más cara que otras como las de viento e hidro o solar que han avanzado últimamente en el mercado?

En primer lugar, a la biomasa hay que sembrarla y no existe biomasa con costo cero, hasta un residuo tiene un costo. Por ejemplo, el ciclo a vapor, que generalmente tiene una presión que no pasa de 20 bares y 320 °C, cuando se utiliza leña o un cultivo energético para generar electricidad, se tropieza con el problema de que ya el combustible tiene un costo mayor. Lo mismo ocurre cuando la central no está dentro de una central de utilidades de una fábrica. Entonces, habría que tener mayores eficiencias, y ahí aparece la necesidad de implementar parámetros de vapor más altos que nos permitirían generar más electricidad, realmente a un mayor costo pero que quizás compense el costo del combustible. Si por ejemplo, se decide cultivar el eucalipto o cultivar hierba elefante u otro cultivo, se debe considerar: la propiedad de la tierra, las labores agrícolas, etcétera. Al hacer el cálculo del costo nivelado de generación, es posible observar cómo influyen cada uno de los factores sobre el costo final. Sin embargo, hay que empezar por el potencial, o sea por la cantidad de biomasa existente, por la variabilidad de esa cantidad de biomasa en el año.

En un estudio en Colombia sobre la cogeneración en las fábricas de palma, se detectaron dos problemas serios. El primero es que hay fábricas de aceite de palma pequeñas que funcionan apenas algunos meses por año. No se puede pensar en una inversión millonaria para operar apenas algunos meses por año, a menos que tenga un combustible sustituto para esas épocas. En segundo lugar, el consumo de vapor en proceso debido a la esterilización discontinua de los frutos tenía picos, con lo cual no es posible operar una turbina a vapor para generar una potencia más o menos estable. Una central autónoma que no vende vapor para procesos de producción de azúcar y alcohol, tiene que tener una eficiencia más alta. El ciclo de vapor tiene la posibilidad de usar parámetros de vapor más altos y generar más electricidad, lo que lleva a costos de inversión mayores, pero todo eso es una relación de costo beneficio. En Alemania hay una central de biomasa que alcanza 36.9 % de eficiencia, siendo que una central convencional tiene 17%, 18%, porque usaron altos parámetros del vapor, mejoraron el esquema térmico, etcétera, pero todo eso hay que compensarlo. ¿Cuál es el problema?, costos de compra de electricidad muy atractivos y una biomasa muy cara, entonces la única forma de que ese negocio funcione es con eficiencia de conversión alta a cualquier costo: altos parámetros, calentamiento regenerativo, calentamiento intermedio, etc.

¿Cuánto ha disminuido el uso y la investigación en los biocombustibles líquidos a causa de la caída de los precios de los combustibles fósiles?

Ha caído extraordinariamente el interés por los biocombustibles. Robert Brown, muestra que la situación es grave, pero menciona que los biocombustibles no son inútiles y todavía los necesitamos. Los sistemas energéticos, a pesar de todo el desarrollo tecnológico en fotovoltaica y eólica todavía necesitan de la biomasa porque esas tecnologías son variables e intermitentes. Existen nuevos procesos como el de gasificación por plasma acoplado al Fischer-Tropsch intensificado que permitirían producir en escalas pequeñas. Siempre se dijo que la producción de diésel, a partir de las rutas termoquímicas, necesitaba de escalas enormes y que una torre de proceso Fischer Tropsch debería tener 67 metros de altura, pero ahora existen procesos intensificados mucho más compactos.

¿Se podría hacer una comparación ambiental a través del ciclo de vida entre sistemas basados en una fuente eólica, solar y bioenergética?

Si se puede, utilizando criterios de sustentabilidad. Por ejemplo, uno de ellos: el balance de energía en todo el ciclo, porque las torres de eólicas no aparecen de la nada, hay consumo de concreto, consumo de metales, consumo de electricidad. En el caso de los paneles fotovoltaicos hay que purificar el silicio, etcétera. Hay estudios que los comparan a todos y hay estudios que se dedican a especificar una de estas tecnologías, pero el análisis del ciclo de vida es una metodología que permite hacer esta comparación, con todas las críticas que se le hagan. El ACV es una metodología que tiene sus defectos, pero es una metodología y aplicando la misma rigurosamente para diferentes casos se puede tener una idea de cuál de estos sistemas, hoy por hoy, es más sostenible desde el punto de vista del balance de energía, desde el punto de vista del balance de los gases de efecto invernadero en todo el ciclo de vida y desde el punto de vista de los diferentes impactos ambientales. Nos gustaría llegar a impactos terminales, preferiríamos tener tres impactos al menos: sobre la salud, el ecosistema

y los recursos. La metodología ACV lo puede hacer, pero no es por gusto que la ISO 14.000 considera que las categorías intermedias o sea de efecto invernadero, afectación al ecosistema, etc., son mucho más verídicas que las categorías finales donde las agrupamos en apenas tres grandes grupos: salud, ecosistema y recursos.

En el análisis del ciclo de vida existe la alternativa de llegar a un indicador único, un número, y, por ejemplo, si este número para un sistema dio un 1.42 y para el otro 0.5, significa que ese que dio 1.42 es menos sostenible que el otro. Hay quien se pregunta ¿por qué hay tantos modelos para evaluar los impactos ambientales en un estudio de ciclo de vida?, porque es una actividad de alta incertidumbre, una actividad donde uno intenta correlacionar cosas con relaciones no muy claras, es importante saber cómo resultado la alternativa A, B y C, cuál de ellas va a tener más impacto sobre la salud humana, pero cómo llega uno a ese valor es una cuestión muy difícil.

¿El radio net también toma en cuenta la energía introducida para la producción de etanol? ¿por qué el mercado sigue promoviendo biocombustibles que tienen net menor que 1?

Generalmente para producir etanol se utiliza la propia biomasa residual del proceso azucarero, y así una fábrica de azúcar y de etanol prácticamente no consume combustible fósil. El consumo de combustible fósil está asociado a la etapa agrícola. Ya en la producción de biodiesel aparece el metanol, pues el que constituye una entrada adicional indirecta de energía fósil. Existe el consumo directo de energía fósil en diésel para los motores de tractores y camiones, y consumos indirectos en fertilizantes, pesticidas, en una serie de productos químicos, como en el caso del uso de metanol en la producción de biodiesel. Es difícil entender como en Brasil han aparecido dos o tres fábricas para producir etanol a partir de maíz, y la conclusión que saco es que hay tierra, hay excedentes de productos agrícolas, y la mayoría piensa: bueno la electricidad yo la pago, el fertilizante yo lo compro, el biodiésel de los tractores yo lo pago y haciendo un análisis económico tradicional da que vale la pena producir etanol a partir de maíz y venderlo. Este es el criterio convencional del cálculo económico y el otro es un criterio que intenta considerar algunas cuestiones ambientales.

Debería haber agencias interesadas en que cuando se fuera a ser un proyecto se presentasen los análisis del ciclo de vida. Esto generalmente hay que hacerlo para pedir un préstamo para que sea aprobado y mostrar la sostenibilidad del proyecto. Los europeos son más exigentes en eso lo que se ve reflejado en el debate sobre el biodiesel de soja. Algunos países nuestros como Brasil y Argentina, cultivan cantidades enormes de soja siendo que la harina como alimento animal tiene una importancia considerable. El aceite, puede ser convertido en biodiesel, pero existen algunas barreras comerciales que se basan en esta cuestión de los balances de CO₂ y los balances de energía que dicen que desde el punto ambiental no es viable permitir la comercialización de ese biocombustible, Esta es la posición de la sociedad no de un dueño, que hizo su cálculo y le dio que el negocio es viable.

¿Cómo se puede calcular la conversión fotosintética?, ¿se puede considerar el valor obtenido como la relación del óxido de carbono captado?, ¿con la edad de las plantas, la fotosíntesis se ve afectada en cuanto a su posibilidad de captura de dióxido de carbono?

Se ven afectadas, sí. En los incendios de bosques, desde el punto de vista ambiental, es liberación del CO₂ que se fijó durante años por fotosíntesis, en un periodo de algunos meses o semanas. Hoy se cuestiona si vale la pena mantener ese carbono fijo secuestrado en los árboles, considerando el peligro de incendio. Quizás sería mejor hacer un uso sustentable del bosque, cortar algunos árboles, haciendo claras para que crezcan otros. Los árboles maduros ya crecen menos y la fotosíntesis que es conversión del CO₂ en tejido vegetal absorbe menos carbono, además existe el peligro de que un día exista un incendio y todos ese CO₂ regrese a la atmósfera.

Para la palma convencional se han hecho varios estudios para calcular la cantidad de carbono fijado durante su crecimiento. La palma, con un tiempo de crecimiento conocido, se corta en pedazos, éstos se pesan y se determina cuál es el contenido de carbono en ellas. Además, se sacan las raíces del suelo y se también determina cuánto carbono se fijó en ellas. Esto es un trabajo muy engorroso, pero no hay otra manera de hacerlo, a no ser que se utilicen métodos de diagnóstico que midan la densidad de cobertura de la plantación. Todo comienza cortando una planta en pedacitos y viendo su contenido de carbono, considerando los años de crecimiento y así se sabe cuánto se absorbió.

¿A qué se llaman emisiones negativas?

Cuando se hace el balance de GEI, se observa que consiguió absorber más carbono de lo que se emitió en el ciclo de vida. Por ejemplo, una planta con una capacidad muy grande y un sistema donde se utilice el biodiesel en la parte agrícola, ya traería consigo unos valores prácticamente negativos. La generación de electricidad en sustitución de electricidad fósil también contribuiría a que pudiera aparecer un valor negativo cuando se suman todos los valores positivos y negativos en el ciclo de vida. En la producción de etanol lignocelulósico, se puede llegar realmente a valores negativos.

En Guatemala sí se utilizan los residuos ganaderos para generación de biogás pero que no es viable económicamente la generación de electricidad.

Hay un factor de escala y también de productividad de biogás. Si se tienen biodigestores pequeños y utiliza apenas la excreta, por su composición química dejará mucho que desear en relación con la productividad específica de biogás. Si se le adiciona al substrato tallos de maíz o residuos de alguna materia de lignocelulósica, o hierba elefante, la productividad aumenta considerablemente y es probable que se pueda llegar a un balance económico y una generación más atractiva. No es lo mismo generar 10 o 20 kilovatios que siempre va a ser carísimo, que tener una planta de 500 kilovatios, o de 1 MW, aunque para eso habría que transportar excretas de varias haciendas. Hay que hacer biodigestores centralizados. Existe un factor de escala. Se podrían utilizar los residuos de poda o residuos agrícolas como un co-substrato que, mezclado con las excretas (llamado codigestión), permitiría tener generación de biogás mucho más alta que apenas con excretas.

Referencias

Andrade da Cunha Dias T, Silva Lora EE, Yepes Maya DM y Almazán del Olmo O. 2021. Global potential assesment of available land for bioenergy projects in 2050 within food security limits. Land use policy. Volume 105, June 2021, 105346.

- Aneel, "Sistema de Informações da Geração da Aneel Siga," 2020. <http://www2.aneel.gov.br/> (accessed Aug. 30, 2020).
- Caspeta, L., Nielsen, J. Economic and environmental impacts of microbial biodiesel. *Nat Biotechnol* 31, 789–793 (2013). <https://doi.org/10.1038/nbt.2683>.
- de Souza LP, Rajabi Hamedani S, Silva Lora EE, Escobar Palacio JC, Comodi G, Villarini M, Colantoni A (2021). Theoretical and technical assessment of agroforestry residue potential for electricity generation in Brazil towards 2050, *Energy Reports*, 7, 2574-2587, <https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.04.026>.
- de Souza LP, Silva Lora EE, Rajabi Hamedani S, Escobar Palacio JC, Cioccolanti L, Villarini M, Comodi G, Colantoni A (2023). Life cycle assessment of prospective scenarios maximizing renewable resources in the Brazilian electricity matrix, *Renewable Energy Focus*, 44, 1-18, ISSN 1755-0084, <https://doi.org/10.1016/j.ref.2022.11.002>.
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Demanda de Energia 2050. Série Estudos da Demanda de Energia. Nota Técnica DEA 13/15. Rio de Janeiro, 2016.
- IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change). (2018). Bioenergy. Chapter 2. Disponible en: <https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/Chapter-2-Bioenergy-1.pdf>.
- IRENA (2019), Global energy transformation: A roadmap to 2050 (2019 edition), International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Available for download: www.irena.org/publications.
- IRENA (2023). IRENA's Renewable Energy Trends Graph retrieved from. https://public.tableau.com/shared/TZWM5HDDM?:toolbar=n&:display_count=n&:origin=viz_share_link&:embed=y.
- Lovrak A, Puksec T y Duic N (2020). A geographical Information System (GIS) based approach for assessing the spatial distribution and seasonal variation of biogas production potential from agriculture residues and municipal biowaste. *Applied Energy* 267: 115010.
- Lozano García DF, Santibañez-Aguilar JE, Lozano FJ, Flores-Tlacuahuac A (2020). Gis-based modeling of residual biomass availability for energy and production in Mexico. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 120: 109610.
- Machado, C.M.M. Situación de los biocombustibles de 2da y 3era generación en America Latina y Caribe, 2010, OLADE e IICA, <https://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/old0155.pdf>
- Pate, 2007, Sandia National Laboratories, Algae Biofuels Summit, osti.gov/servlets/purl/1720308.
- Silva A.G. B., Lisbo IP, Cherubin MR & Cerri CEP (2019). How Much Sugarcane Straw is Needed for Covering the Soil? *BioEnergy Research* (2019) 12:858–864.
- Santoro, M.; Cartus, O. (2021): ESA Biomass Climate Change Initiative (Biomass_cci): Global datasets of forest above-ground biomass for the years 2010, 2017 and 2018, v3. NERC EDS Centre for Environmental Data Analysis, 26 November 2021. [doi:10.5285/5f331c418e9f4935b8eb1b836f8a91b8](https://doi.org/10.5285/5f331c418e9f4935b8eb1b836f8a91b8).
<https://dx.doi.org/10.5285/5f331c418e9f4935b8eb1b836f8a91b8>
- Scott, A.A., Davey, M.P., Dennis, J.S., Horst, I., Howe, C.J., Lea-Smith, D.J. 4, Smith, A.G., Biodiesel from algae: challenges and prospects, *Current Opinion in Biotechnology*, Volume 21, Issue 3, June 2010, Pages 277-286.

- Spinelli, D. & Jez, S. & Pogni, R. & Basosi, R., 2013. "Environmental and life cycle analysis of a bio-diesel production line from sunflower in the Province of Siena (Italy)," *Energy Policy*, Elsevier, vol. 59(C), pages 492-506.
- Thorenz, A., Wietschel, L., Stindt, D., Tuma, A., Assessment of agroforestry residue potentials for the bioeconomy in the European Union, *Journal of Cleaner Production*, Volume 176, 1 March 2018, Pages 348-359.
- Zhu XG, Long SP, Ort DR. Improving photosynthetic efficiency for greater yield. *Annu Rev Plant Biol*. 2010;61:235-61. doi: 10.1146/annurev-arplant-042809-112206. PMID: 20192734.



Capítulo II, 2023. Pp 50-98. En: *Conversión energética de la biomasa: bases para su aprovechamiento. Guía científico-técnica.* ISBN 978-84-15413-60-8. Red Iberoamericana de Tecnologías de Biomasa y Bioenergía Rural. Ediciones CYTED.



II. Cultivos energéticos y residuos agroindustriales

Quelbis Román Quintero Bertel

Grupo de Investigación Bioindustrias, Programa de Ingeniería Agrícola, Facultad de Ingeniería, Universidad de Sucre, Colombia. E-mail: quelbis.quintero@unisucrevirtual.edu.co

Resumen. La biomasa tiene un potencial energético prometedor para garantizar la seguridad energética, disminuir la pobreza energética y diversificar la matriz energética de los países. En este capítulo se plantea cómo los cultivos energéticos no solo capturan CO₂, sino que, además, podrían ser utilizados como estrategia para internalizar costos ambientales, atenuar el cambio climático y restablecer algunos servicios ecosistémicos. Se expone una aproximación conceptual a los sistemas agro-energéticos como táctica de integración sincronizada de los potenciales teórico, técnico y económico. Se analiza un caso mediante tecnologías de combustión y gasificación utilizando cultivos energéticos maderables y herbáceos bajo las condiciones brasileras. Se plantea una metodología holística para su análisis, lo que permitiría replicarlo en otras latitudes de globo terráqueo. Los indicadores para el caso Brasil son bastantes competitivos para plantas con potencia eléctrica entre 150 - 3000 kW, y aún sería posible superar la actual capacidad de generación eléctrica instalada.

1. Introducción

1.1. Transición energética y cambio climático

Se conoce como problema de la energía a la disparidad entre la demanda en constante aumento de energía y la disminución de las reservas existentes, junto con el efecto ambiental perjudicial de su consumo. En la Tabla 2.1 se muestran las emisiones de CO₂ por diferentes fuentes de energía. Se observa que las energías alternativas también generan emisiones de CO₂ y de manera importante, aunque menor que las fuentes fósiles. Por ello, cuando se hacen mezclas de combustibles fósiles con bioenergía o recursos energéticos renovables, pueden disminuir esas emisiones. Podemos ver cómo la energía fotovoltaica puede estar generando una emisión de 32 gCO_{2e}/ kWh, y la biomasa 41 gCO_{2e}/ kWh en un cultivo de corta rotación forestal con un motor, pero igualmente se puede ver que puede llegar a generar 35 gCO_{2e}/ kWh cuando tenemos ese mismo cultivo en ciclos cortos con una turbina a vapor. Este es precisamente el reto que existe por delante: estudiar cómo disminuir ese impacto cada vez que se utiliza la biomasa.

Tabla 2.1. Emisiones de CO₂ por diferentes fuentes de energía. Fuente: Sovacool, 2008.

Technology	Capacity/configuration/fuel	Estimate (gCO _{2e} / kWh)
Wind	2.5 MW, offshore	9
Hydroelectric	3.1 MW, reservoir	10
Wind	1.5 MW, onshore	10
Biogas	Anaerobic digestion	11
Hydroelectric	300 kW, run-of-river	13
Solar thermal	80 MW, parabolic trough	13
Biomass	Forest wood Co-combustion with hard coal	14
Biomass	Forest wood steam turbine	22
Biomass	Short rotation forestry Co-combustion with hard coal	23
Biomass	FOREST WOOD reciprocating engine	27
Biomass	Waste wood steam turbine	31
Solar PV	Polycrystalline silicone	32
Biomass	Short rotation forestry steam turbine	35
Geothermal	80 MW, hot dry rock	38
Biomass	Short rotation forestry reciprocating engine	41
Nuclear	Various reactor types	66
Natural gas	Various combined cycle turbines	443
Fuel cell	Hydrogen from gas reforming	664
Diesel	Various generator and turbine types	778
Heavy oil	Various generator and turbine types	778
Coal	Various generator types with scrubbing	960
Coal	Various generator types without scrubbing	1050

Otro aspecto importante del carbono como recurso iniciador espontáneo de la fotosíntesis, es que las concentraciones varían en horas del día, durante la semana, durante el mes y durante el año. Hay una variación permanente de esas concentraciones de CO₂, en la atmósfera y en el océano, lo cual influye, por tanto, en el clima. Hoy es notorio el cambio climático, se observa en el cambio de la temperatura, la distribución, la variación durante el día, el mes, el año. En la Figura 2.1, se observa cómo se han elevado temperaturas en diferentes partes del mundo.

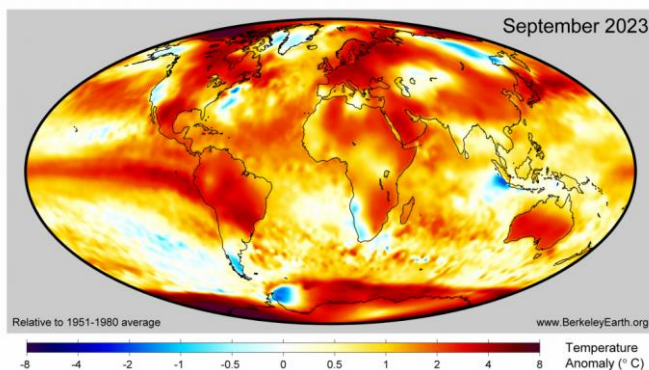


Figura 2.1. Variación de temperaturas mundiales. Fuente: Berkeley Earth (2023).

En el contexto de la transición energética es importante considerar: ¿el potencial de las energías alternativas es el mismo en todo el mundo? Se supone que la transición energética se realizará con un aumento de las energías renovables, especialmente solar y eólica, junto con la futura disminución del uso de los combustibles fósiles. En general solo se considera que las energías renovables son la solar y la eólica, pero ¿dónde está la biomasa?, la biomasa va a ser parte de esta transición energética. La transición energética no es solamente aumentar el uso de las energías renovables, disminuir entonces el consumo de energías fósiles, sino también incluir la biomasa ¿pero esto por qué?, porque es que se debe considerar la complejidad del planeta. Por un lado, se tiene que los recursos de energías renovables están disponibles de forma inmediata en todos los países a diferencia de los combustibles fósiles que están localizados. El uso de estas energías fósiles incide en el aprovechamiento de las energías renovables porque dependen del cambio climático, el cambio climático influye sobre la eficiencia de las energías renovables, incluyendo la biomasa, siendo la biomasa la única que es resiliente, porque la energía solar o la energía de viento no lo son.

Se debe abordar la transición energética entendiendo que el flujo de energía renovable es permanente, pero es intermitente y eso incide en la producción de biomasa (sobre todo con las intensidades del sol y la disponibilidad de agua). Es decir que la biomasa se ve afectada por los efectos del cambio climático. Pero hay que considerar la biomasa como fuente de energía renovable. Hay que incluir los biocombustibles, porque es la forma de cómo se cierran los ciclos biogeoquímicos, mientras que las energías renovables como el viento, como la solar no permiten cerrar dichos ciclos: es decir, el ciclo de carbono, ciclo del hidrógeno, el ciclo del azufre, el ciclo del fósforo y el ciclo del potasio, todos quedan abiertos. Pero, con el uso de la biomasa se puede cerrar esos ciclos.

A la vez también los biocombustibles y la bioenergía pueden generar riquezas y deberían esas riquezas ser compartidas con los pequeños productores, lo cual es muy difícil al tratarse del viento y la energía solar. Generalmente los beneficiarios no son parte de los proyectos, mientras que en la bioenergía los beneficiarios siempre van a hacer parte de esos proyectos energéticos, ya que son quienes proveen la materia prima, quienes participan en los diferentes eslabones logísticos o aún en los eslabones de conversión energética. Por otro lado, las energías renovables tienen costos marginales, por eso permiten entonces que se puedan reducir gastos hasta casi del 20% por cada duplicación de la capacidad.

En el caso de la biomasa hay una serie de factores que inciden en la reducción de sus costos.

Para que esa transición energética sea sostenible, es necesario balancear la generación de energía y combustibles líquidos con el carbono. Para hacer eso necesitamos seleccionar fuentes y recursos energéticos de manera adecuada que regulen los ciclos biogeoquímicos, el ciclo hidrológico e inclusive las dinámicas de los vientos; que eso a su vez disminuya el impacto del cambio climático y de esta manera armonizar las potencialidades con las necesidades energéticas con la menor afectación al medio ambiente.

Nair (2012), propone algunas medidas de mitigación del Cambio Climático en el territorio. Con el objetivo de reducir esas emisiones netas y mejorar las capacidades de los sumideros de carbón, se busca aumentar la eficiencia en el uso de insumos, y eso implica el manejo de los nutrientes, agua, labranza, rizosfera, conservación de suelo y agua, y reduciendo pérdidas. Otra estrategia es secuestrar carbono en la biosfera terrestre a través de la biomasa forestal leñosa y el secuestro del carbono en el suelo. Esa biomasa forestal podría ser por encima del suelo o por debajo del suelo, y el secuestro de carbono puede ser mediante agregación, protección física, o aplicación del carbono recalcitrante. La capacidad de secuestrar carbono también está definida por las densidades de rodal vegetal y las mezclas de especies. Esto es una visión desde la bioenergía, no desde las energías renovables como tal, especialmente con la solar o la de viento. Para poder implementar proyectos solares o eólicos se interviene de manera indirecta sobre el sol, pero no se hace el cierre de esos ciclos biogeoquímicos de los que venimos hablando, el hidrológico también igual que de carbono. Solo es válido para la bioenergía.

El autor ya mencionado, también propone unas estrategias con el objetivo de disminuir o reducir los impactos negativos. Para ello propone mejorar la resiliencia del suelo y esto se hace a través del aumento de carbono orgánico, la restauración de tierras degradadas. Aunque pudiera generarse algún tipo de regalía con las energías renovables como viento o sol, para restaurar tierras degradadas se puede utilizar biomasa y se aprovecha precisamente esa síntesis de energía que realizan los vegetales. También mediante la adopción de sistemas, y esto tiene que ver con práctica eficiente del uso de la tierra o agricultura de conservación. Se puede hablar de agroforestería, de manejo integrado de plagas, manejo integrado de nutrientes y con ello mejorar precisamente esa eficiencia energética solar y mejorar la continuidad neta a través de germoplasmas nuevos y mejorados.

1.2. La biomasa: generación y estrategias fotosintéticas

Entonces, la solución más relevante para abordar el tema energético, el cambio climático, recuperar suelos es precisamente la biomasa. Perfectamente se pueden unir y traer muchos beneficios al ambiente, ya que la biomasa aporta materia orgánica, regula el balance hídrico, disminuye la temperatura del suelo, disminuye la evapotranspiración general y por eso, hace una regulación del clima. Cierra el ciclo de producción de energía, obtiene el CO₂ que sumando con agua en presencia de la luminosidad más nutrientes a través de la fotosíntesis (Figura 2.2). Se genera oxígeno y a la vez carbohidratos en forma de azúcares, aceites, almidones, celulosas, proteínas, etc., que a través de la

combustión generamos CO₂ que se utiliza para activar la fotosíntesis y agua que es la que precisamente se necesita para hacer síntesis en los vegetales. Las cenizas vienen a cerrar el ciclo al aplicarlas al suelo.

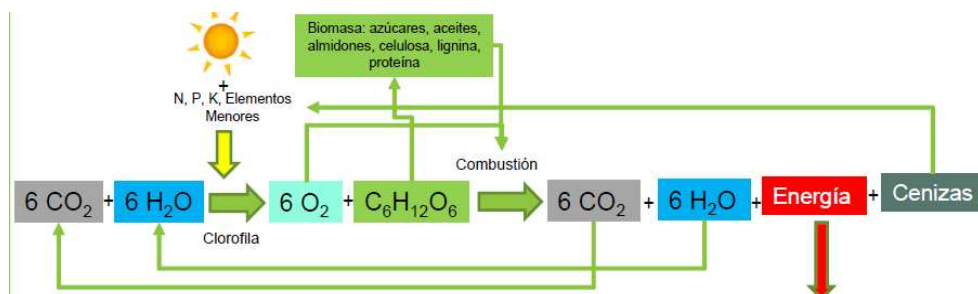


Figura 2.2. Ciclo de producción de energía a partir de biomasa. Fuente: adaptado de Bassam (1998)

Se habla de ciclo casi cerrado porque varía de acuerdo a la zona, a la forma en que se realiza la producción, de acuerdo a la genética de las plantas. Así, la eficiencia fotosintética, que no es más que la suma de las efectividades individuales de una gran cantidad de procesos complejos que tienen lugar en las plantas como en el suelo, define también los ciclos. Por eso es casi cerrado, ya que, dependiendo de la localización, se puede tener unas eficiencias energéticas variables, y eso va a traer consigo unos rendimientos en las cosechas diferentes, igual que la composición.

A manera de ejemplo, si se considera la energía solar en la latitud de 40° como energía total de radiación, que es de alrededor de $1,47 \times 10^{13}$ calorías, y toda esa energía total de radiación (ETR) se convirtiera en energía química, se esperarían unas 2000 toneladas por hectárea de biomasa. Pero hay que tener en cuenta que la radiación fotosintética activa (RFA) solo alcanza el 43% de la radiación total en la superficie de la tierra y entonces el valor de rendimiento de biomasa es menor.

Si tenemos un límite de producción superior teórico de 250 t de materia seca por hectárea y un poder calorífico de 16,7 MJ Kg⁻¹ de materia seca, considerando la cantidad total de radiación incidente, obtendríamos un potencial teórico de 4185×10^6 MJ ha⁻¹. Sin embargo, esto no ha sido posible, este valor de producción no se ha alcanzado hasta ahora con ningún cultivo ya que el ciclo de la vegetación y las altas tasas de crecimiento y aprovechamiento solar no se pueden alcanzar y mantener de forma continua durante todo el año.

En la Figura 2.3 se observa cómo esa radiación varía igualmente por horas, días, semanas, meses y años. No puede esperarse que el comportamiento de la radiación de un día como hoy sea igual ese mismo día el próximo año o el año anterior. Pueden ser muy parecidos, pero no van a hacer idénticos. Precisamente esta fluctuación es lo que no permite una eficiencia fotosintética uniforme, por eso no se alcanza la producción máxima de 250 toneladas por hectáreas en materia seca.

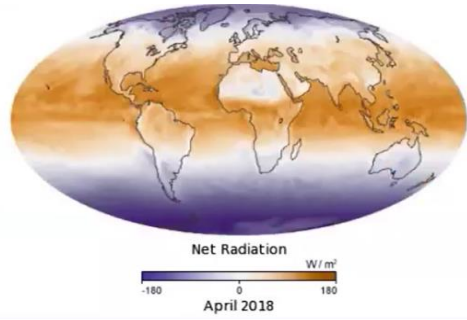


Figura 2.3. Distribución de radiación en el planeta.

Hay algunos determinantes de esa eficiencia fotosintética (Figura 2.4), algunos factores ambientales, estructuras genéticas y factores externos y una interacción que regula la fotosíntesis. Eso en función a una tasa de asimilación CO₂ que se ve reflejado en el rendimiento de biomasa. Esto sugiere una cantidad de retos para que día a día se comiencen a buscar las mejores opciones para un sitio determinado; no está dicha la última palabra sobre un determinado cultivo energético para una determinada región o para todo el año.

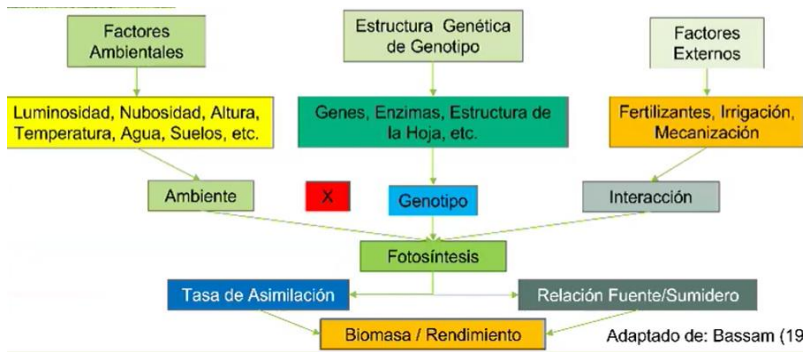


Figura 2.4. Factores determinantes para la fotosíntesis. Fuente: adaptado de Bassam (1998)

Debe considerarse que las plantas se clasifican en función de su mecanismo fotosintético en plantas C₃, C₄ y CAM. En la Figura 2.5 se muestra el rango óptimo de temperaturas para cada uno de estos tipos.

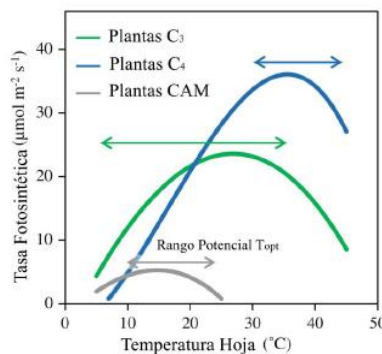


Figura 2.5. Rango óptimo de temperaturas para plantas con fotosíntesis C₃, C₄ y CAM. Fuente: Yamori et al (2014).

En la Figura 2.6. se observan rangos de temperatura y su relación con la eficiencia fotosintética. Las plantas C4 tienen la mayor tasa fotosintética, pero tienen un rango de temperatura óptima reducida y son más extensas en agua, mientras que las plantas CAM tienen una eficiencia fotosintética baja y el rango de temperatura es relativamente parecido a las plantas C4. Sin embargo, las plantas C3 no son tan eficientes fotosintéticamente pero tienen un rango de temperatura amplio. Entonces podemos ver que en un rango de temperatura la pendiente de esa fotosíntesis es mucho menor que para las plantas C4, por lo que entonces las plantas C4 sugieren unas condiciones especiales de temperatura y humedad en un rango menor que las plantas C3 y las CAM.

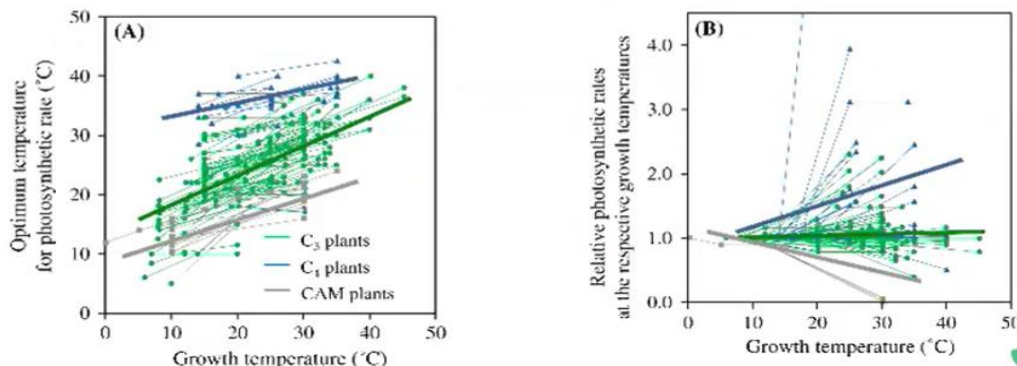


Figura 2.6. Rangos de temperatura y su relación con la eficiencia fotosintética Fuente: Yamori et al (2014).

Es por eso que las plantas C3 representan aproximadamente el 85% de todas las especies de plantas superiores, precisamente por esa amplitud de extremos de temperatura, las plantas C4 representan el 5% y las plantas CAM constituyen el 10%. En la Figura 2.6 se muestra cómo esa tasa de fotosíntesis en una temperatura óptima varía, y por eso tienen ese puesto tan especial las plantas C3.

Entonces existen 3 rutas fotosintéticas para las plantas: C3, C4 y CAM. Las principales características de cada una de ellas se resumen en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2. Características de grupos de cultivos según mecanismo fotosintético. Fuente: adaptado de Bassam (1998).

Características Fotosíntesis	Grupo de Cultivos				
	1	2	3	4	5
Ruta Fotosintética	C3	C4	C3	C4	CAM
Intensidad máxima de radiación de fotosíntesis (Cal cm ⁻² min ⁻¹)	0.2 – 0.6	0.3 - 0.8	1.0 - 1.4	1.0 - 1.4	0.6 – 1.4
Max. tasa neta de intercambio de CO2 con saturación de luz (mg dm ⁻² h ⁻¹)	20 - 30	40 - 50	70 - 100	70 - 100	20 - 50
Temperatura óptima de respuesta a la fotosíntesis (°C)	15 - 20	25 - 30	30 - 35	25 - 30	25 – 35
Temperatura promedio de respuesta a la fotosíntesis (°C)	5 - 30	10 - 35	15 - 45	10 - 35	10 - 45
Máxima Tasa de Crecimiento (g m ⁻² día ⁻¹)	20 - 30	30 - 40	30 - 60	40 - 60	20 - 30
Eficiencia en el uso del agua (g g ⁻¹)	400 - 800	300 - 700	150 - 300	150 - 350	50 - 200
Especies de cultivos	mostaza, paja, avena, lino, colza, remolacha azucarera, centeno, trigo, broom Dulce, acetuna, cebada, lentejas, linaza, escoba, álamo, acacia falsa	Maní, arroz, soja, ricino, sésamo, tabaco, sauce, plátanos, girasol, kenaf, cártamo, batata, bambú, algodón, coco, mandioca, eucalipto	Amaranto, sorgo, maíz, caña de azúcar, switchgrass, pasto (Andropogonchaecae mum)	millo, maíz, sorgo dulce, sorgo lignocelulósico, pasto siamés, Miscanthus, cordgrass.	Agave, pita

En la ruta C3 el primer producto de la fotosíntesis es un ácido orgánico de 3 carbonos (ácido 3-fosfoglicérico). Son plantas que están adaptadas para condiciones de baja temperatura (15-20°C). Tienen tasas de intercambio de CO₂ a niveles de radiación relativamente bajas. Sus tasas máximas de fotosíntesis están en el rango de 70-100 mg CO₂ dm⁻². h⁻¹ con saturación de luz entre 1 y 1.4 cal.cm².min⁻¹ de radiación total.

En la ruta C4 los primeros productos orgánicos son de 4 carbonos (malato). Están adaptadas para operar en condiciones de temperatura más alta (30-35°C) y niveles de radiación más altos que C3. Tienen tasas máximas de fotosíntesis en el rango de 15-30 mgCO₂. Dm⁻².h⁻¹ con saturación de luz entre 0.2 y 0.6 cal.cm⁻².min⁻¹. Ejemplos de C4 son el maíz, la caña de azúcar y el trigo. Las plantas CAM (metabolismo ácido de las crasuláceas) son un subgrupo de las plantas C4, que trabajan en la fijación del CO₂ en tiempos diferidos (de noche fijan el CO₂), ya que están adaptadas a zonas desérticas y su principal objetivo es no perder el agua a través de sus estomas.

Las plantas C3 tienen una intensidad máxima de radiación de fotosíntesis alrededor de 0,2 y 1,4 mientras que las plantas C4 están entre 0,3 y 1,4 siempre un poquito más elevado. En relación a la eficiencia en el uso del agua las plantas C3, consumen una cantidad de agua cerca de los 400 -800 g.g⁻¹ y las plantas C4 entre 300-700 g.g⁻¹. La eficiencia es mayor para las plantas C3, las temperaturas óptimas vemos que tienen una variación importante, mientras que las plantas C3 están entre 15 y 20, las plantas C4 entre 25 y 30. Cada una de estas especies son ejemplos para que nosotros podamos ver la complejidad que tiene seleccionar un recurso energético como la biomasa para los proyectos.

La conversión de energía radiante en biomasa (RSB) depende de (ecuación 1):

$$RSB = (\%PARLH \times \%PARCFA \times \%E \times \%EAF) \times 100$$

- PARLH: porcentaje de radiación fotosintéticamente activa (PAR) (longitud de onda entre 400 y 700 nm)
- PARCFA: porcentaje de esa radiación fotosintética capturado por compuestos fotosintéticamente activos
- %E= porcentaje de eficiencia máxima teórica para convertir esa radiación fotosintética activa PAR absorbida en glucosa,
- %EAF= porcentaje de energía almacenada en la fotosíntesis que queda después que se consume el 40% durante la respiración oscura para mantener los procesos metabólicos de las plantas.

La multiplicación de cada una de estas eficiencias resulta en la eficiencia total de conversión. Para las plantas C4 si planteamos entonces:

-%PARLC= 50% (50% PAR no es aprovechada)

-%PARCFA= 80 (20% son reflejados, transmitidos y absorbidos por hojas no fotosintetizantes)

-%E= 28%

-%EAF=60% (40% se consume durante la respiración oscura para mantener los procesos metabólicos)

$$RSB=6,72\%$$

La planta tiene una fotosíntesis activa del 50%, ese porcentaje de fotosíntesis activa capturada es de 80%, el otro 20% sería reflejados, transmitidos y absorbidos por hojas no fotosintetizantes; una eficiencia energética máxima teórica del 28% y un porcentaje almacenado de la fotosíntesis después del que 40% se consume en la fotosíntesis nocturna igual al 60%. Entonces las plantas C4 tendrían una eficiencia de 6,72% de conversión de la energía radiante. ¿Es baja? Si es baja, ¿depende mucho de las condiciones? Sí, pero también hay otros factores que inciden en esa eficiencia como precisamente la genética del cultivo.

Las plantas C3 sufren otras pérdidas adicionales, como que se pierde aproximadamente el 30% del CO₂ ya fijo durante la fotorrespiración. Como se saturan a intensidades de luz más bajas que las plantas C4, son incapaces de utilizar más que el 30% de la luz absorbida. Por lo tanto, el producto de las eficiencias de conversión de energía radiante en biomasa se convierte en 3,28%; casi la mitad de eficiencia de las plantas C4. Ese rango de temperatura, la adaptabilidad, la baja saturación puede entonces nivelarse o equilibrarse con esta baja de eficiencia.

Se pueden utilizar esos valores, pero además se tendría que cruzar con la duración de la temporada de crecimiento del cultivo, la radiación solar diaria media en la región, el contenido energético de las materias primas, la biomasa por encima y por debajo de suelo o sea la captura de carbono y reciclaje de carbono en él, y la disponibilidad de agua y nutrientes. Entonces estos son valores relativos, para ver qué tanto incide en un tipo de planta y otra esa eficiencia fotosintética, cuál es el peso que tiene la radiación solar en él y la explicación entonces de por qué las plantas C4 son más eficientes fotosintéticamente que las plantas C3.

Algunos de los principales factores que explican cómo se puede hacer efectiva esa conversión de energía radiante en biomasa son:

- El crecimiento y la productividad de los cultivos dependen de su potencial genético, y éste a la vez está relacionado con los factores ambientales y los insumos externos.
- El clima y las propiedades locales del suelo son las limitaciones más importantes que influyen en la productividad de la biomasa dentro de una región específica.
- La temperatura, la precipitación y la radiación global son los pocos factores climáticos que influyen en gran medida en la distribución regional de las diversas especies vegetales. Esto se ve reflejado en los requerimientos agroclimáticos de un cultivo. Se puede tener una genética excelente y modificar esa genética para adaptar el cultivo a ciertas condiciones agroclimáticas.

2. Cultivos energéticos

En la Figura 2.7 se muestra un ejemplo de la variación energética ya mencionada. Se observa cómo la radiación solar se modifica a través del tiempo en Colombia, en el 2015 y la radiación solar promedio en el 2018. En algunas zonas ha disminuido. Se puede conocer la radiación y su influencia en la calidad de biomasa para la aplicación de bioenergía que se requiere.

En vista de esta variación, un centro de investigación en cultivo de palma en Colombia encontró que el clima, la radiación, la luminosidad inciden en la calidad del aceite que ellos obtienen en los diferentes periodos estacionales de lluvia y sequía, y también a través de diferentes estancias. Por

ello no se debe descuidar la investigación en la dinámica de los productos con respecto a los agentes externos como el clima o aplicaciones de agua o el manejo de fertilidad o de plagas.

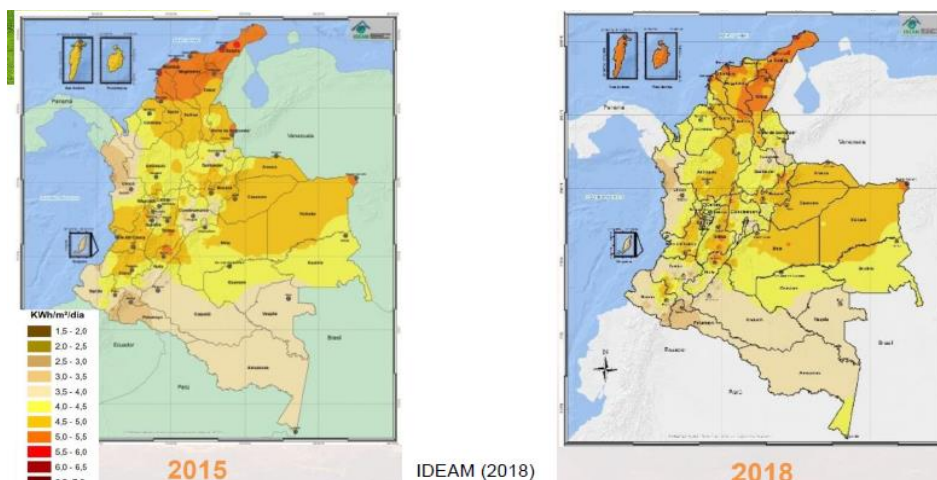


Figura 2.7. Variación de la radiación solar en Colombia en dos años distintos (2015 y 2018). Fuente: IDEAM, 2018.

En la Figura 2.8 se muestra la disponibilidad de nutrientes en los suelos del mundo. Las distribuciones de una variable son diferentes a las distribuciones de otra variable, y por ello en muchos casos contrastan: la radiación la temperatura, el clima, la disponibilidad de agua, la genética, la efectividad fotosintética. No hay ese punto ideal, para poder decir cuál es la mejor zona para un determinado cultivo (aunque hay excepciones).

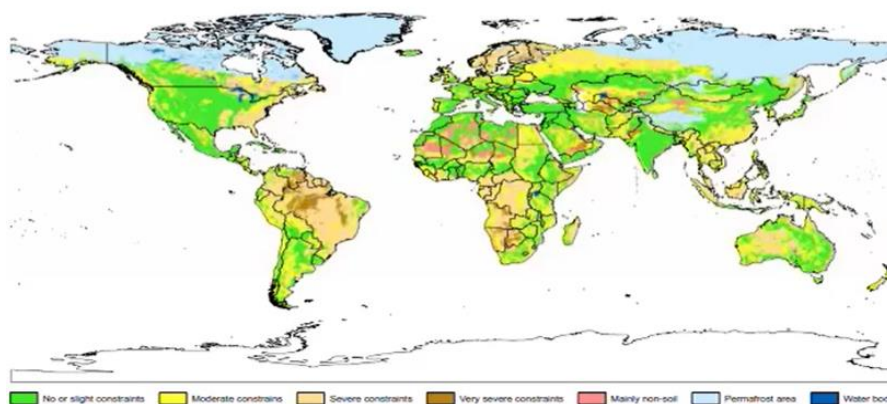


Figura 2.8. Disponibilidad de nutrientes en los suelos del mundo.

Brasil tiene cultivo de caña de azúcar para bioetanol y está en el orden de los 110- 120 toneladas por hectáreas por año, y en Colombia en el Cauca se obtienen entre 140-160 toneladas por hectáreas. En otras partes de Colombia, diferentes al Valle de Cauca, las productividades son inferiores que las de Brasil y precisamente por esas condiciones específicas que tiene ese lugar: suelo, temperaturas. Una diferencia de temperatura entre el día y la noche superior a los 10°C en algunas épocas del año incentiva esa acumulación de azúcares en esos estadios para la producción de azúcar. Por eso en el

Valle del Cauca se da la producción de caña de azúcar más grande en el país. Aunque lo que no ocurre de manera natural ahora a través de la ingeniería genética se puede lograr.

Entonces ¿qué es un cultivo energético? Son cultivos realizados con el fin de obtener energía. Se ha hablado de fotosíntesis, de condiciones climáticas, de radiación solar y de que esos cultivos energéticos no alimentarios son destinados a la producción de energía térmica, eléctrica o biocarburante. Un cultivo energético no debe crear conflictos con los alimentos, eso debe estar claro. Estos pueden ser de acuerdo a su composición: oleaginosos, alcohólicos, amiláceos, inulínicos, lignocelulósicos. Según su origen puede ser natural, residual o cultivo energético, la residual puede ser sólida o líquida, y según su estado puede ser sólida, líquida o gaseosa (Figura 2.9).

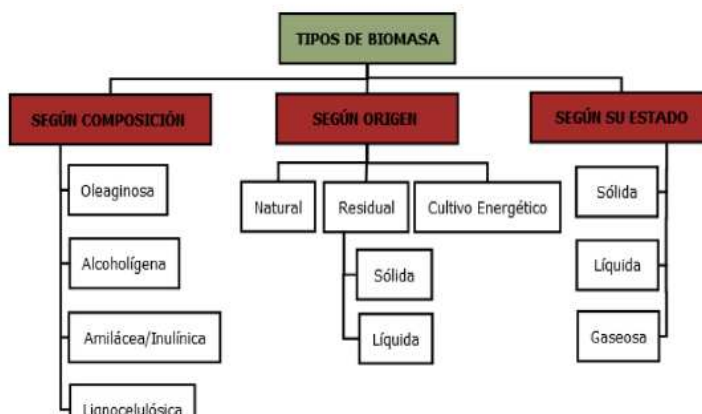


Figura 2.9. Clasificación de los cultivos energéticos. Fuente: De Lucas et al (2012).

Nair (2012) y De Lucas et al (2012), dividen los cultivos energéticos en cultivos agrícolas y cultivos forestales. También se pueden clasificar según la especie vegetal, los métodos de cultivos en desarrollo y el uso final que se le va a dar. Lo que sí es claro es que esos cultivos energéticos se cultivan para dos mercados: los biocombustibles sólidos para la generación de calor y energía, y los biocombustibles líquidos que son utilizados en el transporte. De acuerdo entonces al tipo de sustancia orgánica podemos obtener o seleccionar una determinada especie. Si se busca obtener aceites, se puede utilizar semillas de girasol, soja, lino, almendro, palma de aceite, etc. Si se buscan alcoholes, dependiendo si son monosacáridos o disacáridos, entonces se pueden escoger cultivos de caña de azúcar, sorgo dulce, remolacha, fruta de rechazo. La fruta de rechazo (como es el caso de los cultivos industriales de banano en Colombia se pudieran utilizar para la producción de biocombustibles. Podría ser aquella fruta residual la que se aproveche para la producción de biocombustibles con diferentes rutas ya sea biológica o termoquímica. Si se habla de polisacáridos, se pueden tener tubérculos, rizomas, o si tenemos cultivos lignocelulósicos tenemos hemicelulosa y celulosa y debemos hablar de maderas en general y de residuos lignocelulósicos.

Deben considerarse las condiciones que debe tener un vegetal para calificarlo como cultivo energético. Porque no es que cualquier biomasa podría servir para proyectos energéticos, sino que existen algunas condiciones ideales, entre las que pueden mencionarse:

a) la relación de energía positiva, es decir, que se genere más energía de la que se consume y una relación de emisiones de CO₂ positiva que ahorre más CO₂ de la que se genere, un análisis de ciclo de vida positivo en general,

b) que tenga una reducción del impacto ambiental negativo de su cultivo, es decir: disminución de la erosión, mejora de la fertilidad del suelo, aumento de la eficiencia del uso de agua, limitación de la demanda de fertilizante. En Colombia existe más del 40% de los suelos degradados, cerca del 8% salinizados. Se puede utilizar la biomasa como un cultivo energético para disminuir la erosión, aportar materia orgánica, mejorar la fertilidad, aumentar la eficiencia del agua porque las raíces estructuran el suelo y aportan materia orgánica. Igual los cultivos o los árboles son cultivos de ruta fotosintética C3 y por lo tanto requieren menos fertilizantes, además de que regulan el ciclo hidrológico. Podemos ir trabajando en ese tipo de cultivo para poder reducir el impacto ambiental o más bien esa huella o ese pasivo ambiental que tenemos hoy con el mal uso y malos modelos.

c) necesidades relativamente bajas en agua y fertilizantes. Los cultivos forestales por su sistema radicular pivotante profundizan para poder obtener el agua de las capas subterráneas y obtienen también nutrientes en esas profundidades.

d) la tolerancia a ciertos niveles de contaminación del suelo porque hay muchas especies tolerantes a niveles de contaminación,

e) acumulación de oligoelementos en la biomasa,

f) elevado rendimiento,

g) que visualmente tenga un efecto agradable en el paisaje

h) posible interacción con otras especies. Cuando hablamos de la interacción con otras especies hay que crear esas condiciones porque un cultivo energético precisamente por la rapidez que se utiliza tiene una dinámica diferente a un cultivo forestal.

Por otro lado, también es importante el procesamiento total de la cosecha, con sistemas de producción sostenibles y conservación de recursos ambientalmente coherentes, que tengan bajo costo de producción, que se puedan aplicar prácticas de cultivo respetuosas con el medio ambiente, que tengan la capacidad para ser cultivados en tierras contaminadas con rendimiento satisfactorio reflejado en beneficios netos, y tener una adaptabilidad a las condiciones climáticas en zonas contaminadas o degradadas (de sales, sodio o los suelos ácidos sulfurosos).

El ranking de producción de biocombustibles y las principales materias primas se muestra en la Tabla 2.3. Son 12 países reportados por la OECD-FAO en el último informe de entrega.

Para el caso del etanol hay distintas materias primas. Se observa en la Tabla 2.4 las diferencias, por ejemplo, los balances energéticos cambian de acuerdo a la forma en la que se realiza el cultivo, la variedad o el clon utilizado, el mejoramiento genético que tenga ese cultivo, las condiciones del medio, el manejo, el aprovechamiento de los subproductos de la producción de ese biocombustible.

Entonces hay una cantidad de aspectos que inciden al menos en este balance energético. En el caso de la caña de azúcar ese balance energético es apto porque los residuos de la molienda como es el bagazo es utilizado para las calderas y hoy se está generando energía eléctrica con ese calor residual que tira la caldera.

Tabla 2.3. Ranking de producción de biocombustibles y materias primas para cada uno de ellos.

Fuente: OECD-FAO, 2020.

	Production ranking (base period)		Major feedstocks	
	Ethanol	Biodiesel	Ethanol	Biodiesel
United States	1 (48.2%)	2 (19.5%)	Maize	Soybean oil
European Union	4 (4.9%)	1 (34.1%)	Sugar beet /wheat /maize	Rapeseed oil / used cooking oils
Brazil	2 (26.2%)	4 (12.0%)	Sugarcane / maize	Soybean oil
China	3 (8.1%)	8 (2.2%)	Maize / cassava	Used cooking oils
India	6 (2.1%)	14 (0.4%)	Molasses	Used cooking oils
Canada	7 (1.4%)	10 (0.7%)	Maize / wheat	Canola oil / soybean oil
Indonesia	21 (0.2%)	3 (12.3%)	Molasses	Palm oil
Argentina	9 (0.9%)	5 (6.6%)	Molasses / maize	Soybean oil
Thailand	8 (1.4%)	6 (3.6%)	Molasses / cassava	Palm oil
Colombia	13 (0.4%)	10(1.4%)	Sugarcane	Palm oil
Paraguay	14 (0.4%)	17 (0.03%)	Sugarcane	Soybean oil

Así, ese balance energético es alto porque el subproducto de bagazo lo permite. Pero en el caso de la remolacha azucarera no es posible desde el punto de vista energético. Pero en términos de calorías que es capaz de convertir una vaca cuando se la da esa torta de remolacha residual de la producción de alcohol, podría ser. En términos energéticos dos kilogramos de torta, en carne cuál es la eficiencia en conversión y cuánto me representa en términos energéticos. Es un cálculo que requiere perfeccionar una metodología.

Tabla 2.4. Parámetros promedio asociados con las principales fuentes de materia prima utilizadas para la producción mundial de Bioetanol. Fuente: Oliveira et al (2019).

Materia Prima	Balance Energético	Ahorros en GHG (%)	Producción de Biocombustibles (L ha ⁻¹)	Huella Hídrica (L H ₂ O L Etanol ⁻¹)
Maíz	1.4	30	4010	2486
Caña de Azúcar	9.1	85	6900	2245
Trigo	5.2	64	2450	4339
Remolacha Azucarera	2.0	45	5250	1176
Sorgo	2.8	53	2990	8317

Se observa también la huella hídrica: el sorgo tiene una huella hídrica alta, la remolacha azucarera es la menor, es una planta C3, el sorgo es una planta C4. El maíz un C4, la caña es una planta C4, el trigo una planta C4, vemos aquí la eficiencia en el consumo de agua, y vemos una diferencia importante. Pero en el balance energético la caña de azúcar es superior, entonces el ahorro de gases de efecto invernadero es también variable y va a depender de la ruta que nosotros hagamos.

Una publicación del 2007 de la IEA en el área de la bioenergía ha marcado tendencias. En ese momento colocaba un potencial para el año 2050 una serie de categorías y unos potenciales energéticos. Y mencionaba que los cultivos energéticos actuales en tierras agrícolas podríamos llegar entre 0 y 700 EJ, en tierra de producción marginales entre 60 a 110 EJ, residuos agrícolas de 15 a 70 EJ,

residuos forestales de 30 a 150 EJ. Eso para suplir las necesidades de energía en el mundo al 2050. En aquel momento se llegó a plantear estos potenciales.

Así, se llega a otro punto importante: los suelos. Para poder producir cultivos energéticos se necesitan suelos. Sin suelo, tampoco hay provisión de servicios ambientales y bienes, producto de esos servicios ambientales. Por algunas funciones ecosistémicas como el caso de las secuencias de esos ciclos bioquímicos, que pueden afectar la producción no solamente agrícola o forestal, sino también en término de cultivos energéticos.

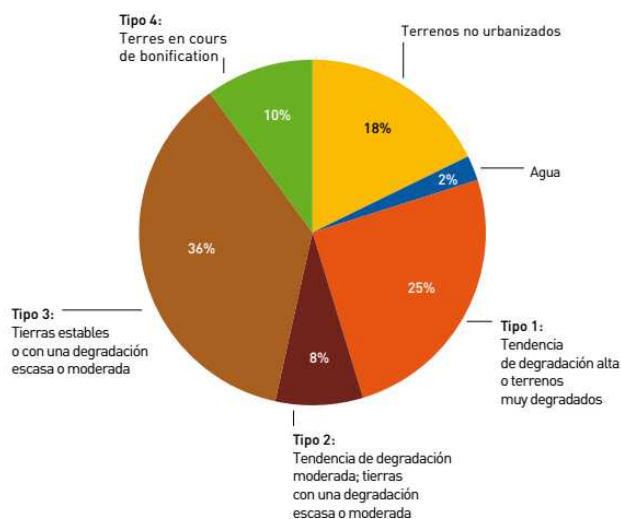


Figura 2.10. Estado actual de los suelos en el mundo. Fuente: FAO (2011)

Hay una tendencia a la degradación o terrenos muy degradados del 25%, tendencia de degradación moderada del 8%, y el 33% de los suelos degradados. Tan sólo un 36% es estable, con escasa o moderada degradación. Si se suman esas tres categorías, cerca del 69% de los suelos tienen algún tipo de degradación. Entonces dónde creemos nosotros que podemos producir esos cultivos. El suelo es el sustrato natural, tenemos suelo tenemos sustratos naturales para la producción. Ahora, cuánto cuesta, cuál es costo de mitigación de los efectos del cambio climático en los suelos en términos de CO_{2e}. Si el precio oscila de entre 0 a 20 dólares por tonelada de emisión, el potencial sería equivalente a 1500 a 1600 millones de toneladas de CO_{2e} por año (3% del total de emisiones mundiales). Si el precio oscila entre 0-50 dólares por tCO_{2e}, el potencial sería entre 2500 y 2700 Mt de CO₂ por año (4.5% del total de emisiones mundiales). Y si el precio oscila entre 0-100 dólares por tCO_{2e}, serían entre 4000 y 4300 M toneladas por año.

Existen 2 millones de hectáreas de las tierras degradadas del mundo (área superior a América del Sur) que cuenta con un potencial para la rehabilitación de las tierras y restauración de bosques (World Resource Institute, 2011). El costo de la restauración es entre 33 y 227 euros por hectáreas. Si cultivamos cultivos energéticos, una especie con una ruta fotosintética que requiera poca agua, poco nutrientes aporta materia orgánica, que regule el ciclo hidrológico, bioquímico, etc., se puede hacer una dualidad en ese objetivo que es mitigar los efectos del cambio climático y generar energía, que también va a disminuir ese pasivo de CO₂ o por lo menos no aumentará.

Para hacer estas estimaciones del precio del CO₂, Mc Kinsey (2009) plantea unos escenarios (Figura 2.11), considerando como punto de partida, las condiciones actuales mundiales.

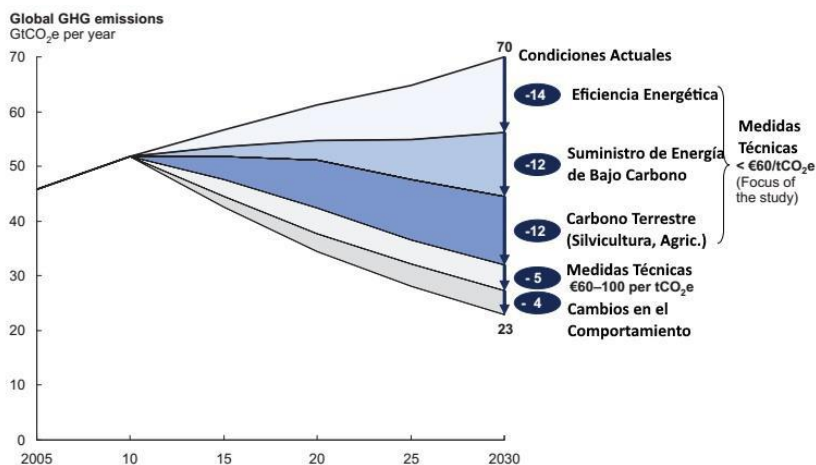


Figura 2.11. Estrategias para disminuir emisiones en la generación de energía. Fuente: Mc Kinsey (2009).

Como estrategia para disminuir emisiones en la generación de energía, hay tres opciones:

a) Eficiencia energética (oportunidad de 14 GtCO_{2e} por año en 2030). Hay un gran número de oportunidades para mejorar la eficiencia energética reduciendo así el consumo de energía.

b) Suministro de energía de baja emisión de carbono (oportunidad de 12 GtCO_{2e} por año en 2030). Hay muchas oportunidades de cambiar el suministro de energía de los combustibles fósiles a alternativas de bajo carbono. Algunos ejemplos clave son la generación de energía eléctrica a partir de energía eólica, nuclear, hidroeléctrica, biomasa, residuos sólidos, plantas de combustibles fósiles con captura y almacenamiento de carbono (CCS), sustitución del combustible de transporte convencional por biocombustibles

c) Carbono terrestre silvicultura y agricultura (oportunidad de 12 GtCO_{2e} por año en 2030). Los bosques y suelos actúan como sumideros naturales para el carbono. La detención de la deforestación tropical en curso, la reforestación de áreas marginales de tierra y el secuestro de más CO₂ en los suelos a través de cambios en las prácticas agrícolas aumentarían el secuestro de carbono.

La bioenergía también es una energía más en base a carbono reciclado y cuando necesitamos podemos producir biocombustibles o cultivos forestales herbáceos, aprovechando las tierras marginales, tierras degradadas y producir o generar energía. En sus escenarios A (máximo renovables / nuclear) y B (50% de energías renovables / nuclear), se puede obtener diferente reducción de emisiones (Figura 2.12). Las estrategias de mitigación de emisiones planteadas son:

- Eficiencia energética. Las mejoras de la eficiencia energética en los sectores consumidores de electricidad reducen la demanda de producción de electricidad lo que contribuye a la reducción de las emisiones. El ahorro neto total de emisiones a partir de esto es aproximadamente 4.4 GtCO_{2e} por año en 2030.

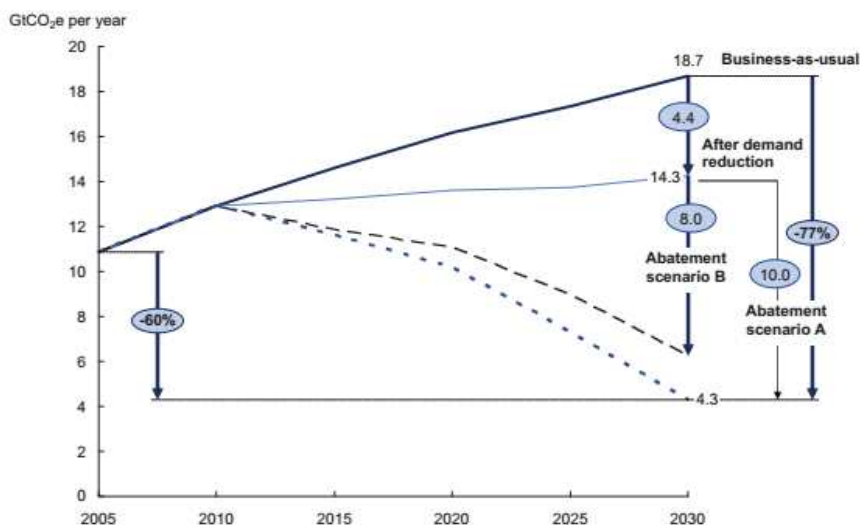


Figura 2.12. Escenarios planteados al 2030 para disminuir emisiones en la generación de energía.

Fuente: Mc Kinsey (2009).

- **Energía renovable.** Las tecnologías clave que proporcionan reducción son el viento, la energía solar fotovoltaica (PV), la energía solar concentrada (CSP), la geotérmica, la biomasa y la hidroeléctrica. La generación de energía de olas y mareas, tienen potencial para reducir las emisiones, pero la mayoría de los investigadores están de acuerdo en que éstas no contribuirán significativamente a la generación producción de electricidad para 2030.

- **Energía nuclear.** Se estima que la cantidad total de energía nuclear producida podría casi duplicarse entre 2005 y 2030, de ~ 2.700 TWh a ~ 4.900 TWh.

- **Captura y almacenamiento de carbono (CCS).** Nuestro modelo supone que esta tecnología en la fase de demostración de hoy será factible a gran escala y llegará a un coste de 30 a 45 euros por tCO_{2e} en una perspectiva de 2030. Estimamos que el potencial combinado de CCS en los sectores de energía y de estas industrias es de hasta 3.3 4.1 GtCO_{2e} por año para 2030.

Este mismo autor plantea como se pueden disminuir costos en relación a la intensidad de capital (Figura 2.13):

- Transporte y Edificios, el financiamiento inicial es un desafío, pero el costo es realmente bajo una vez que se han realizado inversiones.
- Los residuos son un claro beneficio para ambas partes, con una baja intensidad de capital y rendimientos atractivos.
- La energía, tiene uno de los mayores costos de reducción, pero tiene un requerimiento de capital comparativamente bajo debido a las grandes cantidades de emisiones ahorradas.
- Los sectores industriales, muestran un perfil similar al de la Energía con oportunidades de eficiencia que amortiguan el impacto mediante palancas como la CCS.
- El sector forestal y agrícola, tanto los costos como las inversiones son relativamente bajos. Aquí, los desafíos de implementación son más prácticos que económicos, es decir, diseñar políticas efectivas y una manera eficaz de medir y monitorear la reducción.

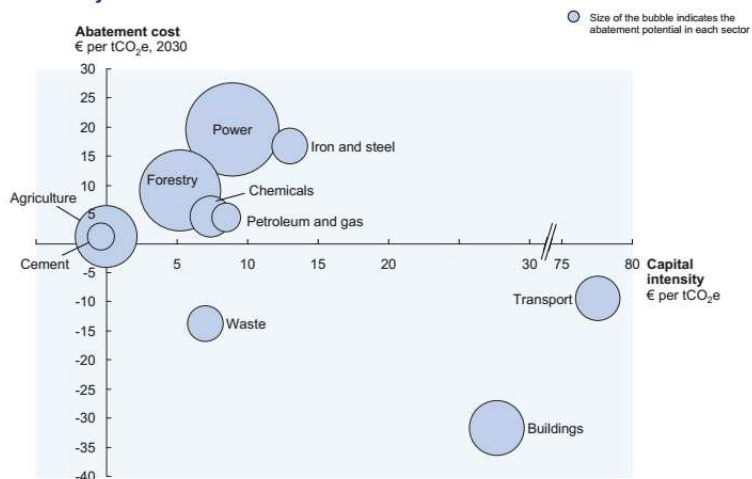


Figura 2.13. Intensidad de capital y costo de reducción de emisiones en la generación de energía.

Fuente: Mc Kinsey (2009).

Entonces cuáles son los rasgos claves de las plantas o cultivos energéticos ideales como materia prima para la generación de energía en forma de electricidad y calor, en el marco de los cultivos forestales como madera y la generación de potencia. Los rasgos claves son:

- el cultivo debe tener una elevada tasa de crecimiento diario que debe mantenerse durante un largo periodo de crecimiento, esto quiere decir que debe tener una buena eficiencia fotosintética y una óptima arquitectura de dosel porque ambos juegan un papel importante en la absorción de la radiación solar.
- la producción de biomasa debe realizarse en la superficie, la biomasa aérea, esto por ejemplo con el caso de que yo quisiera usar las raíces o los tubérculos voy a necesitar mayor cantidad de energía.
- el requerimiento debe ser de baja concentración de nitrógeno en la biomasa, esto tiene que ver con que la fabricación de los fertilizantes nitrogenados requiere mucha energía, entonces reduciría el rendimiento energético neto y también aumentaría las emisiones de gases de efecto invernadero. Últimamente, hay investigaciones apuntando a encontrar un indicador adecuado para poder conocer esa concentración adecuada. Ese indicador ($r = N/MS$) es la cantidad de nitrógeno sobre la cantidad de materia seca producida. Esto pudiera ser un criterio cuantitativo que muestra el grado en que la reducción del calentamiento global y atribuible a la biomasa vegetal como sustituto de un combustible tradicional, es contrarrestada por la liberación de N₂O. Entonces es importante en un momento dado revisar cuánta cantidad de nitrógeno aplico y cuánta materia seca produzco para poder establecer un indicador de esa reducción. Entre menor sea ese indicador se va a tener mayor reducción de calentamiento global.
- Un cultivo debe ser perenne a fin de reducir el gasto energético para la labranza del suelo, la siembra y así disminuir la necesidad de fertilizantes nitrogenados, y pues también debería ser posible cosechar biomasa relativamente seca y esto porque la humedad en el producto aumenta los costos

de transporte. Estamos transportando algo que luego vamos a extraer en el proceso porque requerimos extraer esa agua por la ruta termoquímica y se necesita energía para extraer esa agua y secar los productos más adelante.

- Los cultivos no deben ser susceptible a patógenos, porque necesitamos fumigar y esto implica energía, reduce la producción de energía porque también esa demanda consume más energía que los fertilizantes en su producción, y debería ser un fuerte competidor contra las malas hierbas o malezas, en un momento dado las malezas no deben ser problema para el producto, como es el caso de los cultivos forestales, las malezas quedan rápidamente relegadas sobre todo cuando hablamos de cultivos maderables.

- El cultivo debe ser resistente a la sequía y el frío, y también debe tener un bajo consumo de agua porque el riego implica uso sustancial de la energía y también impone una demanda de recursos limitados de agua dulce, por lo tanto, los sistemas radiculares de esos cultivos deberían ser extendidos y profundos con el fin de aprovechar esos recursos hídricos muy profundos en el perfil del suelo que normalmente no están disponible para la mayoría de las plantas cultivadas.

3. Sistema agro-energético

En el 2010 el IPCC hace una estimación de unos potenciales energéticos en función de mejorar la gestión agrícola usando las tierras con escasez de agua, degradadas y marginadas utilizando tierras excedentes, estableciendo nuevas plantas residuos forestal y aprovechando los residuos agrícolas todo eso sumado da 500 EJ año⁻¹, muy cercano al potencial global de energía primaria a partir de biomasa con la cual se tienen datos muy similares (Figura 2.14).



Figura 2.14. Potencial técnico de recursos de biomasa. Fuente: IPCC (2010).

Pero, ¿a cuál tecnología se refiere?. Hay algunas que están a nivel de investigación, hay otras que están maduras. Se observa esta curva de maduración tecnológica (Figura 2.15), donde algunas están en etapa de demostración, otras desarrolladas, maduras. Por ejemplo, se está trabajando mucho en el ciclo Rankine a vapor con combustión de bajo flujo. La gasificación ya debe estar un poco más arriba. Esto se hizo en el 2010 es probable que haya algunos movimientos y que algunos hayan quedado. Se ven algunas tecnologías en etapas de desarrollo productiva, y también hay algunas que

están a nivel comercial: la densificación de biomasa, la peletización, el ciclo de vapor y la combustión directa están en inicio de comercialización (en 2012- 2013).

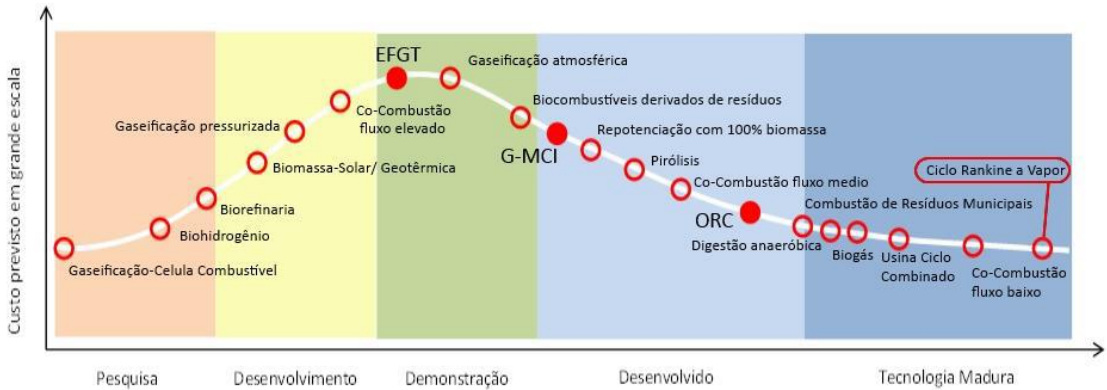


Figura 2.15. Estado de madurez tecnológica para conversión energética de biomasa. Fuente: Quintero et al (2014).

Hay biomasa, tecnología, políticas, ahora hay que colocarlo en un sistema. Esta solución se puede dar en el marco de un sistema agroenergético, un sistema bioenergético donde existen unos insumos, unos productos, una regulación y también un control (Figura 2.16).

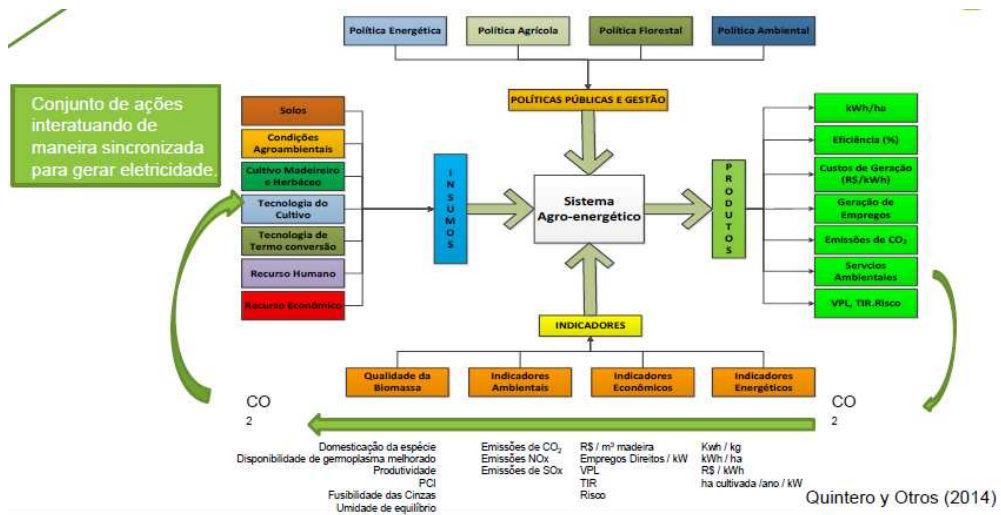


Figura 2.16. Sistema agroenergético: abordagem conceitual. Fuente: Quintero et al (2014).

Los insumos en este sistema agro-energético no es más que un conjunto de acciones interagando de manera sincronizada para generar energía. Incluye los suelos y las condiciones agroambientales de cada especie. Las condiciones agroclimáticas son más constantes en el tiempo, puede que haya algunas variaciones con el tema del cambio climático actualmente, pero los requerimientos de las especies van a estar casi constantemente reclamando que hagamos una verificación. El tipo de cultivo ya sea maderable o herbáceo, la tecnología del cultivo porque eso incide ya sea de corta rotación, de larga rotación, de mediana rotación tiene sus implicaciones en el manejo económico y

ambientales, las tecnologías de conversión que juegan un papel importante, el recurso humano que debemos tener capacitado para abordar este reto de los sistemas agro energético, y el recurso económico que también es limitado. Por eso es importante hacer el control con los indicadores. Verificar la regulación energética, política agrícola, política forestal, política ambiental, etc.

El control se logra a través de indicadores, ahí hay indicadores de biomasa, indicadores ambientales, indicadores económicos, indicadores energéticos, y cada uno de ellos cumple una función en el sistema. La calidad de la biomasa, qué tan modificado está, en qué momento se debe sembrar, en qué momento cultivar, en qué momento se debe hacer las labores culturales. Pueden existir problemas con la disponibilidad de esa biomasa, disponibilidad de germoplasma mejorado, todas esas adaptaciones que se realizan a las especies para entonces buscar la mejor productividad. Hay que aliarse con los programas académicos que tienen que ver con la producción vegetal, con agronomía, sector forestal para poder entonces desarrollar esos germoplasmas adaptados a nuevas condiciones, la productividad, el poder calorífico, la funcionalidad de las cenizas y la humedad de equilibrios diría que esas son cualidades de la biomasa que determinan una cantidad de energía en un momento dado.

Si se va a utilizar en combustión no se va a notar, pero si se usa en pirólisis o en gasificación puede ser importante la variación de esta calidad en las diferentes épocas del año. Interesa ver también el producto, cuantos kWh por hectárea se lograrán, cuánta eficiencia en la generación, cuáles son los costos de generación, cuál es la generación de empleo, si se ajusta a las políticas económicas y agrícolas, si las emisiones se adaptan a las políticas ambientales y energéticas, los servicios ambientales que va a generar cuáles son, cómo son, cuánto son. Y precisamente esos indicadores financieros que son de suprema importancia para que los proyectos sean perdurables como la tasa interna de retorno, el riesgo de la inversión, solo por nombrar algunos de los indicadores para hacer análisis de qué nos afecta en los rendimientos. En este orden de ideas, los sistemas agro-energéticos plantean una plataforma para la sostenibilidad.

Entonces el sistema agroenergético como un abordaje conceptual debe contener algunos elementos (Figura 2.17): insumos, un control con base en suelo que nosotros tenemos podemos desarrollar proyectos agro-energéticos. También es importante revisar el potencial de implementación de esos sistemas agro-energéticos, para revisar cuáles son esos puntos en donde puede tener conflicto.

Particularmente con el caso de las tierras, con el potencial técnico se podría generar un impacto en la biodiversidad y por eso se deben tener en cuenta las políticas de biodiversidad en cada país. Algunos otros criterios sociales, algunos criterios ambientales, algunas barreras institucionales que pueden limitar la implementación de estos sistemas agro-energético. Pero igualmente, en el potencial económico se podría revisar hasta dónde esas políticas agrícolas con ese proyecto bioenergético no tiene conflicto con la producción de alimento y la energía. La madera, por ejemplo, que se usa como material de construcción, de artesanía, de muebles, como material para la producción de papel. Se debería buscar la manera de usarlo para uno u otro uso. Luego también la viabilidad económica que es bien importante. El soporte del sistema son cada una de esas políticas.

Para entrar a analizar cada uno de esos potenciales para el caso de los sistemas agro-energéticos se puede hablar del agua, del clima, el tipo suelo, el manejo vegetal, la producción de biomasa bruta o neta que tiene una determinada biomasa. En el potencial técnico se habla de las tierras disponibles

para la producción de alimento y madera, y la productividad también en función de esa bioenergía, ese potencial de producción de bioenergía primaria.

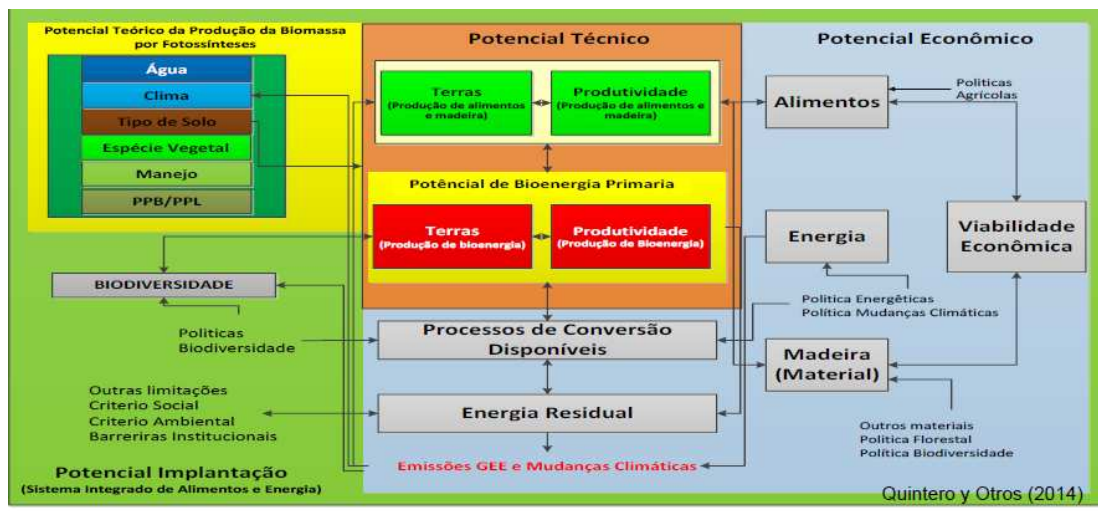


Figura 2.17. Potencial de implementación de un sistema agroenergético: abordaje global. Fuente: Quintero et al., 2014.

En la Figura 2.18 a nivel general para cualquier caso, se parte de considerar unos suelos con unas rotaciones que están en función de la pendiente y del grado de erosión y algunas características físicas, química y biológicas. De acuerdo a eso, serán los usos potenciales o dotación del territorio.

Si tenemos suelo de 0 y 3% de pendiente y no hay erosión, es un suelo aconsejable para cultivos, lo que se llama suelos tipo 1, pero si hay erosión muy severa con trincheras, una erosión mantiforme, muy avanzada y en pendiente mayores al 35%, el suelo será de tipo 8 con vocación aconsejable para recreación y el refugio. Se pueden establecer entonces cuáles categorías existen localmente.

GRAUS DE EROSÃO	GRAUS DE DECLIVE					
	A	B	C	D	E	F
	0-3%	3-8%	8-15%	15-25%	25-35%	Mas de 35%
PRATICAMENTE SIM EROSÃO MUITO SUAVE	Áreas para produção de alimentos				Área disponível para cultivos energéticos madeireiros e herbáceos	Área disponível para recreio e refugio da fauna
SUAVE						
MODERADA						
SEVERA DE MENOR GRAVIDADE						
SEVERA COM ALGUMAS TRINCHEIRAS						
SEVERA, MUITO SEVERA COM TRINCHEIRAS O EROSÃO MANTIFORME MUITO AVANÇADA						

Figura 2.18. Uso de suelo según pendiente y grado de erosión en Brasil. Fuente: Quintero et al., 2014.

En la Figura 2.19 se muestran los suelos en Brasil y su uso actual y potencial. Y se observan algunos conflictos. Hay un uso potencial para especies de pastos y resulta que tenemos más sembrado que el área que potencialmente se puede utilizar. Por lo menos para el caso agrícola tenemos un uso potencial grande y tenemos un uso actual menor, más o menos la tercera parte, y así sucesivamente. Se pueden identificar estos puntos y con base en eso y el mapa o diagnóstico de erosión, establecer franjas en hectáreas y definir proyectos energéticos con un determinado cultivo, maderable o herbáceo. Suelos con erosión severa de menor gravedad y con algunas trincheras y en todas las pendientes desde el 0 al 35% se propone establecer cultivos energéticos, maderable o herbáceo y esa franja es bastante importante.

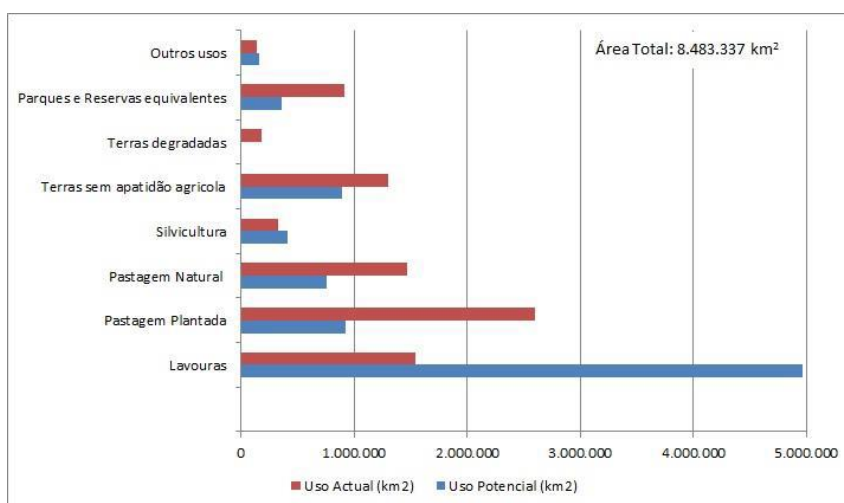


Figura 2.19. Uso actual y potencial de suelos en Brasil. Fuente: Quintero et al., 2014.

El concepto del potencial teórico es definido por el IPCC como la cantidad de energía física que podría ser usada en un lugar específico y en un determinado periodo. En el contexto de los sistemas agro-energéticos, el potencial teórico está condicionado a la cantidad de agua disponible, al clima, al tipo de suelo, a la especie vegetal, al manejo de la producción de esa especie, como también la producción primaria bruta de esa biomasa. Estamos hablando de las condiciones agroclimáticas que requiere ese cultivo con la capacidad que tiene una especie bajo esas condiciones para generar una biomasa determinada y multiplicado por ese poder calorífico que esa biomasa tiene bajo esas características. De esa manera se establece el potencial teórico.

4. Estudio de caso: cultivos energéticos en Brasil

4.1. Potencial energético teórico

Si queremos plantear un esquema de toma de decisiones, partimos de un cultivo energético que tiene un potencial de adaptación en esas áreas degradadas. Se pueden también aplicar métodos técnicos para elevar su productividad y si es apto mirar si esa especie esta domesticada sino revisar o investigar otros ciclos productivos, y si lo está, preguntar si tenemos germoplasma de esa especie seleccionada. Si no, entonces vamos a procurar una multiplicación de semillas a gran escala, y si hay germoplasma podemos seleccionar esa especie y preguntarnos si tiene una elevada densidad para

la producción. Si no la tiene seleccionar el método de densidad, prensamiento y transporte, y si tiene densidad esa especie seleccionada debemos preguntar si tiene una elevada humedad. Si la tiene hay que seleccionar los métodos de secado y si no la especie seleccionada cuál es el poder calorífico que tiene. Si no hacer un análisis para ver cuál es la tecnología más adecuada y si aplicación de los métodos multicriterio para escoger el mejor cultivo energético. Una vez que aplicamos un método multicriterio definimos cuál es el mejor cultivo y con eso tenemos el análisis del potencial técnico, esto es una ruta, seguir una metodología para analizar ese potencial técnico.

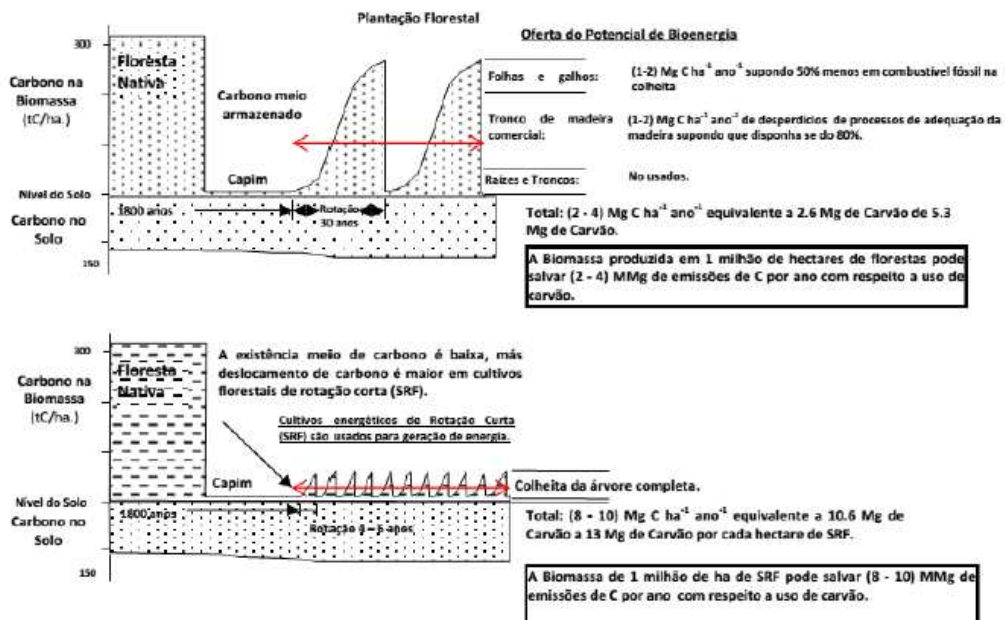


Figura 2.20. Potencial teórico en Brasil. Fuente: Quintero et al., 2014.

Si se cuenta con un bosque natural en su máximo desarrollo, se podría esperar unas 300 toneladas de carbón por hectárea por año (Figura 2.20). Si es una plantación forestal con rotación cada 30 años, se podría lograr la misma cantidad, pero como la cosechamos y la volvemos a plantar para una nueva cosecha de madera, por ciclo vamos a tener 2.6 a 5.3 toneladas de carbono por ha y por año. Cuando se tiene una especie maderable con rotación entre 4 y 6 años esas capturas de carbono van a ser mayor, a menor tiempo mayor la captura o fijación de carbono. Se alcanzarían 8 a 10 toneladas de carbono por hectárea por año. Si ese carbono capturado lo multiplicamos por un determinado número de años pudiera entonces ser mayor que un bosque nativo. Lógicamente los bosques nativos tienen su funcionalidad en el ecosistema, que no son discutibles. Desde este criterio, se podrían juntar especies maderables para ese tiempo de rotación y que genere una buena cantidad de biomasa. Para el caso del pasto es baja la captura de carbono; sin embargo, dependiendo del pasto vamos a definir el uso como biomasa energética. Mejor aquellos lignificados, con mayor cantidad de energía y menos cantidad de cenizas.

Entonces cuáles son los criterios de elegibilidad de las especies con mayor potencial:

- el grado de domesticación,

- la disponibilidad de germoplasma mejorado,
- la productividad,
- el poder calorífico y la humedad de equilibrio,

Este es el método DEA (análise de envoltória de dados) (Figura 2.21) que es un análisis de envoltorio de datos y busca medir la eficiencia de las unidades de producción. El DEA tiene múltiples ventajas. Lo que genera es una frontera y entre esa frontera selecciona unos puntos con pesos y de ahí selecciona los más eficientes en función a los datos que se ingresan.

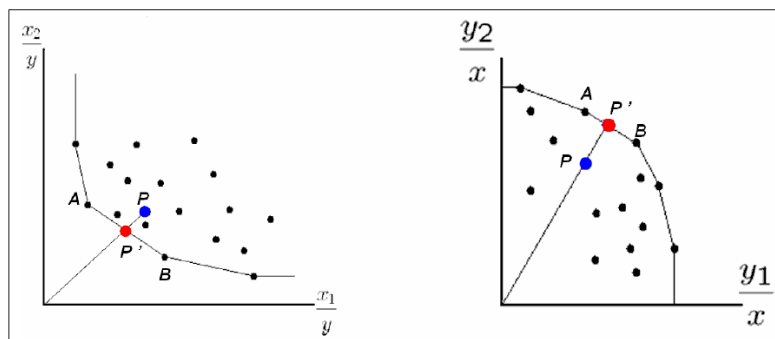


Figura 2.21. Uso del DEA (análise de envoltória de dados). Fuente: Quintero et al (2014).

En la Tabla 2.5 se muestran las variables de elegibilidad de un cultivo para sistemas agroenergético, cada una de esas variables de elegibilidad de cada especie a analizar, tanto cultivos maderables como herbáceos. El análisis se hace completo porque igual hubiere podido analizarse muchos más germoplasmas, más especies, pero en sí se estaba persiguiendo las especies más domesticadas. Este método se hubiese podido aplicado a 100, 50, 20 especies, pero se aplicó a las que tienen mayor nivel de domesticación, con las que más se han trabajado como cultivo energético.

Tabla 2.5. Especies con mayores potenciales en Brasil. Fuente:

Especies		Aspectos Técnicos						Referencia
		DE	DGM	Pr	PCI	CH (bb)	DB	
		-	-	m ³ ha ⁻¹	MJ kg ⁻¹	%	kg m ⁻³	
		Max	Max	Max	Max	Min	Min	
Maderables	<i>Acacia mearnsii</i>	2	2	17.5	19.0	20.0	618.0	(CERBINO CINTRA, 2009; COUTO, 2014; QUIRINO et al., 2004)
	<i>Pinus</i>	3	2	28.8	21.2	40.0	366.0	(QUIRINO et al., 2004), (CERBINO CINTRA, 2009)
	<i>Eucalyptus</i>	3	3	50.0	18.9	53.7	495.0	(CERBINO CINTRA, 2009; COUTO, 2014; QUIRINO et al., 2004)
	<i>Anadenanthera macrocarpa</i>	1	1	27.0	18.8	55.0	650.0	(CERBINO CINTRA, 2009; QUIRINO et al., 2004)
	<i>Enteroplobium contortosiliquum</i>	1	1	30.0	19.8	58.0	330.0	(QUIRINO et al., 2004), (CERBINO CINTRA, 2009)
Herbáceos	<i>Mischantus</i>	1	1	384.6	16.0	44.0	780.0	(TEAGASC; AFBI, 2011), (MAY et al., 2012)
	<i>Pennisetum purpureum</i>	3	3	333.3	17.0	75.0	600.0	(MAY et al., 2012), (MAZZARELLA, 2012b)
	<i>Sorghum lignocellulosic</i>	2	1	171.7	16.0	80.0	680.0	(MAY et al., 2012), (GOSSE, 1996)

Observação: 1 = baixo; 2 = meio; 3 = alto. DE: domesticação da espécie; DGM: disponibilidade de germoplasma melhorado; Pr: produtividade; PCS: poder calorífico superior; CH: conteúdo de umidade (base úmida).

Se puede observar que para estas variables cualitativas se les asigna un peso según disponibilidad de ese germoplasma y el grado de domesticación y se le asigna un valor (1,2 o 3) en función del análisis de cuanto representa cada uno de ellos con respecto al otro en cuanto a domesticación y disponibilidad de germoplasma; para el caso de las variables cuantitativas se les asigna el valor reportado en la bibliografía.

Por ejemplo, el pino es una especie domesticada en Brasil, el Eucalipto es una especie domesticada, pero si hablamos de Acacias no esta tan domesticada, se produce pero no al nivel de Eucalipto al menos en ese momento que se hizo el análisis, para el caso del *Mischantus*; el *Mischantus* es una especie más que todo para clima templados, en Brasil se ha trabajado mucho, y se tiene domesticado el *Pennisetum*; también, se estaba trabajando con *Sorghum* lignocelulósico que tiene unos inicios de domesticación, y así sucesivamente nosotros vamos analizando la información que tenemos y empezamos a dar una puntuación de acuerdo a ese nivel de domesticación o la disponibilidad de ese germoplasma mejorado.

Entonces el método arroja que las especies más eficientes, que tiene una mejor relación con todas esas variables ingresadas son el Eucalipto y el *Pennisetum*. Pudiera hablarse del *Mischantus giganteus* o del *Enterolobium* porque igual están muy cercanos. Igual que la Acacia y el Pino, pero en este momento se decidió trabajar con los dos de mayor eficiencia, y con base en eso ya se puede plantear un proyecto agro-energético con estas dos especies (Tabla 2.6).

Tabla 2.6. Especies seleccionadas en base a DEA en Brasil. Fuente: Quintero et al (2014).

Especies	Frontera Estándar	Frontera Invertida	Frontera Compuesta	Eficiencia Normalizada
<i>Acacia mearnsii</i>	1.00	1.00	0.50	0.88
<i>Pinus</i>	1.00	0.99	0.50	0.89
<i>Eucalyptus</i>	1.00	0.87	0.56	1.00
<i>Anadenanthera macrocarpa</i>	0.72	1.00	0.35	0.63
<i>Enterolobium contortolosquum</i>	1.00	1.00	0.50	0.88
<i>Mischantus giganteus</i>	1.00	1.00	0.50	0.88
<i>Pennisetum purpureum</i>	1.00	0.88	0.55	0.99
<i>Sorghum lignocelulosico</i>	0.67	1.00	0.33	0.50

En la Tabla 2.7 se muestran algunos parámetros de ambas especies: el poder calorífico, el contenido de humedad, la densidad, la productividad, la densidad de siembra y el área potencial para pastos naturales y silvicultura. Entonces para el caso del Eucalipto tenemos 96,1 km² y para el pasto elefante 96,4 km², ya tenemos un área y con base en eso nosotros realizamos los cálculos, igual también se tiene en cuenta la posibilidad de sembrar únicamente el Eucalipto o la mezcla de una franja de Eucalipto con una franja de Pasto Elefante. Este último prevé algún porcentaje de sombra por lo tanto pudiera entonces generarse esta mezcla de los dos cultivos energéticos que se complementan, y en un momento dado, hacer la comparación.

Tabla 2.7. Potencial energético teórico de las especies seleccionadas en Brasil. Quintero et al (2014)

Eucalipto		Capim Elefante	
Parámetros	Valor	Parámetros	Valor
PCI (MJ kg ⁻¹)	12,0	PCI (MJ kg ⁻¹)	15,15
Conteúdo de Umidade (%)	30	Conteúdo de Umidade (%)	10
Densidade (kg m ⁻³)	500	Densidade (kg m ⁻³)	não requer
Produtividade (m ³ ha ⁻¹ ano ⁻¹)	50	Produtividade (ton. ms ha ⁻¹ ano ⁻¹)	40
Densidade de plantio (Árvores ha ⁻¹)	6.667	Densidade de plantio (Plantas ha ⁻¹)	25.000
Área potencial para pastos naturais y silvicultura (milhões de ha)	96,1	Área potencial para pastos plantados (milhões de ha)	96,4

Quintero y Otros (2014)

También se crearon escenarios: a) área toda con Eucalipto, b) área todo con Pasto Elefante, c) 50% Eucalipto y 50 % Pasto Elefante. El potencial con Eucalipto es mucho menor, porque la cantidad de materia seca al año es menor. El potencial con Pasto Elefante es mayor y de la mezcla, se visibilizan potenciales interesantes. Si se sembrara el 100% de esas áreas disponibles, se lograría alrededor de 60 EJ año⁻¹ con Pasto Elefante y 30 EJ año⁻¹ con Eucalipto. En la mezcla, se lograría aproximadamente 45 EJ año⁻¹, eso teóricamente (Figura 2.22).

$$PE = V \times D_b \times PCI$$

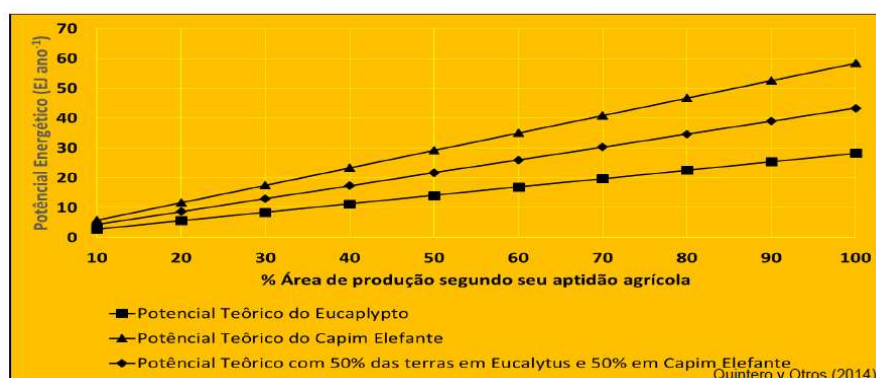


Figura 2.22. Potencial energético teórico en Brasil. Fuente: Quintero et al (2014).

4.2. Potencial energético técnico

Ahora viene el análisis técnico. Ahí hay una serie de condiciones que tener en cuenta. Dejamos constante la variable distancia de transporte. Es decir, si se dice que la distancia en el análisis es de 50 km debe ser 50 km, porque para eso fue el cálculo del potencial técnico, se tiene que garantizar ese cálculo, porque no es lo mismo que yo tenga una biomasa en Sao Paulo, en el nordeste o en el sur de Brasil, las condiciones de la biomasa son totalmente diferentes, las variables del clima también van a cambiar.

Ahora se puede ver que el potencial técnico representa la generación de energía posible a través de una tecnología determinada en función del desempeño del sistema, las limitaciones ambientales y

las restricciones en el uso de las tierras. Las restricciones del uso de las tierras se mencionaron, se dijeron las características de las tierras potenciales para la producción de madera o de pastos, por lo tanto, ya se tiene bloqueada. Las limitaciones ambientales en el tema de humedad se tienen, en el tema distancia de transporte ya se bloqueó, entonces solamente vamos a tener en cuenta el desempeño del sistema de conversión de esa biomasa en energía. Cuál es la principal ventaja de evaluar ese potencial técnico, es el mismo que establece entonces una estimativa del límite superior de desarrollo de cualquier tecnología incluyendo el combustible usado por estas tecnologías para la generación de energía eléctrica.

En la Figura 2.23 se tiene un diagrama de flujo para la estimación de potencial técnico de generación de energía eléctrica en un sistema agroenergético.

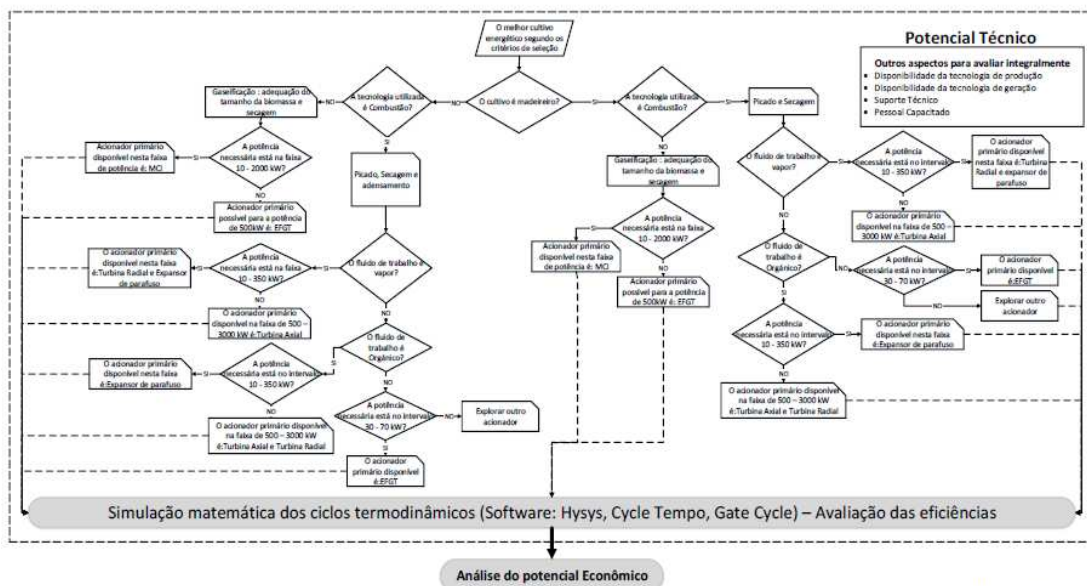


Figura 2.23. Diagrama de flujo para estimar el potencial energético técnico. Fuente: Quintero et al (2014).

Se tiene una ruta que al parecer es compleja, pero porque estos proyectos son complejos, sobre todo cuando uno está buscando la ruta crítica o más adecuada, o la más óptima. Se tiene aquí, si es un cultivo maderable o cultivo herbáceo. Si es un cultivo maderable entonces se sigue por el ala (derecha), si es un cultivo herbáceo por el ala (izquierda). Se puede ver que hay consideraciones en cuanto a la disponibilidad de tecnologías y potencias y con eso también hay que tener en cuenta el accionador primario, es decir el tipo de turbina, y así sucesivamente para poder entonces definir o establecer ese potencial técnico. Para este ejercicio se utilizaron simulaciones matemáticas, con los softwares Hysys, Cycle Tempo y Gate Cycle y con esas simulaciones se hicieron estimaciones de las eficiencias de los ciclos, para luego calcular el potencial técnico. Igualmente, se puede simular la producción esperada de los cultivos, hoy en día se han desarrollado modelos de producción de cultivo,

como también, función de producción de cultivo, entonces se puede estimar la producción de un determinado producto de un cultivo en función de unas condiciones o de las condiciones que le debemos dar a ese cultivo para poder obtener una determinada cantidad de producto.

Un cultivo típico de Eucalipto para energía, puede llegar a alcanzar 45 metros de altura en dos años. El Pasto Elefante puede llegar a tener alturas superiores a 3 metros a los 6 meses. El Pasto Elefante es una planta de ruta fotosintética C4, puede crecer hasta los 2.200 metros de altura, se adapta muy bien a los 500 metros de altura en una amplia variedad de suelo, presentando rendimientos elevados en suelos húmedos de textura media con pH de entre 4.5 medianamente ácidos a medianamente alcalinos. Se da en lugares con precipitación entre 800 y 4000 mm con un valor óptimo de 1.500 mm, la temperatura entre 18 a 30 °C, siendo óptima 24°C. La producción está entre 30 y 40 toneladas de materia seca por año y con esto acumula 12,6 a 16,8 tC ha⁻¹ año⁻¹.

Para el caso del Eucalipto, existen más de 700 especies, los requerimientos agro-climáticos son variables de acuerdo a su genética. Se pueden encontrar Eucaliptos que se adaptan a los 250 – 3500 mm al año, las temperaturas entre 25 y 28 °C, la resistencia absoluta a temperaturas mínimas entre -14 a -3 °C. Su poder calorífico superior es de 19.6 MJ kg⁻¹. Existen muchas variedades, y cada una demanda determinadas condiciones.

En la Tabla 2.8 se tienen producciones promedio de acuerdo a la distancia de siembra. Si se tiene distancia de 3 m x 0.5 m se podría tener un volumen de producción de 50 m³ ha⁻¹ año⁻¹, la producción va a hacer 24 t.cc ha⁻¹ año⁻¹ y la producción de energía 448.52 GJ ha⁻¹ año⁻¹, a medida que se modifica la densidad de siembra, se va a modificar la producción en volumen, depende de la producción lo que vamos a tener como potencial energético teórico.

Tabla 2.8. Producciones medias de Eucalipto para diferentes densidades de siembra. Fuente: Quintero et al (2014).

Densidad e (m x m)	Programação de Cortes	Produção em Volumen (m ³ ha ⁻¹ ano ⁻¹)	Produção em Biomassa (t.cc há ⁻¹ ano ⁻¹)	Produção de Energía (Gj há ⁻¹ ano ⁻¹)
3.0 x 0.5	Cortes cada dos años con reiniciación de la plantación a los 6 años	50.00	24.0	448.52
3.0 x 0.75		45.00	22.5	422.40
3.0 x 1.0		40.00	20.4	384.70
3.0 x 1.5		38.75	20.2	380.76
3.0 x 2.0	Un ciclo con tres cortes de 6 años con conducción de los rebrotes	37.85	19.7	374.67
3.0 x 2.5		35.90	19.4	367.96
3.0 x 3.0		34.00	19.0	359.39

También se registran diferentes consumos de nitrógeno, fosforo, potasio, calcio y magnesio con respecto a la edad (Tabla 2.9). El Pasto Elefante tiene algunos consumos específicos de nitrógeno, fósforo y potasio que, con respecto a la caña de azúcar, son sustancialmente altos. En nitrógeno el Pasto Elefante tiene 332 ton ha⁻¹ de requerimiento; mientras, la caña de azúcar 208 ton ha⁻¹. El Pasto Elefante y la caña de azúcar son C4 y los Eucaliptos C3. El Pasto Elefante por su estructura radicular tiene nódulos que genera mediante una simbiosis en el suelo y tiene microorganismos fijadores de

nitrógeno. Los datos mostrados son los requerimientos; pero él genera una cantidad de nitrógeno importante, de aquí la importancia de la utilización del nitrógeno entre una planta C3 y una planta C4.

Tabla 2.9 Requerimientos nutricionales (kg/ha.año) para diferentes cultivos en el Brasil. Adaptado de (Scolforo, 2008)

Cultura	Idade	N	P	K	Ca	Mg
Eucalipto	2,5	11,2	94,9	50,0	13,1	8,1
Eucalipto	10	42,0	1,6	15,6	76,7	5,1
Eucalipto	27	16,1	0,9	11,7	36,0	6,0
Capim Elefante	-	332,0	70,0	554,0	105,0	69,0
Cana de Açúcar	-	208,0	22,0	200,0	153,0	67,0

En la Figura 2.24 se puede observar la evapotranspiración en bosques, sabana y pastos. Se puede ver la demostración que el Eucalipto en Brasil no seca a los suelos, se ha encontrado que hay una edad donde la cantidad de agua que consume el eucalipto es mayor a la producción de biomasa, por eso técnicamente se recomienda hacer corte de Eucalipto a los 7 años.

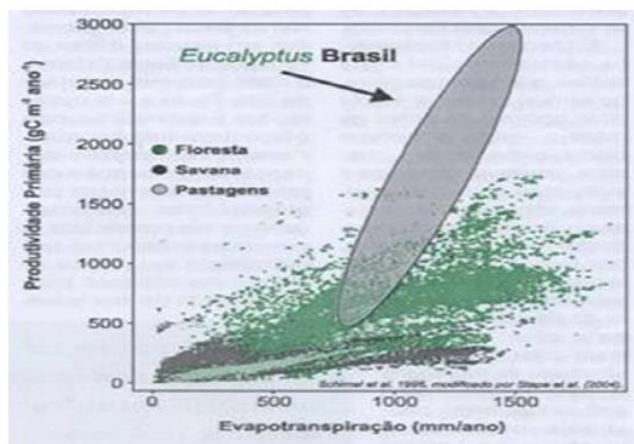


Figura 2.24. Evapotranspiración de algunos sistemas ambientales. Fuente: De Paula Lima (2004).

Así, la producción forestal para celulosa, para muebles y otras aplicaciones están iniciando cosecha a los 6 años con fines de disminuir los consumos de agua y evitar la super extracción de agua sin los rendimientos de biomasa esperados. Es más que todo, un tema de manejo, una planta evapotranspira la cantidad de agua que tiene disponible, si no hay agua en el suelo o si hay poca agua va a evapotranspirar poca agua, es un tema balance de masa y energía, como ven el eucalipto profundiza sus raíces y extrae agua del subsuelo, puede llegar a grandes profundidades si crece 40 metros, cuál es el tamaño de la raíz para sostenerlo?, para nosotros es difícil imaginarnos, pues estaría extrayendo agua a profundidades superiores a los 10 metros para así sostener 40 metros por encima del suelo.

En la Figura 2.25 se puede observar la relación entre poder calorífico y el contenido de humedad. A mayor sea el contenido de humedad de la biomasa menor será el poder calorífico, entonces ahí

podemos ver lo importante que es bloquear esta variable, un contenido de humedad determinado para que el sistema funcione a ese contenido de humedad para garantizar ese PCI y esa eficiencia.

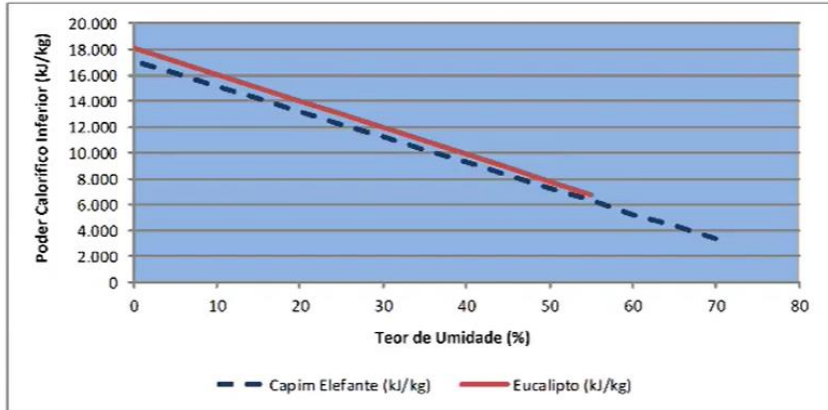


Figura 2.25. Contenido de humedad Vs. Poder Calorífico Inferior del Eucalipto y Pasto Elefante.
Fuente: propia.

4.3. Sistemas tecnológicos de conversión energética

En cuanto a las configuraciones de los sistemas de generación de energía, se puede afirmar que existen muchas configuraciones (Figura 2.26).

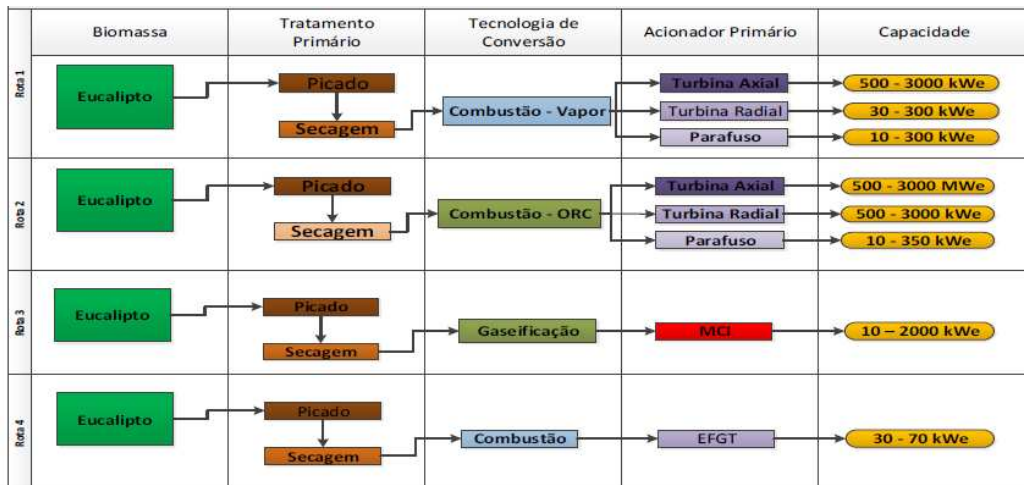


Figura 2.26. Configuración de sistemas de conversión energética para Eucalipto. Fuente: Quintero et al (2014).

Como ejemplo, se tiene Eucalipto, tratamiento primario: picado, secado, picado, secado; Tecnología de conversión: combustión vapor, combustión – ORC, gasificación, combustión; accionador primario: turbina axial, turbina radial, turbina de tornillo, motor combustión interna y una turbina EFGT a; Capacidades: de acuerdo a la turbina encontramos que con la axial de 500 a 3000 kWe, hay más pero con este proyecto llegamos a los 3000 kWe, con turbina radial se consigue entre 30 a 300 kWe, el tornillo entre 10 y 300 kWe, y así sucesivamente, con el motor de combustión interna entre 10 y 2000

y con EFGT entre 30 y 70 kWe, esos fueron los resultados del barrido que se hizo del análisis de la tecnología, esas fueron las potencias encontradas y en base a esto se hizo el análisis (Figura 2.26).

Igualmente se hizo para el Pasto Elefante (Figura 2.27). Solo cambia: secado, picado y briquetado. La misma tecnología de conversión, con los mismos accionadores primarios y las mismas capacidades. Se pueden utilizar otros sistemas, pero se debe encontrar la forma de articular los dos tipos de biomasa en el sistema de alimentación.

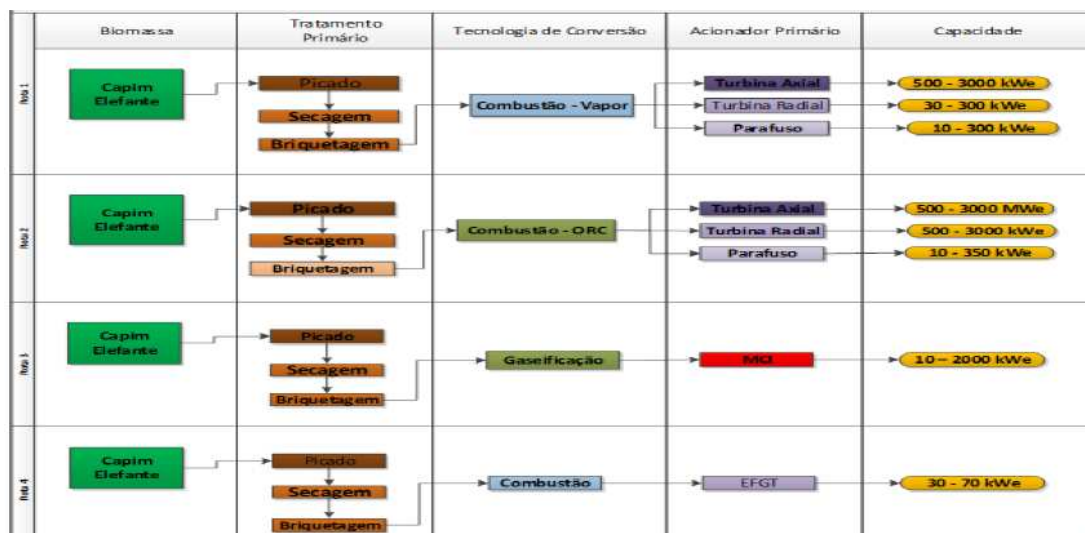


Figura 2.27. Configuración de sistemas de conversión energética para Pasto Elefante. Fuente: Quintero et al (2014).

Los ciclos utilizados son:

- Ciclo Rankine: caldera, turbina, condensador, bomba. El fluido de trabajo es agua. Se ve el ciclo teórico y el ciclo real, donde hay pérdidas de energía en la turbina por la expansión del vapor y caídas de presión.
- El Ciclo de Rankine Orgánico. Aquí cambia el fluido del trabajo: es orgánico. Se selecciona de acuerdo al tipo de fluido que puede ser de pendiente positiva o negativa. También se puede clasificar como fluido húmedo, fluido seco y fluido isoentrópico. De acuerdo al tipo de fluido que se selecciona, se tiene una temperatura de trabajo y con base en esas condiciones, se da inicio a una simulación matemática para encontrar las eficiencias del sistema.

Las ventajas y desventajas de los Ciclos tanto Rankine Orgánico como Rankine tradicional, se resumen en la Tabla 2.10.

Algunos tipos de fluidos de trabajo para el ciclo ORC son: Octano, Heptano, Isohexano, cada uno de ellos tiene diferentes temperaturas críticas, presiones de saturación y dependiendo de la cantidad de energía que tenga se selecciona el fluido (Figura 2.28).

Tabla 2.10. Ventajas y desventajas de los Ciclos Rankine Convencional y Orgánico. Quintero et al (2014).

Vantagens e desvantagens do CRO	Vantagens e desvantagens do CRC
Não requer superaquecimento e o risco de erosão das pás das turbinas é evitado.	Maior eficiência.
Baixa temperatura na entrada da turbina.	Fluido de trabalho de baixo custo e elevada disponibilidade.
Sistema Compacto (maior densidade do fluido).	Fluido de trabalho amigável com o ambiente (zero Potencial de Aquecimento Global (GWP), zero Potencial Redução de Ozônio (ODP)).
Baixa pressão de evaporação do fluido de trabalho.	Fluido de trabalho não inflamável e não tóxico.
Elevada pressão de condensação do fluido de trabalho.	Elevado coeficiente de transferência de calor, pela viscosidade baixa da água.
Não requer sistema de tratamento de água.	Baixa perda de pressão no sistema.
A queda da entalpia na turbina diminui devido a uma menor diferença de temperatura entre a evaporação e a condensação, pelo que são usadas turbinas menos complexas, ou seja, turbinas de um estágio ou de dois estágios o que implica menor custo.	Fluido de trabalho de alta estabilidade química.
Não requer redutor no gerador elétrico pela sua baixa velocidade de rotação devido à queda menor de entalpia na turbina.	A relação de pressão e a queda de entalpia na turbina são muito elevadas, por conseguinte se requer turbinas de expansão com múltiplos estágios.
Pouca variação da eficiência elétrica do sistema quando operando em cargas parciais, na faixa de 50 a 100% dos valores nominais.	Precisa de superaquecimento para evitar a condensação durante a expansão e diminui o risco de erosão das pás das turbinas.
Alta eficiência da turbina, acima de 85%.	Excesso de pressão no evaporador.
Não requer sistema de tratamento de água.	Turbinas complexas e caras.
O uso de óleo térmico permite a operação da caldeira a baixas pressões.	É mais adequada para aplicações de alta temperatura e grandes instalações centralizadas.

Quintero y Otros (2014)

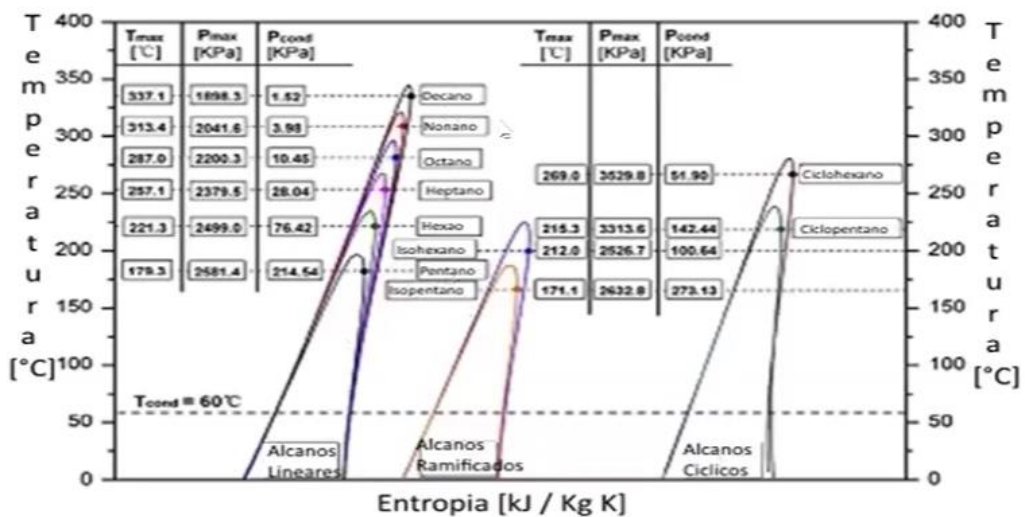


Figura 2.28. Selección del fluido de trabajo de ciclos ORC. Quintero et al (2014).

Los expansores: axial, radial y de tornillo se muestran en la Figura 2.29. Algunas características de esos expansores tienen que ver en cómo definimos el expansor, más que todo por la velocidad del eje, la tasa de flujo de masa y la potencia nominal. Los desarrollos en sistemas Rankine Orgánicos

para aplicaciones en pequeñas escalas (10-3000 kW) permiten establecer una metodología de selección que abarca expansores de espirales para uso diferentes, y aquí hay una serie de aspectos a tener en cuenta para aplicación de estos sistemas.

La aplicación de expansores de espiral está limitada a la generación de energía inferior a 30kW. La aplicación de expansores de tornillo no es tan ampliamente validada como de espiral y radial y se recomiendan para 100 kW. Las turbinas radiales son preferibles para una amplia gama de sistemas de generación de energía que va desde 10 kW a algunos MW.

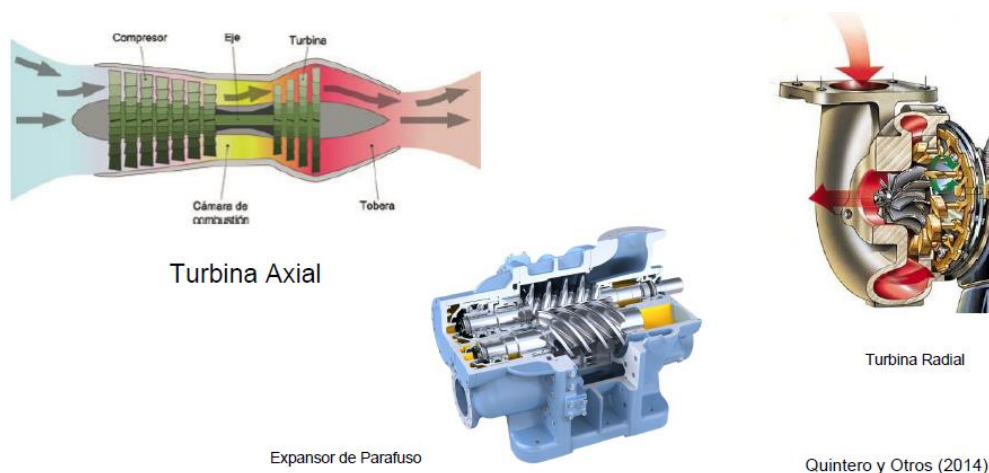


Figura 2.29. Tipos de expansores para CRC o CRO. Fuente: Quintero et al (2014).

Dependiendo de la madurez tecnológica se podrán proponer estos sistemas agro-energéticos de manera sustentables, porque se garantizará que existe la tecnología y si no existe, las empresas que se dedican a estos prototipos van a asumir el reto y pueden dar soluciones a estos requerimientos.

En la Figura 2.30 se observan los esquemas de los ciclos de generación de energía con Turbina de Quema Externa (abierto y cerrado). Entre las ventajas de ese tipo de turbina, está que puede alcanzar capacidades nominales en apenas 10 a 20 minutos. También la fabricación puede ser más rápida, las necesidades de agua son menores que en los CRC o CRO, entre otros.

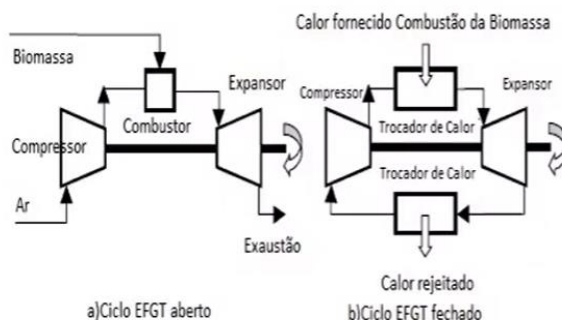


Figura 2.30. Sistema de generación Combustión – Turbina de Quema Externa – EFGT. Fuente: Quintero et al (2014).

Estos sistemas EFGT también tienen desventajas, principalmente por el consumo de combustible, debido a la necesidad de más energía para accionar el compresor. Otra desventaja es que se requiere una temperatura de funcionamiento más alta que en otros sistemas y esto puede acortar la vida útil de algunos de los componentes. Además, debido a la energía térmica desperdiciada cuando se libera el gas de escape, los niveles de eficiencia de las turbinas de gas son inferiores a los de otros tipos de centrales.

Cada uno de estos sistemas tiene ventajas y desventajas que en el momento en el que se hace el análisis para seleccionar estos accionadores en un sistema agro energético, se deben abordar.

En cuanto a la gasificación de biomasa hay también algunos gasificadores más eficientes que otros, algunas adaptaciones y bueno, en fin, diseños especiales. Para este proyecto se tomaron la eficiencia de un gasificador en funcionamiento como para tener un potencial de esa tecnología. Y asimismo, un motor de combustión interna. Algunos cuellos de botella que todavía tiene la gasificación fueron identificados en su momento:

- Todos los gasificadores tienen requisitos bastante estrictos en cuanto al tamaño, humedad y contenido en cenizas de la biomasa, difíciles de alcanzar en la práctica.
- Hay una variación del contenido energético de la biomasa por variación de su calidad y contenido de humedad.
- Variación de las propiedades físicas y químicas del gas, como el contenido energético, la composición y las impurezas.
- Necesidad de adecuación de la biomasa, ya que una preparación inadecuada de la biomasa es una causa importante de problemas técnicos en el gasificador.
- Costes elevados en el consumo de energía.
- Necesidad de purificación del gas de síntesis obtenido para su uso en expansores.
- Presencia de sustancias contaminantes que influyen en el rendimiento y la vida útil del actuador primario.
- Manipulación y tratamiento de cenizas, condensados y alquitrán.

Sin embargo, tenemos que buscar que buscar desbloquear esas variables para poder alcanzar mayores eficiencias. Las impurezas dependen mucho del agente gasificante, de la forma de cómo opera el gasificador, dependiendo del tipo de gasificador. Se va a tener que hacer una adecuación de esa biomasa en el sistema de alimentación porque si no va a generar problemas graves en el gasificador.

Aunque es un proceso endotérmico, el proceso de secado, de llevar la adecuación de la biomasa en tamaño y contenido de humedad, etc., tiene un consumo energético alto, como así la necesidad de purificar o limpiar el gas de síntesis de acuerdo al accionador primario o expansor. También cambian según el tipo de accionador primario que se tiene, algunos son más elevados que otros, y el manejo del tratamiento de las cenizas los condensados y alquitrán, su descomposición es demorada y pues ese es el trabajo sucio. Pero hay bastantes cosas adelantadas y se puede seguir avanzando en ello, a nivel microorganismos se puede pensar cómo aprovechar esos alquitranes y condensados para una aplicación determinada.

Entre otros aspectos de la gasificación, se debe tener en cuenta:

- Puede generar emisiones de gases tóxicos si no se utilizan correctamente.
- Modificaciones obligatorias necesarias para que los motores de gas sean más eficientes.
- Los gasificadores necesitan al menos media hora para iniciar el proceso de generación de gas
- Alto volumen de biomasa que implica repostar y es necesario desarrollar sistemas de alimentación continua de biomasa.
- Acceso limitado a la financiación, desarrollo y promoción de este tipo de tecnología de generación de energía a partir de biomasa.
- Falta de regulación sobre el uso de biomasa y cultivos energéticos como combustible de manera eficaz.
- Desarrollo de sistemas de transporte de gas de biomasa para su uso en ICBM, debido que se requiere una atención más frecuente que un MCI que funcione con gasolina o gasóleo.
- La obtención de gas de biomasa de la calidad adecuada es una tarea difícil, por lo que la tecnología de gasificación de biomasa requiere mucho trabajo y tolerancia

Por otro lado, en cuanto al motor alternativo de combustión interna o MACI (Figura 2.31), es un accionador que se acopla al gasificador, y es muy conocido. Existen dos tipos básicos de MACI:

- Los de encendido por chispa (SI) y
- los de compresión (IC).

Los IC-MCI utilizan gasóleo como combustible y, los ICM-SI utilizan gasolina, pero puede utilizarse gas de síntesis, aumentando la relación de compresión para aumentar su eficiencia (EPA, 2008).

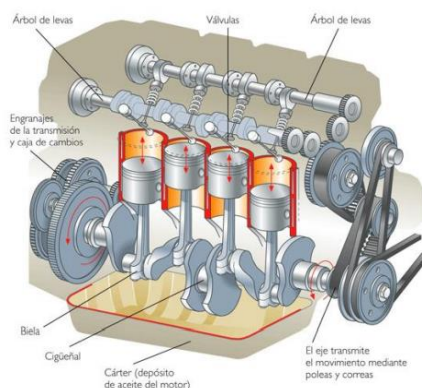


Figura 2.31. Motor de Combustión Interna. Fuente: Quintero et al (2014).

Revisando el sistema de gasificador (Figura 2.32), se puede ver que es importante la limpieza del gas, es mucho más complejo que el gasificador. El gasificador es relativamente sencillo con respecto al sistema de limpieza, y después llevarlo al MACI implica considerar que tiene un requerimiento de las impurezas. Aunque es más tolerante que la turbina, es importante limpiar ese gas.

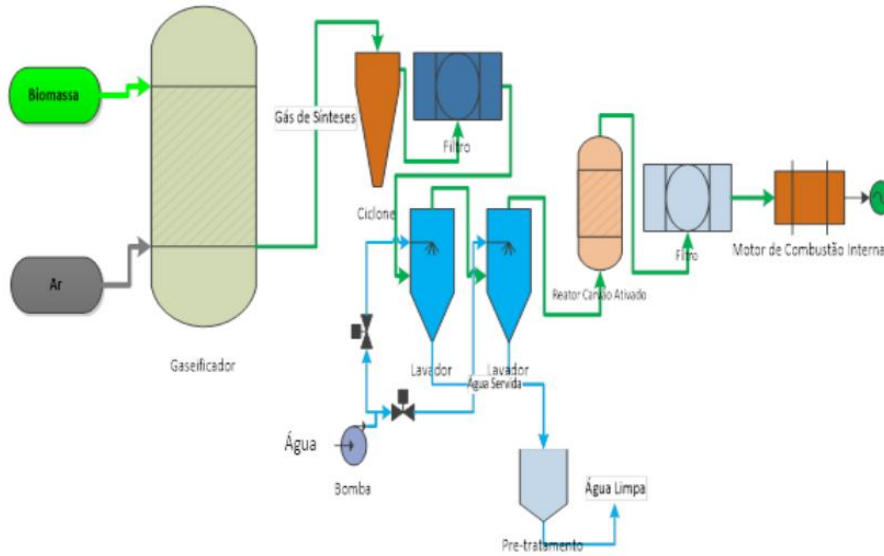


Figura 2.32. Sistema Gasificador – MCI. Fuente: Quintero et al (2014).

En el ciclo termodinámico gasificación turbina interna – externa (GEFGT) que se observa en la Figura 2.33, como hay cámara de combustión, en este ciclo no es obligatorio limpiar el gas de síntesis, pues en la cámara de combustión se van a craquear las impurezas con una energía que se libera con la combustión que es la que se va a utilizar.

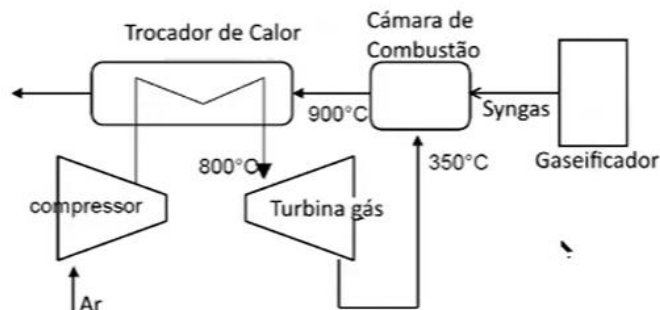


Figura 2.33. Sistema gasificación turbina interna – externa (GEFGT). Fuente: Quintero et al (2014).

En cuanto a los requerimientos de calidad del gas de síntesis (Tabla 2.11): alquitrán, granulometría, material particulado y alcalino de acuerdo al motor de combustión interno y la turbina gas. Para la granulometría en motor de combustión interna es 10 y en turbina de gas 5, para material particulado es 50 y 30, para alcalino no aplica con motor de combustión interna y con turbina a gas es de 0,24, entonces es como para tener en cuenta.

Tabla 2.11. Límites de concentración de contaminantes en el gas de síntesis. Fuente: Quintero et al (2014).

Contaminante	Unidade	MCI	TG
Alcatrão	Mg Nm ⁻³	<100	N/A
Granulometria	Mm	<10	<5
Material particulado	g Nm ⁻³	<50	<30
Metais Alcalinos	mg Nm ⁻³	N/A	0,24

En la Tabla 2.12 se muestran algunos proyectos de generación de energía con biomasa con motor de combustión interna en Bélgica, España, Austria, Turquía, India. Ejemplos de gasificación con turbina quema interna en Bélgica, y con turbina quema externa en Inglaterra e Italia. Estos proyectos pueden estar funcionando hoy.

Tabla 2.12. Algunos proyectos de generación con biomasa. Fuente: Quintero et al (2014).

Rota Termoquímica	Combustível	Potência (kW)	Eficiência Elétrica (%)	País	Referência
GMCI	Biomassa Florestal	150 – 1500	25	Bélgica	(SILVA L. et al, 2012)
	Madeira	750	21.4	Espanha	(DUTTA, 2011)
	Biomassa	2000	25	Áustria	(BOLHÂR-NORDENKAMPF; RAUCH, 2003)
	Madeira	12 - 16	21 - 24	Espanha	(MARTÍNEZ, JUAN DANIEL et al, 2012)
	Cavacos de madeira	15 - 20	25	Turquia	(MARTÍNEZ, JUAN DANIEL et al, 2012)
	Madeira	17.5	16.6	Índia	(MARTÍNEZ, JUAN DANIEL et al, 2012)
GEFGT	Biomassa	500	12 - 22	Bélgica	(VUB, SEGHERS BETTER TECHNOLOGY, 1992)
CEFGT	Biomassa	30	15	Inglaterra	(PRITCHARD, 2005)
	Cavacos de Madeira	70	17	Itália	(BARSALI; LUDOVICI, 2010)

4.4. Sistemas de acondicionamiento de la biomasa

Por otro lado, se tienen diferentes densidades de acuerdo a la forma en la que se va a transportar, Eso trae consigo un requerimiento en las características del transporte. Entonces, es importante si la cosecha es semi mecanizada o un mecanizada, pues sus componentes varían: la ruta, carga, transporte, descarga, el chipeo, secado, almacenamiento y generación (Figura 2.34).

El secado de la biomasa puede ser solar o por convección forzada, y hay soluciones técnicamente viables. Para este caso planteamos solar, pero puede ser cualquier otro sistema de secado. El secado de la madera para combustión tiene múltiples variables que hay que tener en cuenta (Figura 2.35).

El pretratamiento para los cultivos herbáceos puede ser de diferentes formas, como fardos, briquetas, pellets y cada una de ellas tiene una ruta, y esa ruta va a depender de la densidad que se desea tener al final. Igualmente, para los fardos, la cámara de combustión es diferente al de pellets,

etc. y por eso el sistema de alimentación es importante y sobre todo cuando se va a usar madera y pastos para la generación de energía.

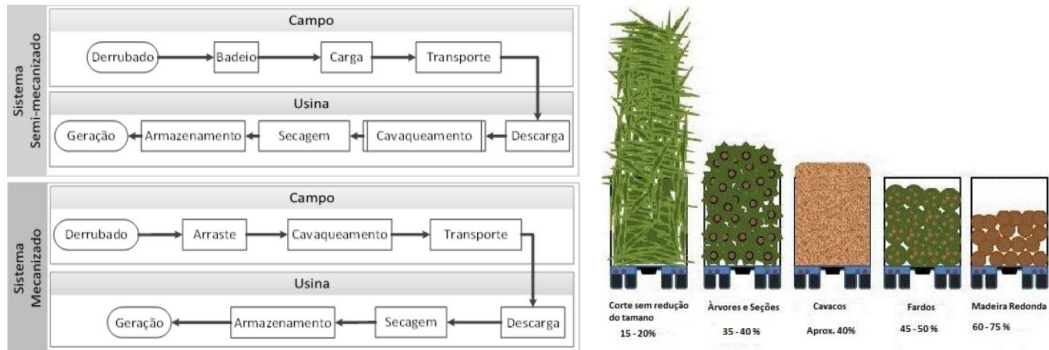


Figura 2.34. Tecnologías de pretratamiento de la biomasa. Fuente: Quintero et al (2014).

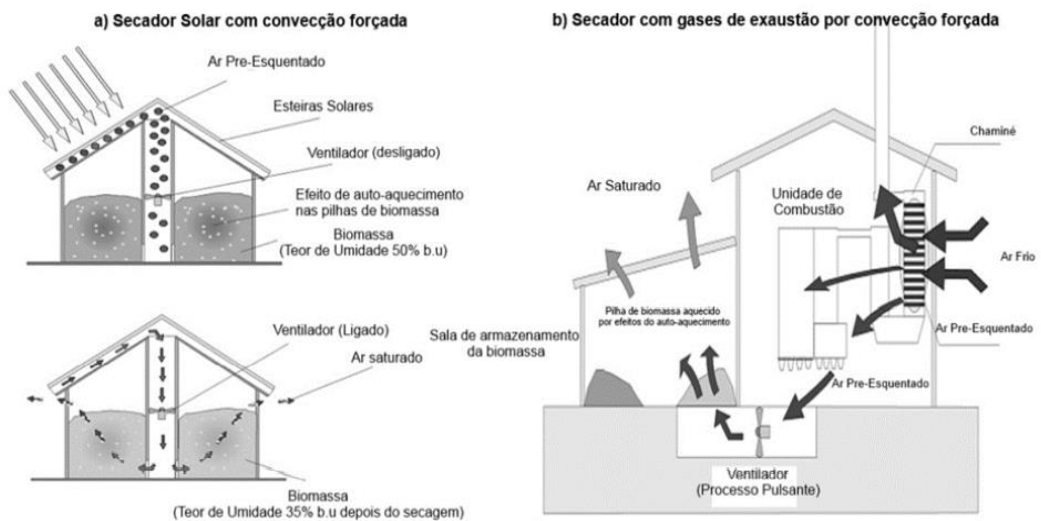


Figura 2.35. Sistemas de secado de biomasa forestal. Fuente: Quintero et al (2014).

4.5. Estimaciones finales

Una vez analizados los ciclos termodinámicos y seleccionados los sistemas, se puede calcular el potencial técnico. Porque ya se había calculado el potencial teórico, y luego se bloquearon las otras variables con el fin de dejar el potencial técnico en función de la eficiencia de estos sistemas tecnológicos.

El sistema Rankine convencional (CRC), fue simulado (Figura 2.36) con un programa versátil, fácil de usar (Cycle Temp). Aquí se tienen las condiciones de operación, se ingresaron con 18640 kJ kg⁻¹, la eficiencia de la caldera 80 % y la potencia eléctrica 500 kW con una eficiencia del generador igual a 97%, la eficiencia de la turbina es del 60% y una potencia mecánica de 515.46 k, así sucesivamente, estas fueron las condiciones de operación inicial.

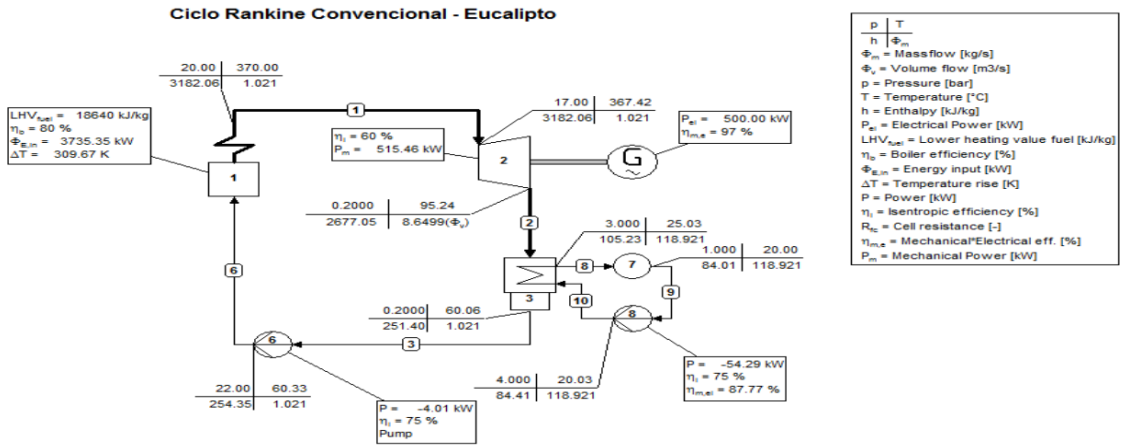


Figura 2.36. Parámetros de simulación de un sistema CRC. Fuente: Quintero et al (2014).

En la Figura 2.37 se observa el Ciclo Rankine Orgánico (CRO), para la simulación de este sistema es necesario de software algo más exigente (Aspen Hysys). Aquí se tiene un ejemplo del Rankine Orgánico, los parámetros y los valores para la simulación.

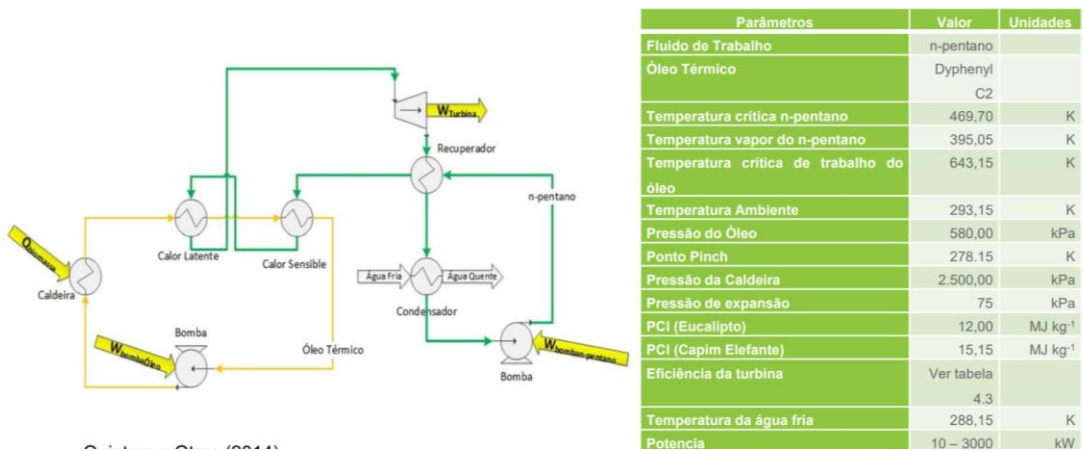


Figura 2.37. Parámetros de simulación de un sistema CRO. Fuente: Quintero et al (2014).

Aquí vemos el sistema de combustión de quema externa (Figura 2.38) y los parámetros y valores.

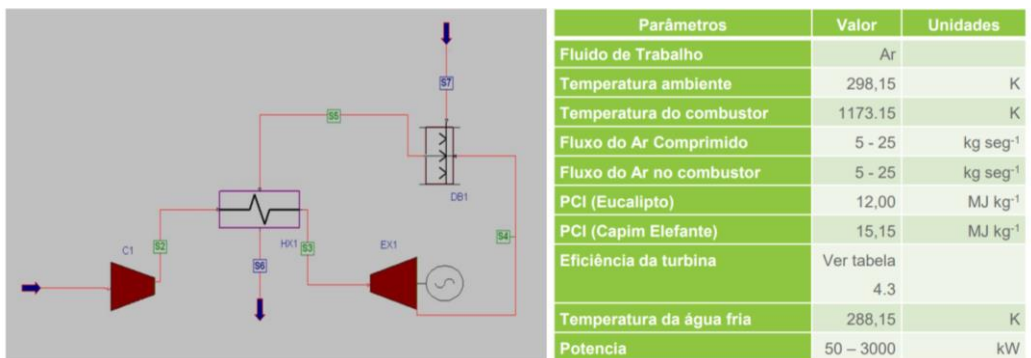


Figura 2.38. Parámetros de simulación de un sistema EFGT. Fuente: Quintero et al (2014).

En la Tabla 2.13 se muestran las eficiencias isentrópicas utilizadas en cada accionador primario; para ORC, el CRC, gasificación de motor de combustión interna, gasificación de quema externa, y combustión de turbina de quema externa. Estos son los valores de esas eficiencias isentrópicas que fueron utilizadas.

Tabla 2.13. Eficiencias isentrópicas de algunas turbinas. Fuente: Quintero et al (2014).

Ciclo Termodinámico	Potência (kW)	Accionador Primário	Eficiência Isentrópica Accionador (%)	Referência
ORC	10-350	EP	40 -85	(QIU; LIU; RIFFAT, 2011 & LI; ZHU; ZHANG, 2012)
	500 - 3000	TA	60 – 80	(DIXON; HALL, 2010)
		TR	65 – 90	(KANG, 2012)
CRC	30 - 200	TR	79 – 85	(KANG, 2012)
	10 - 300	EP	40 – 85	(QIU; LIU; RIFFAT, 2011 & LI; ZHU; ZHANG, 2012)
	500 - 3000	TA	60 – 80	(DIXON; HALL, 2010)
GMCI	10 - 20	MCI	35	(BARATIERI et al., 2009)
	750 - 2000	MCI	35	(BARATIERI et al., 2009)
GEFGT	500	EFGT	82	(KAUTZ; HANSEN, 2007)
CEFGT	30 - 70	EFGT	82	(KAUTZ; HANSEN, 2007)

Con los datos de la Tabla 2.13 se hizo una regresión lineal en el rango de potencias que estaba reportado en literatura, y luego estos gráficos. Entonces, para 200 kW, para 300 kW, para 100 kW, para 50 kW y así sucesivamente. Se puede ver que las pendientes son diferentes. Por lo tanto, la variación de las eficiencias es diferente para diferentes potencias. En la Figura 2.39 se muestra de 500 a 3000 kW o sea de 0.5 MW a 3 MW. La combustión de turbina quema externa se trabajó con un solo dato porque no se tuvo acceso a otra fuente de información, con base a eso se hicieron los cálculos del potencial técnico.

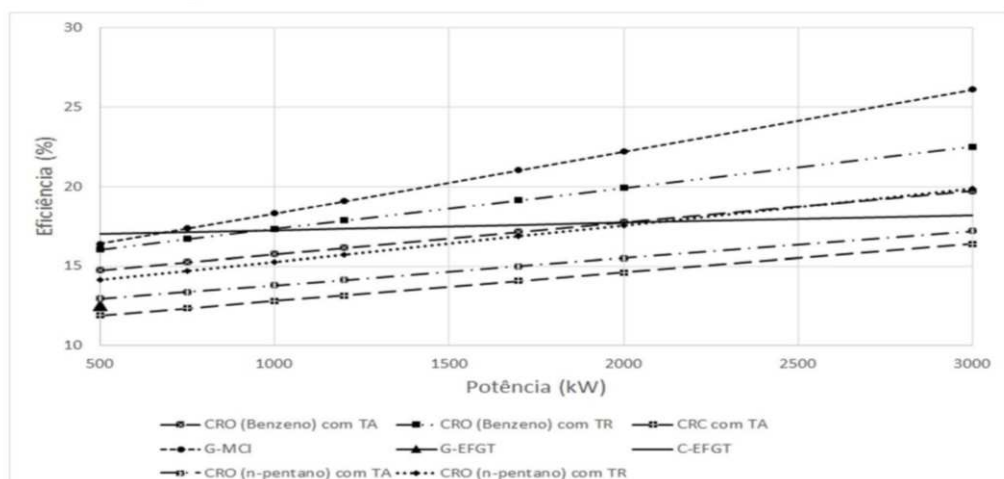


Figura 2.39. Eficiencias globales de los sistemas analizados en la faja de potencia 500 – 3000 kW.

Fuente: Quintero et al (2014).

Como se bloquearon las demás variables, para el cálculo del potencial técnico se trabajó solo con la eficiencia del ciclo. Ahora, se tiene el potencial teórico y se multiplica por la eficiencia del ciclo para obtener el potencial técnico. Entonces se tiene un potencial teórico de 1000 kW y una eficiencia del 20% entonces se tiene un potencial técnico de 200 kW. Así es como se construyen estas gráficas, pueden ver que las mismas siguen las pendientes de los potenciales teóricos, son similares a los potenciales teóricos, porque aquí se está graficando el potencial técnico de generación de energía con el porcentaje de utilización de los suelos de acuerdo a la aptitud que tiene.

El potencial técnico de generación de energía eléctrica para Pasto Elefante con diferentes tecnologías se muestra en la Figura 2.40 y para Eucalipto en la Figura 2.41.

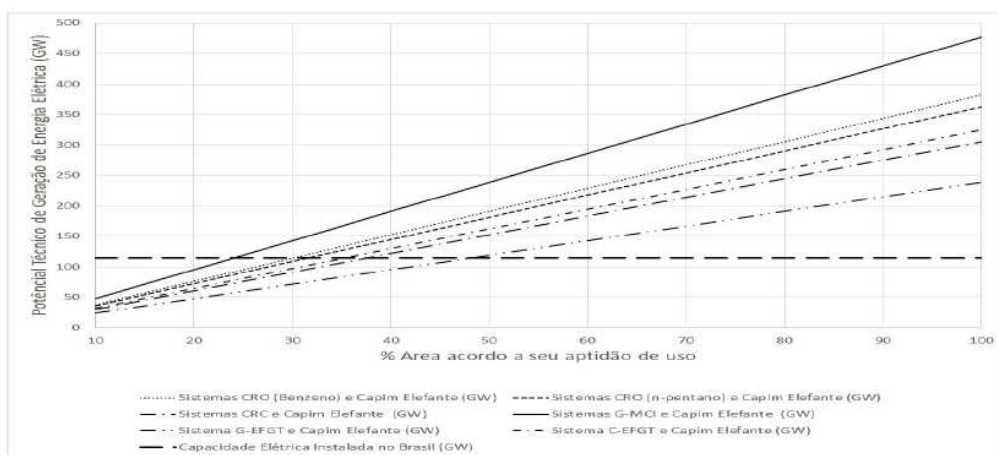


Figura 2.40 Potencial energético técnico del pasto elefante bajo las condiciones brasileras. Fuente: Quintero et al (2014).

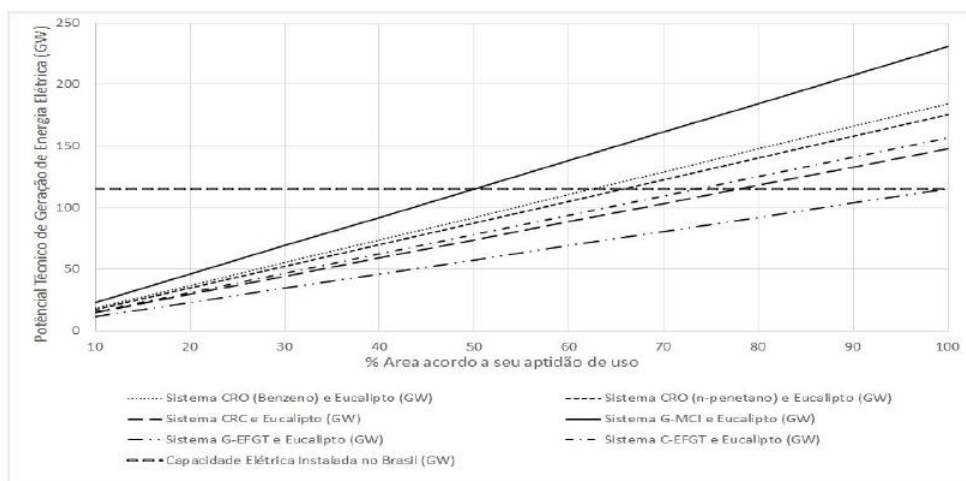


Figura 2.41. Potencial energético técnico del eucalipto bajo las condiciones brasileras. Fuente: Quintero et al (2014).

Cómo se interpretan estos gráficos. Si se tienen 91 mil km² de tierras aptas para el Eucalipto y se sembrara el 100% de ese territorio con Eucalipto, se pueden obtener 230 GW mediante gasificación y motor de combustión interna.

Con Pasto Elefante como combustible, se está hablando de 96 mil km² con la misma tecnología, alcanzará a generar 475 GW.

En ese momento la capacidad instalada del Brasil era aproximadamente 215 GW. Entonces, para alcanzar esa generación se podría utilizar cerca del 47% de las tierras con Eucalipto y un sistema de gasificación de turbina externa; o sembrando el 22% de las tierras y teniendo un sistema de gasificación motor de combustión interna con Pasto Elefante.

Si se hace con el Eucalipto cambia, aproximadamente al doble del potencial multiplicado entonces por un factor que depende mucho de la tecnología. Se puede alcanzar a satisfacer el sistema hoy instalado de energía o igualarlo, sembrando el 100% de las tierras con aptitud existente hoy utilizando un sistema de gasificación turbina de quema externa. Pero si se está hablando de sistemas de gasificación motor de combustión interna se necesitan sembrar el 50% de las tierras con aptitud forestal en este momento en Brasil (cerca de 46 mil km² sembrados), eso es lo que nos resultó del potencial teórico en el área disponible.

Entonces, es útil calcular los potenciales, porque se puede empezar a mirar cómo la matriz energética se puede diversificar. Sucesivamente se va variando el cultivo y la tecnología y se pueden desarrollar políticas hacia dónde se debe ir y usar los beneficios para la importación y desarrollo de determinada tecnología.

5. Revisión de la sección

¿El término de ciclo biogeoquímico está comprendido en el planteamiento de la economía circular?

Así como tal no, pero se puede incluir, porque digamos que nosotros vamos a tener como producto o subproductos de la bioenergía unos elementos como el nitrógeno, fosforo, potasio, otros elementos menores, los vamos a tener en esos subproductos, ya sea el residuo propiamente dicho o puede ser cenizas, entonces podríamos incluirlo porque tiene un valor comercial esos nutrientes en el mercado entonces lo podemos llevar a la economía circular.

¿Qué es la agricultura de conservación?

La agricultura de conservación no es la panacea para la solución de los problemas agrícolas o ambientales, no es la panacea, tiene sus debilidades la agricultura de conservación tiene sus desventajas, en un momento dado esa agricultura de conservación se convierte en problemas, se cae la productividad por cambio de la densidad del suelo, aumento de los insectos plagas que atacan los cultivos, en fin lo que nosotros debemos procurar es el equilibrio, de la ventaja de la agricultura de conservación que yo pueda aplicaren la producción de la biomasa para la generación de energía es loable en la medida en que genere un equilibrio positivo. No es decir la cultura de la agricultura de conservación no me sirve, no, tiene cosas buenas, pero hasta donde yo puedo aplicar esa agricultura de conservación en un cultivo energético es la pregunta, eso es dinámico no estático, entonces yo creería que es un buen tema para hondar para analizar localmente en la región que nosotros queríamos ver el impacto de la agricultura de conservación en los cultivos energéticos.

¿Cuáles podrían ser las consecuencias geopolíticas más fuertes que traería el uso de la bioenergía a nivel local, sobre todo en países de Latinoamérica?

Los países tienen sus intereses, económicos, ambientales, sociales y dependiendo de ellos empieza a regular mediante políticas, legislaciones, aparecen normas para poder regular esos procesos, la aplicación de cada uno de ellos no es netamente del sector público sino del sector privado, y el sector privado con esas legislaciones, políticas genera esos proyectos, un caso que conozco por ejemplo en Casa Madres, un departamento de Robles, tiene una X cantidad de tierra, y dentro de esas tierras existen dos pozos petroleros pero él tiene sembrado alrededor de esos pozos 6 mil hectáreas de palma, él está sosteniendo su proyecto de bioenergía, biodiesel, biocombustible con energía fósil, entonces yo creo que el deber del Estado es regular y el sector privado invertir y hacer posible este tipo de proyectos, este tipo de aplicaciones. Depende mucho de la iniciativa articular y regularlas por el Estado a través de políticas, legislación y las normas.

El caso Colombia, lo conozco muy bien, en Colombia tenemos cerca de 12 millones de hectáreas apta para el cultivo, la producción agrícola, solo se aprovechan 4,5 millones de hectáreas, y dentro del aprovechamiento de esas 4,5 hectáreas están las áreas sembradas en cultivos de caña de azúcar y cultivo de aceite de palma para biocombustible y aceite comestible. Pero también dentro de esos 4,5 millones de hectáreas están las ilícitas, las que se utilizan para otros cultivos que no deberían existir, igualmente para otros productos tienen unas aplicaciones farmacéuticas, expectorantes etc., etc. Entonces dentro de eso tenemos una subutilización de las áreas aptas para cultivo, digamos que geopolíticamente no tenemos conflictos, existen conflictos más que todo en dos tipos de uso del suelo, el sector agrícola con el sector ganadero donde hay un conflicto marcado y que nos está llevando a una degradación del más del 40% de los suelos, ese es el conflicto más no la producción de bioenergía o biocombustibles entre otros.

¿Hay vegetales modificados genéticamente para cultivos energéticos?

Claro si, y hay adaptaciones, hay muchos casos, precisamente estamos hablando de algunos cultivos para adaptarlos a características especiales.

¿Cuál es potencial de las especies herbáceas invasoras? ¿Existe algún ejemplo o referencia de estas especies para Latinoamérica?

Las plantas invasoras tienen unas características importante, requieren de poca agua, por eso son invasoras, requieren de pocos nutrientes, crecen rápidamente como invasoras pero cuando nosotros la empezamos a utilizar como cultivo ya cambia la dinámica, puede cambiar la dinámica y de pronto puede que esos resultados no sean tan consistentes, pero lo cierto es que si tenemos una especie invasora lo que podemos hacer es un estudio ambiental, calculamos el poder calorífico lo multiplicamos por la producción en materia seca y con eso obtenemos la cantidad de energía posible que podemos obtener de él, teórica. Pero ya viene el aspecto técnico, puede tener cero valores, no cuesta nada producirlo, ¿pero transportarlo?, ¿manipularlo o llevarlo la productividad?, ¿La eficiencia de la tecnología utilizada?, cuando estamos hablando de tecnología estamos hablando de mantenimiento

y operación, y algunas limitaciones porque puede que tenga características no deseables para una determinada tecnología, pero tendríamos que analizar cuál sería hierba invasora.

El ejemplo que yo traigo hoy es la hierba elefante porque ya está domesticado, se ha utilizado ancestralmente en la ganadería para alimento animal, en Brasil es fuente energética importante, se produce carbón a partir de él para las siderúrgicas, para aportar el carbón en la producción de acero y calor, es domesticada y tendríamos que empezar a estudiarlas y analizarlas.

¿Qué estrategias se utilizan para minimizar la degradación del suelo derivada de los cultivos energéticos?

Se debe dejar un porcentaje de los residuos agrícolas, tema de limpieza, sobre eso se está avanzando, por lo menos en Colombia, en la caña, todas las partes de hoja y cogollo se deja en el campo precisamente para conservar y mantener las calidades del suelo y los contenidos de carbono. Si se quisiera aprovechar los técnicos recomiendan retirar el 50% y dejar el 50%, digamos que son prácticas de no degradación, pero eso no pasa con otros cultivos, con el plátano, por ejemplo, aunque tenemos esa riqueza, pero la característica de esa biomasa no genera tanta estructura como genera un residuo lignocelulósico, depende de las características del cultivo, cual es la composición de esos subproductos o residuos del cultivo.

Hay otras que aportan materia orgánica, crean estructuras y con eso almacena o mantiene mejor la humedad de los suelos, por eso genera una elevada productividad, y si tiene un alto contenido de arcilla mejor, porque es mucho más activo químicamente, hay que analizar en cada caso cual pudiera ser la estrategia pero particularmente en Colombia todos los cogollos y hojas de la producción de caña se dejan en el campo, para el caso de la palma también, se deja en el campo y hace un proceso de reciclaje de nutrientes, etc. Eso depende mucho del plan que haga el agrónomo o el ingeniero agrícola de la plantación.

¿Podría comentar cuál sería la ventaja de dejar la materia orgánica de la cosecha en el suelo vs dejar carbón vegetal o biochar?

Hay dos momentos, el momento en el que uno deja el residuo en el suelo, es una síntesis natural, espontánea si tiene las condiciones de humedad, digamos que eso consigo unos beneficios que son relativamente rápidos, cuestiones de semana, si yo retiro la materia orgánica la convierto en biochar y luego la voy a aplicar también debo tener un vehículo y ese vehículo es materia orgánica estabilizada con un compost, ya lo que estoy garantizando es que estoy aplicando un carbono más puro con el biochar y además de eso con una característica de porosidad que sirve de albergue para que los microorganismos que están en el suelo sean más activos, genera esa simbiosis con la materia orgánica que está sin degradar y libere o regule más bien algunas reacciones y nutrientes, entonces a la larga nosotros con el biochar puede ser benéfico en un determinado tipo de suelo y puede no ser tan benéfico en otros tipo de suelo, porque también cuando nosotros aplicamos biochar tenemos un diámetro de partícula y ese diámetro de partícula puede ser menor que los mesoporos o microporos y puede entonces generar algunos problemas de desviación de conductividad hidráulica del suelo, entonces

pueden haber cambios físicos del suelo, hay que de acuerdo a las características del suelo, las características de la materia orgánica que tengo y el biochar que yo voy a producir debo entonces encontrar la relación adecuada de aplicación porque no es producir biochar y aplicarlo, hay unas cantidades que hay que encontrarlas a través de la experimentación para que sea más benéfico.

Lo mismo sucede cuando aplicamos lodos al suelo, porque los lodos son más finos e interfieren en la física del suelo, si tengo un suelo arenoso no tendría tanto problema va ayudar a la protección, pero si yo tengo un suelo firme con arcilloso voy a tener muchos problemas para la protección porque voy a cambiar la conductividad hidráulica y la curva de saturación de minerales del suelo, entonces por eso hay que experimentar, hay dos momentos entonces, biológico espontáneo y natural y ese que es aplicado que se debe regular con el de origen natural para encontrar el punto adecuado de biochar en el suelo.

¿Qué modelo matemático se ha empleado para el cálculo del potencial energético teórico de las especies seleccionadas en Brasil?

Este potencial teórico lo calculamos en función del volumen de producción por la densidad básica por el poder calorífico que tiene, entonces, por ejemplo, yo tengo una producción de $50 \text{ m}^3 \text{ ha}^{-1}$ por la densidad básica del Eucalipto que está por el orden de los 650 kg/m^3 y el poder calorífico que lo vimos adelante que está por el orden de los 19 MJ Kg^{-1} , cuando nosotros tenemos ese PCI lo podemos utilizar: global es decir hacemos el análisis elemental y utilizamos la ecuación Bernoulli que es muy conocida en el medio energético, en función Bernoulli calcula el PCI y el PCS en función del contenido de carbono, hidrógeno, azufre, oxígeno, entonces él calcula el poder calorífico, modelos reportados en las investigaciones cuando se hace un análisis termogravimétrico eso es de la especie.

También tenemos la densidad básica del Eucalipto que yo estoy produciendo o que se está produciendo en el país, y el nivel de producción depende también de cuánto, hay algunas especies o sistema de producción que entregan $30 \text{ m}^3 \text{ ha}^{-1}$ y hay otros que entregan $35 \text{ m}^3 \text{ ha}^{-1}$ hay otros que entregan $25 \text{ m}^3 \text{ ha}^{-1}$, pero para este tipo de Eucalipto energético se habla de densidades de $3.5 \text{ m} \times$ entre cada árbol y por eso alcanza unos diámetros de aproximadamente unos 10 o 12 cm, 45 m de altura eso en dos años me está entregando una productividad de 100 m^3 entonces en un año serían 50 m^3 , esto es un valor promedio que se obtiene con base en los resultados de los proyectos de investigación que se hicieron con Eucalipto, por eso es importante la verificación de la especie, porque hay que conocer las variables y como alcanzamos esos valores.

Este potencial o este volumen es cuando yo ya tengo la producción promedio anual, yo ya tengo la madera producida, si para mí fuera menor de $25 \text{ m}^3 \text{ ha}$ se me reduce a la mitad, depende mucho del manejo del cultivo, el germoplasma que tenemos disponible, vamos a obtener esas cantidades de biomasa.

¿Qué hay con respecto a acidificación de los suelos por Eucalipto?

Sobre el Eucalipto hay muchos mitos, cuando se habla de acidificación de suelo, de por sí el Eucalipto tiene una adaptabilidad a esos suelos ácidos de 4.5. ¿Será que él se adapta o será que lleva los suelos a ácidos? Si se trata de aporte de materia orgánica, cualquier tipo de materia orgánica va

a acidificar porque se producen ácidos orgánicos y va a tender a disminuir el pH de los suelos hasta que se estabiliza. Hay otros mitos, que seca los suelos. Cualquier especie vegetal que consuma más agua de la cantidad de biomasa que pueda generar va a tender a secar los suelos, pero el eucalipto tiene una particularidad, tiene una raíz pivotante entonces va hacia la profundidad y más bien extrae agua del subsuelo y lo coloca a través de la transpiración en el medio y puede mejorar las condiciones climáticas generando un microclima. Hay muchos mitos, que seguramente algunos están resueltos y algunos hay que estudiarlos un poco más, pero de por sí siempre el aporte de materia orgánica va a significar acidificación porque la materia orgánica va a generar ácidos orgánicos y disminuye el pH, y si está asentado en suelos ácidos entonces es adaptabilidad, es mejora, porque va a regular los ciclos, va a extraer agua del subsuelo para ponerla en el medio y regular los ciclos hidrológicos.

¿Este tipo de cultivo energético se puede regar con aguas residuales tratadas?

En principio las aguas estabilizadas, ya tratadas con un tratamiento secundario, se recomienda utilizarlas para cultivos forestales y cultivos herbáceos no para las de consumo de alimento así que perfectamente se pudiera utilizar. Es importante revisar otros parámetros que puede tener el agua y que pueda traer problemas más adelante, y para eso es importante hacer un análisis de cómo se transporta el contaminante o soluto que debemos considerar como un problema algún metal pesado que puede estar en valores superiores a los admisibles, y podemos nosotros entonces revisar a través también de modelos de simulación en el suelo como esos solutos se transportan a través del tiempo bajo ciertas condiciones del suelo y que tanto va a ser la acumulación de ese metal pesado, cual es la tolerancia de esa especie de Eucalipto a esa concentración al metal pesado, en este tipo de proyecto hay muchas variables que vamos a tener que tener en cuenta.

Esta presentación va a generar muchas inquietudes y esa es la intención para que podamos avanzar, para poder proponer sistemas agro energéticos sustentables.

¿Con respecto al tipo de cultivo lignocelulósico, se podrían tratar con procesos de digestión aeróbica y cuál sería el margen o beneficio energético en relación a la ruta termoquímica?

La termodinámica es fantástica digamos, cuando nosotros tenemos cultivos maderables con contenido de humedad menores al 50% lo más conveniente es lo termoquímico, si nosotros tenemos pasto ahí si tenemos contenido de humedad mayores y podemos tomar la ruta biológica, nosotros podemos utilizar mezcla, entonces sobre esto es una pregunta que resolverla implica un poco más de tiempo, pero lo que yo puedo decir es que si es un cultivo lignocelulósico herbáceo es posible tomar la ruta biológica para producción de metano, hay proyectos que funcionan así. Entonces si yo voy a utilizar pasto elefante y lo voy a dejar lignificar seguramente no me va a dar el contenido de humedad adecuada para llegar a la ruta biológica, entonces tengo que cambiar la edad, la cosecha del pasto elefante debe ser menor, a las 12 semanas a las 9 semanas, me puede dar diferencia en la productividad del biogás, si yo dejo lignificar no es recomendable. Si es Eucalipto tiene contenido humedad del 50% o menor, entonces es mejor utilizar la ruta termoquímica, es una regla general que ha sido ya analizada, entonces uno tiene que jugar con eso, cuáles son los requerimientos que tiene cada ruta tecnológica para adaptarnos termodinámicamente.

¿Se podría hacer una producción mixta entre cultivo energético y ganadería por ejemplo?

Claro que sí, sistemas pueden ser silvopastoriles entonces la producción forestal para la energía y pasto para el ganado, en Brasil hablan de la integración agropecuaria forestal, entonces este sistema es compatible no tiene problema.

¿Por qué es importante que se acumulen oligoelementos en la biomasa aérea?

Luego de la utilización del producto vamos a tener una ceniza que pueden ser radiactiva, entonces si nosotros podemos almacenar esos oligoelementos en la biomasa vamos a tener como subproducto unas cenizas ricas en esos oligoelementos, seguramente en algunos estados químicos que tendríamos que adecuarlos, pero de eso se trata de conservar los ciclos, de hacer un reciclaje energético.

¿Considera que sería factible que los cultivos energéticos sean utilizados para rotación de la tierra, esto para usar la tierra en cultivos alimenticios, enriquecerla y obtener además energía?

Nosotros podemos hacer integración entre los cultivos forestales y los cultivos agrícolas, el tema es las cantidades de tierras que yo voy a requerir de acuerdo a los objetos del proyecto, perfectamente se pueden articular, igual cuando hablamos de energía, de Eucalipto energético por ejemplo dos años, en dos años yo corto y depende también de siembra nueva o que crezca en la misma raíz crezca otro tallo, entonces es posible utilizarlo, seguir con esa misma densidad de siempre, y precisamente es una de los temas interesante es poder evitar el uso intensivo de maquinaria y con eso disminuir los consumos energéticos y las emisiones, además de capturarlo, igual con el cultivo herbáceo digamos que también, nosotros en 6 meses obtenemos la producción y podemos rotar con otro cultivo que inclusive ya queda algo rico en nitrógeno, queda un nitrógeno que es una materia orgánica en el suelo, desde el punto de vista técnico no le veo problema, ahora la implementación es lo que hay que profundizar un poco más.

¿El rendimiento de los cultivos energéticos al combinar distintas especies disminuye?

Si yo voy a tener mezclas es posible que se vean afectados los rendimientos del cultivo energético porque digamos que para un determinado tipo de siembra con una determinada área de suelo donde tengo una disponibilidad de agua y de nutrientes, si yo voy a sembrar intercalado o en las calle de 3m voy a sembrar un cultivo de alimento por un determinado tiempo va a hacerle la competencia, por nutrientes y por agua, pero si lo hago bien, con un buen manejo preveo ese manejo seguramente puede ser poco significativo. Todo es posible de acuerdo con como nosotros pudiéramos manejar el tipo de producción y para eso tenemos que experimentar.

Considerando la cantidad de energía que implicaría la logística de cosecha, de transporte, y pre-tratamientos si el margen energético sigue siendo favorable o cual sería la recomendación para considerar esas etapas.

Recuerden que $50 \text{ m}^3 \text{ ha}^{-1} \text{ año}^{-1}$ da 19 MG es una cantidad de energía, y también ahí juega un papel importante el manejo, la planificación, la escala del proyecto incide en que sea eso más o menos

de lo que realmente nosotros vamos a sembrar, pero digamos que está demostrado que es energéticamente posible, más sin embargo ahora me genera una idea para demostrárselo.

Con respecto a la densificación de la biomasa, esa cantidad de energía para construir pellets o briquetas realmente permiten un margen energético positivo al final.

Si claro, se consume energía, pero digamos que el hecho de densificar esa energía y la productividad en materia seca del Pasto Elefante lo soporta, hay que hacer las cuentas detenidamente, pero digamos que rápidamente aún sigue siendo positiva, de pronto para una próxima ocasión voy a tener esos cálculos.

Con respecto al manejo de bosques cual serían las prácticas más adecuadas, si en el caso de bosques en energéticos, no considerando plantaciones, si podría llamarse bosques energéticos a un bosque nativo sujeto a técnicas de manejo del cual podrían obtenerse valores energéticos constantes

Los bosques son dinámicos, pero plantear un bosque natural con fines energéticas hay que hacer una evaluación, un diagnóstico, de cuáles son las especies por ejemplo de manera natural hay muerte de biomasa, qué cantidad puede haber, qué cantidad yo puedo hacer, hasta donde están permitido según las políticas, que afectación tiene la biodiversidad cuando yo ingreso, eso es otro manejo diferente a plantar, plantar el cultivo y se maneja como cultivo comercial, pero cuando ya hablamos de natural, de un bosque natural hay muchas variables que abordar.

Referencias

- Akella, A. K., Saini, R. P., & Sharma, M. P. (2009). Social, economical and environmental impacts of renewable energy systems. *Renewable Energy*, 34(2), 390–396. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2008.05.002>
- Bassam, N. 1998. C3 AND C4 PLANT SPECIES AS ENERGY SOURCES AND THEIR POTENTIAL IMPACT ON ENVIRONMENT AND CLIMATE. *Renewable Energy* 15. Pág. 205 – 210.
- Berkeley Earth (2023) www.berkeleyearth.org.
- Ceotto, E. y Di Candilo, M. 2011. Sustainable Bioenergy Production, Land and Nitrogen Use. En: *Biodiversity, Biofuels, Agroforestry and Conservation Agriculture*. Springer. Paris. Pág. 101 – 122.
- De Lucas H., Ana I. y otros. 2012. BIOMASA, BIOCOMBUSTIBLES Y SOSTENIBILIDAD. Centro Tecnológico Agrario y Agroalimentario. Valladolid. 216 Pág.
- FAO. 2015. The state of the world's land and water resources. Roma.
- IDEAM. Estudio Nacional de la Degradación de los Suelos en Colombia, 2015.
- IDEAM. 2018. Atlas Climatológica. Bogotá. Tomado de: http://www.ideam.gov.co/documents/24277/72007220/PDF_ATLAS/83b33ddd-09ef-4fa6-9419-cdf8b26db260. Revisado: 20/03/2021

- Iriarte, A. y Villalobos, P. 2013. Greenhouse gas emissions and energy balance of sunflower biodiesel: Identification of its key factors in the supply chain. *Resources, Conservation and Recycling* 73, 46–52.
- Mc Kinsey and Company: Pathways to a low carbon economy, Version 2 of the global greenhouse gas abatement cost curve, 2009, p. 16/ 125/ 189.
- NASA. (2021). Estudio apoyado por la NASA confirma la importancia del océano Austral en la absorción de CO₂ | Ciencia de la NASA. Retrieved June 7, 2022, from NASA Ciencia website: <https://ciencia.nasa.gov/estudio-apoyado-por-la-nasa-confirma-la-importancia-del-oceano-austral-en-la-absorcion-de-co2> .
- NASA (Climate Change). 2021. Movement of Carbon Dioxide Between the Air and Sea. [Video]. Tomado de: Movement of Carbon Dioxide Between the Air and Sea. Revisado: 20/03/2021
- OECD/FAO. 2020. Chapter 9. Biofuels. OECD-FAO AGRICULTURAL OUTLOOK 2020-2029. OECD Publishing, Paris/Food and Agriculture Organization of the United Nations, Rome. DOI: <https://doi.org/10.1787/3aeb7be3-en>.
- Oliveira B., R. y otros. 2018. Sustainability of sugarcane production in Brazil. A review. *Agronomy for Sustainable Development*, Springer Verlag/EDP Sciences/INRA, 38 (2), pp.13.
- Paschalidou, A., Tsatiris, M., Kitikidou, K y Papadopoulou, Ch. 2018. Using Energy Crops for Biofuels or Food: The Choice. pringer International Publishing. Swizertland. 121 Pág.
- P. K. R. Nair. 2012. Climate Change Mitigation: A Low-Hanging Fruit of Agroforestry. In: *Agroforestry - The Future of Global Land Use*. Springer. Pág. 31-67.
- Pehnett, G. y Vietze, Ch. 2013. Recalculating GHG emissions saving of palm oil biodiesel. *Environ Dev Sustain* (2013) 15:429–479. DOI 10.1007/s10668-012-9387-z.
- Quintero B., Q. R., Silva L., E. E., & Melian C., Vladimir. (2014). Avaliação Técnico-Econômica da Conversão Termoquímica de Biomassa Madeireira e Herbácea em Energia Elétrica “Sistemas Agroenergéticos [Tesis Doctoral]. Universidade Federal de Itajubá.
- Scolforo, J. R. (2008). O mundo do Eucalipto: os fatos e mitos de sua cultura (L. Boff, Ed.). Mar de Idéias.
- Sovacool, B. K. (2008). Valuing the greenhouse gas emissions from nuclear power: A critical survey. *Energy Policy*, 36(8), 2950–2963. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.04.017>.
- Yamori, W., Hikosaka, K. y Way, D. 2014. Temperature response of photosynthesis in C₃, C₄, and CAM plants: temperature acclimation and temperature adaptation. *Photosynth Res* (2014) 119:101–117. DOI 10.1007/s11120-013-9874-6.
- Zhang, X y otros. 2013. Energy balance and greenhouse gas emissions of biodiesel production from oil derived from wastewater and wastewater sludge. *Renewable Energy* 55, 392-403.
- Yamori, W., Hikosaka, K. y Way, D. 2014. Temperature response of photosynthesis in C₃, C₄, and CAM plants: temperature acclimation and temperature adaptation. *Photosynth Res* (2014) 119:101–117. DOI 10.1007/s11120-013-9874-6.
- Zhang, X y otros. 2013. Energy balance and greenhouse gas emissions of biodiesel production from oil derived from wastewater and wastewater sludge. *Renewable Energy* 55, 392-403.



III. Caracterización de biomasa

Diego Yepes Maya

Núcleo de Excelencia en Generación Termoeléctrica y Distribuida, Instituto de Ingeniería Mecánica, Universidad Federal de Itajubá, Av BPS 1303, CP50, 37500-903, Itajubá-MG, Brasil, Email: diegoyepes@unifei.edu.br.

Resumen. Caracterizar las biomásas y de forma general cualquier tipo de materia orgánica es el primer paso para entender las propiedades físicas y químicas de combustibles de biomasa. En este capítulo serán discutidos aspectos básicos de cómo la biomasa energética puede ser entendida y clasificada, así como una serie de procesos y análisis que pueden ayudar a entender las propiedades energéticas de la misma. Son destacados los principales análisis a ser realizados cuando se quiere utilizar esta materia como un precursor energético.

1. Introducción

La biomasa es básicamente materia vegetal, materia orgánica que se forma a través de la fotosíntesis y sus propios derivados. Si se clasifican los grupos de materiales que incluye, pueden reconocerse: los residuos forestales, los residuos agrícolas, los residuos animales, etc. Todo lo cual actúa también como soporte para la biodiversidad. Una clasificación más generalizada incluye los combustibles producto de la madera, biocombustibles de madera o dendrocombustibles, donde se encuentran los combustibles directos como madera producida para fines energéticos (por ejemplo en Brasil se usa el Eucalipto como madera para fines energéticos); los combustibles indirectos -que son básicamente los subproductos de la explotación forestal- y por último, la madera recuperada que es derivada de diferentes actividades (demolición, obras civiles, etc). Luego se encuentra el grupo de los agrocombustibles, desde cultivos o plantaciones energéticas exclusivos para la producción de alcohol u otro tipo de combustibles (como en el caso de Brasil donde se aprovechan residuos de cosecha); subproductos animales: estiércoles de aves, bovinos, etc. Y los subproductos industriales como cáscaras de arroz, residuo de frijol, residuo de maíz, y residuos sólidos urbanos. Esta es una clasificación completa que engloba toda la biomasa.

A nivel mundial, para la generación de electricidad, la gran mayoría que se utiliza es biomasa sólida, por lo que resultaría interesante para trabajar en términos de biomasa residual (se obtienen 228 TWh a partir de biomasa sólida). Si se llegaran a mejorar los procesos de transformación de esa biomasa en combustibles sintéticos, por ejemplo, o en combustibles líquidos o en combustibles con una mayor densidad energética, se obtendría aún más. Se observa una gran oportunidad en términos de transformación no solo bioquímica sino también termoquímica de la biomasa.

En la oferta interna de energía en Brasil (Figura 3.1) las energías renovables aportan el 46,1%, siendo biomasa de caña la que aporta un 18%, la hidráulica aporta un 12,4%, la leña y carbón vegetal un 8,7%, y otras renovables (donde quizás no este sólo la energía eólica sino también la energía solar) un 7%. Las no renovables continúan reinando, con un 34,4% de petróleo, 12,2% de gas natural y 5,3% carbón mineral, sumando un 53,9% en total.

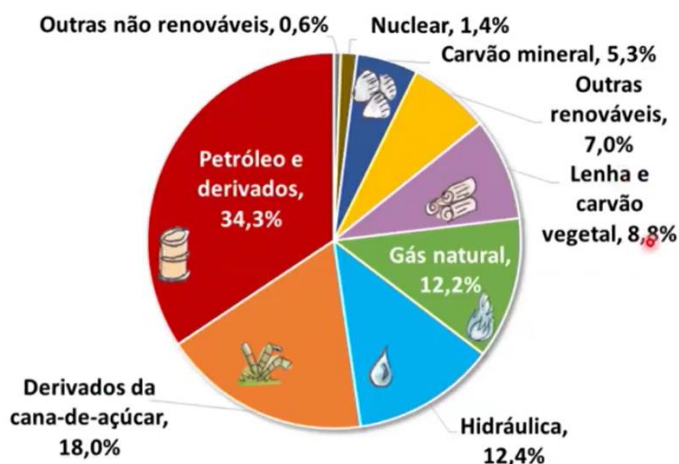


Figura 3.1. Matriz energética brasileña en 2019 (BEN, 2020)

Por otro lado, la producción de biocombustibles se realiza a partir de azúcares, aceites y biomasa lignocelulósica. En 2019 en Brasil, hay participación de fuentes renovables: leña, carbón vegetal y derivados de caña de azúcar, teniendo en cuenta que la industria siderúrgica brasilera es un gran consumidor de leña y carbón vegetal. Puede verse mayor información en: <http://shinyepe.brazil-south.cloudapp.azure.com:3838/ben/>. La generación de energía eléctrica se da principalmente a través de la energía hidráulica y en cuanto a la biomasa, por medio de usinas o plantas sub- alcoholeras, un poco carbón y derivados (Figura 3.2).

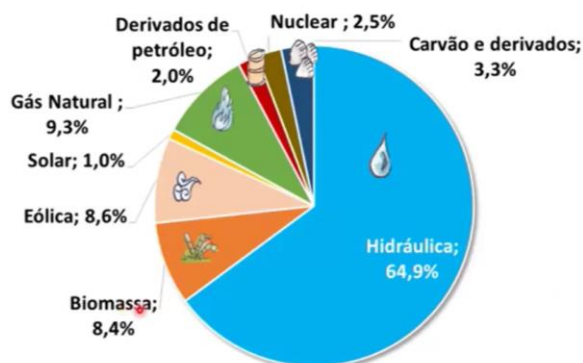


Figura 3.2. Matriz de generación de energía eléctrica en Brasil para 2019 (BEN, 2020).

En la Tabla 3.1 se muestra la participación de distintos tipos de biomasa, como residuos agroindustriales, combustibles líquidos, residuos forestales, residuos animales y residuos sólidos urbanos en emprendimientos de usinas termoeléctricas.

Tabla 3.1. Tipos de biomosas utilizadas en Brasil. (Hartmann & Curitiba, 2023)

Tipo		Usinas termoeléctricas		
		Cantidad	Potencia instalada (KW)	%
Agroindustrias	Bagazo de caña de azúcar	404	11264992	27.3
	Biogás- AGR	3	7951	0.0
	Pasto elefante	2	31700	0.1
	Cáscara de arroz	12	45333	0.1
Biocombustibles líquidos	Etanol	1	320	0.0
	Aceites vegetales	2	4350	0.0
Forestales	Carbón vegetal	8	43197	0.1
	Gas de alto horno- biomasa	12	127705	0.3
	Leña	5	36015	0.1
	Licor negro	18	2542616	6.2
	Residuos forestales	56	427697	1.0
Residuos animales	Biogas- RA	14	4481	0.0
Residuos sólidos urbanos	Biogas- RU	20	133128	0.3
	Carbón- RU	2	5250	0.0

2. Caracterización de la biomasa

2.1. Análisis inmediato, elemental, sensorial y poder calorífico

La biomasa puede caracterizarse en relación con su composición inmediata, ya sea en base seca o en base húmeda, lo cual incluye el análisis del contenido de humedad, material volátil, carbono fijo y cenizas.

Luego se puede realizar el análisis elemental también todo en base a masa, incluyendo la determinación de los siguientes elementos químicos: CHONS, carbón, hidrógeno, nitrógeno, azufre, oxígeno. Por otra parte, se puede realizar el análisis somático (llamado por otros autores análisis sensorial), mediante el cual se analiza el contenido de celulosa, hemicelulosa, lignina y otros compuestos presentes en la biomasa. Sin embargo, en algunos casos dependiendo del tipo de biomasa es muy importante analizar otros compuestos previendo posibles subproductos. En este sentido se analiza como un ensayo fundamental el poder calorífico (kJ/kg) cuando se estudia biomasa como fuente, precursor o posible combustible. Y otras propiedades termo- físicas como conductividad, calor específico, fusibilidad o fusión de las cenizas, la densidad, la porosidad, etc. A partir de las propiedades de la biomasa se determina si puede ser viable o no el aprovechamiento de esa biomasa como un precursor o un posible vector energético.

El análisis elemental, y el análisis de poder calorífico están normalizados. Muchas de las normas son heredadas o adaptadas del análisis para carbón mineral ya que es el material más parecido a la biomasa. Así, por ejemplo, el biodiesel, se caracteriza por tener poquísimo azufre, al contrario de si se tratara de diésel de petróleo. En su composición química elemental en la biomasa el carbono va oscilar siempre entre 49 – 50 %, (por lo que se busca siempre biomasa con contenido de carbono entre 41 al 40 % para procesos termoquímicos); hidrógeno el 6%, oxígeno entre 44 – 45 % y nitrógeno 01, - 1% (Tabla 3.2).

Tabla 3.2. Composición elemental de la lignina (Basu, 2013)

Especies de madera	Carbono (C) %	Hidrógeno (H) %	Oxígeno (O) %
Coníferas	63-67	5-6	27-32
Latifoliadas	59-60	6-8	33-34

Por ejemplo, el caso de la madera se observa que para diferentes biomásas existen diferentes composiciones elementales. Estas relaciones son interesantes porque permiten establecer similitudes a la hora de evaluar el combustible, realizar estudios de modelaje, de diseñar reactores, procesos de limpieza y todo el conjunto de operaciones sanitarias en las que se puede incurrir para transformar esa biomasa en algún combustible.

Se llama biocombustible a todo producto obtenido de la biomasa. Molecularmente la biomasa está compuesta por celulosa, hemicelulosa y lignina (Tabla 3.3.). Si se comparan algunas biomásas de madera, coníferas, y latifoliadas, la celulosa representa desde el 42 al 44%, la hemicelulosa entre el 27 y el 30%, y la lignina un 28%, con un pequeño aporte de extractivos, que son básicamente compuestos aromáticos. La molécula de celulosa es un polímero lineal de altísimo peso molecular, constituido por glucosa. La molécula de hemicelulosa se fija a la estructura molecular de la celulosa, y se

caracteriza por cadenas moleculares cortas, ramificaciones en algunos casos. Las ligninas están constituidas por un sistema aromático.

Tabla 3.3. Análisis sumativo (componentes de la pared celular). Composición media de maderas de coníferas y latifoliadas. (Basu, 2013)

Componentes	Coníferas	Latifoliadas
Celulosa Componente mayoritario componiendo aproximadamente la mitad de la madera de coníferas como de foliosas. Es un polímero lineal de alto peso molecular, constituido por B D-Glucosa	42 ± 2%	45 ± 2%
Hemicelulosa Cinco azúcares neutros como hexosas: glucosa, manosa y galactosa. Y como pentosa: xilosa y arabinosa. Son los principales constituyentes de los poros.	27 ± 3%	30 ± 2%
Lignina Moléculas formadas por dos polisacáridos. Después son constituido por un sistema aromático compuesto de unidades de fenil-propano.	28 ± 2%	20 ± 4%
Extractivos	5 ± 3%	3 ± 2%

Para diferentes vegetales el contenido de lignina varía, por ejemplo, en helechos del 15 al 30 %, para coníferas 24 al 34 % para otros foliculares en zona templadas de 16 al 24 %, para gramíneas entre el 17 y el 23 %. Este contenido de lignina, para estas especies, está un relacionado y acaba influenciando en el tipo de reactores que se debe utilizar de la misma manera como la ceniza, como el azufre y otros compuestos en la biomasa. También es posible hacer análisis individualizado, por ejemplo, el contenido de carbono, hidrógeno y oxígeno para la lignina proveniente de coníferas o de foliadas. Se observa que el contenido de carbón aumenta mucho más, como la biomasa bruta o una biomasa residual. Desde el punto de vista de la madera, el primer análisis que se realiza es el poder calorífico. Existe poder calorífico superior y poder calorífico inferior. Si se comparan el poder calorífico en kcal/kg (Tabla 3.4) de la madera seca, el aceite combustible o las parafinas, se observa que son distintos. En resumen, existen varios análisis que se necesitan hacer en la biomasa dependiendo de la ruta que se va a emplear. Por ejemplo, si se va a emplear la ruta bioquímica interesa analizar el contenido de celulosa, hemicelulosa y lignina, mientras si se parte de la ruta termoquímica interesa estudiar el poder calorífico.

Tabla 3.4. Madera como combustible posee la ventaja de ser renovable, tener bajo contenido de cenizas y prácticamente sin azufre (DEMEC, 2007).

Combustible	Poder Calorífico (kcal/kg)
Carbón vegetal	7100
Lignito	4000
Madera	3500
Madera seca	4700
Aceite combustible	9800
Parafina	10400

Por ejemplo, en la Tabla 3.5, las briquetas de madera tienen el poder calorífico inferior va desde 4,4 a 4,6 kWh/Kg, tiene entre 5 a 10% de humedad y una densidad de 700 a 750 kg/m³, mientras que los pedazos de madera sin ningún tratamiento, básicamente los residuos, tienen un poder calorífico mucho menor, y contiene mayor humedad y la densidad es mucho menor comparado con las briquetas. Este es el caso de las cáscaras cuyo contenido de humedad es más alto y el poder calorífico es mucho más bajo. Esta característica se produce porque la humedad tiene influencia sobre el poder calorífico y la densidad es un problema logístico. Es por eso que si se parte de un residuo y se lo densifica lo que se está realizando es aumentar el poder calorífico. En este sentido, existen calderas con briquetas, con pellets, y está marcada en la industria la necesidad de densificar ciertos materiales residuales y darle un pre tratamiento.

Tabla 3.5. Valores energéticos medios. (Basu, 2013)

Característica	Briquetas de madera	Trozos de madera	Cáscaras
PCI	4.4 a 4.6 kWh/kg	3.3 - 3.9 kWh/kg	1.6 – 2.8 kWh/kg
Contenido de humedad	5-10%	20 – 30 %	40 – 60%
Densidad	700-750 kg/m ³	200 – 300 kg/m ³	250 – 500kg/m ³

Muchas veces se habla directamente de dendroenergía, ya que la mayor parte de la biomasa consumida actualmente es biomasa vegetal lignificada (leñas, residuos forestales). Este concepto refiere a la energía de los árboles, desde el uso tradicional de la leña hasta el desarrollo de aplicaciones modernas, desde el aprovechamiento del residuo y generación de electricidad a partir de biomasa leñosa y en el estudio de diferentes tecnologías. Este se lo realiza a partir de la composición de los árboles, es decir, el de hojas, de ramas, cuántos residuos radiculares pueden quedar dentro de la tierra y cuánto constituye el tronco (Figura 3.3).

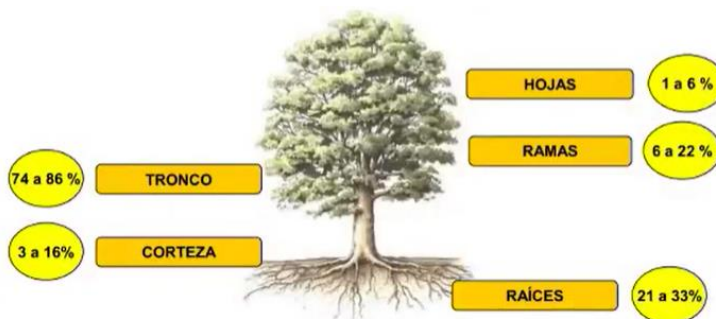


Figura 3.3. Composición del árbol. (FAO, 2005)

Sin embargo, la producción de biomasa por especie es relativa, pero es el principio para empezar a hablar de dendroenergía a partir de la biomasa disponible de los árboles. Además, cabe recordar que en las plantaciones forestales las hojas, ramas y corteza quedan en el suelo y actualmente gracias a la necesidad de producir biocombustible están siendo aprovechadas.

Un proyecto conceptual para generación de energía implicaría considerar las siguientes etapas. Se parte de un bosque plantado de una forma sostenible, donde cada vez que se corta el árbol se

replanta para tener un nuevo ejemplar en un determinado período de tiempo. Desde allí, se envía a la planta de transformación donde desarrolla sus productos, sea papel o celulosa y se genera, de forma conceptual, la energía que es necesaria para la planta industrial provista por la propia madera. En este aspecto, existe aprovechamiento directo de esa madera para el centro productivo, y los residuos van a ser utilizados como una fuente energética, es decir, se quemarían los residuos para un proceso industrial. De forma conceptual toda generación eléctrica que se haga a partir de este ciclo teórico y conceptual va a ser una energía limpia, neutra en CO₂ porque cada vez que se corta, se planta de forma ideal.

El potencial de implementación de un sistema agro-energético está asociado al potencial de la tecnología, el potencial técnico y el potencial económico, relacionado con el tema de alimentos, de demanda energética, viabilidad y con el tema de madurez de la tecnología, disponibilidad de las tierras y productividad. En este sentido, cabe destacar qué procesos de conversión maduros existen y qué se hace con lo residual, ya sea energía residual, insumo residual, producto o subproducto (Figura 3.4).

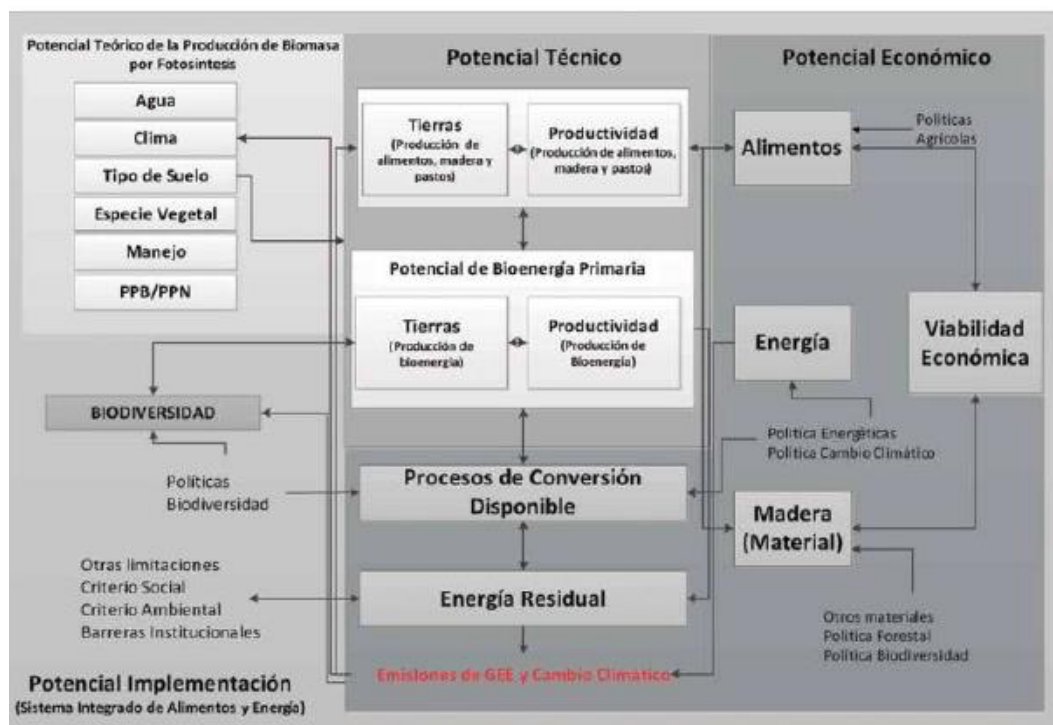


Figura 3.4. Potencial de implementación de un sistema agroenergético. (Lora & Andrade, 2009)

Los biocombustibles madereros refieren a las plantaciones, de cultivo forestal, por industria de la celulosa, la industria de producción de madera y todo lo que sobra de estos sectores productivos se va a tratar, sea por procesos termoquímicos, ya sea para producir síntesis de productos o calor ya que ese es el primer uso que la humanidad le dio a la madera en términos de necesidades para calentarse, necesidades para protegerse, de la misma forma volviendo a la definición de la FAO, se va a obtener esa energía proveniente de la madera en el sector residencial, industrial, etc. (Figura 3.5).

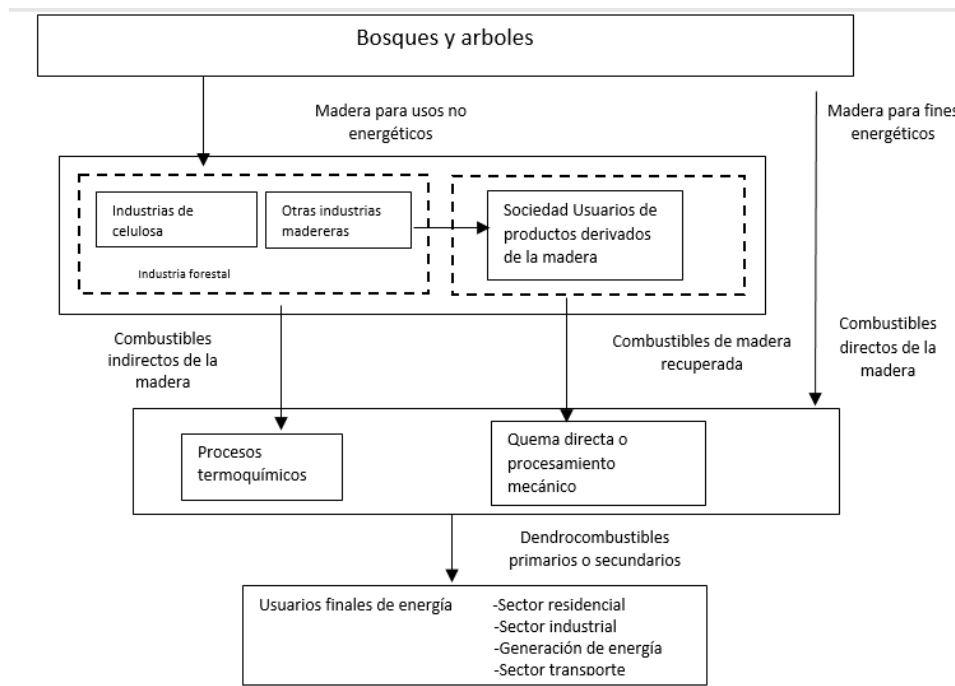


Figura 3.5. Flujograma de los biocombustibles madereros. (Silva Lora et al., 2012)

En términos de biomasa para energía, las productividades teóricas calculadas se observan en la Tabla 3.6. Los bosques tropicales densos constituidos por árboles grandes que cubren más del 60% del suelo gira entorno de 13,7 m³ st²/ha.año, mientras que bosques abiertos donde los árboles cubren entre el 10 y el 60% del suelo, la productividad en m³ cae. Por último, las ramificaciones de árboles pequeños que cubren apenas hasta el 10% del suelo, la productividad disminuye bastante, es por ello tan importante la discusión sobre las deforestaciones en la amazonia Brasileira y Colombiana.

Tabla 3.6. Plantaciones nativas. (Silva Lora et al., 2012)

Cobertura forestal	Descripción	Productividad	
		(m ³ st/ha.año)	TEP/ha.año
Bosque tropical denso	Arboles grandes, que cubren más el 60% del suelo	13.7	1.78
Bosque abierto	Arboles grandes que cubren entre 10 al 60% del suelo	7.1	0.92
Matorral, sabanas	Arboles medios que cubren hasta el 10% del suelo	1.6	0.21

Algunos cultivos transitorios también tienen potencial energético como el arroz, la caña de azúcar (esta última es el caso típico de Brasil) pero, por ejemplo, el frijol, el maíz, la yuca, la mandioca, aportan gran cantidad de materia seca lo que constituye un aprovechamiento energético característico del residuo. Se observa que los residuos están bien caracterizados (Tabla 3.7), por ejemplo, la cáscara

² M³St= metro cúbico estéreo o volumen apilado. Para el caso de la leña o trozas, el metro cúbico estéreo (ms), consiste en la cantidad de trozos que pueden colocarse apilados en 1 m. de alto por 1 m. de ancho y 1 m. de largo.

del arroz, lo mismo con las puntas de la caña de azúcar, las vainas en frijol, las hojas y parte de la corteza en el maíz, la parte aérea de yuca, la paja de trigo y soja. Todos estos aportan bastante materia seca y la producción por t/ha es bastante alta.

Tabla 3.7. Características de algunos cultivos transitorios con potencial energético. (Silva Lora et al., 2012)(FAO, 2005)

Producto agrícola	Tipo de residuo	Producción de residuos (t/ha)	Materia Seca (%)
Arroz	Paja	4.0-6.0	89
Caña de azúcar	Rastrojo	7.0-13.0	23.4
Frijol, poroto	Paja	1.0-1.2	89.0
Maíz	Paja	5.0-8.0	90.5
Mandioca	Parte aérea	6.0-10.0	90.4
Soja	Paja	3.0-4.0	88.5
Trigo	Paja	4.5-6.5	92.5

Se recuerda que cuando se habla de disponibilidad y característica de los residuos no necesariamente se está hablando de biocombustibles, sino que en base a esta disponibilidad se planificará cómo transformar esta biomasa mediante pre-tratamientos.

En la Tabla 3.8 se muestran residuos en términos de cantidad de residuos generados por cantidad de producto obtenido para vegetales y agroindustrias en mandioca, en café, en algodón, en arroz, en soja, en girasol. Se observa el caso de la mandioca, básicamente la parte aérea podría ser aprovechada desde que se hace la caracterización específica.

Tabla 3.8. producción específica de algunos residuos agroindustriales (FAO, 2005)

Producto	Residuo
Mandioca	0,80 t residuos/ t producto
Café	0, 21 t residuos/ t producto
Arroz	0,22 t residuos/ t producto
Algodón	0,18 t residuos/ t producto
Almendras	0,25 t residuos/ t producto
Girasol	0,20 t residuos/ t producto
Soja	0,01 t residuos/ t producto
Coco	0,34 t residuos/ t producto
Sésamo	0,05 t residuos/ t producto

Siempre que se habla de valorización energética de la biomasa, se debe analizar la disponibilidad de residuo. Se analiza esa disponibilidad de residuo por hectárea, y se analiza si es interesante aprovechar ese residuo, si es fácil de recolectar y transportar. Mientras que, en cuanto a su tratamiento, se analiza si posee humedad muy alta y precisa secarlo o hacer algo con ello. Si ese es el caso, se requiere secarlo rápido o despacio ya que el producto se pudre o se degrada.

2.2. Muestras de biomasa

Se puede pensar a modo de ejemplo, en una biomasa que sea de fácil transporte y tenga una densidad interesante mayor a 500 kg/m³ o 600 kg/m³, como es el caso de la madera, de los residuos de la industria de la floricultura o de los residuos de café. Se resuelve que esta biomasa es interesante para estudiar y se llevará al laboratorio. Aquí se presenta otro problema: ¿cómo preparar la muestra?, ¿qué tan heterogénea es?, ¿cuántos tallos vienen?, ¿cuál es el porcentaje en masa del tallo y de las hojas?, ¿tiene residuos del fruto, de la materia orgánica del suelo o de otra materia orgánica? o inclusive como ocurre actualmente en la industria de las flores, ¿tiene residuos de agroquímicos?, ¿tiene residuos de insectos adheridos a la biomasa? Por esto se necesita definir cómo es la biomasa en estudio, cuánto de materia orgánica y suelo contiene, cuánto pesan las hojas y los tallos, etc.

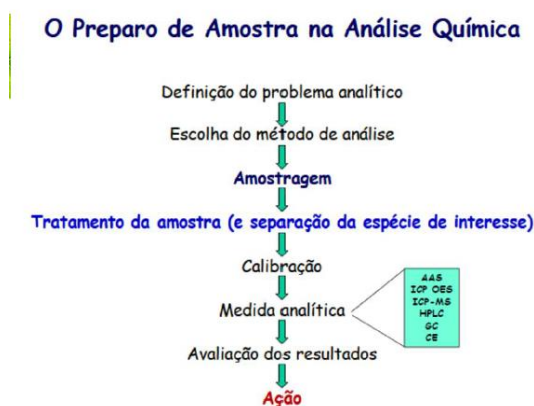


Figura 3.6. Esquema metodológico para muestreo de un residuo típico. Fuente: propia.

Es relevante escoger un método de análisis y muestreo para los productos de interés de la biomasa (Figura 3.6). Si no se procesa la biomasa tal cual se colecta con todos los residuos que trae con ella como tallos, hojas, frutos y hasta insectos, se tiene que clasificar y hacer una separación de éstos. En la mayoría de los procesos de tratamiento de muestras tanto para laboratorio como industriales, la biomasa se trata en bruto y luego se clasifica para tener conocimiento de cuáles son los materiales más livianos que trae consigo y también cuáles son los materiales que más peso le aportan para hacer una clasificación por separado. Después se hacen procesos pre estadísticos de calibración para establecer el tamaño de la población y se analizan los resultados. Finalmente se decide si se opta por un proceso termoquímico, químico o de descarte.

¿Qué es una muestra? Es una porción que se espera que sea representativa y permita hacer un análisis generalizado en laboratorio. De una muestra grande se pueden hacer tres muestras menores y de esta a su vez, se pueden hacer submuestras, estableciendo el tamaño muestral. En la investigación de mercados se sabe que, para analizar determinados productos, si va a tener aceptación en un determinado mercado para una población de 100.000 habitantes se tiene que hacer una muestra representativa por rango de edades, por estrato socioeconómico, por barrio y por vereda y llegar a una muestra representativa de una población de 100.000 habitantes a partir de 2.000 o 2500 personas. Lo mismo ocurre con este tipo de materia, el m³ de biomasa que se recogió y llevó al laboratorio

se puede reducir en tamaño muestral, es decir cuartearlo en muestras menores varias veces hasta encontrar una muestra representativa de aquella biomasa. También se puede hacer una reducción del tamaño de partícula, o del tamaño de la muestra antes o después, preferiblemente antes para que se tenga certeza de que esa materia después de cuartearla muchas veces tiene por lo menos todos los materiales que colectó en el campo, y por lo tanto es representativa. Por ejemplo, una biomasa que tiene 70% de tallos, 20% de hojas y 10% de residuo de frutos, si cuarteas muchas veces posiblemente al final del proceso se obtenga una muestra representativa de todo aquello que se colectó en el campo.

Este proceso es tanto para muestras homogéneas como para muestras heterogéneas. Lo ideal es que la muestra sea lo más homogénea posible y esto depende, en el caso de la biomasa, de que el tamaño de partícula sea pequeño, casi un polvillo, con partículas en torno a 2 miligramos para poder tener una representatividad. En algunos casos inclusive se necesita acondicionar la muestra adecuadamente para tenerla íntegra y saludable. Por ejemplo, para hacer el análisis elemental inmediato de los residuos de semillas de oliva estos se tienen que quebrar y secar de inmediato, porque al igual que las flores esas semillas empiezan a degradarse por el gran contenido de humedad. Cuando se analizan los residuos de la industria de petróleo, la muestra necesita ser abierta y degradada para poder analizar los compuestos. En biomasa no es necesario preocuparse por los compuestos saturados ni aromáticos, pero en petróleo sí.

Tipos de muestras:

- Homogéneas. Las muestras homogéneas son aquellas que están formadas por una sola sustancia, siendo la mayoría de las veces gases o líquidos, y cualquier porción es representativa de la muestra, debido a que no hay partículas de otra sustancia.
- Heterogéneas. En cambio, cuando se trabaja con muestras heterogéneas no hay uniformidad, ya que por ejemplo pueden contener minerales, suelos y sedimentos (muy característico de la industria civil). Estas muestras pueden presentar una composición diferente en porciones tomadas al azar, ya que los compuestos no se distribuyen de forma homogénea dentro de la muestra, y por lo tanto hay que tener cuidado con su muestreo y preparación. Cuando se realiza un muestreo con este tipo de productos, al igual que con la biomasa, es obligatorio cuartearla varias veces y reducir su granulometría de forma significativa. Esto implica mucho esfuerzo, desde preparar la muestra para poder hacer el análisis elemental hasta entender cómo está compuesta esa biomasa y es un proceso caro que acaba causando demora.

Un ejemplo de muestra es el agua de río, la cual es una única sustancia y por lo tanto es una muestra homogénea. Se tiene que establecer cuántos son los puntos de muestreo y si cada punto será replicado o no, ya que como investigador se decide cuántas réplicas hacer para lograr un análisis estadísticamente interesante, que sea reproducible y representativo. Además, se debe establecer cuál es la cantidad mínima de muestras para analizar en laboratorio y definir, entonces, cuántas muestras tomar en el campo, ya que depende de cuántas muestras van a ser reducidas en tamaño y cuántas van a hacer transferidas a análisis de laboratorio. Otros ejemplos de muestras son el material particulado en mediciones atmosféricas de chimeneas y vehículos, y los materiales sólidos no pulverizados, que tienen que ser limpiados al igual que la biomasa. Muchas veces para hacer un análisis se necesita

limpiar la biomasa y retirar los residuos orgánicos que contiene, como los frutos y suelo mencionados anteriormente, que no hacen parte de la biomasa en sí misma, pero sí la componen como contaminantes. Entonces, de forma general, se retira una o más porciones representativas del material sólido, se limpian y procesan, intentando homogeneizarla por medio del cuarteado para obtener una muestra de laboratorio que se pueda tratar, replicar y reproducir y sea representativa del campo.

2.3. Acondicionamientos de muestras

Existen muchos procesos de acondicionamiento de las muestras. Lo ideal es que la muestra se mantenga estable, seca y estabilizada a la humedad del ambiente del laboratorio. Dentro de los procesos de acondicionamiento de las muestras se encuentran:

- a) procesos físicos como la volatilización, absorción y difusión;
- b) procesos químicos, como reacciones fotoquímicas, oxidaciones y precipitaciones y
- c) procesos biológicos, como la biodegradación y reacciones enzimáticas.

En algunos casos inclusive, se trabaja con biomasa pre-degradada por causa de la naturaleza del residuo, como el residuo del petróleo producido en la industria de la refinería. Estos residuos tienen cadenas tan complejas, que es necesario hacer un proceso de degradación previo conocido técnicamente como “apertura de la muestra”, en el cual se utiliza un solvente que diluye y abre la muestra para analizarla posteriormente. En el caso de la biomasa el pretratamiento que se realiza es el secado y reducción del tamaño de partículas. Una vez que se consiguen sobrepasar todos estos obstáculos (cómo coleccionar la biomasa, procesarla, secarla, y reducir el tamaño de la partícula), se realiza el análisis granulométrico (Figura 3.7).



Figura 3.7. Equipamiento para análisis granulométrico. Fuente: propia.

La granulometría proporciona las fracciones en peso de cada dimensión característica que compone la biomasa y suponiendo que ya es homogénea, es decir que aquella muestra que está en el plato es una muestra representativa del residuo a valorar energéticamente. Esta información es importante para dimensionar el sistema de alimentación y la velocidad superficial del gas, debido a que esta velocidad es equivalente al tamaño de la partícula y a la tasa de generación de gas por kg de biomasa dentro del reactor (en el caso que se vaya a utilizar este sistema de conversión energética).

El análisis granulométrico básicamente muestra partículas sólidas utilizando un conjunto de mallas para analizar cómo se comporta la biomasa si se utilizara en el reactor o en partículas de diferentes dimensiones. Este análisis se obtiene clásicamente mediante la utilización de un conjunto de tamices estandarizados (Perry & Green, 1984: 21-13).

El análisis granulométrico da información muy interesante. Por ejemplo, si se cuenta con residuos de carozo o semilla de oliva, las cuales son descartadas después de producir el aceite. Posteriormente estas semillas se deben secar y moler para evitar que se pudran y para poder hacer el análisis granulométrico. Se pasan por diferentes tamices, colocados en un vibrador y en cada una de estas mallas queda retenida una parcela o porción de la biomasa (Figura 3.8).

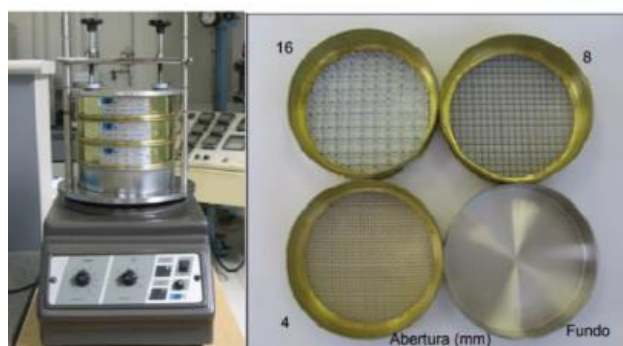


Figura 3.8. Agitador electromagnético. Fuente: propia.

Cuanto menor es el tamaño de partícula más biomasa se acumula en las mallas más pequeñas y claramente esto es porque una muestra de biomasa, que en la práctica se intentó homogeneizar, va a tener una gran cantidad de partículas pequeñas. La ventaja de homogeneizarla mediante cortes y degradación es lograr una mayor capacidad de manipulación y mayor densidad de biomasa por unidad de área, lo cual mejora la capacidad de transportar al laboratorio o al proceso primario de tratamiento antes del proceso termoquímico. Esto es una ventaja que brinda el análisis granulométrico y casi siempre cuando se trabaja con biomasa se hace para saber cuán pesadas son las partículas más finas de la biomasa.

En un análisis granulométrico realizado para diferentes aberturas de malla en mm, cuanto menor es la abertura de la malla utilizada, mayor es el porcentaje retenido (Figura 3.9) y esto es muy positivo porque habla de la densidad, ya que como se mencionó anteriormente, la biomasa comienza a ser interesante cuando tiene densidad bruta por encima de los 500 kg/m³, y al molerla se tiene la posibilidad de transportar más peso.

Una metodología muy utilizada por el grupo NEST- UNIFEI para biomasa de Eucalipto sigue los siguientes pasos. Llega la biomasa como trozas de madera de casi dos metros que es cortada en discos por un funcionario y transformada en cuñas de madera irregulares de 2 cm de altura y 1,5 cm de ancho aproximadamente. Luego tiene que ser transformada en polvo, pasándola por un molino para poder hacer el análisis inmediato en termobalanza. Luego, un material similar a la misma muestra del análisis en la termobalanza se lleva al analizador elemental para establecer la composición de los elementos carbono, hidrógeno, oxígeno, nitrógeno y azufre (CHONS). Los dos elementos que predominan en un análisis elemental siempre van a ser el carbono y el oxígeno. El nitrógeno es interesante

que se encuentre en poca proporción, debido a que a bajas temperaturas no va haber formación de NO_x. Luego el analizador termogravimétrico (TGA) entrega valores del contenido de humedad, volátiles, cenizas y carbono fijo, una vez que la biomasa está estabilizada.

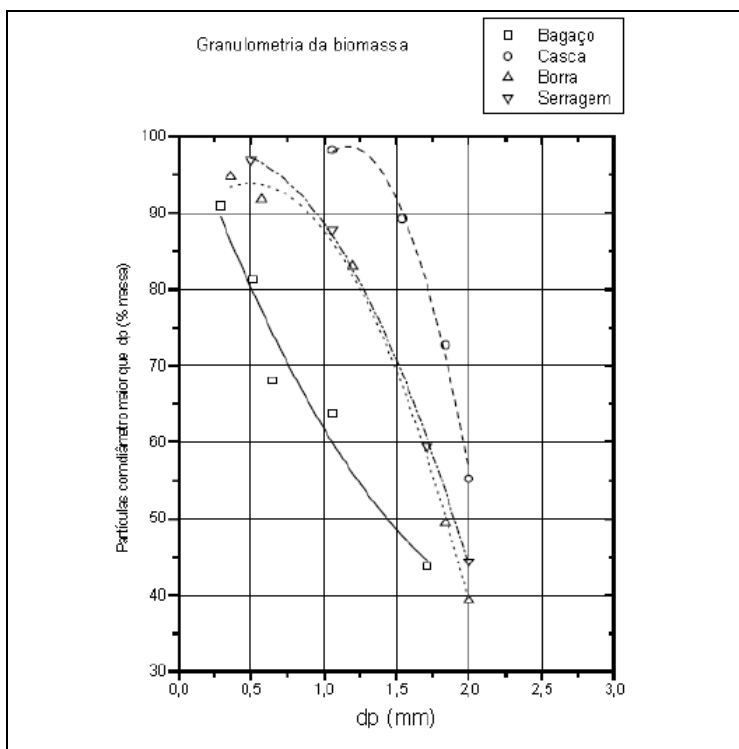


Figura 3.9. Porcentaje en peso de partículas para diferentes aberturas de malla. Fuente: propia.

Existen diferentes bases de referencia para expresar la composición elemental de un combustible:

- Composición en base húmeda o “as fired”: Se refiere a la composición de 1 kg de combustible con la humedad con la cual sería quemado. Es decir, ya se sabe la composición del combustible incluyendo el análisis elemental, las cenizas y la humedad. Todos estos términos suman 100%.

$$Ch + Hh + Oh + Nh + Sh + Ah + Wh = 100\% \tag{1}$$

C: carbono, H:hidrógeno, O: oxígeno, N: nitrógeno, A: cenizas, W: humedad. h:base húmeda.

- Composición en base analítica: Se refiere a la composición de 1 Kg de combustible con la humedad que posee en el momento que se determina su composición en el laboratorio. El contenido de humedad no necesariamente será igual a los valores en base húmeda, si la suma de CHONS, cenizas y humedad es diferente de 100% es que tiene una humedad adicional a la de laboratorio.

$$Ca + Ha + Oa + Na + Sa + Aa + Wa = 100\% \tag{2}$$

a:base analítica.

- Composición en base seca: Sin la humedad para biomasa en general, esta es la información más reportada puesto que la cantidad de cenizas en la biomasa es más o menos constante.

$$Cs + Hs + Os + Ns + Ss + As = 100\% \quad (3)$$

s:base seca.

- Composición en base combustible: Se expresa sin cenizas y sin humedad. Es la composición que se busca obtener. Lógicamente es una resta normalizada, y la composición en base combustible es la que se utiliza para modelar procesos de combustión o gasificación, y si se elige un proceso de modelado matemático se asumen las cenizas como químicamente inertes.

$$Cc + Hc + Oc + Nc + Sc = 100\% \quad (4)$$

c:base combustible.

Cuando se reemplaza el oxígeno y el hidrógeno por el carbono se puede tener más o menos una interpretación a partir de esa composición cuál sería el poder calorífico teórico expresado en esas dos relaciones y estas correlaciones que se hacen directamente con la composición elemental permiten clasificar muchas de las biomasa parecidas a otros combustibles. La biomasa tiene una relación O/C e H/C mucho más alta que los minerales o carbones bituminosos.

Lo ideal es trabajar con una biomasa que se encuentre siempre en el área que se muestra en la Figura 3.10. Si se tiene materia con buena densidad y dura, va a tender a comportarse como un carbón bituminoso, si se compara en sus relaciones elementales O/C e H/C, va a tender a parecerse a un carbón bituminoso. Generalmente como la biomasa es dispersa, es de baja densidad y la mayoría se encuentra en el área superior derecha del gráfico publicado por Baxter (1993). No importa que la relación de O/C o H/C sea alta, porque está relacionado con la densidad, si se tiene una biomasa por fuera de estas regiones probablemente se va a tener una biomasa baja en poder calorífico y con excesos de material volátil.

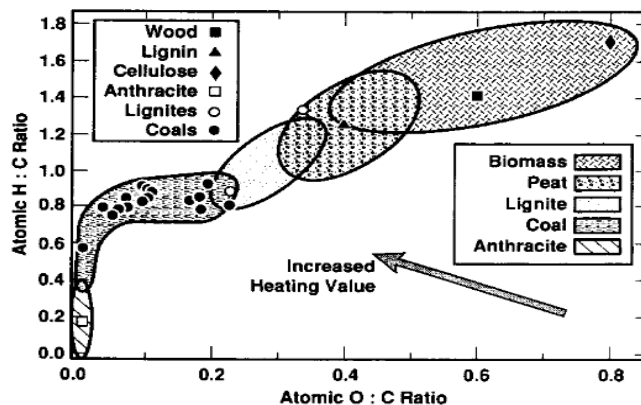


Figura 3.10. Diferencias en la composición de H/C y O/C entre el carbón mineral y la biomasa (Baxter, 1993)

Se puede calcular la composición elemental del combustible en determinada base cuando se modifica la base de referencia (Tabla 3.9), pudiendo convertir la composición en base húmeda a base seca, convertir a base combustible retirando la humedad y las cenizas o de base seca en base húmeda. Siempre depende de lo que se quiera hacer, ya que muchas veces se necesita regresar de base seca a base humedad o partir de base humedad informar base combustible dependiendo del proceso que se vaya a utilizar. Estas correlaciones se encuentran en el libro de Soler & Lora (1991).

Tabla 3.9. Expresiones para calcular la composición elemental de un combustible cambiando la base de referencia. Reproducido de Soler & Lora (1991).

Base de referencia dada	Base de referencia a la que se desea convertir		
	Base húmeda	Base seca	Base combustible
Base húmeda	1	$\frac{100}{100 - W^h}$	$\frac{100}{100 - W^h - A^h}$
Base seca	$\frac{100 - W^h}{100}$	1	$\frac{100}{100 - A^s}$
Base combustible	$\frac{100 - W^h - A^h}{100}$	$\frac{100 - A^s}{100}$	1

Luego de los análisis granulométrico, inmediato y elemental, se estudia el aspecto energético, determinando el poder calorífico. Este, de forma resumida, es la cantidad de calor liberado durante la combustión completa en una unidad de masa de un material y puede expresarse como poder calorífico superior cuando los vapores de agua presentes en los gases de la combustión condensan o como poder calorífico inferior cuando los vapores de agua no se condensan. Esto depende del método analítico que se utilice, normalmente en la bomba calorimétrica siempre se determina el poder calorífico superior y además existen muchas ecuaciones que permiten calcular el poder calorífico a partir de la composición elemental.

En la Figura 3.11 se muestra un esquema básico de una bomba calorimétrica y dónde es colocada la muestra. Es un proceso que se realiza en condiciones bien controladas y permite la quema completa de la muestra, determinando el calor liberado en la combustión completa en presencia de oxígeno. Todas las muestras deben pasar por el tamiz, ya que se necesita un determinado tamaño de partícula, por lo que importante hacer el análisis granulométrico previamente, tomando una porción de la muestra, pasarla por un molino y quemarla a una presión de 3000 kPA para determinar el poder calorífico superior a volumen constante, el cual puede ser convertido a poder calorífico inferior por diferentes ecuaciones que se verán a continuación. Mendeleiev utiliza una correlación empírica realizada a partir de una serie de ensayos sucesivos y llegando a multiplicadores empíricos para obtener el poder calorífico a partir de la composición elemental y la humedad (Ecuaciones 5 y 6).

$$PClu = 0,339Cu + 1,03Hu - 0,109(Ou - Su) - 0,259 Wu \tag{5}$$

$$PClu = PCIs (1-W) \tag{6}$$

s: base seca

En las ecuaciones 7 y 8 a partir del poder calorífico superior, se hace una correlación empírica hacia la entalpía de vaporización, llevando en consideración la cantidad de calor perdido para calcular el poder calorífico inferior.

$$PCIs=PCs - (9h_{vap}.H_s) \quad (J/kg) \quad (7)$$

$$PClu= PCs (1-W) - 9h_{vap} H_h (1- W) \quad (J/kg) \quad (8)$$

Hvap: entalpía de vaporización a 101.325 KPa o 2,258 x 106 J/kg

Estas fórmulas se recomiendan en ausencia de una bomba calorimétrica, pero hay muchas otras. Algunas fórmulas permiten a partir de la composición elemental, calcular el poder calorífico y comprobar luego el resultado obtenido experimentalmente. En la gran mayoría de casos para efectos de análisis, didáctica y cálculos funciona.

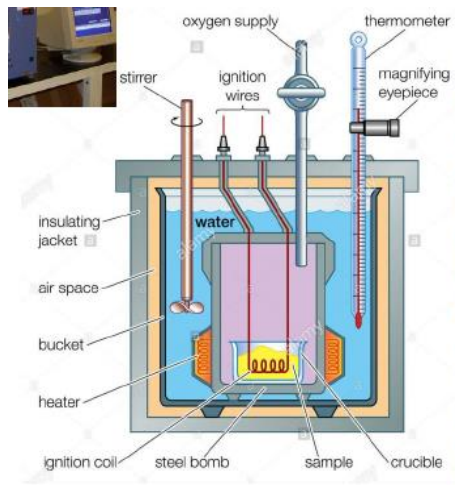


Figura 3.11. Esquema de una bomba calorimétrica. (Naranjo, 2012).

Además, hay relaciones empíricas desarrolladas por la Agencia Internacional de Energía (Ecuación 9) que permiten el cálculo de poder calorífico superior a partir de otras constantes que llevan en cuenta la composición de azufre, nitrógeno, oxígeno, arsénico y existen correlaciones bien definidas entre estos valores, entre lo que se mide y lo que se calcula.

$$PCs = 0,3491 C_s + 1,1783 H_s + 0,1005 S_s - 0,0151 N_s - 0,1034 O_s - 0,0211 A_s \quad (9)$$

En la Figura 3.12 se muestran las etapas de combustión de la madera, en términos de como la fracción en masa se consume y en qué momentos según la temperatura, porque es lo importante para el análisis termogravimétrico. Los primeros fenómenos que ocurren son los procesos de secado, aproximadamente entre 0°C y 100°C, donde se evapora la humedad. Luego comienzan a generarse las emisiones de material volátil, los cuales posteriormente se queman y se encienden, produciéndose el proceso de extinción de llama y la combustión del material carbonizado. Todas estas etapas con las proporciones registradas componen un análisis termogravimétrico.

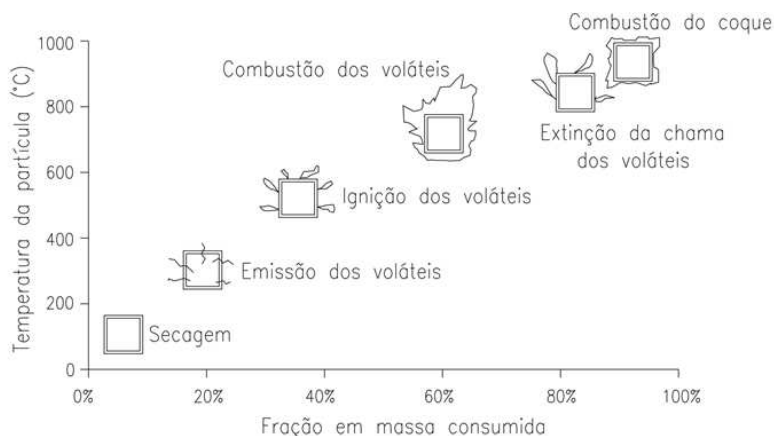


Figura 3.12. Etapas de combustión de la madera, fracción de masa consumida (%) en función del aumento de la temperatura (°C). Reproducido de Hellwig (1982).

Si la celulosa tuviese humedad se puede calcular el poder calorífico inferior en base seca a partir del superior, notando que a mayor porcentaje de humedad se deteriora la calidad del valor obtenido, tanto superior como inferior. ¿Cuál es la tolerancia a la humedad dependiendo del proceso? El análisis del poder calorífico es una quema controlada, si se tiene mucha humedad afecta su poder calorífico. En conclusión, el poder calorífico decrece con el contenido de humedad, y si es por mayor al 70% no tiene ninguna llama.

Cuando se analizan los gases de gasificación o los de combustión no ocurre lo mismo, dado que se presentan con altas temperaturas y el contenido de humedad es bajo, teniendo además métodos para retirar la humedad en gases de gasificación. Después de realizar el análisis elemental e inmediato, se puede calcular el poder calorífico superior sin disponer de la bomba calorimétrica. Se pueden utilizar las correlaciones empíricas que se saben que son funcionales para primeros cálculos, inclusive para plantear los primeros balances de masa y energía y para plantear las primeras relaciones de equivalencia ya sea de combustión, gasificación, carbonización o pirólisis (que a pesar de que son en ausencia de oxígeno, ayudan a calcular o dimensionar a partir del poder calorífico el tipo y tamaño del reactor).

Para la mayoría de las biomásas, el contenido de azufre es extremadamente bajo, siendo los lodos de tratamiento de aguas residuales los que tienen el contenido más alto, debido a que la mayoría de los residuos orgánicos que van a las plantas de tratamiento de aguas residuales son residuos de casas. Pero en términos generales, para la biomasa el contenido de azufre es muy bajo y algunos investigadores lo desprecian, inclusive cuando se hace el análisis elemental en los laboratorios, además debido a economizar recursos, dado que los insumos de laboratorio para estos análisis son caros.

Otro elemento que es interesante analizar, es la ceniza. La cual, como se mencionó con anterioridad, se considera químicamente inerte, pero que quizás no lo sea tanto. Esquemáticamente las cenizas se presentan con una forma cónica y sólida y a partir del análisis de identificación de tipo de ceniza se busca reducirlas y que formen parte de la fracción depreciable del proceso, sea combustión o gasificación, y para eso se utiliza un analizador de fusión de síntesis. Este equipo permite establecer

cuál es la mejor temperatura para degradar esas cenizas, dado que si existe contenido de ceniza en la biomasa lo más apropiado es estudiar a qué temperatura se pueden degradar.

La muestra se coloca en el analizador de fusión de síntesis y este analiza la temperatura a la cual literalmente se degrada y se vuelve químicamente inerte. Por ejemplo, en residuos de paja el inicio de la deformación de las cenizas es 1160° C y se consigue degradar de forma útil (fluida) a 1260 °C. En el bagazo dichas temperaturas son 1260°C y 1630°C respectivamente. Cuando se habla de “forma fluida” es que pasan las corrientes de los gases sin dañar el gas y cuando se menciona como “químicamente inerte”, es que no representa un problema. Se piensa que las cenizas son inertes, pero no lo son. El gran problema de las cenizas es su composición porcentual, la cual varía de acuerdo a los distintos tipos de biomasa. Existe una gran cantidad de compuestos formados a partir de cenizas no fundidas y no degradadas, habiendo un riesgo alto en la formación de compuestos debido a las cenizas. Si se aumenta la temperatura para logran fundir las cenizas, pueden emerger otros inconvenientes, como la presencia de cloro en el caso de trabajar con gases de gasificación que poseen mucha humedad y este elemento es el mayor problema asociado a la corrosión del equipamiento, junto con otros compuestos. Por lo que no vale la pena estudiar la temperatura de fusión de las cenizas si se va a solucionar el problema aumentando la temperatura, debido a la obstrucción en los equipos, tanto de cenizas como de otros compuestos, y la formación de cloro. Como conclusión la vida útil de su equipo, de combustión o gasificación, se va a ver reducida por degradación y corrosión a altas temperaturas.

Un índice simple, el índice de álcalis, ha sido reconocido como un buen indicador para determinar la tendencia a la incrustación y escorificación. El índice de álcalis expresa la cantidad de óxidos alcalinos en la ceniza del combustible por unidad de energía (kg álcali/GJ). Según Jenkins et al (1998) este índice se calcula conforme a la ecuación:

$$1/PCS \times Au (K_2O + N_2O) \quad (10)$$

Donde:

PCS= Es el valor del poder calorífico superior del combustible expresado en GJ/kg

Au= es la fracción másica de las cenizas no combustibles en base húmeda (valor adimensional)

$K_2O + N_2O$ = son las fracciones másicas de óxido de potasio y óxido nitroso en las cenizas (valor adimensional)

Miles et al (1995) sugieren que para valores superiores a 0,17 kg álcali/GJ probablemente ocurrirán incrustaciones en las superficies de intercambio de calor, y para valores encima de 0,34 kg álcali/GJ habrá una tendencia a la escorificación de las superficies. Esos niveles umbrales para incrustaciones son determinados fundamentalmente por test experimentales para cada tipo de biomasa. Ya se vio entonces un poco acerca de los compuestos degradativos, problemas de temperatura, obstrucción de los equipos, cómo manejar las cenizas adecuadamente y el inconveniente del cloro presente en la biomasa. En resumidas cuentas, dos elementos negativos son el azufre y el cloro, porque el azufre genera SOx y el cloro causa problemas gravísimos tanto de corrosión como de acumulación

de escoria en el equipo, facilitando obstrucciones y deteriorando el equipamiento. Es por esto que es interesante el estudio elemental de la biomasa, en su contenido de azufre y cloro, antes de partir a una valoración energética.

El análisis inmediato termogravimétrico (Figura 3.13) proporciona las fracciones en peso de la humedad, del material volátil, de las cenizas y del carbono fijo, y se utilizan para ellos las normas ASTM para carbón y coque (D-3172 hasta D-3175) que es el primer análisis o las normas ASTM D 1102 y ASTM E 870 a 872. De hecho, el analizador viene pre-montado con el método para análisis inmediato basado en carbón y coque y se tiene que hacer una adaptación para la mayoría de las biomásas, modificando la rampa y perfil de temperatura y la atmósfera del equipo. Se tiene que hacer una pequeña modificación controlando la atmósfera y controlando la rampa de calentamiento para poder utilizar como referencia la norma y poder hacer el análisis de biomasa. El análisis de humedad se realiza antes que cualquier otro y como se mencionó, desde el principio empieza aparecer la humedad, debiéndose aplicar un método de secado utilizando también una norma adaptada en horno de secado (ASTM D-3173). Las muestras se secan normalmente con circulación de aire con temperatura entre 104 °C y 110°C hasta que no se produzca variación en el peso, exclusivamente en horno o también se puede hacer el análisis en termobalanza.

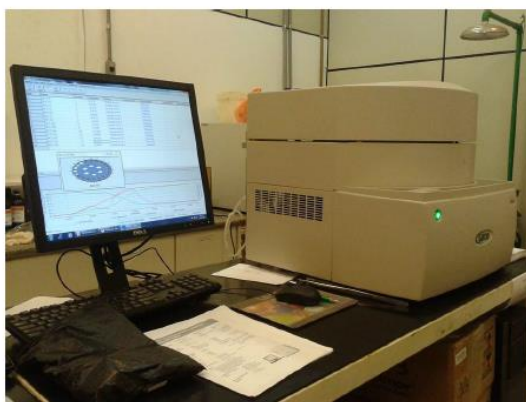


Figura 3.13. Termobalanza. Fuente: propia.

La termobalanza sirve también para otras aplicaciones, como:

- estudiar la corrosión de materiales en varias atmósferas, ya que se puede controlar de oxígeno y otros gases, establecer curvas de absorción y desabsorción,
- analizar descomposición de materiales explosivos, degradación térmica oxidativa de sustancias poliméricas, porque tiene una atmósfera de oxígeno controlada y se pueden desarrollar otros procesos gravimétricos como pérdida de peso constante.
- El análisis gravimétrico por combustión analiza la descomposición térmica o pirólisis de materiales orgánicos, destilación y evaporación de líquidos lo cual es muy importante sobre todo cuando se trabaja con residuos o con subproductos de la industria del petróleo o plásticos, ya que está muy de moda gasificar o co-gasificar con plástico que vienen en la corriente de los residuos sólidos orgánicos urbanos.

- Se puede determinar la presión de vapor y vaporización para activos volátiles, la humedad y composición de cenizas (incluidos en el análisis termogravimétrico), la cinética de reacciones envolviendo especies volátiles, los modelos cinéticos de combustión o gasificación y se puede estudiar deshidratación o hidroporosidad, abriendo y degradando una muestra de biomasa para estudiar la porosidad, el tamaño del poro, cómo se ve afectada la porosidad de la biomasa, cómo se alteran las capas superficiales e internas.
- También se pueden identificar polímeros y establecer propiedades magnéticas y reacciones de estado sólido que liberan productos volátiles. La propia biomasa cuando se combustiona de forma controlada libera material volátil, pudiendo establecer tasas de evaporación y sublimación.

En una curva termogravimétrica a modo de ejemplo (Figura 3.14), donde la ordenada representa la pérdida de peso en % en función del tiempo y el eje secundario representa la temperatura de proceso, se puede observar la permanencia estable más o menos hasta los 300°C a partir de la cual se comienza a perder masa por causa de la humedad, degradación, volátiles, inyección y posteriormente por la combustión. La temperatura va de 0 a 900°C y es un análisis caro en términos de uso en laboratorio, pero interesante en términos de la utilización tanto del equipo como del análisis de la biomasa, porque se pueden establecer diferentes curvas de calentamiento desde que se establece el compuesto que se desea buscar.

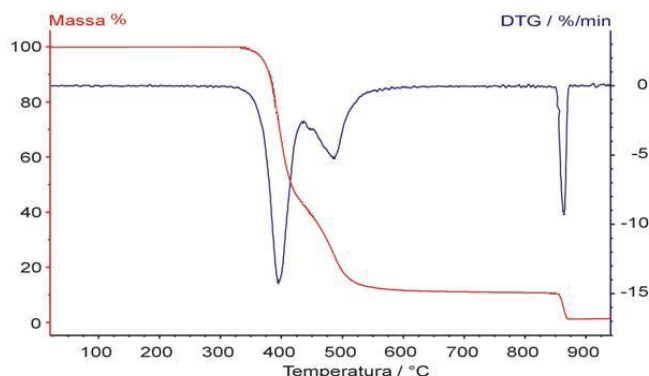


Figura 3.14. Curva termogravimétrica. Fuente: propia.

También se puede realizar un termograma (Figura 3.15), donde se muestran los resultados paso a paso del contenido de humedad, material volátil, cenizas, volátiles en base seca, y carbono fijo a lo largo del proceso. En esta curva hay una serie que corresponde al tiempo y se puede analizar cómo se efectúa la pérdida de masa y cómo va aumentando la temperatura en diferentes momentos. Se pueden establecer rampas de temperaturas propias dependiendo del compuesto que se quiera buscar y del análisis que se quiera hacer. Cuando se hace un análisis por termogravimetría principalmente se busca establecer cuál es la humedad, la cantidad de material volátil y el carbono fijo, respetando como estándar la curva y el método, pero se pueden buscar otros compuestos, inclusive se puede carbonizar directamente en una termobalanza desde que se conozca la rampa de temperatura adecuada para su experimento.

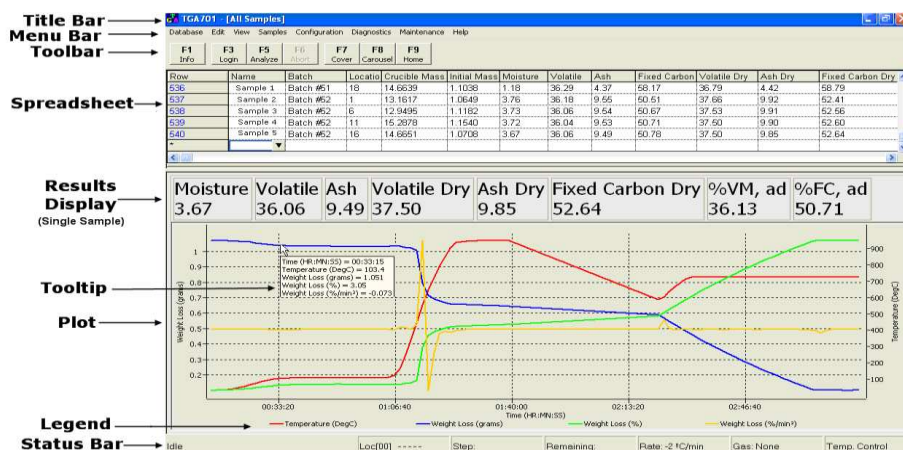


Figura 3.15. Termograma. Fuente: propia.

Un resultado típico es, por ejemplo (Figura 3.16), que luego de una hora se empieza a perder masa por causa de la evaporación de aromáticos y de la humedad, los cuales se eliminan del equipo, quedando la composición de carbono fijo y cenizas por una carrera de sustancias.

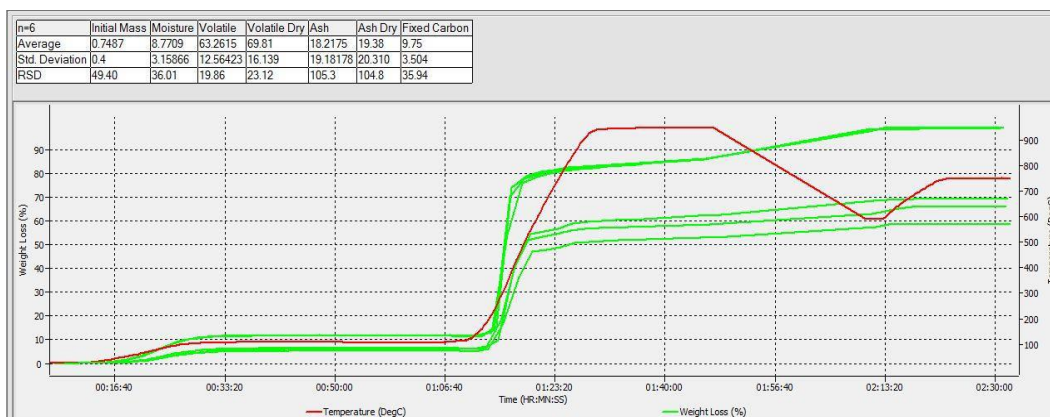


Figura 3.16. Termograma. Curvas típicas. Fuente: propia.

También podemos ver un ejemplo típico de una rampa de temperatura modificada, donde se consiguen analizar otros compuestos, analizando la masa inicial, humedad, material volátil y carbono fijo en diferentes etapas de la curva de calentamiento, y modificando la temperatura para buscar otros compuestos y sustancias, o inclusive carbonizar o refractar utilizando el análisis termogravimétrico.

Por otro lado, para el análisis elemental (Figura 3.17), al que llamamos el "CHONS" (determinación de carbono, hidrógeno, nitrógeno, azufre y cloro) se utilizan las normas ASTM D- 3176, ASTM E 775, E 777 y E 778 determinando la fracción de oxígeno por diferencia. Se utiliza la columna de azufre cuando se sospecha que la biomasa tiene contenido de azufre, o por literatura se sabe que esa biomasa podría presentarlo. Por efecto de costos muchas veces en el laboratorio sólo se analiza carbono, hidrógeno y nitrógeno y el resto del oxígeno se asume por diferencia. Después, siempre se pueden hacer algunas consideraciones y conociendo la biomasa se puede despreciar un compuesto o no,

pero siendo estrictos y rigurosos con el análisis es bueno utilizar la columna de azufre para determinar todos los compuestos presentes, para dar más tranquilidad y en ausencia de bomba calorimétrica se va a poder calcular el poder calorífico de la biomasa lo cual es muy importante.



Figura 3.17. Equipo para determinación de análisis elemental. Fuente: propia.

El análisis elemental o último arroja siempre en primera instancia carbono, hidrógeno, oxígeno, y nitrógeno, y en algunos tipos de biomasa determinados también se puede encontrar un pequeño porcentaje de azufre, como en el aserrín, y de cloro, como en el bagazo de caña, lo cual pueda estar asociado con la fertilización o las condiciones del suelo. Del análisis inmediato o próximo siempre se obtiene material volátil, cenizas y carbono fijo, oscilando siempre la relación de carbono fijo entre el 15% y 20% dependiendo del tipo de biomasa.

En la Tabla 3.10 se muestra un estudio experimental con los valores medios obtenidos del análisis elemental, inmediato y poder calorífico para chips de madera, pino, eucalipto, bloques de maderas. El poder calorífico se calculó tanto en la bomba calorimétrica como a partir de las correlaciones empíricas. El contenido de ceniza de la biomasa al ser leñosa fue pequeño, generalmente menor a 2%, característico de este tipo de biomasa, pero si el valor es mayor se debe probablemente a contaminación con suelo debido a un error en procedimiento muestral, que aumenta la presencia de cenizas en la biomasa.

El tamaño admitido de la partícula para ser introducida en un gasificador se verá más adelante y los problemas que esto puede generar en el proceso cuando ingresa la biomasa al gasificador o combustor. En resumen, cuando se trabaja en la caracterización de biomasa para fines termoquímicos siempre se tiene en cuenta:

- a) el análisis elemental (CHONS),
- b) el análisis inmediato, que incluye material volátil, carbono fijo y cenizas, y
- c) el poder calorífico superior, calculado por bomba calorimétrica o mediante correlaciones empíricas a partir del análisis elemental.

Tabla 3.10. Análisis experimental de distintos tipos de biomasa leñosa (%). MV: material volátil, CF: carbono fijo, A: cenizas, PCS: poder calorífico superior. Fuente: propia.

Biomasa	Análisis elemental					Análisis inmediato			PCS (MJ/kg)
	C	H	O	N	S	MV	CF	A	
Chips ma- dadera	48,1	5,99	45,74	0,08	0,00	76,40	23,50	0,10	19,916
Madera de pino	-	-	-	-	-	73,60	15,70	11,30	16,644
Eucaliptus	46,04	5,82	44,49	0,30	0,00	75,35	21,30	3,35	18,640
Bloques de madera	49,14	5,10	43,52	0,48	0,02	83,32	14,59	2,09	18,261

Otros análisis pueden ser posible de ser realizados a partir de características específicas del proceso, sea termoquímico o bioquímico. Ahora, partiendo de reconocer que estos equipamientos son muy caros, es importante conocer que hay diferentes iniciativas de investigación que acabaron generando diferentes bases de datos para composición de combustibles.

Se encuentra la base de datos de la Agencia Internacional de Energía (ieabionergy-task32.com) y el propio IRENA también tiene su base de datos de composición de combustible. La Agencia Internacional tiene base de datos de composición de combustible y cenizas, inclusive hidrocarburos o derivados del petróleo, otros análisis elementales e inmediatos hay en la base de datos BIOBIB (www.vt.tuien.ac.at) y la base de datos Phyllis (www.ecn.nl/phyllis). Por lo que, al trabajar en caracterización de biomasa, si esta fue tratada previamente por alguien, se puede consultar, por ejemplo, en la base de datos Phyllis y ver qué resultados hay para la biomasa que se desea. Por ejemplo, si se buscan residuos sólidos urbanos en esa base de datos, figura: cuándo fue realizado el análisis; quién lo sometió; qué referencias se usó, qué análisis se realizó y con qué base; el contenido de humedad, material volátil, cenizas y carbono fijo y el análisis último. Estaría faltando el dato del poder calorífico, pero hay otros resultados donde se muestra. También, en esta base de datos, se explica en muchos casos la metodología utilizada.

Es importante el análisis elemental porque se necesita determinar la relación de equivalencia, que es básicamente la cantidad de aire necesario para que exista un proceso de combustión o de gasificación, ya que la pirólisis acontece en ausencia de oxígeno.

$$F.A = \frac{\left(R_{\frac{A}{C}} \right)_{real}}{\left(R_{\frac{A}{C}} \right)_{est}} \tag{11}$$

Esta relación es interesante porque da cuenta de la cantidad de aire necesario para que exista el proceso. En la Figura 3.18, se muestra la temperatura adiabática de llama en función del ratio equivalente o relación de aire, es decir la relación de aire necesario para que haya combustión y la temperatura máxima obtenida para un determinado análisis. Entonces, una vez que se conoce la composición elemental de la biomasa se necesita calcular el factor de aire “FA” o ratio equivalente (Ec.11).

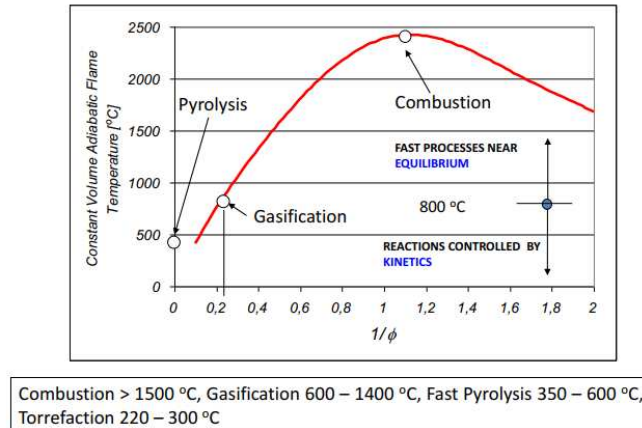


Figura 3.18. Temperatura adiabática de llama versus radio equivalente. Fuente: propia

Para la gasificación el factor de aire se encuentra entre 0,2 y 0,45. Es importante estudiar los rangos de gasificación dónde una biomasa determinada podría generar la mayor cantidad de energía posible, es decir el gas con el mejor poder calorífico o con la mejor composición. Entonces, la composición elemental, el contenido de cenizas y el poder calorífico van a ayudar a calcular el factor de aire o la relación de equivalencia, estudiada en un determinado combustible en diferentes procesos teóricos de gasificación y dónde se quiere hacer gasificación (Figura 3.19).

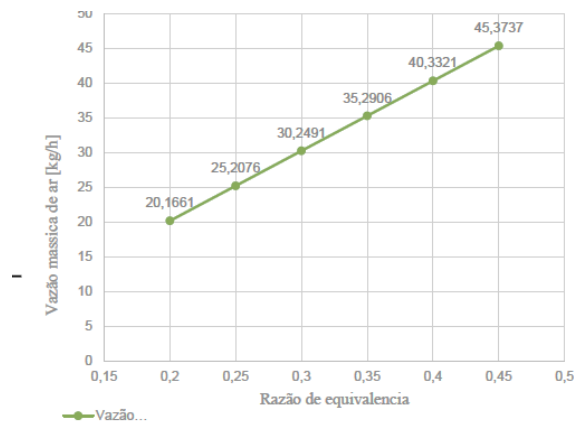


Figura 3.19. Ejemplo de cantidad de aire necesario para que ocurra la reacción de gasificación.

Fuente: propia

Como ejemplo, se parte de datos de caracterización de distintos tipos de biomasa realizando el análisis elemental (cenizas y humedad), el análisis de laboratorio y asumiendo biomasa de referencia como el carbón (“otra”) (Figura 3.20). Se colecta por ejemplo información de residuos de naranja, algodón, café, alfalfa, coco, maní y hasta de carbón mineral y luego a partir del análisis elemental y una reacción básica con aire y la humedad, se calcularon los productos con base en las relaciones estequiométricas que se forman durante la gasificación o combustión.

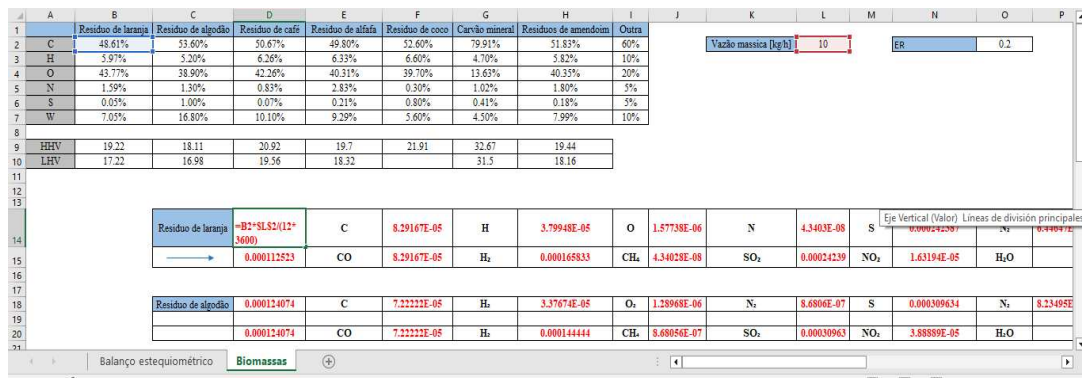


Figura 3.20. Planilla de cálculo de cantidad de aire estequiométrico para que ocurra la reacción para una relación de equivalencia (ER) de 0.2. Fuente: propia

Luego se realiza el balance del proceso y se estableció cuánta sería la biomasa que se podría quemar en un determinado reactor, pudiendo buscar distintos tipos. Estos cálculos son la parte inicial de un proyecto para diseñar reactores de pequeño tamaño y parte de establecer la relación de equivalencia (factor de aire). Finalizado esto, se grafica cuál es la cantidad de aire necesario para que exista el proceso de gasificación con 10 kg, conectando diferentes tipos de biomasa con base en el análisis que se hizo y con base en la composición elemental.

De determinada sustancia, por ejemplo, del café o alfalfa, se puede simular o experimentar en el reactor con diferentes fracciones máscas de aire en régimen permanente y así estudiar cuáles fueron los momentos en que el gasificador producía los mejores productos de gasificación.

Se hacen los cálculos, modelando o simulando para establecer los puntos óptimos de operación y no buscar el punto óptimo de operación por la vía de la tentativa y error, lo cual permite optimizar tiempo a la hora de realizar los cálculos. Se puede analizar la ER en ausencia o exceso de aire, dado que también se podría trabajar con exceso de aire y transformar el suministro de aire necesario para gasificación y también el suministro de aire para que exista combustión.

En la Figura 3.21 se observa cuál es la cantidad teórica de aire en kg necesaria para que exista un proceso, en este caso de gasificación. Es algo que suele hacer con mucha frecuencia para estudiar y preparar el balance de masa y energía de los productos de la gasificación y para los puntos óptimos de los reactores.

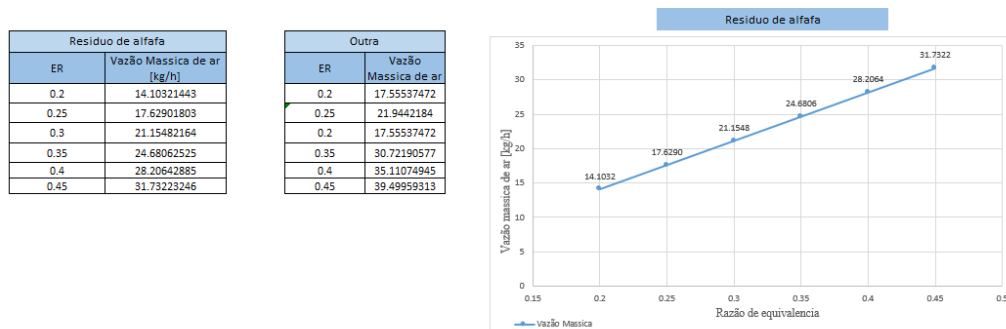


Figura 3.21. Ejemplo de resultados entregados por la planilla de cálculo. Fuente: propia

2. Revisión de la sección

¿Cuál es el porcentaje de corte obligatorio de biocombustible en Colombia y Brasil?

En el estado de Mato Grosso que el porcentaje de corte obligatorio este entorno al 70% y en centro oeste este en promedio del 60%, para Colombia el porcentaje de corte oscila entre el 80 y el 85%.

La principal diferencia entre el diésel de petróleo y el diésel de biomasa

La principal diferencia es que el Diesel de petróleo tiene una gran cantidad de compuestos aromáticos y la cantidad de parafinas que se pueden llegar a formar. Cuando tratamos por ejemplo biodiesel (desde biomasa) también hay otros subproductos como por ejemplo la glicerina. La principal diferencia es que el punto de solidificación del diésel de petróleo es más alto que el biodiesel por eso en algunas experiencias en Colombia con el biodiesel, éste se endurecía, literalmente se hidroliza después de ciertas temperaturas, era la diferencia más importante. El biodiesel acaba teniendo puntos de solidificación más bajos comparado con el diésel de petróleo. Además, el diésel de petróleo tiene otras series de compuestos aromáticos y otra serie de compuestos contaminantes. La biomasa tiene bajísimo contenido de azufre y en muchos casos no tiene cloro, entonces cuando se quema ese combustible no va a tener contaminación, no va a tener ese hollín.

¿Son muy utilizadas las ecuaciones en proyectos de investigación o se prefieren siempre las mediciones por medio de bomba calorimétrica y por qué?

Se prefiere siempre por medio de bomba calorimétrica porque las ecuaciones son basadas en correlaciones empíricas. Pero, en ausencia de bomba calorimétrica, sí se usan.

¿Los tipos de análisis mencionados para la biomasa también aplican para residuos de alimentos?

Sí. Aunque uno de los mayores desafíos para trabajar con biomasa plantada o biomasa residual es la humedad. En residuos de alimentos los contenidos de humedad son muchos más altos y ese es uno de los grandes desafíos cuando estamos haciendo caracterización. Para un análisis certificado la referencia que teníamos hasta hace 70 años era la referencia del carbón; a partir de los 70' y 80' empezamos a adaptar normas para biomasa- Pero cuando empieza a surgir el aprovechamiento de biomasa residuales tipo biomasa de alimentos, residuos por ejemplo de plazas de mercado, residuos de galpones de gallinas, residuos con alto contenido de humedad, entonces básicamente toca adaptar lo que tenemos y hacer pretratamiento. No se puede analizar por ejemplo lodos de planta de tratamiento de aguas residuales como si estuviéramos analizando una biomasa natural. Hay que secar. Entonces, se usan las normas que tenemos y se hacen adaptaciones dependiendo del análisis, una primera adaptación es el secado de la materia prima.

En caso de la biomasa forestal cuál es el rango de valores críticos para el azufre y el cloro en procesos de combustión directa.

Existen normativas en cuanto a los residuos de la combustión. Cada país establece el límite para el contenido de azufre y cloro en la chimenea. El punto crítico siempre va a ser menos del 1 o 2 %,

que son valores típicos de la biomasa. No debería haber presencia de azufre en la biomasa si la comparamos con el carbón mineral, por ejemplo. El contenido de azufre en la biomasa no debe sobrepasar el 2% sino algo está extraño, el análisis está contaminado. Por ejemplo, hay que revisar las técnicas de muestro. Si en la biomasa forestal sale un contenido de azufre del 5% muy probablemente esté la muestra contaminada.

Sobre los pre-tratamientos

La mayoría de la biomasa que se recolecta en campo viene contaminada con partículas de suelo. Para conocer con mayor certeza el análisis elemental de esa biomasa, inevitablemente se deben eliminar los residuos del suelo y materia orgánica que traiga. Ese es un primer tratamiento que le haríamos a la muestra de biomasa para laboratorio: limpiarla y secarla. En el caso de los residuos del petróleo, son tratamientos más complejos requieren tratarlos químicamente con solventes.

Con respecto a las rutas termoquímicas, combustión, pirólisis, gasificación, ¿Cuál de ellas requeriría mayor pretratamiento para la biomasa?

Básicamente para combustión se necesita menos pretratamiento. El proceso más simple de combustión, el horno de tres piedras, que llamamos el fogón de tres piedras es el que admite más humedad, y es el que menos pretratamiento necesita porque se puede iniciar el fuego con materiales pequeños y luego empieza aportar pedazos de madera mayor, por lo que es el que más humedad admite como proceso directo. Sin embargo, la combustión siempre va a emitir CO₂, entonces si hay más humedad probablemente va a generar más contaminantes y las cenizas van a ser mayores; y si tiene más humedad va acabar dañando y perjudicando su capacidad calorífica. En segundo lugar, estaría la gasificación, porque si fuera en un reactor de lecho fijo, el reactor de gasificación más simple, admite hasta un 20% de humedad, pero también va a sacrificar el poder calorífico tanto del proceso como tal, como la calidad de sus gases de gasificación. Por último, la pirólisis en sí es un proceso que ocurre en ausencia de oxígeno. Entonces si la madera o la biomasa tiene mucha humedad se va a gastar más energía degradando esa madera, en esa escala de los pretratamientos y la humedad, la más flexible es la combustión luego viene la gasificación y por último la pirólisis.

¿Resulta conveniente carbonizar la biomasa antes de su uso en procesos de gasificación?

Estudios recientes han demostrado que cuando se carboniza la biomasa aumenta muchísimo la densidad energética del combustible. Bajo este principio es que se produce carbón de leña para el churrasco por ejemplo, o para la industria de acero que utiliza tanto carbón mineral como carbón de madera. Cuando se carboniza aumenta la densidad energética del combustible sin degradarlo por completo. Se carboniza en ausencia de oxígeno, la pirólisis comienza a ocurrir entre 100° hasta 400° C. Allí se está transformando parte de humedad que se colocó en el aire y se está transformando en bioaceites. Entre los 350° y hasta los 500° se está carbonizando, por tanto, se puede utilizar un reactor, si se consigue controlar esas temperaturas del proceso y tenerlo estable entre 350° y 500°, se podría producir un combustible carbonizado. La madera no se va a degradar no se va a transformar 100 x 100 % en gas y va a aumentar la densidad energética del combustible.

¿Los hollines de la combustión se pueden volver a utilizar?

No, incluso en los modelados cuando estamos haciendo modelados de procesos tratamos las cenizas como químicamente inertes. Las cenizas representan más problema que beneficios, pero como la combustión ocurre en exceso de oxígeno, técnicamente todo el material que usted quemó se fue transformando en ceniza, entonces no habría porque requeimar las cenizas quemadas. Lo que para la combustión son cenizas, en gasificación pueden ser vitrificados.

¿Cuál sería el enfoque para utilizar una materia prima de biomasa, cuál sería el primer uso más recomendable?

En campo el residuo se comporta de una manera, en laboratorio el residuo se comporta de otra manera. Existe un problema con la biomasa que es el tema logístico: cuando se consigue que el residuo acompañe al producto, ahí se tiene una oportunidad para hacer una valoración energética. Pero si se retira el producto y después tiene que volver por el subproducto, ahí se estaría gastando combustible, maquinaria, mano de obra. Por ejemplo, en la industria del café. Parte del residuo queda en el sitio de procesamiento del café, la pulpa del café, la cascarilla de café queda allí. Ahí tenemos una oportunidad de aprovechar ese residuo como un precursor energético. Es decir, a nivel industrial. Pero a nivel de etapa de campo, por ejemplo, en los cultivos de soja y maíz, el residuo queda en el campo, porque la máquina pasa y va destrozando, retirando la semilla de maíz y colocando en el camión. Entonces habría que volver por el residuo, lo cual implica dinero. Si el residuo es fácil de transportar ahí se podría pensar en una valoración energética.

¿Es posible utilizar la ceniza para mezclarla con biomasa y disminuir el contenido de humedad?

A pesar de que la ceniza sea considerada inerte químicamente, por causa de la porosidad y la estructura de la ceniza, se consigue facilitar la circulación de aire. Por ello en algunos casos, como en enmienda de suelos, las cenizas de la combustión son utilizadas para facilitar la aireación. Facilitando la aireación se facilita el proceso de secado.

¿Antes de pasar por el análisis granulométrico es necesario pasar por un molino al material?

Generalmente se hace cuando se necesita granulometría para tener la mayor cantidad de sólido retenido en las mallas más pequeñas. Con un molino de martillo o un molino de cuchillos, dependiendo de la dureza o densidad de la biomasa es necesario pasarlo hasta por un micro molino.

Con respecto al análisis termogravimétrico: ¿El porcentaje de peso perdido al final del programa debería ser cercano al 100%?

El equipo mostrado es automático. El criterio de parada del equipo es 100%, entonces va a continuar rodando, quemando el producto hasta que no exista una variación en peso. En equipos más manuales se va a rodar el equipo, va a quemar la muestra hasta que no tenga una variación, con algunos grados de libertad dependiendo de su balanza, entre 7-10 %. En un principio se asume que sería el 100%.

¿Cuál es la importancia de cada una de estas fracciones que se determinan en el análisis próximo, sobre todo con sólido, volátil y de carbón fijo?

Básicamente el carbono fijo nos puede determinar la cantidad de carbono que se va a transformar en combustible, influye a partir de la composición elemental, como ese carbono elemental se va a transformar en CH₄, en CO₂ durante un proceso de gasificación. Es interesante conocer el porcentaje de carbono fijo para establecer algunas relaciones de cómo se iría comportando para transformarse en el reactor. Lo más importante en el análisis inmediato es establecer la humedad porque nos va a determinar eficiencia del equipo, no vamos a gastar energía retirando humedad innecesaria. En cuanto al contenido de volátiles y cenizas, los volátiles pueden representar un problema en los primeros pasos de la pirólisis y las cenizas no son 100% inertes.

Cuando se realiza el análisis termogravimétrico para obtener energía de activación, modelo de reacción y factor pre exponencial para el análisis cinético, ¿sería correcto o no utilizar estos valores cinéticos en el modelado de reactores de lechos fluidizado o lecho de arrastre, cuya aerodinámica varía significativamente de lecho fijo?

En realidad, es el único punto de partida que se tiene. Sabemos de la variación del tamaño de partícula y lo que significa trabajar en el tipo de reactor, pero es el único punto de partida que se tiene.

¿De dónde se obtiene la rampa de temperatura típica para cada tipo de muestra?

En el caso de la norma que se utilizó se hizo una adaptación para carbono. Como se contaba con experiencia previa con carbón mineral, y con carbón vegetal, entonces se adaptó esa rampa. Hay que recordar que la humedad de la muestra empieza a evaporar a 100°. Entonces se mantiene esa rampa a 100° por un periodo de tiempo con base en un procedimiento muestral y a partir de esa falta de variación pasa a aumentar la temperatura para que se consuman los otros compuestos: los compuestos volátiles y esos volátiles se queman, y entonces acaba construyendo la isoterma a partir de la evaporación del agua.

Referencias

- Basu, P. (1950). Thermal Conversion : Gasification. Biomass Gasification, Pyrolysis and Torrefaction: Practical Design and Theory, 1945, 271–327.
- Basu, P. (2013). Biomass Gasification, Pyrolysis and Torrefaction: Practical Design and Theory (Elsevier (ed.); Second Ed.). Elsevier Inc.
- FAO. (2005). Aspectos económicos de la dendroenergía. 98–107.
- Hartmann, A. C., & Curitiba, C. (2023). MAPEAMENTO DOS TIPOS DE BIOMASSA BIOMASSA AGRICULTURA AGROINDUSTRIAL SUCROENERGÉTICO Brasil Biomassa Consultoria Engenharia Industrial Tecnologia (Vol. 1, Issue 41).
- Lora, E. E. S., Andrade, R. V., Ángel, J. D. M., Leite, M. A. H., Rocha, M. H. R., & Sales, C. A. V. B. (2012). Gaseificação e pirólise para conversão da biomassa em eletricidade e biocombustíveis. Biocombustíveis - Volume 1, 1200.

- Lora, E. S., & Andrade, R. V. (2009). Biomass as energy source in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(4), 777–788. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2007.12.004>
- Naranjo, R. A. (2012). Utilización energética de la biomasa ligno-celulósica obtenida del *Dichrostachys cinerea* mediante procesos de termodescomposición.
- Baxter, L. L. (1993). Ash deposition during biomass and coal combustion: a mechanistic approach. *Biomass and Bioenergy*, 4(2), 85-102.
- Beatón-Soler, P., & Silva-Lora, E. (1991). Pruebas de Balance Térmico en Calderas para Bagazo. Instituto Superior Politecnico Julio Antonio Mella-ISPJAM, Santiago de Cuba, Cuba (in Spanish).
- Hellwig, M. (1985). Basics of the combustion of wood and straw. In *Energy from biomass: 3rd EC conference, held Venice 25-29 March, 1985* (pp. 793-798). Elsevier Applied Science Publishers.
- Nogueira, L A H Lora E E S *Dendroenergia Fundamentos e aplicações, 2 da Edição, Editora Interciência 2003*
- Biomassa para energia* Coordenadores Cortez, L A B Lora E E S e Olivares, E G 2^a Edição, Editora da Unicamp, 2007.
- Biocombustíveis*, Coordenadores Lora E E S Venturini, O J 1^a Edição, Editora Interciência 2011.
- Artigos de periódicos e revistas nacionais e internacionais sobre os assuntos bioenergia e energia em geral: *Biomassa e Energia, Energy for Sustainable Development, Fuel*
- Sites da internet NREL National Renewable Energy Laboratory USA, EERE ThermalNet periódicos CAPES, Science Direct, etc



Capítulo IV, 2023. Pp 130-155. En: Conversión energética de la biomasa: bases para su aprovechamiento. Guía científico-técnica. ISBN 978-84-15413-60-8. Red Iberoamericana de Tecnologías de Biomasa y Bioenergía Rural. Ediciones CYTED.



IV. Conversión bioquímica y química de la biomasa

Thais Suzane Milessi

*Núcleo de Excelencia en Generación Termoeléctrica y Distribuida, Instituto de Ingeniería Mecánica,
Universidad Federal de Itajubá, Av BPS 1303, CP50, 37500-903, Itajubá-MG, Brasil;
thais.milessi@unifei.edu.br.*

Resumen. En este capítulo se abordan los procesos de conversión bioquímica de biomasa, la definición de biocatalizadores y su aplicación industrial. Se analiza el biogás, las etapas de producción, factores que influyen en la producción de biogás, su características y tipos de biodigestores. Se analizan el biodiesel y petrodiesel. Las materias primas de biodiesel y tecnologías para su obtención (síntesis química y bioquímica). Por último, se estudia el bioetanol. Los procesos de producción de bioetanol de primera generación, producción de bioetanol de segunda generación, pretratamiento de biomasa, formas de conducir el proceso (SSF, SHF, SSCF) y el uso de fracción C5 de biomasa. Se menciona el bioproceso consolidado, biorrefinerías y la integración de procesos.

1. Introducción

Actualmente, el uso de la biomasa es el foco de muchas investigaciones científicas, ya que puede contribuir para la transición de la matriz energética mundial de fuentes fósiles a fuentes más sostenibles. En este sentido, el desarrollo de tecnologías que permitan la transformación de la biomasa en productos de interés para la sociedad es de gran importancia desde el punto de vista socioeconómico y medioambiental.

El uso de la biomasa para la generación de productos de interés se puede realizar por la vía termoquímica, tal como se ha explorado hasta ahora en este libro. Sin embargo, la ruta bioquímica se ha destacado cada vez más, ya que requiere condiciones de proceso más suaves (temperatura y presión) y, en general, tiene un menor impacto ambiental.

En este contexto, vale la pena definir que los procesos bioquímicos, o bioprocesos, son aquellos procesos en los que se utilizan enzimas y microorganismos como biocatalizadores. En otras palabras, la producción del producto de interés está en función de la acción de estos biocatalizadores, que transforman la biomasa a través de reacciones bioquímicas. Ejemplos de bioprocesos ampliamente aplicados a escala industrial son la producción de antibióticos, yogur y bioetanol de primera generación (1G), que describiremos con mayor profundidad en los próximos temas. Estos procesos están bien establecidos industrialmente utilizando microorganismos como *Penicillium chrysogenum*, *Lactobacillus* y *Saccharomyces cerevisiae*, respectivamente.

La aplicación de biocatalizadores a escala industrial puede ser posible mediante el uso de técnicas de inmovilización. Las enzimas o células inmovilizadas tienen la ventaja de una fácil separación y recuperación, facilitando la etapa de purificación del producto y la reutilización del biocatalizador; tienen mayor productividad y rendimiento; apoyan la operación de procesos continuos; proporcionan mayor estabilidad térmica a las enzimas; y mitigan los efectos inhibitorios de los compuestos presentes en el medio debido al microambiente proporcionado por el soporte de inmovilización. Sin embargo, esta técnica tiene como principal desventaja limitaciones de transporte másico de sustratos y productos, así como la transferencia de oxígeno, lo que puede perjudicar el proceso y por lo tanto las condiciones de operación, así como el desarrollo de estos biocatalizadores, deben ser totalmente optimizados. Adicionalmente, al ser biocatalizadores, es importante que el proceso se opere a pH y temperaturas óptimas de las células o enzimas, para lograr los mejores parámetros y rendimientos.

La ruta bioquímica de aprovechamiento de la biomasa nos permite acceder a una gama de productos diferenciados de alto interés para la sociedad, utilizando factorías celulares (microorganismos genéticamente modificados), como etanol, xilitol, biobutanol, biogás, enzimas, prebióticos, bopolímeros, ácidos compuestos orgánicos e importantes productos intermedios de la industria química conocidos como bloques de construcción. Sin embargo, en este capítulo nos centraremos en la aplicación de la ruta bioquímica para la transformación de biomasa en biocombustibles, la que se ejemplifica en la Figura 4.1, junto con los otros procesos termoquímicos de conversión de biomasa explorados a lo largo del libro.

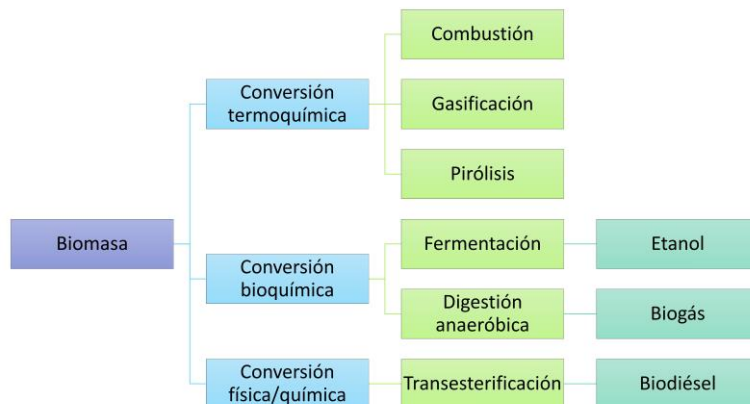


Figura 4.1. Rutas de conversión de biomasa. Fuente: propia.

2. Biodigestión

La biodigestión es la digestión anaerobia de la materia orgánica en condiciones controladas de temperatura, agua, pH y en ausencia de oxígeno, generando como productos principales metano (50-75%), dióxido de carbono (25-50%) y pequeñas cantidades de hidrógeno, sulfuro de hidrógeno y amoníaco (Salomon, 2007). Esta mezcla de gases, principalmente metano y dióxido de carbono, se conoce como biogás y tiene un potencial energético muy interesante en comparación con otros combustibles como la gasolina y el etanol. Por ejemplo, 1m³ de biogás corresponde a alrededor de 0,7 litros de gasolina y 1,2 litros de etanol.

A nivel mundial, la Unión Europea es el mayor productor de biogás, con Alemania e Italia a la cabeza como los países con el mayor número de plantas de biogás en funcionamiento. En Brasil, un país con un historial favorable en energías renovables (bioetanol e hidroeléctricas) y cuya matriz energética ya tiene una alta participación de bioenergía, el biogás corresponde solo a una pequeña porción de la energía generada, siendo principalmente enfocada a la producción de bioelectricidad. Sin embargo, es una tecnología que ha ido ganando terreno, sobre todo en fincas rústicas en busca de la autosostenibilidad y la eficiencia energética. En Argentina se está implementando esta tecnología. En 2021 se instaló en el país una planta bioeléctrica capaz de generar 1MW alimentada con efluentes porcinos y avícolas.

La principal diferencia entre el biogás y el gas natural (de origen fósil) es la concentración de metano (CH₄). Mientras que el gas natural tiene más del 90% de su composición en metano, el biogás tiene hasta un 70% de este compuesto, teniendo un alto contenido de CO₂ (Salomon, 2007). Sin embargo, dado que el gas natural es una fuente fósil, el biogás es un biocombustible central en la transición energética y puede pasar por etapas de tratamiento que buscan aumentar el contenido de metano, convirtiéndolo en biometano.

El proceso de biodigestión involucra 4 pasos principales: hidrólisis, acidogénesis, acetogénesis y metanogénesis, como se ilustra en la Figura 4.2.

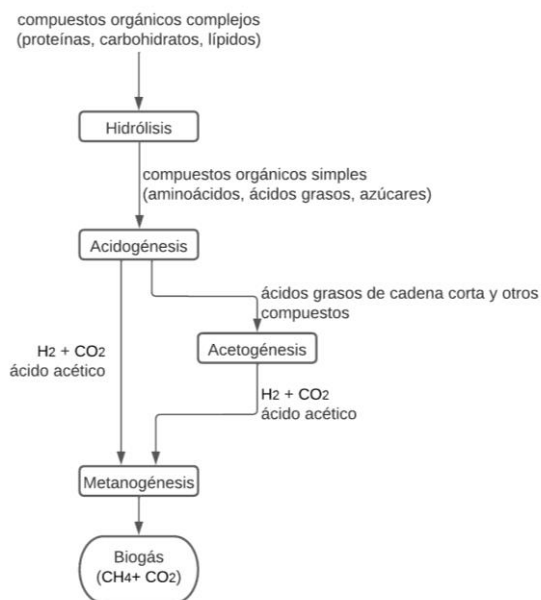


Figura 4.2. Etapas de la digestión anaeróbica. Fuente: propia.

El paso de hidrólisis involucra la transformación de macromoléculas orgánicas (carbohidratos, proteínas y lípidos) en compuestos más simples (monómeros de azúcares, aminoácidos y ácidos grasos), por la acción de bacterias hidrolíticas. Estos compuestos son luego asimilados por las bacterias acidogénicas, transformándose principalmente en ácidos grasos de cadena corta, CO_2 e hidrógeno. En la etapa de acetogénesis, estos productos se oxidan a ácido acético, hidrógeno y CO_2 por la acción de bacterias acetogénicas. En esta etapa, la presión parcial de hidrógeno es decisiva porque una concentración muy alta de este gas puede alterar el equilibrio químico e impedir la formación de importantes compuestos intermedios de la etapa de acidogénesis, provocando la acumulación de ácidos orgánicos que perjudicarán la etapa posterior de metanogénesis. Por ello, la asociación de diferentes tipos de bacterias en la biodigestión es de suma importancia, ya que el metabolismo involucrado en las diferentes etapas está íntimamente interconectado. Finalmente, en la etapa de metanogénesis, se consumen el CO_2 y e hidrógeno para la producción de metano por parte de microorganismos hidrogenotróficos, y para la producción de metano a partir de ácido acético por parte de microorganismos acetoclásticos, siendo el biogás el principal producto del proceso ($\text{CH}_4 + \text{CO}_2$) (Rohstoffe, 2010).

Según Rohstoffe (2010), la producción de biogás se puede clasificar según el contenido de humedad de la materia orgánica (digestión húmeda o seca, siendo la digestión húmeda la más utilizada); en cuanto al tipo de alimentación (discontinua, semicontinua y continua); en cuanto al número de etapas del proceso (una o dos etapas); y en cuanto a la temperatura utilizada (psicrofílica, mesófila y termófila). Sin embargo, siempre se debe asegurar la asociación e integridad de los microorganismos involucrados en el proceso, especialmente los metanogénicos, que son generalmente los más sensibles a las condiciones del proceso y metabólicamente exigentes. Independientemente del tipo de biodigestión utilizada, el proceso de producción de biogás se puede representar como se muestra en la Figura 4.3.

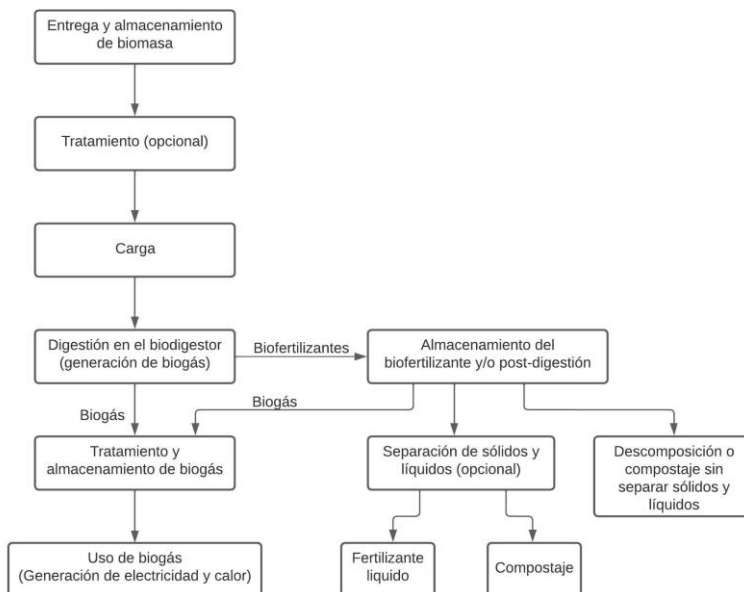


Figura 4.3. Diagrama de flujo del proceso de producción de biogás. Fuente: propia.

La producción de biogás comienza con la recepción de la materia prima, que puede ser sometida a un tratamiento (fragmentación y homogeneización), así como a la caracterización. Luego, la biomasa se envía al biodigestor, donde se realiza la digestión anaerobia, dando origen al Biogás y Biofertilizantes. El Biogás producido puede ser utilizado para generar energía o calor, pudiendo también pasar por un proceso de tratamiento/purificación para generar biometano. Los biofertilizantes producidos se pueden aplicar directamente como fertilizante, o convertidos en compost. En general, los factores que más influyen en el proceso son: presencia de oxígeno, temperatura y pH. Las bacterias metanogénicas, como se mencionó anteriormente, son las más exigentes del sistema, requiriendo un medio libre de O_2 ($<0.1\text{mg/L}$) por ser anaerobias obligatorias, temperaturas entre $37\text{-}42^\circ\text{C}$ y pHs entre 6.5 y 8.0 (Rohstoff, 2010). Dado que son los microorganismos más sensibles involucrados en el proceso, generalmente las condiciones del proceso están dictadas por los requerimientos de estos microorganismos. Asimismo, la relación carbono (C) y nitrógeno (N) de la biomasa añadida debe estar entre 10-30 (C/N), ya que el exceso de nitrógeno puede provocar una alta formación de amoníaco e inhibición del proceso (Rohstoffe, 2010).

2.1 Materias primas y cálculos de rendimiento de biogás

Las principales materias primas para el biogás son los residuos urbanos (sólidos y líquidos), los residuos animales y agrícolas y los residuos de las industrias de alimentos y bebidas. Para el diseño de una planta, la cantidad de materia prima es un parámetro crucial. Además, la densidad y la viscosidad del material son importantes para el diseño de sistemas de almacenamiento y bombeo. El tamaño de las partículas es importante para el diseño de separadores y filtros.

El rendimiento de una materia prima determinada depende de su composición. Desde el punto de vista energético, cuanto mayor sea el potencial de biogás por tonelada de materia prima procesada (m^3/t), es mejor. En Brasil, el sector sucroalcoholero merece especial atención. Por cada litro de etanol producido se generan 12L de vinaza. Según Salomon (2007), la vinaza tiene un potencial energético de producción de biogás de más de 800 MW por año. Otro residuo interesante es el bagazo de malta de la producción de cerveza, que puede generar hasta 385 Nm^3/t (Rohstoffe, 2010). Los residuos de los vertederos también son residuos de gran potencial, alcanzando hasta 200 MW de energía anuales producidos a partir de la biodigestión.

La producción de biogás a partir de una materia prima se puede estimar utilizando el coeficiente de digestión de la Sociedad Agrícola Alemana (DLG). Sin embargo, si este valor no está fácilmente disponible, Rohstoffe (2010) propone la siguiente ecuación de las Ecuaciones 1 a 4, donde MS es materia seca; el contenido de materia mineral, proteína cruda, grasa cruda y fibra cruda se dan en g/kg MS; EEN son extractos no nitrogenados (g/kgMS); DG_{PB} es la digestibilidad de la proteína cruda (%); DG_{EE} es la digestibilidad del extracto etéreo (%); DG_{FB} es la digestibilidad de la fibra cruda (%) y DG_{EEN} es la digestibilidad de los extractos no nitrogenados (%).

$$\text{Contenido de materia orgánica seca [\%]} = \frac{1000 - \text{contenido de materia mineral}}{10} \quad (1)$$

$$\text{Proteína digestible [kg/kgMS]} = \frac{\text{proteína cruda} \times DG_{PB}}{1000} \quad (2)$$

$$\text{Grasa digestible [kg/kgMS]} = \frac{\text{grasa cruda} \times DG_{EE}}{1000} \quad (3)$$

$$\text{Carbohidratos digestibles [kg/kgMS]} = \frac{[(\text{fibra cruda} \times DG_{FB}) + (EEN \times DG_{EEN})]}{1000} \quad (4)$$

Así, en posesión de esta información sobre la materia prima, y considerando que las proteínas, grasas y carbohidratos digeribles generan 700, 1250 y 790 litros de biogás por kg de materia orgánica seca, es posible determinar la capacidad de producción de biogás de una determinada materia prima.

También según Rohstoffe (2010), la construcción de plantas de biodigestión debe priorizar aspectos económicos. Según este autor, las Ecuaciones 5 y 6 determinan el volumen del digestor y el tiempo de retención hidráulica (TRH) en función de la carga orgánica volumétrica (COV) de la alimentación. Estos parámetros contribuyen a que la operación del proceso se lleve a cabo sin que ocurran *washout*, es decir, sin que las células bacterianas sean arrastradas fuera del biodigestor lo que disminuye la concentración de microorganismos en su interior con el tiempo.

$$TRH [d] = \frac{V_R}{V} \quad (5)$$

$$COV [kgMOS/m^3/d] = \frac{\dot{m} \times c}{V_R \times 100} \quad (6)$$

Donde V_R es el volumen del digestor [m^3]; V = flujo volumétrico de sustrato introducido [m^3/d]; \dot{m} = cantidad de sustrato introducido por unidad de tiempo [kg/d] e C = concentración de materia orgánica [%MOS].

Otros parámetros importantes se pueden obtener de las Ecuaciones 7-9, tales como la productividad en metano (P_{CH_4}), la tasa de degradación de la biomasa (η_{MOS}) y el rendimiento de metano (A_{CH_4}). Estos parámetros están estrechamente relacionados no solo con el tipo de materia prima utilizada, sino también con el tipo de digestor, lo que se tratará en el siguiente tema.

$$P_{CH_4} [Nm^3/m^3/d] = \frac{V_{CH_4}}{V_R} \quad (7)$$

$$\eta_{MOS} [\%] = \frac{[(MOS_{Sub} \times \dot{m}_{in}) - (MOS_{sa} \times \dot{m}_{sa})]}{MOS_{Sub} \times \dot{m}_{in}} \times 100 \quad (8)$$

$$A_{CH_4} [Nm^3/t_{MOS}] = \frac{V_{CH_4}}{\dot{m}_{MOS}} \quad (9)$$

Donde V_{CH_4} = producción de metano [Nm^3/d]; \dot{m}_{MOS} = flujo másico de materia orgánica [t/d]; MF: materia fresca; MOS_{Sub} = contenido de materia orgánica seca en la materia fresca introducida [kg/t_{MF}]; \dot{m}_{in} = masa de materia fresca introducida [t]; MOS_{sa} = contenido de materia orgánica seca a la salida del biodigestor [kg/t_{MF}] y \dot{m}_{as} = masa de biofertilizante [t].

Los principales tipos de digestores son los modelos indio y chino. Estos biodigestores requieren un bajo nivel tecnológico y no requieren un control sofisticado. Aunque estos dos son los más comunes, se pueden encontrar varios modelos de digestores, modelos más sencillos, como el canadiense, o más sofisticados, como el UASB (*Upflow Anaerobic Sludge Blanket*) y el AFF (*Anaerobic Fixed Film*). La elección del biodigestor debe tener en cuenta el sustrato utilizado y su tasa de generación, la capacidad de la planta (si es industrial o de pequeñas propiedades) y la inversión prevista.

2.2 Aplicación del biogás

La calidad del biogás está directamente relacionada con su composición. Al estar compuesto principalmente por metano y dióxido de carbono, el componente más importante es el metano, ya que representa directamente su calidad como combustible. Así, el poder calorífico estará directamente relacionado con el porcentaje de metano en el biogás, que suele oscilar entre el 50 y el 70 %. (Salomón, 2007). La presencia de sulfuro de hidrógeno (H_2S) e hidrógeno (H_2) no son interesantes pues afectan la calidad del biogás. Estos gases provocan corrosión en las instalaciones, además, el H_2S es un inhibidor directo del proceso de biodigestión, disminuyendo la eficiencia del proceso.

Una vez obtenido el biogás, puede aplicarse directamente a la producción de energía térmica o eléctrica (Figura 4.4), o puede pasar por un proceso de purificación para obtener biometano, el que puede utilizarse como gas vehicular o incluso insertarse en redes de gas natural. Para la aplicación directa "in situ", destacan los motores de ciclo Otto (alcanzando eficiencias en torno al 41%) y las microturbinas a gas, que funcionan según el ciclo Brayton. La generación de energía térmica se realiza por combustión directa en calderas y hornos. El tipo de tratamiento del biogás dependerá de los requerimientos tecnológicos de su uso final. Como el sulfuro de hidrógeno es altamente corrosivo para la mayoría de los equipos de conversión de energía y la humedad influye directamente en el poder calorífico del biogás, lo que afecta la eficiencia de la combustión, los tratamientos existentes generalmente se enfocan en eliminar el H_2S y el agua.

Para ser utilizado como sustituto del gas natural, el biogás necesita más del 95% de metano, por lo que se denomina biometano. Para su uso directo en combustión, cogeneración de electricidad en motores de combustión interna y en turbinas y microturbinas, se puede aplicar un tratamiento parcial sólo para satisfacer la demanda de los fabricantes de los equipos de conversión.

Entre las técnicas de purificación de biogás para la obtención de biometano podemos mencionar principalmente la adsorción sobre sílice, carbón activado, tamiz molecular, etc., así como la separación por membranas. Sin embargo, la etapa de tratamiento debe diseñarse de manera optimizada, ya que la adición de operaciones unitarias al proceso agrega costo al producto final, y también se debe tener en cuenta el contenido de pureza del metano deseado.

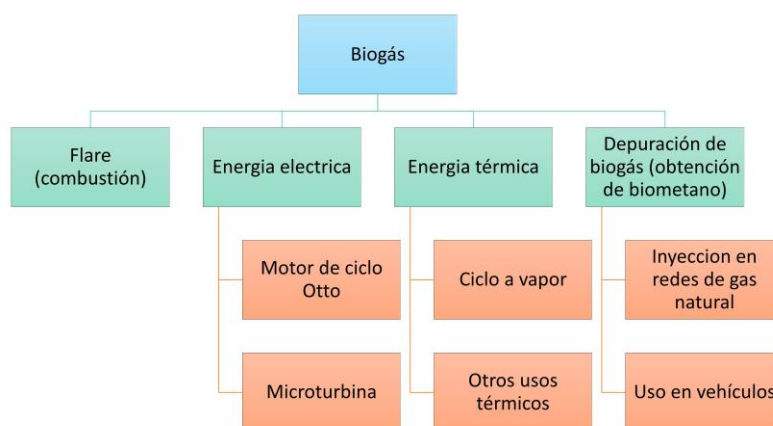


Figura 4.4. Diferentes aplicaciones del biogás. Fuente: propia.

3. Biodiésel

El biodiésel se destaca como un buen candidato para reemplazar el diésel en los motores debido a sus propiedades tales como alta eficiencia de combustión, alto número de cetano y poder calorífico (Singh et al., 2019). Este biocombustible se define como ésteres metílicos o etílicos de ácidos grasos obtenidos a partir de la transesterificación de aceites y grasas (Resolución ANP N° 45 de 2014). En Brasil, la producción de biodiesel ha crecido significativamente en las últimas décadas, principalmente debido a los incentivos gubernamentales y los mandatos obligatorios de mezcla de biodiesel con petrodiesel, por lo que Brasil se ha convertido en uno de los mayores productores de biodiesel del mundo, quedando apenas detrás de países como Indonesia y los Estados Unidos (Milessi et al., 2021). Las regiones Medio Oeste y Sur son las mayores productoras de biodiesel brasileño (82%).

El biodiesel tiene interesantes ventajas en el contexto de la sustentabilidad, tales como permitir el cierre del ciclo del carbono; no tener azufre en su composición; emite pocas cantidades de NOx; y de hollín; ser biodegradable; tener un poder calorífico similar al diésel convencional y el desarrollo sostenible de la región aledaña a la planta de producción. Adicionalmente, el biodiesel reduce los problemas asociados al uso directo de aceite vegetal en los motores, que por su alta viscosidad causan problemas de alimentación y generan más partículas que el diésel (combustión incompleta), provocando la corrosión del motor.

Por otro lado, es necesario prestar especial atención a la preservación del suelo y las aguas subterráneas en las regiones donde se siembra la materia prima, además de optimizar el proceso para reducir el costo de producción. El biodiésel puro (B100) no es habitual, ya que la demanda es superior a la capacidad de producción actual. Sin embargo, la mezcla de biodiésel con diésel convencional es una práctica ampliamente fomentada, dando lugar al BXX, donde XX representa el porcentaje de biodiésel en la mezcla. En Brasil, es obligatorio comercializar el B12, pretendiéndose alcanzar el B15 en 2023. Cuanto mayor sea el porcentaje de biodiésel en la mezcla, menor será el contenido de carcinógenos y mayor la reducción de emisiones de CO₂, azufre y partículas.

La calidad y propiedades del biodiésel producido están relacionadas con el origen del aceite y el proceso de producción. Entre las características más importantes del biodiesel podemos mencionar las propiedades de fluidez en frío (punto de enturbiamiento y punto de fluidez); combustión (número de cetano, punto de inflamación, poder calorífico); dinámica de fluidos (viscosidad, densidad); entre otros (lubricidad, CO₂, SO_x y oxidación). Por lo tanto, es muy importante considerar la materia prima utilizada, así como la ruta de producción (Baioni e Silva et al., 2022)

3.1 Materias primas y clasificación del biodiésel

En la producción de biodiesel se puede utilizar una amplia variedad de materias primas oleaginosas, entre ellas podemos mencionar la palma, la soja y el girasol de origen vegetal, el sebo de res de origen animal y los ácidos grasos de origen industrial. En Brasil, la principal materia prima para la producción de biodiesel es la soja, sin embargo, el potencial del país para la producción de biodiesel va mucho más allá de la producción de soja, ya que, debido a su gran diversidad y tamaño territorial, es posible cultivar una gran variedad de oleaginosas. El biodiesel se puede clasificar según su materia prima. Alrededor del 95% del biodiesel producido a nivel mundial proviene de fuentes alimenticias (primera generación), sin embargo, considerando la competencia con el abastecimiento de alimentos a la población, las materias primas no alimenticias (segunda generación), como la jatrofa y el ricino, han ido ganando atención (Baoni y Silva et al., 2022). El biodiésel de tercera generación se produce predominantemente a partir de microalgas o aceites usados, y el biodiésel de cuarta generación implica el uso de plantas y microorganismos genéticamente modificados para aumentar la eficiencia del proceso.

El éxito de la producción de biodiesel, en cuanto a la elección de la materia prima, está relacionado con la composición química del aceite extraído, un alto rendimiento energético por unidad de superficie cultivada; alto rendimiento de aceite y costos reducidos.

En la Tabla 4.1 se muestra el rendimiento de aceite por hectárea de diferentes materias primas, donde se observa que la soja, a pesar de ser la materia prima más utilizada, presenta un bajo rendimiento en kilogramos de aceite por hectárea al compararlo con otras materias primas, destacando la importancia de desarrollar y optimizar el proceso utilizando materias primas más eficientes para satisfacer la creciente demanda de biodiesel.

Tabla 4.1. Comparación de la productividad del aceite de diferentes materias primas para la producción de biodiesel (adaptado de Ramos et al., 2016 y Pereira et al., 2012)

Materia prima	Productividad in aceite (kg/ha)
Soja	560
Palma africana	2000-8000
Jatrofa	1200-1500
Ricino	470
Algodón	361
Microalgas	58700

3.2 Producción de biodiésel

La primera etapa de producción de biodiesel consiste en extraer el aceite, separándolo de las proteínas presentes en la materia prima (Santori et al., 2012). Esta operación se suele realizar mediante extracción mecánica, pero también se puede realizar mediante disolventes y enzimas. La elección del método de producción dependerá de la materia prima y de la ruta utilizada, ya que definirá la necesidad de realizar el refinado del aceite para eliminar impurezas y ácidos grasos libres. Entre las tecnologías de producción de biodiesel tenemos la transesterificación (alcalina y enzimática), la esterificación ácida, los tratamientos termoquímicos como el hidrocrqueo y el proceso supercrítico. En este capítulo se hablará principalmente de la transesterificación, ya que es el proceso más utilizado industrialmente.

El proceso de transesterificación es el más utilizado a escala industrial debido a sus atractivas características económicas (Singh et al., 2020). Esta reacción puede ser catalizada por tres catalizadores principales diferentes: bases fuertes, ácidos fuertes y enzimas (Singh et al., 2019), donde los triacilgliceroles reaccionan con un alcohol de cadena corta, principalmente metanol o etanol, produciendo ésteres y glicerol (glicerina) como subproductos (Tabla 4.2). La transesterificación ocurre en una secuencia de reacciones simultáneas, donde los triacilgliceroles se transforman en diacilgliceroles, que a su vez dan lugar a monoacilgliceroles (Milessi et al., 2021).

El metanol es el alcohol más utilizado en la producción de biodiesel debido a su bajo costo, mayor reactividad y el hecho de que no es higroscópico. Sin embargo, este alcohol no es renovable, representa un gran riesgo para la salud humana, no es biodegradable y, en el caso de Brasil, necesita ser importado. El uso de etanol, a su vez, ofrece un mayor rendimiento al proceso, además de que es renovable y biodegradable y está disponible en grandes cantidades en el contexto de la biorrefinería. Sin embargo, son necesarios tiempos de reacción más largos, lo que unido al mayor costo, la menor reactividad y la mayor dificultad para separar el glicerol hacen que sea menos utilizado industrialmente en la producción de biodiesel.

El principal subproducto de la transesterificación es el glicerol, que se produce a razón de 10 kg por cada 100 litros de biodiésel producido. Actualmente, el excedente de glicerol no es absorbido por el mercado tradicional (cosméticos, explosivos, emulsionantes, etc.), generando la necesidad de desarrollar nuevas tecnologías para su valorización (Chozhavendhan et al., 2020). El diagrama de flujo de producción de biodiesel usando transesterificación homogénea se muestra en la Figura 4.5.

Tabla 4.2. Reacciones importantes relacionadas con los procesos de producción de biodiésel.

Fuente: propia.

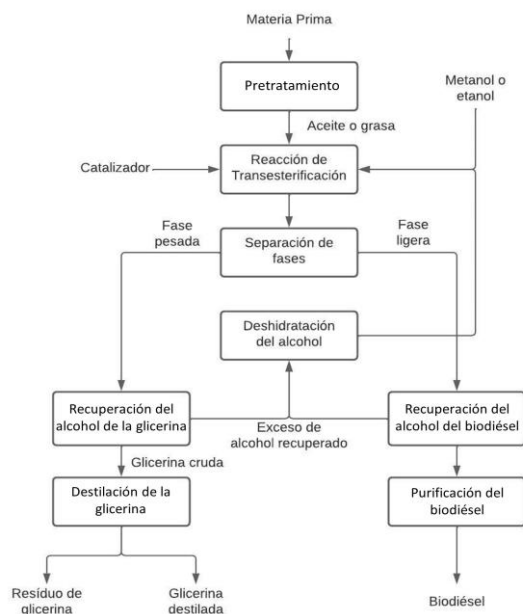
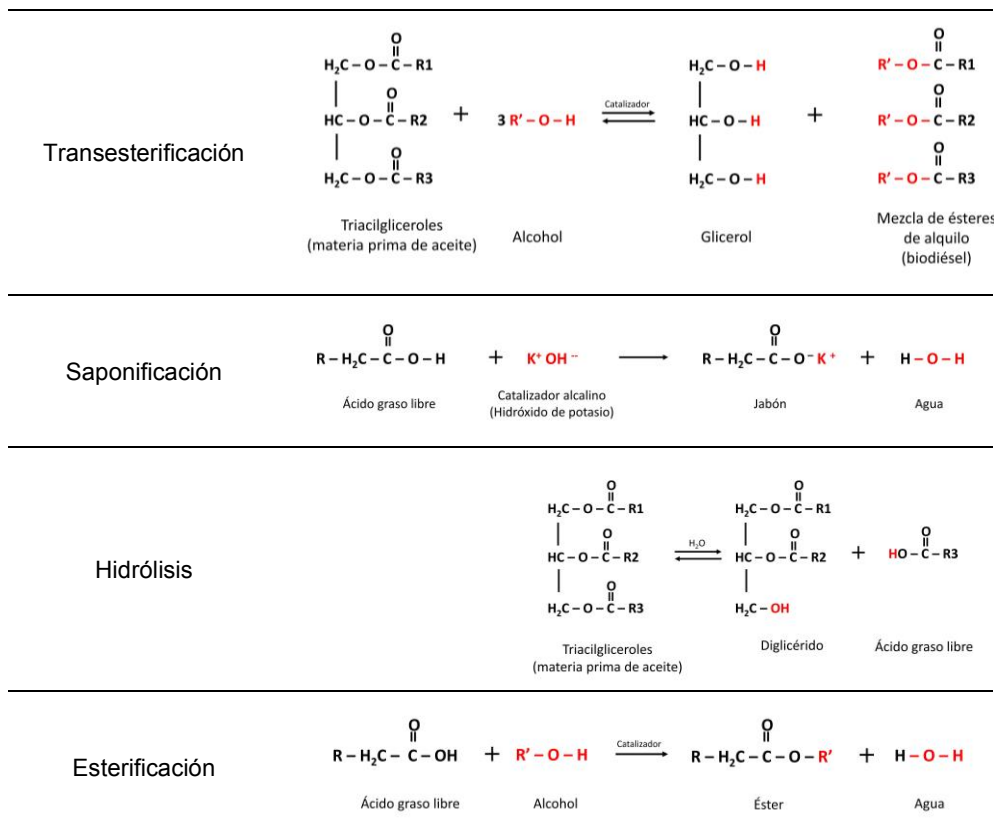


Figura 4.5. Diagrama de flujo del proceso de producción de biodiésel por transesterificación. Fuente: propia.

Entre los factores que influyen en las reacciones de transesterificación podemos mencionar la presencia de ácidos grasos libres, los cuales reaccionan con los catalizadores básicos y forman jabón (reacción de saponificación) (Tabla 4.2), lo que genera emulsificación, dificulta la separación de fases y disminuye el rendimiento del proceso. Por esta razón, para la transesterificación alcalina, los aceites de cocina usados deben someterse a un tratamiento previo para eliminar los ácidos grasos libres. La presencia de agua también afecta el proceso, ya que hidroliza el triglicérido para formar ácidos grasos libres (Tabla 4.2), disminuyendo el rendimiento del proceso. Adicionalmente, el principal inconveniente del proceso alcalino es la generación de grandes cantidades de efluentes acuosos alcalinos durante el proceso de purificación del biodiesel por lavado húmedo. Alternativamente, la "limpieza en seco" se puede realizar mediante métodos como la adsorción y las resinas de intercambio iónico, pero el costo de la purificación es mayor.

Para evitar la interferencia negativa de estos factores, el proceso se puede realizar en presencia de un catalizador ácido, luego ocurre un proceso híbrido llamado hidroesterificación (Figura 4.6), donde primero se hidrolizan los triglicéridos en ácidos grasos libres, que luego se transforman en biodiesel por esterificación (Tabla 4.2). Este proceso tiene la ventaja de no requerir tratamiento y refinación del aceite, pero generalmente requiere un mayor gasto de energía.

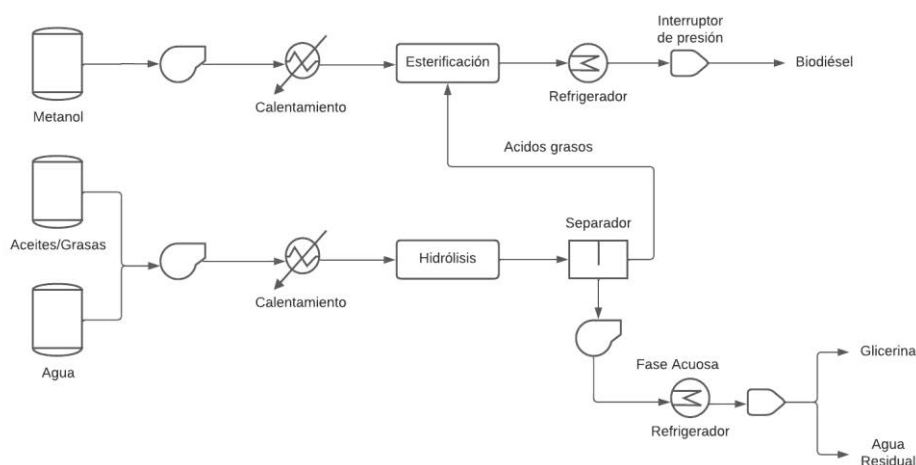


Figura 4.6. Proceso de producción de biodiesel por hidroesterificación. Adaptado de Ramos et al. (2011)

La transesterificación heterogénea se caracteriza por el hecho de que el catalizador y el medio están en diferentes fases. Esta técnica ha ganado atención debido a su potencial para reducir la carga ambiental generada por la producción de biodiesel. Entre sus ventajas se encuentran la fácil separación de los catalizadores del medio, facilitando su reutilización; baja generación de aguas residuales; y alta pureza del glicerol producido, facilitando el proceso de separación y purificación (Baioni e Silva et al., 2022). Los catalizadores heterogéneos básicos como los óxidos de metales alcalinotérreos son los más estudiados y muestran una excelente actividad catalítica en condiciones de reacción suaves.

Sin embargo, varios catalizadores pueden realizar la esterificación de ácidos grasos libres y las reacciones de transesterificación simultáneamente, lo que se ha destacado en la literatura (Changmai et al., 2020).

La transesterificación enzimática, que utiliza la enzima lipasa como catalizador, también ha sido ampliamente estudiada debido a que el proceso no está influenciado por la presencia de agua y ácidos grasos libres. Las lipasas (glicerol éster hidrolasas) son capaces de producir biodiesel tanto por transesterificación de triglicéridos en presencia de alcoholes como por esterificación de ácidos grasos libres (en este caso en ausencia de agua) (Tabla 4.2) (Milessi et al. al., 2021). La catálisis enzimática tiene la ventaja de realizarse en condiciones de temperatura más suaves, lo que representa un menor gasto energético y no hay necesidad de utilizar materiales resistentes a altas temperaturas. Además, al no permitir que ocurran reacciones no deseadas (como la saponificación), se facilita la etapa de purificación, no requiriendo pasos de lavado para el biodiesel producido. Sin embargo, a pesar de las numerosas ventajas, los tiempos de reacción son largos y los rendimientos inferiores a los obtenidos con catalizadores químicos (Baioni e Silva et al., 2022), por lo que aún son necesarios avances para poder sustituir la catálisis homogénea a nivel industrial.

El proceso de producción de biodiesel en condiciones supercríticas es un proceso interesante porque no utiliza catalizadores, no se ve afectado por la presencia de ácidos grasos libres y agua, y ocurre en minutos. La condición de fluido supercrítico se alcanza cuando la temperatura y la presión del sistema de reacción están por encima del punto crítico de los componentes. Un mecanismo propuesto para esta reacción es el ataque inicial del hidroxilo del alcohol directamente sobre el carbonilo del triglicérido como resultado de la alta presión del sistema y basado en el mecanismo de hidrólisis del éster (Embrapa, 2011). Como desventaja podemos mencionar las altas temperaturas y presiones requeridas, lo que aumenta significativamente el costo total del proceso. La Tabla 4.3 presenta una comparación de los procesos de producción de biodiesel discutidos hasta ahora.

Tabla 4.3. Comparación de procesos catalíticos para la obtención de biodiesel (Adaptado de Helwari et al., 2009)

Variable	Catálisis básica homogénea	Catálisis ácida homogénea	Catálisis heterogénea	Catálisis enzimática	Supercrítico
Temperatura (°C)	50-70	100	Moderada	30-40	300-400
Presión (MPa)	Atmosférica	Atmosférica	Atmosférica	Atmosférica	20-40
Relación Molar (alcohol/aceite)	Baja	Promedio	Alta	Alta	Alta
Tiempo de reacción	Bajo	Alto	Promedio	Alto	Bajo
Saponificación	Sí	No	No	No	No
Influencia del agua	Sí	No	Sí	No	No
Costo del catalizador	Bajo	Bajo	Alto	Alto	--

3.3 Biodiésel de microalgas

La producción de biodiésel a partir de microalgas como materia prima ha ido ganando interés por parte de la comunidad académica e industrial. Algunas algas pueden contener hasta un 70% de aceite en su masa seca. Adicionalmente, la producción de microalgas es más rápida que la de las oleaginosas, no requiriendo pesticidas ni herbicidas, además de absorber grandes cantidades de CO₂ durante su producción. Sin embargo, al comparar el potencial global de obtención de aceite a partir de microalgas, estas se destacan considerablemente en relación a otras materias primas, además de no comprometer el suministro alimentario.

Los sistemas de producción de microalgas utilizan glucosa, ácido acético y glicerol como principales fuentes de carbono, siendo este último de especial interés ya que el glicerol es el principal subproducto de la producción de biodiésel. Los principales biorreactores utilizados son columna de burbujeo, air-lift y agitación mecánica. El aprovechamiento de los residuos, en particular de las aguas residuales, y la asimilación de CO₂ son factores que permiten obtener importantes créditos de carbono en este proceso (Pereira et al., 2012). Además, la biomasa residual, que queda después de la extracción del aceite, aún puede utilizarse para obtener otros biocombustibles alternativos en el contexto de la bio-refinería.

La extracción de aceite de microalgas se puede realizar mediante la aplicación de solventes (como benceno y hexano); por la acción de enzimas; por choque osmótico; y también por CO₂ supercrítico. Vale la pena mencionar, sin embargo, que generalmente es necesario una etapa de secado de la biomasa antes de la extracción, lo que agrega costos de energía al proceso.

Sin embargo, a pesar de las grandes ventajas relacionadas con esta materia prima, la complejidad logística de su producción a gran escala, las dificultades de aplicar organismos genéticamente modificados en sistemas abiertos, el alto costo de algunos medios de cultivo, la complejidad de construir fotobiorreactores cerrados, la alta demanda energética de los procesos de secado y extracción del aceite y la alta acidez del aceite final, aún son factores que impiden su aplicación industrial.

4. Fermentación Alcohólica (1G y 2G)

4.1 Tecnologías para la producción de etanol

El etanol (C₂H₆O) es un líquido inflamable de olor característico, con un punto de ebullición de 78°C, utilizado como combustible (puro o mezclado con gasolina) y en diferentes industrias químicas (pinturas, cosmética, farmacéutica, etc.). A pesar de tener un poder calorífico inferior al de la gasolina (62%), presenta importantes ventajas medioambientales que justifican su uso. La producción de etanol se puede llevar a cabo por vía química a través de la hidratación del etileno. Sin embargo, la ruta bioquímica, a través de la fermentación de azúcares, es la ruta más utilizada ya que es un proceso bien establecido y utiliza condiciones de temperatura y presión más suaves.

En los procesos de fermentación, es deseable que el microorganismo (agente fermentador) tenga una alta eficiencia de conversión, permita una alta acumulación de producto, sea preferiblemente no

patógeno, y no requiera medios de cultivo y procesos complejos y costosos. El medio de cultivo utilizado debe ser preferentemente de bajo costo, cubrir las necesidades nutricionales del microorganismo y facilitar las etapas de control, purificación y tratamiento de efluentes (Schimidel et al., 2001).

La capacidad de los biorreactores utilizados en los procesos de fermentación varía según el producto, desde decenas hasta cientos de millones de litros. Entre los principales tipos de biorreactores utilizados industrialmente, destaca el biorreactor agitado mecánicamente (STR), que se utiliza en cerca del 90% de los procesos de fermentación industrial. Este biorreactor es bastante versátil ya que la circulación del medio en su interior se puede personalizar según el impulsor utilizado (Schimidel et al., 2001).

Aunque, dado que la tensión de cizallamiento en los biorreactores STR a menudo puede ser alta para ciertos biocatalizadores, los reactores neumáticos, como los de columna de burbujeo y *air-lift*, son alternativas interesantes, donde la agitación del medio se realiza burbujeando gas dentro del tanque. Incluso en bioprocesos donde no se requiere un control preciso de la temperatura, el pH y el oxígeno, como la producción de microalgas, los reactores tubulares son opciones interesantes para operar el proceso de forma continua (Schimidel et al., 2001).

Además de los biorreactores utilizados en la operación de procesos con células libres, también podemos mencionar los biorreactores de lecho fijo, lecho fluidizado y *hollow fiber*, los cuales están desarrollados para operar con células y/o enzimas inmovilizadas o confinadas. El uso de biocatalizadores inmovilizados tiene las ventajas de fácil separación y reutilización del biocatalizador, operación continua del proceso sin lavado del reactor, alta productividad, entre otras (Milessi, 2017). También vale la pena mencionar que además de los reactores más tradicionales mencionados anteriormente, esta ciencia está en constante desarrollo y es posible encontrar en la literatura reactores diferenciados desarrollados para procesos específicos, como los biorreactores de cesta y de onda.

Dada la gran variedad de modelos disponibles, la selección de un biorreactor para un proceso de fermentación debe tener en cuenta la naturaleza del biocatalizador; las propiedades del medio de fermentación (si es sólido o líquido, su densidad, viscosidad, etc.); y los parámetros bioquímicos necesarios en el proceso (como la dependencia del pH y la temperatura, y la tasa de transferencia de oxígeno). Sin embargo, independientemente del tipo de reactor utilizado, sus ecuaciones de diseño siempre se obtendrán respetando las ecuaciones de balance de masa, según la Figura 4.7.

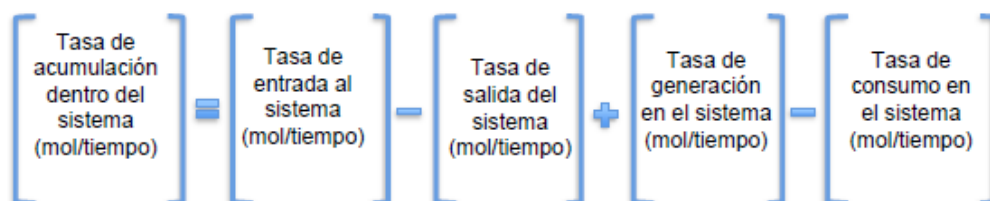


Figura 4.7. Balance de masa en biorreactores. Fuente: propia.

4.2 Materias primas

El bioetanol se puede producir a partir de diferentes materias primas, ya sean sacarinas, almidonosas o incluso lignocelulósicas (Figura 4.8). Para las materias primas de sacarina y almidón, existen procesos industriales bien establecidos en todo el mundo. El etanol lignocelulósico todavía tiene desafíos, que se abordarán más adelante en este capítulo. Lo que hace que el proceso de producción de etanol sea diferente para cada materia prima es la complejidad del proceso.

Así, el bioetanol se puede clasificar como de primera generación (1G) cuando se produce a partir de fuentes de sacarosa y almidón, que generalmente son biomasa alimentaria; segunda generación (2G) cuando se produce a partir de materiales lignocelulósicos, que son residuos o subproductos agroindustriales sin potencial alimentario; tercera generación (3G) cuando se produce a partir de biomasa de microalgas; y todavía de cuarta generación (4G) cuando se utilizan microalgas modificadas genéticamente. Dado que las tecnologías 3G y 4G aún se encuentran en una etapa temprana de desarrollo, este capítulo se centrará en la producción de bioetanol de 1G y 2G.

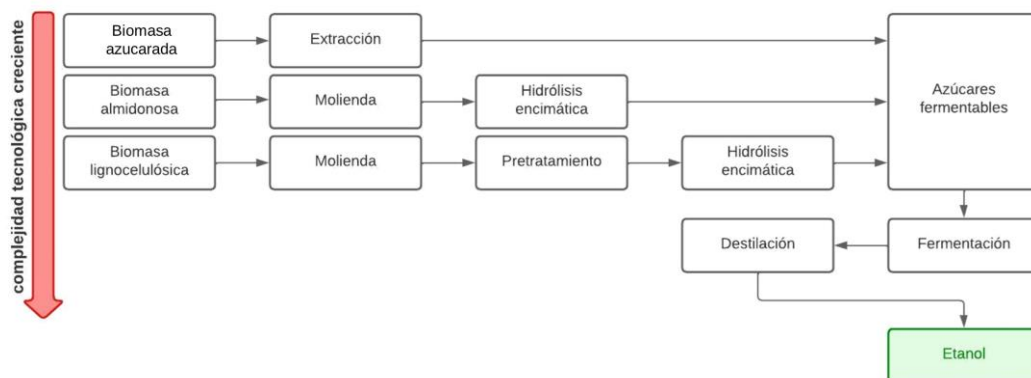


Figura 4.8. Materias primas para la producción de etanol y etapas del proceso. Fuente: propia.

4.3 Bioetanol 1G

La producción industrial de bioetanol 1G es un proceso consolidado a nivel mundial, siendo el maíz y la caña de azúcar las principales materias primas utilizadas en el proceso. El maíz es muy utilizado en Estados Unidos, que es el mayor productor mundial de este biocombustible. La caña de azúcar es la principal materia prima de Brasil, el segundo mayor productor de etanol del mundo (con una producción anual de más de 36 mil millones de litros en 2019), con producción concentrada principalmente en el estado de São Paulo y en la región Nordeste de Brasil.

La caña de azúcar tiene ventajas significativas sobre otras materias primas porque tiene una alta relación de energía renovable/fósil, es decir, utiliza menos energía fósil para producir energía renovable. Por ejemplo, mientras que para la caña de azúcar este índice es de 8,9, para el maíz el valor es de 1,3 (Gazeta Mercantil, 2007). Además, la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en el ciclo de vida en comparación con la gasolina es sustancialmente mayor para el bioetanol de caña de azúcar (89%) en comparación con el maíz (31%) (Governo do Estado de São Paulo). Finalmente, la caña de azúcar aún se presenta como una materia prima versátil en el contexto de la

biorrefinería, y puede ser utilizada para obtener diferentes productos como azúcar, etanol, bioplásticos y bioelectricidad. Sin embargo, a pesar de la superioridad de la caña de azúcar, el etanol producido a partir de maíz viene ganando destaque en Brasil, especialmente en los “flex mills”, es decir, que producen tanto etanol de caña como de maíz. Este enfoque es económicamente ventajoso ya que el maíz puede compensar la falta de materia prima durante la temporada baja de la caña de azúcar (Ramos et al., 2022).

La producción de etanol a partir de la caña de azúcar comienza con su cosecha, ya sea manual o mecanizada. Debido a los problemas ambientales relacionados con la cosecha manual, en la que primero se quema el cañaveral, generando emisiones innecesarias, la migración de la cosecha manual a la mecanizada se viene dando en todo el país, incluyendo la prohibición de la cosecha manual por ley en algunos estados. Luego, la caña se transporta al ingenio, generalmente en camiones grandes como los trenes de carretera o “treminhões”.

Debido al alto contenido de azúcar y agua, la caña no puede almacenarse por mucho tiempo, por lo tanto, apenas llega al ingenio, la caña pasa al lavado y extracción del jugo para ser utilizado en la producción de bioetanol. La Figura 4.9 presenta el diagrama de flujo de una planta que produce azúcar y alcohol 1G.

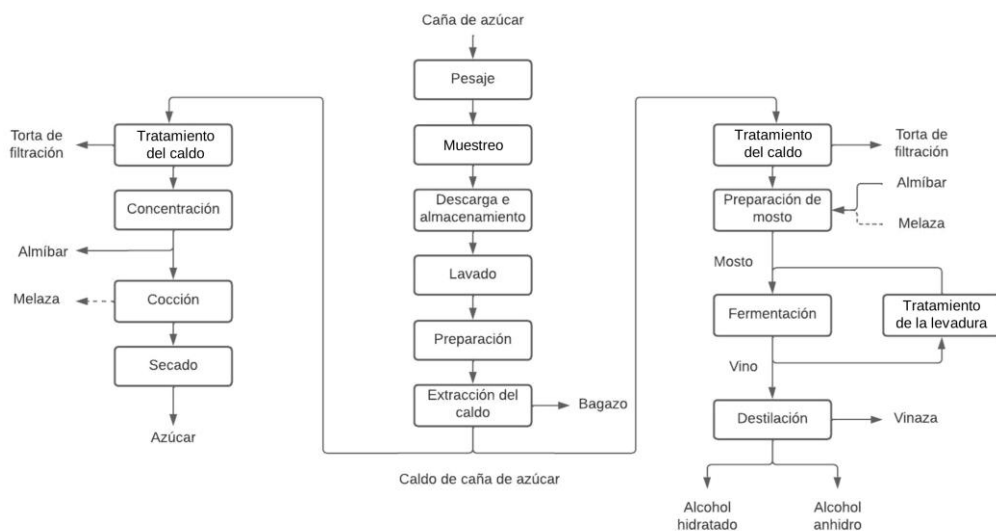


Figura 4.9. Diagrama de flujo de una planta de coproducción de azúcar y etanol 1G. Fuente: propia.

La fermentación de la sacarosa extraída de la caña de azúcar es realizada utilizando la levadura *Saccharomyces cerevisiae*, la cual presenta alta robustez, productividad y rendimiento etanólico, según la Ecuación 10, cuyo rendimiento teórico máximo es de 0.511 g_{etanol}/g_{glucosa}. Esta etapa se caracteriza por 3 fases principales: fase lag de adaptación celular, fase tumultuosa donde hay alta producción de etanol y liberación de CO₂ y la fase final donde hay limitación de azúcares y baja producción de CO₂. Generalmente, el proceso tiene lugar a pHs entre 4.5 y 5.0 y puede realizarse de forma discontinua, semicontinua o incluso continua. En Brasil, la principal forma de su realización es el proceso Melle-Boinot (Figura 4.10) en el que, después de cada lote, las levaduras son recuperadas por

centrifugación y reutilizadas en lotes sucesivos, aumentando significativamente la viabilidad del proceso.

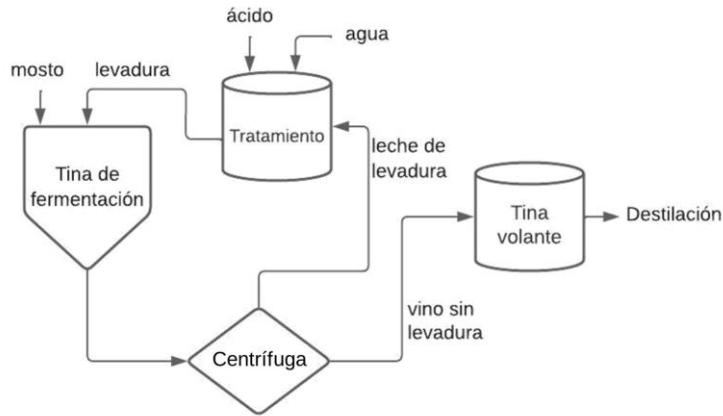


Figura 4.10. Proceso Melle-Boinot producción de etanol. Fuente: propia.

El control de la fermentación se realiza mediante el seguimiento del sustrato consumido y el etanol producido, datos que se utilizan para evaluar la eficiencia del proceso a través de las Ecuaciones 11-13, donde P: concentración del producto; P_0 = concentración del producto final; t_r : tiempo de proceso; S: concentración de sustrato; S_0 : concentración inicial de sustrato.

$$Q_P [g/L/h] = \frac{P - P_0}{t_f} \quad (11)$$

$$Y_{P/S} [g/g] = \frac{P - P_0}{S_0 - S} \quad (12)$$

$$\eta [\%] = 100 \times \frac{Y_{P/S}}{Y_{P/S \text{ teóricico}}} \quad (13)$$

Si bien la producción de etanol 1G es un proceso bien establecido con buenos rendimientos y pocas pérdidas, se pueden explorar algunos puntos con miras a su optimización, tales como: el desarrollo de nuevos sensores para el monitoreo en línea de la fermentación y posible contaminación; implementación de procesos continuos; mejora del sistema de recirculación de levadura; mejora del control de la temperatura del proceso; separación continua del etanol producido, ya que el mismo en exceso es tóxico para las levaduras; e implementación de procesos con levaduras inmovilizadas, lo que podría aumentar la productividad y reducir los pasos para la purificación del etanol producido.

La recuperación del etanol se realiza por destilación, en base a la diferencia de volatilidad entre los componentes del mosto fermentado. El etanol se recupera inicialmente en su forma hidratada (aproximadamente 96°GL) y genera vinaza como residuo principal (10-15 litros por cada litro de etanol producido).

El etanol hidratado se puede utilizar como producto final (etanol combustible), o se puede someter a una etapa de deshidratación azeotrópica, obteniendo así etanol anhidro, que se mezclará con la

gasolina para su comercialización. Así, la producción de etanol anhidro requiere un mayor aporte de energía térmica en forma de vapor saturado.

4.4 Bioetanol 2G

La producción de etanol 2G a partir de biomasa lignocelulósica puede aumentar la productividad de etanol en L/hectárea, sin necesidad de aumentar la superficie plantada. Además, el uso de residuos y subproductos agroindustriales en el proceso contribuye considerablemente al desarrollo de una economía circular y biorrefinerías.

El potencial de la biomasa lignocelulósica como materia prima para bioetanol está íntimamente ligado a su composición química, compuesta principalmente por celulosa, hemicelulosa y lignina. La celulosa es el componente más abundante, siendo un polímero lineal formado principalmente por moléculas de glucosa. Este componente no es fácilmente degradable ya que sus filamentos forman microfibrillas cristalinas. La hemicelulosa es un compuesto de reserva cuya composición varía según el tipo de biomasa, pero cuyo principal componente es la pentosa xilosa, siendo más susceptible a la hidrólisis. La lignina es una macromolécula tridimensional compuesta principalmente por unidades de alcohol sináplico, cumarílico y coniferílico, que rodean las microfibrillas de celulosa y las protegen de la degradación, dando rigidez a la fibra vegetal. Por ello, para liberar los azúcares fermentables contenidos en la celulosa y la hemicelulosa (que representan hasta el 70% de la masa total de la biomasa), es necesaria una etapa de pretratamiento para la deconstrucción de la estructura de la biomasa.

Actualmente existen varios tipos de pretratamientos, divididos en físicos, químicos, físico-químicos y biológicos. El pretratamiento utilizado debe elegirse en función de la biomasa utilizada y del objetivo final del proceso. En general, a pH ácidos, la hemicelulosa se solubiliza, dando como resultado una fracción sólida rica en celulosa y lignina (celulignina), mientras que, a pH alcalinos, parte de la lignina también se solubiliza junto con la hemicelulosa (Aguiar et al., 2021). Asimismo, la severidad del proceso, es decir, las condiciones de temperatura y presión utilizadas, influirán directamente en la eficiencia del proceso, así como en el consumo de energía.

Actualmente, no existe un pretratamiento ideal adecuado para todas las biomásas. Entre los pretratamientos más estudiados podemos mencionar la explosión por vapor, el pretratamiento con ácido diluido y el pretratamiento hidrotérmico (*liquid hot water* – LHW). Aunque estos procesos presentan ventajas en términos de rendimiento de azúcar y tiempo de proceso, se deben tener en cuenta las preocupaciones en relación con el impacto ambiental, el costo del proceso y la generación de inhibidores de la etapa de fermentación. Sin embargo, una vez realizado el pretratamiento, tanto las fracciones celulósicas como las hemicelulósicas pueden utilizarse en la producción de etanol 2G.

4.4.1 Bioetanol a partir de celulosa

Después de la etapa de pretratamiento, la celulosa de la biomasa está contenida en la fracción sólida resultante (Figura 4.11). Para que la glucosa presente en la celulosa sea liberada para la producción de etanol, es necesaria una etapa de hidrólisis de la celulosa, que puede realizarse mediante hidrólisis ácida (diluida o concentrada) o hidrólisis enzimática. La lignina resultante de este paso se

puede utilizar para la cogeneración de electricidad o en la generación de otros subproductos interesantes en el contexto de la biorrefinería, como se discutirá más adelante.

La hidrólisis ácida de la biomasa, a pesar de tener una alta eficiencia, es inusual porque cataliza la hidrólisis de los componentes de la biomasa de forma indiscriminada, además de realizarse a altas temperaturas y presiones, requiriendo equipos resistentes. Además, una gran cantidad de inhibidores de la etapa fermentativa se forman por la degradación de los componentes de la biomasa, incluida la glucosa, debido a la alta severidad del proceso. Entre los principales inhibidores podemos destacar furfural, hidroximetil furfural, ácido acético y compuestos fenólicos.

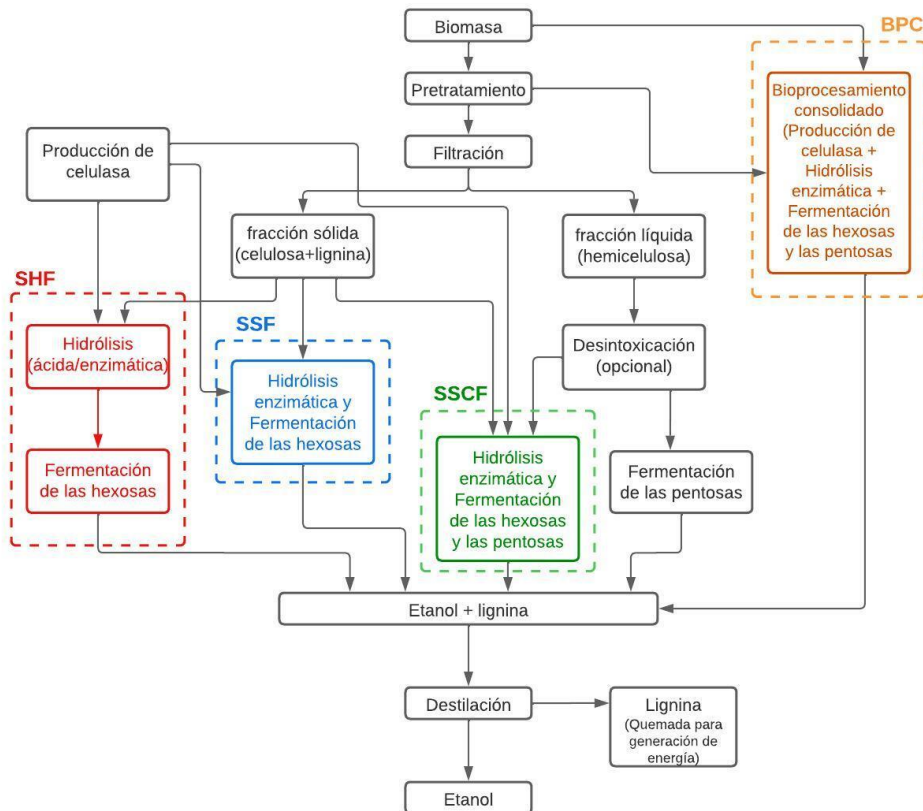


Figura 4.11. Diferentes rutas biotecnológicas para la producción de bioetanol a partir de fracciones celulósicas y hemicelulósicas de biomasa. Fuente: propia.

La hidrólisis enzimática es un proceso catalizado por enzimas, las cuales tienen alta selectividad y conversión, actuando directamente sobre los enlaces glucosídicos entre azúcares y no generando compuestos inhibidores. La hidrólisis se lleva a cabo por la acción de un complejo enzimático llamado celulasa, que está formado por endo y exoglucanasas y beta-glucosidasa, a temperaturas más suaves (alrededor de 50°C) y pH entre 4.5 y 6.0 (Ramos et al. al., 2022). A pesar de las grandes ventajas de esta tecnología, el costo del cóctel de enzimas y la inactivación de las enzimas por adsorción sobre la lignina de la biomasa son retos a superar industrialmente. Además, la acumulación de la glucosa formada inhibe la acción de las celulasas, lo que lleva al desarrollo de diferentes formas de llevar a

cabo el proceso. Los pasos de sacarificación (hidrólisis) y fermentación se pueden realizar utilizando diferentes configuraciones: hidrólisis y fermentación separadas (SHF), sacarificación y fermentación simultáneas (SSF), sacarificación y cofermentación simultáneas (SSCF) y bioprociamiento consolidado (CBP).

El SHF es un proceso de dos pasos, donde primero se sacarifica la biomasa, seguido de la fermentación de azúcar, por separado, lo que permite la operación en condiciones ideales en ambos pasos (temperatura y pH óptimos de las enzimas y levaduras), pero tiene un tiempo elevado de procesamiento, además de sufrir interferencia por la inhibición provocada por la glucosa formada en la etapa de sacarificación. Configuraciones como SSF y SSCF permiten la hidrólisis de polisacáridos junto con la fermentación de azúcares en el mismo reactor, siendo más ventajoso en comparación con SHF al reducir el tiempo de proceso y el número de reactores. Sin embargo, debido a las diferencias en las condiciones ideales de temperatura para la sacarificación (~50°C) y la fermentación alcohólica (~30°C), las levaduras termotolerantes, como *Kluyveromyces marxianus*, son muy deseables para su aplicación en estos procesos, ya que son capaces de realizar la fermentación en altas temperaturas. El bioprociamiento consolidado, a su vez, es una tecnología emergente en la que la producción de enzimas, la sacarificación de la biomasa y la fermentación tienen lugar en el mismo reactor, catalizada por un único microorganismo o complejo microbiano. Esta configuración reduce los costos de producción de etanol, evitando la compra o producción separada de enzimas, pero es menos eficiente en términos de rendimiento de etanol y requiere un mayor tiempo de fermentación, además de requerir un microorganismo recombinante capaz de secretar enzimas y fermentar los azúcares presentes en la biomasa simultáneamente y de manera eficiente (Chandel et al., 2021; Ramos et al., 2022).

Una vez liberada la glucosa presente en la celulosa, los demás pasos del proceso se siguen de la misma forma que el etanol 1G, ya que la levadura *S. cerevisiae* fermenta eficientemente las hexosas en etanol.

4.4.2 Bioetanol a partir de hemicelulosa

Después de realizar el pretratamiento de la biomasa, la hemicelulosa suele solubilizarse en la fracción líquida en forma de pentosa xilosa. Este hidrolizado rico en xilosa es una importante fuente de carbono para la producción de etanol, el cual se puede obtener según la Ecuación 14, cuyo rendimiento teórico es de 0.511 g_{etanol}/g_{xilosa}. Sin embargo, a pesar de que los azúcares fermentables se liberan en el paso de pretratamiento, la hemicelulosa todavía está subutilizada ya que la levadura *S. cerevisiae* no puede consumir xilosa de manera eficiente.



Una solución sería el uso de microorganismos que fermenten naturalmente la xilosa, como las levaduras *Sheffersomyces shehatae* y *Scheffersomyces stipitis*. A pesar de tener buenos rendimientos de etanol, estos microorganismos generalmente tienen una baja tolerancia al etanol producido y a los

inhibidores de los hidrolizados, lo que resulta en procesos lentos y de baja productividad. Una alternativa es la aplicación de la levadura *S. cerevisiae* en un proceso mediado por la enzima xilosa isomerasa. Esta enzima isomeriza la xilosa a xilulosa, que luego es consumida por la levadura y convertida en etanol en un proceso llamado isomerización y fermentación simultáneas (SIF). Sin embargo, a pesar de aprovechar las ventajas de la levadura *S. cerevisiae*, debido a las diferentes condiciones óptimas de temperatura y pH para la enzima y la levadura, además del alto costo de las enzimas, este proceso aún está en vías de lograr la viabilidad económica. En este sentido, un enfoque que ha sido ampliamente explorado en la literatura es el uso de microorganismos recombinantes, principalmente *S. cerevisiae*, modificados genéticamente para consumir xilosa. Estas levaduras tienen un alto rendimiento y productividad, pero su aplicación en países donde las leyes de bioseguridad son estrictas sigue siendo un desafío. La Tabla 4.4 proporciona una comparación de productividades y rendimientos de etanol utilizando estos tres enfoques.

Tabla 4.4. Comparación de la producción de etanol 2G a partir de xilosa utilizando levadura fermentadora de xilosa natural, proceso SIF mediado por la enzima xilosa isomerasa y levadura recombinante.

Fuente: propia.

Microorganismo	Desintoxicación	Rendimiento (g _{etanol} /g _{xilosa})	Productividad (g/L/h)	Referencia
<i>Scheffersomyces stipitidis</i>	Sí	0.22	0.12	Milessi et al., 2012
<i>S. cerevisiae</i> + xilosa isomerasa	No	0.34	2.0	Milessi et al., 2020a
Recombinante <i>S. cerevisiae</i>	No	0.38	5.7	Milessi et al., 2020b

4.4.3 Desafíos y perspectivas del etanol 2G

Considerando lo anterior, entre las principales dificultades tecnológicas para desarrollar un proceso industrial viable para la producción de etanol 2G se encuentran: el desarrollo de tratamientos eficientes compatibles con diferentes biomásas; desarrollo de procesos de detoxificación económica y ambientalmente viables para hidrolizados; desarrollo de nuevas enzimas y procesos para la obtención de enzimas a menor costo; tecnologías que permitan una integración eficiente de las etapas de hidratación y fermentación de la celulosa; desarrollo de nuevas cepas eficientes para la producción de enzimas hidrolíticas y el consumo de hexosas y pentosas; y el desarrollo de procesos para el aprovechamiento de la lignina y cogeneración de electricidad.

A pesar de los desafíos aún encontrados, la gran experiencia brasileña acumulada con el etanol 1G, además de la tradición del país con ese biocombustible y usinas sucroalcoholeras bien establecidas facilitan naturalmente inserción del etanol 2G en la matriz energética del país. Además, la posibilidad de integrar los procesos descritos con las plantas 1G existentes, conduce al uso racional de los recursos y es de suma importancia para el desarrollo sostenible. En el contexto de una economía

circular, se puede lograr una viabilidad económica del etanol 2G a través del desarrollo de biorrefinerías con procesos integrados, en las que, además del bioetanol, se produzcan otros productos de alto valor agregado.

5. Biorrefinerías e integración de procesos

Este capítulo presenta rutas bioquímicas para procesar biomasa para obtener biocombustibles de interés para la sociedad, sin embargo, como se explora en el resto de este libro, las rutas termoquímicas, como por ejemplo la gasificación y la combustión de biomasa, también tienen potencial de aplicación en el desarrollo sostenible de la sociedad. Sin embargo, vale la pena enfatizar que estas tecnologías no son excluyentes, por el contrario, la combinación de diferentes rutas de tecnologías de conversión de biomasa es un enfoque que puede ayudar a reducir los costos del proceso, además de aumentar la flexibilidad de la planta.

En este sentido, surge el concepto de biorrefinería, que consiste en una red de instalaciones que integra los procesos de conversión de biomasa para la producción de biocombustibles, energía y diferentes productos químicos (Cherubini, 2010), visando el aprovechamiento de la biomasa en su totalidad, con la menor generación de residuos posible. Es posible hacer un paralelismo entre las biorrefinerías y las refinerías de petróleo, pero mientras en las refinerías de petróleo aumenta la masa molar de los productos, en las biorrefinerías disminuye debido a la conversión de la biomasa en moléculas más simples. Además, en las biorrefinerías es necesario lidiar con el hecho de que la materia prima presentará cierta heterogeneidad, según la época del año y las precipitaciones, por ejemplo, este factor sumado a la necesidad de una combinación de procesos de distinta naturaleza (termoquímicos y bioquímicos) y la falta de madurez tecnológica de los procesos, justifican la existencia de pocas biorrefinerías operando a nivel mundial.

En general, las biorrefinerías pueden producir productos con alto valor agregado y en pequeñas cantidades. (*High Value Low Volume – HVLV*) y productos de bajo valor comercial y en gran cantidad (*Low Value High Volume – LVHV*), la elección de los productos a generar se basa generalmente en análisis técnico-económicos y ambientales de los procesos disponibles, buscando encontrar la canasta de productos con la mayor viabilidad y sustentabilidad. Sin embargo, en base a este concepto, podemos dividir las biorrefinerías en: Biorrefinerías para la producción de energía, donde la biomasa se utiliza principalmente para la producción de biocombustibles, energía y calor, y se comercializan pequeñas cantidades de bioproductos diferenciados para complementar los ingresos de la planta y lograr la viabilidad económica y Biorrefinerías para la obtención de bioproductos, donde la biomasa se utiliza principalmente en la producción de bioproductos (biomateriales, lubricantes, etc.) y los residuos del procesamiento de la biomasa se destinan a la generación de energía (Oliveira, 2016).

Sin embargo, con el avance de la biotecnología y la ingeniería de microorganismos que se convierten en verdaderas fábricas celulares, la gama de bioproductos obtenidos a partir de fracciones de biomasa (hemicelulosa, celulosa y lignina) ha ido aumentando sustancialmente, no solo limitándose a los biocombustibles sino también en importantes intermediarios químicos que pueden utilizarse en industrias químicas en sustitución de los convencionales de origen fósil, lo que pone de manifiesto la

importancia de las biorrefinerías y los procesos biotecnológicos desde el punto de vista medioambiental. Cuanto mayor es el grado de integración de una biorrefinería, más sostenible tiende a ser. Como lo demuestra Bonomi (2018), los procesos con un mayor nivel de integración y optimización tienden a generar menos gases de efecto invernadero, lo que permite incentivar el mercado de créditos de carbono.

En Brasil, podemos citar los casos de biorrefinerías de caña de azúcar existentes, que actualmente ya producen simultáneamente etanol, azúcar y energía a partir del bagazo de caña generado. Sin embargo, incentivos gubernamentales como RenovaBio han llevado al desarrollo de tecnologías para integrar procesos en biorrefinerías 1G existentes, con el fin de mejorar el uso de la caña de azúcar para generar nuevos productos diferenciados, como etanol 2G y ácidos orgánicos. Otra iniciativa interesante es el desarrollo de biorrefinerías integradas de caña de azúcar y soja, como lo demuestra Longati et al. (2020), donde se produce simultáneamente etanol y biodiesel 1G y 2G, siendo el etanol producido utilizado directamente como reactivo en la obtención de biodiesel. Sin embargo, los posibles modelos de biorrefinerías no se limitan a plantas de azúcar y etanol, también se proponen interesantes modelos a partir de microalgas, entre otros. Pero los estudios de factibilidad técnico-económica y ambiental son cruciales para el establecimiento de estas instalaciones y el direccionamiento de las inversiones en tecnología sostenible, en aspectos como la selección de la materia prima, el local de construcción de la planta y la cartera de productos (Furlan et al., 2013L).

Referencias

- Aguiar et al., Sugarcane Straw as a potential second generation feedstock for biorefinery and white biotechnology applications. *Biomass and Bioenergy*144 (2021) 105896
- Araújo, M.I.B.; Antunes Júnior, A.U.; Lima, F.S.L.; Silva Neto, J.M. Dimensionamento de Biodigestores Indiano para a cidade de Campina Grande. 5º Encontro Regional de Química & 4º Encontro Nacional de Química. *Blucher Chemistry Proceedings*, 3 (1), 2015.
- Baioni e Silva, G.; Manicardi, T.; Longati, A.A.; Lora, E.E.S.; Milessi, T.S. Parametric comparison of biodiesel transesterification processes using non-edible feedstocks: Castor vean and jatropa oils. *Biofuels, Bioproducts and Biorefining*, 2022. Doi: 10.1002/bbb.2364
- Bonomi, A., 2018. Disponível em https://fapesp.br/eventos/2018/BIOEN_09_08_2018/19-APRESEN-TACAO_ANTONIO_BONOMI.pdf. Acesso em 23 de maio 2022.
- Chandel, A.K.; Forte, M.B.S.; Gonçalves, I.S.; Milessi, T.S.; Arruda, P.V.; Carvalho, W.; Mussatto, S. Brazilian biorefineries from second generation biomass: critical insights from industry and future perspectives. *Biofuels, Bioproducts and Biorefining*, 2021. DOI: 10.1002/bbb.2234
- Changmai, B.; Vanlalveni, C.; Ingle, A.P.; Bhagat, R.; Rokhum, S.L. Widely used catalysts in biodiesel production: a review. *RSC Adv* 10(68):41625–41679. Available: (2020). <http://xlink.rsc.org/?DOI=D0RA07931F>
- Cherubini, F. (2010) The biorefinery concept: Using biomass instead of oil for producing energy and chemicals. *Energy Conversion and Management*, 51: 1412–1421.

- Chozhavendhan, S., Karthiga Devi, G., Bharathiraja, B., Praveen Kumar, R., Elavazhagan, S. (2020). Assessment of crude glycerol utilization for sustainable development of biorefineries. Refining biomass residues for sustainable energy and bioproducts. Elsevier. Available from <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-818996-2.00009-0>.
- Coelho, P., Biodigestores Contínuos e de Batelada: Funcionamento e Vantagens, 2012. Disponível em <https://www.engquimicasantosp.com.br/2012/07/biodigestores.html>. Acesso em 23 de maio 2022.
- Embrapa Agroenergia, Processo de produção de biodiesel por rota supercrítica, 2011. Disponível em <https://www.biodieselbr.com/noticias/colonistas/convidado/processo-producao-biodiesel-rota-supercritica-010211>. Acesso em 23 de maio 2022.
- Furlan et al., Retro-Techno-Economic Analysis: Using (Bio)Process Systems Engineering Tools To Attain Process Target Values. DOI: 10.1021/acs.iecr.6b01757, 2016
- Gazeta Mercantil, 2007. Cana rende 7 vezes mais que o milho no balanço energético. Disponível em: https://www.agrolink.com.br/noticias/cana-rende-7-vezes-mais-que-o-milho-no-balanco-energetico_55353.html. Acesso: 23/05/2022.
- Governo do Estado de São Paulo <https://www.infraestruturameioambiente.sp.gov.br/etanol-verde/saiba-mais/o-setor-sucroenergetico/>
- Helwari, Z.; Othman, M.R.; Aziz, N.; Fernando, W.J.N.; Kim, J. Technologies for production of biodiesel focusing on green catalytic techniques: A review. Fuel Processing Technology, Volume 90, Issue 12, December 2009, Pages 1502-1514
- Longati, A.A.; Batista, G.; Cruz, A.J.G. Brazilian integrated sugarcane-soybean biorefinery: Trends and opportunities. Current Opinion in Green and Sustainable Chemistry, 26:100400, 2020.
- Milessi, T.S.; Antunes, F.A.F.; Chandel, A.K.; Silva, S.S. Rice bran extract: an inexpensive nitrogen source for the production of 2G ethanol from sugarcane bagasse hydrolysate. 3 Biotech, 2012. DOI 10.1007/s13205-012-0098-9
- Milessi, T.S.; Perez, C.L.; Zangirolami, T.C.; Corradini, F.A.S.; Sandri, J.P.; Foulquié-Moreno, M.R.; Giordano, R.C.; Thevelein, J.M.; Giordano, R.L.C. Repeated batches as a strategy for high 2G ethanol production from undetoxified hemicellulose hydrolysate using immobilized cells of recombinant *Saccharomyces cerevisiae* in a fixed bed reactor. Biotechnology for Biofuels, 13:85, 2020a
- Milessi, T.S.; Silva, C.R.; Moraes, G.S.; Aquino, P.M.; Giordano, R.C.; Giordano, R.L.C.; Zangirolami, T.C. Continuous 2G ethanol production from xylose in a fixed bed reactor by native *Saccharomyces cerevisiae* strain through simultaneous isomerization and fermentation. Cellulose, 2020b. <https://doi.org/10.1007/s10570-020-03108-7>
- Milessi, T.S.; Tabuchi, S.C.T.; Esteves, T.D.; Hirata, D.B.; Capaz, R.S.; Mendes, A.A. Biodiesel production in oil biorefinery and by-products utilization., 2021. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-823531-7.00010-X>
- Milessi, T.S.S. Imobilização de células de *Scheffersomyces stipitis* para obtenção de etanol de segunda geração em biorreator STR tipo cesta. Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo, 2012.

- Oliveira, B.C. Complexidade em Biorrefinarias. Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2016. Disponível em <http://www.tpqb.eq.ufrj.br/download/complexidade-em-biorrefinarias.pdf>
- Pereira, C.M.P.; Hobuss, C.B.; Maciel, J.V.; Ferreira, L.R.; Del Pino, F.B.; Mesko, M.F. Biodiesel renovável derivado de microalgas: avanços e perspectivas tecnológicas. *Química Nova*, 35, 2013-2018, 2012.
- Ramos L.P., Silva F.R., Mangrich A.S., Cordeiro C.S., 2011. Tecnologias de Produção de Biodiesel. *Revista Virtual de Química* 3, 385-405.
- Ramos, L.P.; Kothe, V.; César-Oliveira, M.A.F.; Muniz-Wypych, A.S.; Nakagaki, S.; Krieger, N.; Wypych, F.; Cordeiro, C.S. Biodiesel: Matérias-Primas, Tecnologias de Produção e Propriedades Combustíveis. *Revista Virtual de Química* 9, 317-369, 2016.
- Ramos, M.D.N.; Milessi, T.S.; Candido, R.G.; Mendes, A.A.; Aguiar, A. Enzymatic catalysis as a tool in biofuels production in Brazil: Current status and perspectives. *Energy for Sustainable Development*, 68, 103-119, 2022.
- Resolução ANP nº 45 2014, www.anp.gov.br
- Rohstoffe, Guia prático do Biogás, geração e utilização. 2010
- Salomon, K.R. Avaliação Técnico-Econômica e Ambiental da Utilização do Biogás Proveniente da Biodigestão da Vinhaça em Tecnologias para Geração de Eletricidade. Tese de doutorado em Engenharia Mecânica Universidade Federal de Itajubá, 2007.
- Santori, G., Di Nicola, G., Moglie, M., & Polonara, F. (2012). A review analyzing the industrial biodiesel production practice starting from vegetable oil refining. *Applied Energy*, 92, 109-132.
- Schmidell, W.; Lima, U. A.; Aquarone, E.; Borzani, W. *Biotechnology Industrial*. 1. ed. São Paulo -SP: Editora Edgard Blücher, 2001. v. 2. 541 p.
- Singh, D., Sharma, D., Soni, S. L., Sharma, S., & Kumari, D. (2019). Chemical compositions, properties and standards for different generation biodiesels: A review. *Fuel*, 253, 60-71.
- Singh, D., Sharma, D., Soni, S. L., Sharma, S., Kumar Sharma, P., & Jhalani, A. (2020). A review on feedstocks, production processes, and yield for different generations of biodiesel. *Fuel*. Available from <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.116553>.



Capítulo V, 2023. Pp 156-230. En: *Conversión energética de la biomasa: bases para su aprovechamiento. Guía científico-técnica.* ISBN 978-84-15413-60-8. Red Iberoamericana de Tecnologías de Biomasa y Bioenergía Rural. Ediciones CYTED.



V. Conversión termoquímica: combustión y gasificación

Diego Yepes Maya

*Núcleo de Excelencia en Generación Termoeléctrica y Distribuida, Instituto de Ingeniería Mecánica,
Universidad Federal de Itajubá, Av BPS 1303, CP50, 37500-903, Itajubá-MG, Brasil,
diegoyepes@unifei.edu.br*

Resumen. En este capítulo se presentan y discuten algunos aspectos de mayor importancia en procesos de conversión termoquímica. Son abordados aquí aspectos de combustión, sus principales características y equipos de mejor desempeño en la actualidad. De la misma forma, se presentan los principios básicos de gasificación de biomasa en reactores de pequeño porte y finalmente son ejemplificados caso de estudio en planta piloto de gasificación de biomasa en reactores de lecho fijo y ejemplos de modelado y simulación del proceso de gasificación con el objetivo de ofrecer información para ayudar en la tomada de decisiones sobre diseño de reactores. Experiencias diversas son discutidas a partir del recorrido del grupo de investigación NEST de la Universidad Federal de Itajubá, MG. Brasil.

1. Introducción

1.1. Conversión energética de la biomasa

Hasta el momento apenas se conoce la biomasa en términos macro y microscópicos en cuanto a sus contenidos de lignina, celulosa y hemicelulosa. Se sabe que son cadenas complejas difíciles de romper que requieren un pre-tratamiento de la materia para poder tratarla.

La valoración energética es una secuencia de pasos que se debe adoptar y seguir, respondiendo preguntas tales como ¿cuáles son los tratamientos que se deben hacer?, ¿cuáles son las operaciones para valorarla? Hay que identificar si esa biomasa puede ser útil, ver cuáles son sus necesidades de preparación (Figura 5.1). Cuando no basta o no es suficiente pensar en una biomasa potencialmente aprovechable para energía porque es mucha o porque son 3 o 4 t/ha, es necesario estudiar si es fácil de eliminar o no. Sabiendo que puede tener celulosa, lignina, hemicelulosa hay que analizar cuál es el tiempo de degradación de esa biomasa, porque muchas veces si se busca una valoración energética puede ser que el primer tratamiento que se tenga que hacer sea el secado de la biomasa para poder transportarla, triturarla y analizar específicamente en laboratorio que contiene.

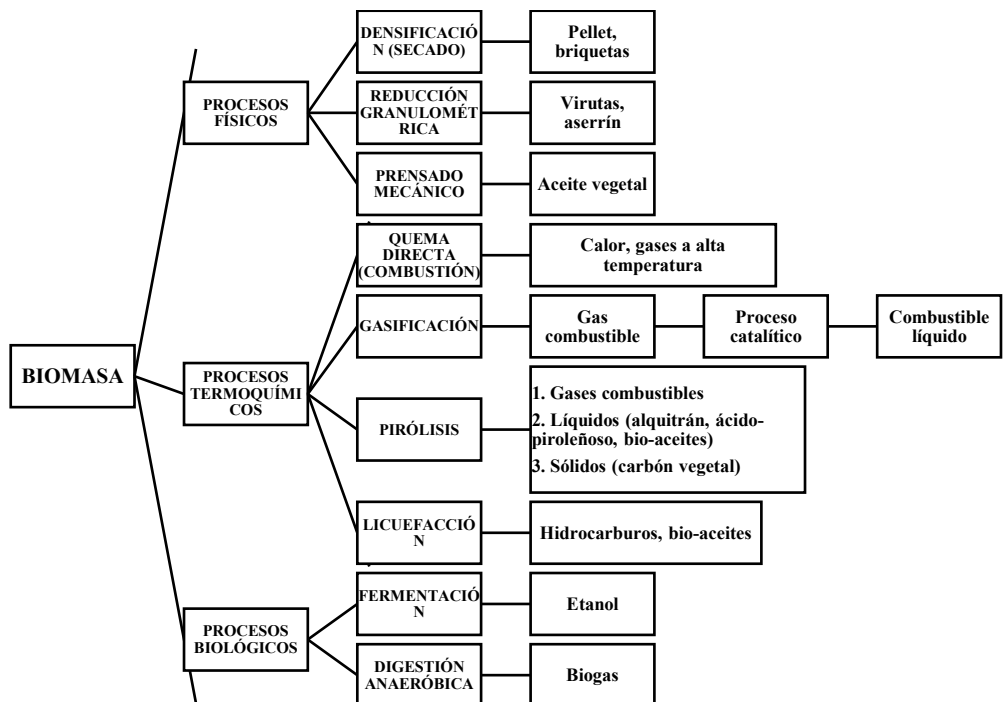


Figura 5.1. Rutas de transformación de la biomasa. Fuente: elaboración propia

Un caso de estudio del grupo NEST- UNIFEI fue sobre los residuos de la industria floral. En el momento en el que las flores son cortadas comienzan a marchitarse y para poder valorar energéticamente los residuos derivados de esta actividad, es necesario secarlos casi de inmediato. Por lo tanto, una de las propuestas que se hicieron fue establecer rutas de secado, pero se presentó como inconveniente que los residuos generados eran de 3 a 7 t/ha dado que se exporta como flores de corte solo las flores y los tallos, el resto todo es biomasa residual que necesita ser tratada. Se entiende como tratamiento a las operaciones para determinar si esa biomasa puede ser aprovechable (valorada) o definitivamente tiene que ser

eliminada por otro método, así como también a las operaciones necesarias para preservarla, las cuales hay que establecer, si es que tiene contenido energético interesante. Luego la valoración va como siguiente paso, ¿cuál es la finalidad útil de esas 3, 10 o 15 t/ha de biomasa?, ¿podría tener una finalidad útil o mejor se descarta para realizar un compostaje o una quema directa con el único objetivo de desaparecer o reducir su granulometría? No por el hecho de que la biomasa sea abundante en el proceso o subproceso productivo significa que se va a aprovechar energéticamente, hay que establecer una finalidad útil para ello. Si la operación no genera un beneficio, el próximo paso es establecer una degradación controlada transformando esa materia orgánica en una enmienda del suelo, proceso más adecuado cuando la biomasa tiene bajo poder calorífico, alto contenido de humedad o un índice de degradación muy alto como el caso de la floricultura. La ruta lógica que toman los cultivos de flores industrializados es utilizar esa biomasa como compost devolviendo parte de esa materia orgánica, como por ejemplo residuos de jardín, parque, residuos de alimentos, cocinas comunales, plazas de mercado, estiércol, etc. Nuevamente, no porque la biomasa residual sea abundante se piensa en un aprovechamiento energético o en un tratamiento termoquímico, esta aclaración es necesaria antes de pasar a la etapa de laboratorio.

La biomasa tiene la característica de ser extremadamente heterogénea. Se encuentran residuos de todo los tamaños y tipos, como tallos, palitos y ramas grandes. Es dispersa como los residuos de caña; puede ser extremadamente liviana como los residuos de maíz; es extremadamente amorfa como los residuos de frijol y se encuentra de todas las formas posibles e imaginables como los residuos forestales. Lo primero que se hace en campo es intentar coleccionar esa biomasa, quebrarla, hacer un pre-tratamiento de molienda y colocarla en sacos para preservarla y evitar que se pudra. Estos tratamientos de corte y preservación son únicamente para llegar al laboratorio donde se estudiará si tiene un potencial energético o hacer una valoración energética. Mucha de la biomasa potencialmente utilizable que se analiza con fines bioenergéticos acaba como compost, debido a su degradación extremadamente rápida, un contenido de humedad muy alto, debido a que es muy costoso económicamente secarla, porque es muy abundante y se necesitarían patios de secados inmensos para poder procesarla de alguna manera, o porque técnicamente es inviable dadas las condiciones del terreno o los costos de transporte para transportarla a un lugar medio donde se pueda hacer una colecta. Por esto es que algunas biomásas acaban regresando al suelo en forma de enmienda y aporte orgánico, y no todas son tratadas como precursor o combustible para aprovechamiento energético. Transportar la biomasa y aplicar un tratamiento para conocer sus características y analizarla requiere de mayor trabajo, por lo cual mucha de ella termina en campos sin ningún aprovechamiento energético porque son inviables. Es por ello que se hace una valoración energética previa, estableciendo cuál sería el posible uso y estudiando el tiempo de degradación en campo, el comportamiento con la humedad y con el viento, lo que ocurre cuando se seca en campo, si se quiebra no, etc.

Para los ensayos de caracterización energética de la biomasa se utiliza una bomba calorimétrica, analizadores elementales, una balanza termogravimétrica y un horno de secado. Generalmente cuando se dispone de una determinada biomasa y se quiere decidir la mejor ruta para su transformación, los primeros procesos a utilizar serían de transformación física, para adecuar la biomasa para un uso energético posterior.

Así, se mejoran sus condiciones y de alguna manera eleva el poder calorífico o la disponibilidad energética bruta, y para esto se suele densificar o secar. Esta metodología de uso es la más tradicional que se emplea y se ha empleado con la biomasa: secarla para poder quemarla. Además, es necesario reducirla para poder transportarla, por ejemplo, para aprovechar los residuos de la industria maderera como virutas y aserrines. También se pueden aplicar procesos extractivos, por ejemplo, para la biomasa oleaginosas, a fin de poder obtener biodiesel.

Luego hay dos grandes rutas de transformación energética: aquella que involucra procesos termoquímicos y la que involucra procesos biológicos. Dentro de los procesos termoquímicos se encuentra el más tradicional que es la quema directa o combustión, mediante la cual se produce calor o se quema la biomasa en una caldera para producir vapor, siendo el calor el producto principal. El segundo proceso es la gasificación, con la cual se pueden obtener gases combustibles con bajo, medio o alto poder calorífico dependiendo del agente de gasificación. También se pueden realizar procesos catalíticos a partir de los gases obtenidos o producir combustibles líquidos. El objetivo de la gasificación es producir un gas combustible que se puede almacenar o licuar, no la producción directa de calor. La tercera posibilidad dentro de los procesos termoquímicos es la pirólisis, que también produce gases combustibles (más pobres y sucios debido a las temperaturas) y líquidos como alquitranes, líquidos ácidos o bio-aceites. Hoy en día la industria de producción de bio-aceites para mejorar los suelos es muy dinámica, sintetizando compuestos a partir de derivados de esos bio-aceites. Inclusive procesos degradativos de la pirólisis terminan en carbonización o torrefacción, que finalmente mejora la densidad energética del combustible. Entonces es posible aumentar la densidad energética del combustible por un proceso físico o por un proceso químico como la pirólisis y finalizar la transformación allí o generar hidrocarburos líquidos o bio-aceites a partir de procesos termoquímicos, abriendo la posibilidad para otros biocombustibles líquidos no solo etanol y biodiesel.

En cuanto a la ruta de los procesos biológicos se menciona la fermentación y digestión anaeróbica. La primera para producir bioetanol y la segunda para producir biogás. Ambas son aplicaciones ya maduras con tecnologías que han avanzado bastante, por ejemplo la producción de biogás a partir de excretas y aguas residuales y la producción de etanol de primera, segunda, tercera y hasta cuarta generación dependiendo del tipo de materia prima que está siendo utilizada (si las materias primas son exclusivas para producir etanol entonces se habla de primera generación, en cambio para la producción de etanol de segunda, tercera y cuarta generación se puede utilizar biomasa residual). Para la producción de biogás siempre se habla de biomasa residual, a pesar de que hace poco el grupo de investigación NEST- UNIFEI participó de un estudio en el que un alumno de maestría buscaba intensificar la producción de biogás de excretas de puerco en una granja y estaba buscando métodos para intensificar la producción de biogás con otras biomasa residuales y permitió abrir la posibilidad para responder la pregunta: ¿Cuál ruta seguir?.

Si se parte de azúcares, se pueden obtener biocombustibles ya sea por la ruta bioquímica o por la ruta fermentativa. Mientras que, si se hace desde aceites vegetales, a través de hidrotratamientos se obtiene diésel renovable, o si se realiza por medio de transesterificación se obtiene biodiésel. La producción de biocombustibles a partir de biomasa lignocelulósica, se puede efectuar a través de los tratamientos como la hidrólisis, la pirólisis y la gasificación. Interesa en este capítulo el tratamiento de

la biomasa lignocelulósica y específicamente la gasificación, combustión y pirólisis, todo lo cual se engloba bajo el concepto de aprovechamiento termoquímico de la biomasa.

Una vez que se caracteriza la biomasa y se define qué ruta emplear para aprovecharla energéticamente, desde los procesos de conversión térmica existen, entonces, tres posibles rutas: 1) Combustión, 2) Gasificación y 3) Pirólisis. La combustión se refiere a la producción de calor como producto principal con condiciones de exceso de aire y es una forma fácil de aprovechar la biomasa. El calor originado se puede utilizar en diferentes procesos, como aumentar la temperatura en una habitación (uno de sus primeros usos). La gasificación por su parte, es un proceso que ocurre en ausencia parcial de aire, menos del necesario para que exista una combustión completa o una combustión estequiométrica. Los productos de este proceso son gaseosos, siendo combustibles con contenido significativo de monóxido de carbono e hidrógeno principalmente. Por último, la pirólisis de forma simplificada consta de una serie de tratamientos en ausencia de aire para la producción principalmente de líquidos. Según se trabaje en condiciones secas o húmedas, y dependiendo de la temperatura, presión, tiempo de residencia y velocidad de calentamiento, se obtendrán productos distintos.

En la Tabla 5.1, se describen los principales aspectos de estos tres procesos que luego se mencionan a continuación.

Tabla 5.1. Características de los tres procesos termoquímicos principales para aprovechamiento energético de biomasa. Sarmiento et al. (2015) y Yepes Maya et al. (2014, 2016)

	Combustión	Gasificación	Pirólisis
Principales productos	Calor, productos de combustión	Gas combustible, calor	Aceite, gas y carbón
Balance de energía	Exotérmica	Autotérmico	Alotérmico
Conversión de carbono	99%	80-95%	75% (rendimiento de bio-aceite)
Componentes principales de los productos	CO ₂ , H ₂ O, N ₂	CO, H ₂ , CH ₄ , CO ₂ , H ₂ O, N ₂ , Alquitrán	Bioaceites, alquitrán, CO, H ₂ , CH ₄ , CO ₂ , H ₂ O, carbón
Estequiometría del oxígeno (ER)	>1; 1,3 para combustibles sólidos	0<ER<1	0
Reactividad física del producto principal	Inerte	Combustible, estable	Combustible, reactivo
Apariencia física	Gas	Gas	Sólido, líquido, gas
Poder calorífico superior (MJ/kg)	0	5-20	16-19

- Combustión

La combustión es la primera técnica para transformar la biomasa y producir calor a partir de ella. El ser humano como especie fue dominando su técnica y a partir de ello se ve, hoy en día, la importancia del aprovechamiento de la biomasa como fuente energética.

Los productos dominantes de la combustión son calor y otros productos que dependen del tipo de biomasa y la proporción de los reactivos, y pueden ser altamente contaminantes, como el CO₂, N₂, NO_x y SO_x. El balance de energía de este proceso es prácticamente exotérmico, y la naturaleza de los compuestos de combustión son CO₂, H₂O y N₂ dependiendo la especie. La conversión de carbono

cuando se trabaja en combustión es casi del 100%. Esa fracción faltante corresponde a las cenizas. Para que exista el proceso de combustión completa la relación de biomasa y aire debe ser por lo menos equivalente a 1, recomendándose exceso de aire para combustibles sólidos.

Aparte del calor, producto principal, se generan cenizas o material ya carbonizado, las cuales son prácticamente inertes. Los productos de la combustión tienen apariencia física de gas que, por momentos, dependiendo de las etapas de combustión, son incoloros y a veces no, contando también con olor y sabor. Negativamente, el poder calorífico de los productos de la combustión es cero, lo único que se puede aprovechar durante o a posteriori de un proceso de combustión es el calor, por ello se considera el producto principal.

- Gasificación

En gasificación el producto principal además de calor es un gas combustible que generalmente tiene o se pretende que tenga alto contenido de monóxido de carbono, hidrógeno y metano (CO , H_2 , CH_4), porque son gases con alto poder combustible y un poder calorífico relativamente alto. Además, es posible que durante la gasificación exista formación de CO_2 y siempre hay formación de vapor de agua (H_2O) -dependiendo de la naturaleza de la biomasa- y también de nitrógeno (N_2). En su gran mayoría el proceso es autotérmico, lo cual significa que la propia biomasa consigue entregar la energía necesaria para que el proceso ocurra sin necesitar una fuente externa. Sin embargo, debe considerarse que existe un balance entre los fenómenos de combustión y los fenómenos propios de la gasificación que ocurren en el reactor. La conversión de carbono oscila entre 80-95%. La estequiometría de la relación de aire en la gasificación debe ser menor a 1. En cuanto a la reactividad del producto gaseoso principal, el mismo es combustible y es estable bajo ciertas condiciones de temperatura y humedad. De apariencia el producto es gaseoso, en su mayoría incoloro y en algunos momentos dependiendo de la etapa del proceso, puede presentarse una turbiedad relativa. El poder calorífico del producto generalmente varía entre 5 MJ/kg a 20 MJ/kg y depende de la naturaleza de la biomasa, del tipo de reactivo que se vaya a utilizar, de las condiciones generalizadas del proceso y del reactor, dado que algunos reactores favorecen ciertos fenómenos de gasificación más que otros.

- Pirólisis

En la pirólisis el producto principal es aceite, una fracción gaseosa con un aspecto bastante turbio, y carbón. El balance energético es alotérmico, es decir que necesita una fuente externa o adicional de energía para que el proceso ocurra, y en la gran mayoría necesita de procesos hidrotérmicos de la biomasa. En términos de conversión de carbono los rendimientos de bioaceites es aproximadamente 75%. Los componentes principales de los productos son bioaceites, alquitrán y una fracción combustible similar a la de gasificación en donde se pueden encontrar productos como monóxido de carbono, hidrógeno, metano, CO_2 y vapor de agua (en algunos casos donde ocurre en ausencia de aire y dependiendo de la naturaleza de la biomasa). Es importante destacar que la pirólisis de biomasa es mucho más tolerante a la humedad que la gasificación y la combustión. El producto principal es un combustible sólido, líquido y/o gaseoso dependiendo de la naturaleza de la biomasa, y son reactivos y combustibles y tienen un poder calorífico entre 16 MJ/kg y 20 MJ/kg.

La distribución energética en términos de la disponibilidad de energía de los productos gaseosos obtenidos por conversión termoquímica de la biomasa en atmósfera de aire se puede ver en la Figura

5.2. La zona donde la relación de equivalencia es 1, corresponde a la etapa de combustión, siendo para el lado izquierdo el área que se podría llamar de gasificación. Un aspecto interesante del gráfico es que la curva de exergía química del gas producido alcanza su pico máximo en la gasificación, obteniendo una mayor disponibilidad química en términos de combustible gaseoso por medio de este proceso. La exergía es una magnitud termodinámica que indica el máximo trabajo teórico que se puede alcanzar por la interacción espontánea entre el sistema cerrado y el entorno. Informa de la utilidad potencial del sistema como fuente de trabajo.

También se observa que la exergía química del gas decrece conforme aumenta la relación de equivalencia, mientras que la exergía física del gas o de la materia sólida, en este caso ya en su etapa gaseosa, aumenta debido a que cuando la relación de equivalencia aumenta, se corre el riesgo de que el proceso de gasificación se transforme en combustión y esto hace que parte de la biomasa, así como gases combustibles, entren rápidamente en combustión. Este fenómeno puede ocasionar explosiones espontáneas durante el proceso.

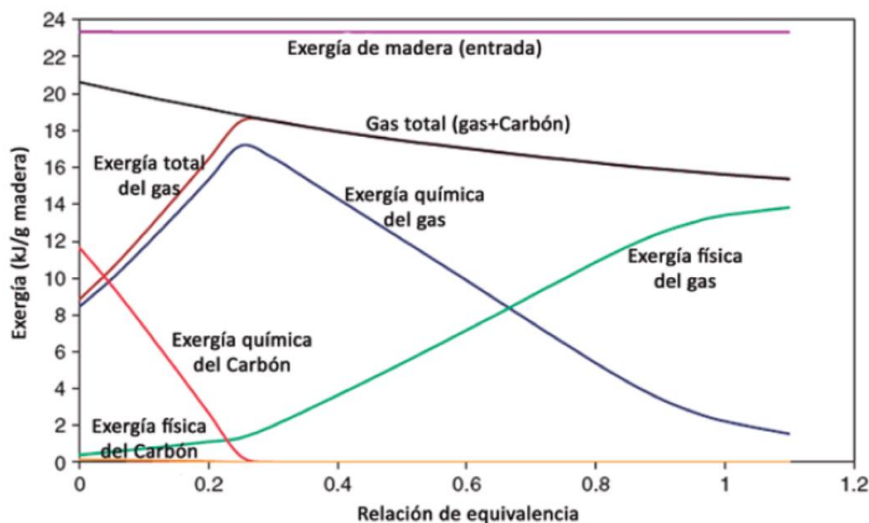
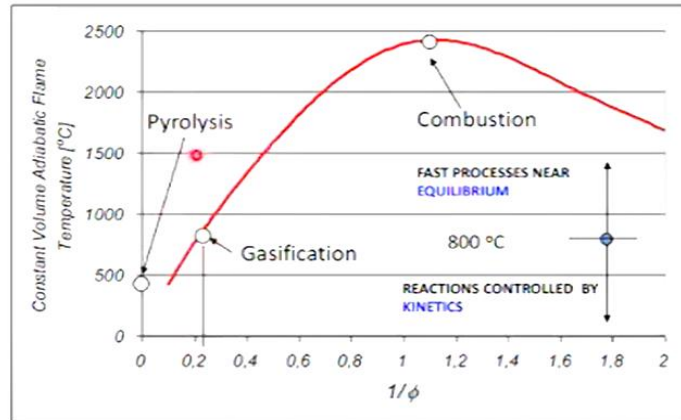


Figura 5.2. Distribución de la exergía entre productos gaseosos y el coque durante la conversión termoquímica de la biomasa en atmósfera de aire (Andrade e Silva Lora, 2009)

En el gráfico de temperatura adiabática de llama en función de la relación de equivalencia (Figura 5.3), que es la cantidad de reactivos necesarios para que exista el fenómeno (no necesariamente solo es aire), se observa que entre los valores 0,25 y 0,45 de relación de equivalencia existe el proceso de gasificación, obteniendo altas temperaturas adiabáticas de llama en esta región, ya en combustión se ve que las temperaturas adiabáticas son mayores. Hay varios aspectos a tener en cuenta, uno de ellos por ejemplo es la decisión del usuario de qué hacer con la biomasa, de definir el proceso que se necesita dependiendo si hay una demanda energética o no. En la Figura 5.3 se ven los tres escenarios termoquímicos, elección que depende mucho de la naturaleza del producto, de la madurez de la tecnología y demanda energética posterior.



Combustion > 1500 °C, Gasification 600 – 1400 °C, Fast Pyrolysis 350 – 600 °C, Torrefaction 220 – 300 °C

Figura 5.3 Temperatura adiabática de llama versus radio equivalente (ϕ) (Basu, 2013)

2. Combustión

2.1. Fundamentos de la combustión

Cuando analizamos combustión interesa saber a qué temperatura se tiene mayor reducción de la fracción másica, y la temperatura a la cual esa fracción en masa se termina consumiendo (Figura 5.4).

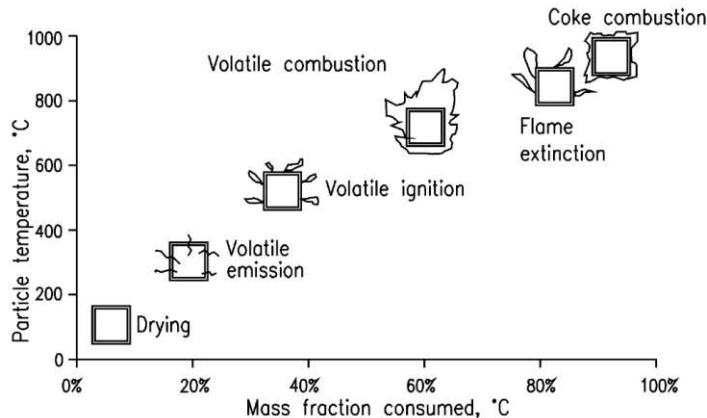


Figura 5.4. Etapas de la combustión de madera (Silva Lora et al., 2012)

En la Figura 5.4 se observa la temperatura de la partícula y en qué momento ocurren los diferentes estados de la degradación de la materia, esto mismo es lo que ocurre en la balanza termogravimétrica, donde se analiza la composición del material (carbono fijo, cenizas, etc.).

Para el proceso de combustión de la madera (Figura 5.5), se analiza la biomasa en su composición elemental y su contenido de humedad. Para que exista este proceso se requiere una fracción de aire determinada que permita la formación de los productos de la combustión, generalmente gas, alquitrán, vapor de agua, CO_2 y en el momento en el que las partículas de biomasa se están degradando por acción del aumento de la temperatura y la presencia de aire, se forman productos secundarios como

el coque. En la Figura 5.5 se muestran las temperaturas propias de formación de los productos y las especies que se van formando durante el fenómeno de la combustión. A bajas temperaturas existe gasificación de carbono, por lo que la gasificación, la combustión y la pirólisis siempre van de la mano. Estos tres mecanismos para transformación de biomasa siempre ocurren juntos.

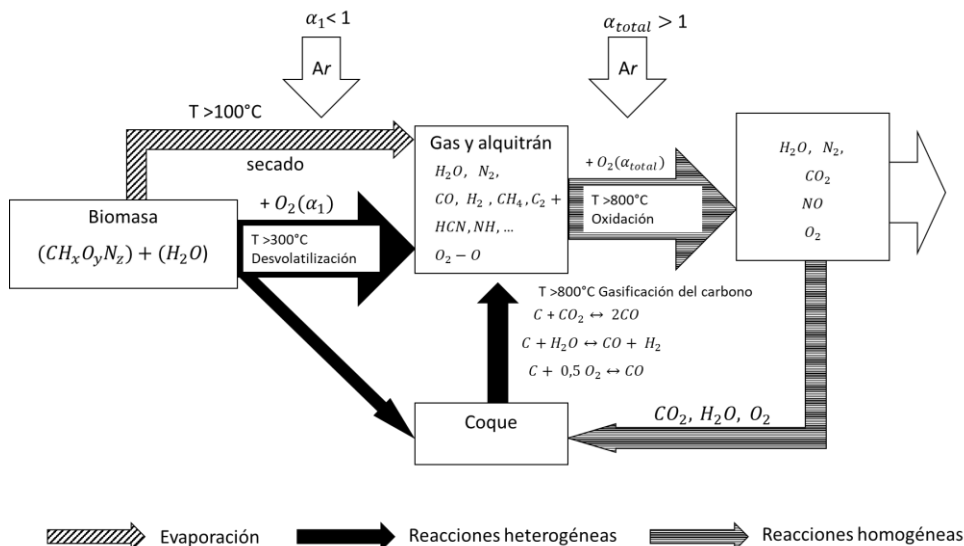
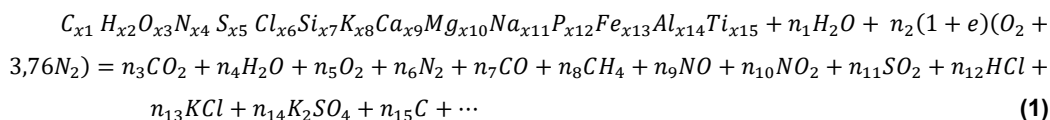


Figura 5.5. Temperaturas de formación de diferentes productos. Basu (2013)

Entonces, por ejemplo, el carbono reacciona con el CO₂ para formar CO, y también con el vapor de agua para formar CO e H₂, y con el oxígeno para formar CO nuevamente durante la formación del coque por acción del calor y de las subespecies que están presentes en el reactor. Más adelante se verá por qué es importante el aire en la combustión, estudiar las temperaturas de combustión e intensificar los productos de la composición. En la Figura 5.5 también se pueden observar los productos básicos de la combustión, los cuales se forman mejor a altas temperaturas.



La Ecuación 1 refleja la ecuación global de la combustión de biomasa con aire. En ella se identifica la biomasa (CHONS), con todos los demás elementos que puede tener y su humedad (H₂O) para un proceso de gasificación con aire atmosférico (O₂, N₂). Esta humedad es intrínseca, es decir de equilibrio con el ambiente. La formación de productos principales son CO₂, H₂O y una cantidad de especies que van a depender de la naturaleza de la biomasa, pudiendo encontrar también metano y contaminantes, dependiendo lógicamente de la naturaleza de la combustión y del exceso de aire. Una cosa es la combustión perfecta de la biomasa y otra cosa es la combustión de biomasa con exceso de aire. Este es importante para que todos los elementos combustibles presentes en la biomasa entreguen su

máximo poder calorífico, por esto la reacción es 100% exotérmica. Lo que se busca es que el combustible en formato sólido entregue su mayor fracción energética cuando es quemado por completo.

Otra finalidad de la combustión muy usada hoy en día, es la reducción y degradación de la materia, por ejemplo, de rellenos sanitarios, tratamientos de residuos sólidos urbanos y residuos peligrosos. En la Tabla 5.2 se ven algunos ejemplos de valores de los coeficientes necesarios en la ecuación global para cáscara de arroz y paja de arroz.

Tabla 5.2. Coeficientes de composición de paja y cáscaras de arroz. Basu (2013)

Elemento	Coeficiente	Paja de arroz	Cáscara de arroz
C	x_1	3,2072	0,77
H	x_2	5,1973	0,86
O	x_3	2,8148	1,09
N	x_4	0,0625	1,45
S	x_5	0,0057	9,50
Cl	x_6	0,01645	55,00
Si	x_7	0,5000	87,72
K	x_8	0,0592	8,84
Ca	x_9	0,0141	0,42
Mg	x_{10}	0,0135	0,66
Na	x_{11}	0,0079	39,50
P	x_{12}	0,0086	7,17
Fe	x_{13}	0,0029	4,14
Al	x_{14}	0,0073	9,13
Ti	x_{15}	0,0004	2,00

2.2. Hornos de combustión

Actualmente existen muchas tecnologías de hornos o quemadores de biomasa (Figura 5.6), para combustión pulverizada, combustión de lecho fijo, combustión en parrillas móviles, parrillas de alimentación inferior o lateral y tecnologías que han avanzado mucho, como lo es el lecho fluidizado burbujeante o lecho fluidizado circulante. La tecnología de lecho fluidizado es heredada de la combustión de carbono, y hoy en día la utilizan muchas de las plantas térmicas que queman carbón.

El lecho fijo es conocido como la tecnología de quema en parrilla, que básicamente es parecido a una chimenea. Se deposita la biomasa a quemar encima de la parrilla y esta produce calor y libera sus gases de escape hacia un conducto superior. En la literatura se puede encontrar el lecho fijo como de lecho móvil, porque la biomasa se degrada en la parrilla, reduciendo su tamaño y masa a lo largo del tiempo, y si se toma el lecho como la biomasa empacada, este se iría degradando y moviéndose hacia abajo.

Luego se encuentra el lecho burbujeante, en el cual las partículas de material son menores y muy propicias para ser quemadas en este tipo de lecho. Se utiliza como reactivo el aire, el vapor de agua o el oxígeno para poner las partículas en suspensión y esto facilita la entrega de energía del material,

la combustión y el tiempo de residencia. La partícula se demora menos en entregar energía. Cuanto más pequeña es la partícula, menos tarda en liberar su energía disponible para el proceso. En esta tecnología hay un fenómeno de fluidización muy bien estudiado.

En el reactor de lecho fluidizado circulante, parte de las partículas que se van volviendo más livianas tienden a escaparse en las corrientes de los gases entonces se provoca un formato de ciclón, para intentar retornar al reactor para que se complete su combustión y así entregar la energía suficiente para el proceso y se posibilite la quema completa.

Existe también la quema de combustible pulverizado, que se conoce como transporte neumático, es decir que es un proceso en el que la partícula desde que entra al proceso comienza a degradarse hasta que sale del reactor, entregando su energía al proceso.

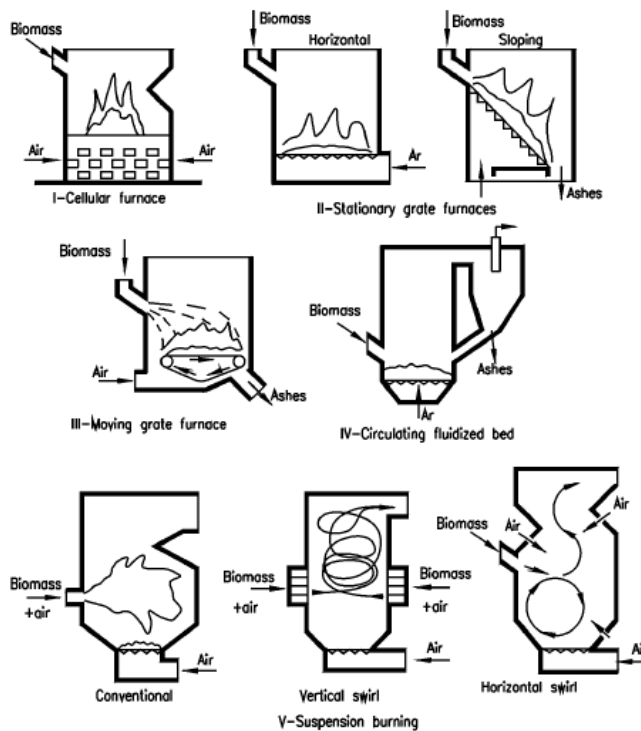


Figura 5.6. Configuraciones de hornos o quemadores de biomasa. Silva Lora et al (2012).

Se presentan esquemas de hornos para el análisis y estudio de aire primario y secundario en la combustión, mostrando sus paredes y el sentido de flujo de los gases de combustión. En el primer caso (arriba a la izquierda), la inyección de aire primario y secundario es por la parte superior, tratándose en el ejemplo de una parrilla de lecho fijo. Esta disposición de aire facilita la combustión. En el segundo horno (arriba a la derecha), existe inyección de aire horizontal, la entrada del aire primario cambia en relación a la parrilla, facilitando la limpieza del dispositivo y la deposición de cenizas que van quedando en el lecho. Con este método existe menos deposición de material volátil y cenizas a la atmósfera. En el último esquema (horno inferior izquierdo) la inyección de aire es inferior, el aire primario entra por la parte de la parrilla y el aire secundario entra por la parte de abajo, facilitando el transporte de los gases de salida. Este horno promueve la combustión completa, utilizando una buena

posición y distribución de los puntos de entrada de aire primario y secundario. Estas disposiciones se estudian en la industria para favorecer el proceso de combustión, eliminar posibles contaminantes, y para facilitar un proceso continuo.

2.3. Modelado

El objetivo de modelar procesos es aproximarse a ciertos fenómenos. El tema de simulación es interesante e implica aproximarse a representar el fenómeno de la mejor manera posible, lo cual tiene un costo. En la Tabla 5.3 se muestra un resumen muy simplificado de los programas y técnicas para modelar diferentes fenómenos de combustión, como modelos de hornos donde la biomasa se degrade, modelos de turbulencia, el modelo $k-\Omega$ que depende de la naturaleza del horno (rotativo, con efectos de vórtice, si se está usando transporte neumático) y las etapas de combustión (modelos de disipación por remolinos, de velocidad media de reacción, de transporte de especies, de balances de población, de funciones de densidad y de probabilidad para establecer y/o modelos exclusivos para estudiar el fenómeno de la combustión).

Tabla 5.3. Subprogramas y técnicas de modelado utilizados en modelos de hornos para biomasa.
Adaptada de Scharler et al. (2000) & Bai (2000).

Subprogramas	Técnicas de modelado
Turbulencia	Modelo $k-\varepsilon$
Combustión en fase gaseosa	Modelo de disipación por turbulencia- Eddy Dissipation Model EDM (velocidades medias de reacción)
Combustión heterogénea de biomasa debajo de la parrilla	Modelo de volatilización de biomasa y combustión del residuo de coque (cinética y difusión)
Radiación	Modelo de ordenadas discretas- DOM
Trayectoria de las partículas de ceniza	Procedimiento Lagrangiano de seguimiento de partículas
Tiempo de residencia del gas de combustión	Procedimiento Lagrangiano de seguimiento de partículas
Formación de contaminantes	Pos- procesador de NO_x

En las fases de combustión heterogénea de la biomasa exclusivamente para reactores de lecho fijo, se tiene que incluir un modelo de volatilización de la biomasa, de combustión del residuo y se tiene que estudiar un poco la cinética de la reacción también. Esto no quiere decir que sea exclusivo para los reactores de lecho fijo, también se tiene que estudiar este tipo de modelos para reactores de lecho fluidizado burbujeante o circulante.

También se puede analizar la radiación utilizando el modelo de ordenadas discretas, porque va a existir radiación en las paredes del reactor a no ser que se haga una aproximación grosera de trabajar con un reactor sin pérdidas, lo cual se hace para modelos CFD (dinámica de fluidos computacionales), pero para modelos con complejidades es necesario que haya un modelo de radiación que permita imaginar y predecir cómo serían los intercambios de calor.

También hay modelos de partículas y de probabilidades, como los modelos Lagrangianos que básicamente se ocupan de acompañar la partícula en su ingreso al reactor y en cuanto deja el reactor. Hay otros modelos asociados exclusivamente a las cenizas que deja la biomasa, o modelos de las especies dentro de los reactores, tanto especies sólidas como gaseosas que se van formando o modelos netamente Lagrangianos donde se analiza el fenómeno como si se estuviese tomando fotografías del fenómeno e intentando estudiar dónde podrían estar las partículas de la biomasa en el momento en el que se van degradando - sea una fotografía instantánea o una fotografía progresiva.

Existen también modelos para la formación de los contaminantes, como el NO_x , debido a que es un contaminante que siempre se encuentra presente en los fenómenos de combustión, gasificación o pirólisis.

Como ejemplo, mencionar que en una investigación se compararon concentraciones de CO en mg/Nm^3 para un horno con disposición convencional y optimizada de aire secundario. Se puede observar la diferencia en la posición de los mayores campos de concentración de CO, en el caso de un proyecto convencional de las entradas de aire y cuando se cambia la posición de los tubos de la entrada secundaria. Obviamente esto tiene una interacción bastante interesante en términos de que si se consigue disminuir esos campos de concentración de CO se va a influenciar directamente la eficiencia.

En otro trabajo, se tuvieron varias imágenes en un perfil de temperaturas, permitiendo mapear los lugares donde se concentran los mayores valores. Se verán varios estudios donde se utilizaron modelos CFD para mapear concentraciones, perfiles de temperatura, fotografías tomadas en 2D y 3D de los campos de concentración de la temperatura, de las especies, degradación del material, basados en la utilización de modelos matemáticos para intentar interpretar los fenómenos de combustión o de gasificación dependiendo de configuraciones geométricas y físicas como de las posiciones relativas de los inyectores de aire, sea aire primario o secundario, y del tipo de régimen de la combustión. También se pueden realizar modelos matemáticos, de cinética química o modelos de CFD dependiendo de cómo se quiere operar la combustión para aumentar la eficiencia con el objetivo de lograr una tasa de rendimiento alta, siendo necesario transformar toda la materia en ceniza rápidamente y analizando la degradación del material, la incineración de residuos sólidos, y hacer mínimo el tiempo de residencia de la partícula.

En la Figura 5.7 se ven las concentraciones de oxígeno durante un proceso, las cuales están asociadas a las entradas de aire y a la posición relativa del aire primario y secundario. Es importante porque aumenta la eficiencia y disminuye el tiempo de residencia. Desde que se tiene computadoras rápidas se puede estudiar la concentración de oxígeno y de CO, permitiendo analizar la posición relativa de los contaminantes y quizás alargar la vida útil de los equipos o simplemente para influir en los programas de mantenimiento de los equipos.

La predicción de la formación de NO_x es muy importante en combustión y depende de los picos inyectores y la velocidad del aire. Si se pretende reducir el tiempo de residencia de las partículas o de la materia orgánica dentro del reactor en razón a la velocidad del aire, colocando exceso de aire, se puede estar aumentando intrínsecamente la formación de NO_x por materiales no quemados, que son

los análisis que se hacen entorno de diferentes fenómenos de la combustión desde dentro del reactor. Este es el dispositivo donde ocurre la quema de la biomasa.

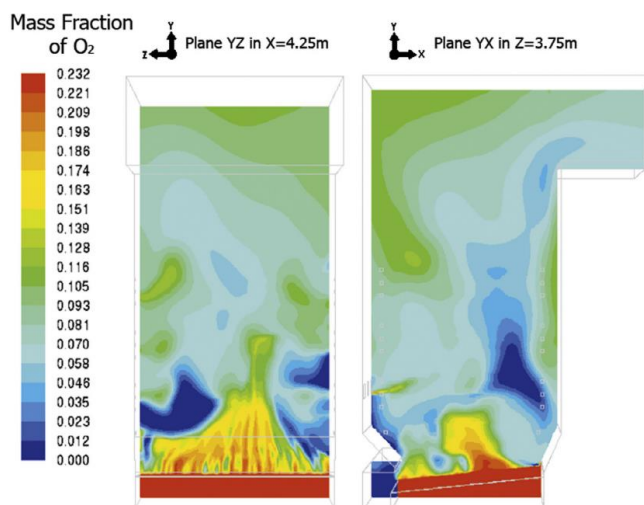


Figura 5.7. Simulación del proceso de combustión, concentración de oxígeno. Centeno-González et al. (2017)

2.4. Estudio de caso: Estudio experimental de combustión de eucalipto en horno de lecho fijo a escala de laboratorio

El caso de estudio que se comenta a continuación puede verse en mayor profundidad en Centeno-González et al (2017). Es sobre la combustión de eucalipto en un horno de lecho fijo a escala de laboratorio, que incluyó intensificación acústica. Los autores querían incluir un sistema de medición para el dispositivo y estudiar los fenómenos de intensificación acústica para facilitar el fenómeno de la combustión, estudiar el tiempo de residencia de la partícula y la física del fenómeno.

Se orientaron prácticamente para procesos con exceso de aire, porque el objetivo era la combustión, y luego lo intensificaron acústicamente colocando un parlante para facilitar y estimular el proceso de combustión. La estimulación se puede realizar con exceso de aire lo cual se relaciona directamente con los contaminantes que se producen o con quemas imperfectas, o puede hacerse por intensificación acústica, la cual es una técnica un poco más reciente. El equipamiento estaba formado simplifícadamente por un sistema de alimentación y algunas adaptaciones que hizo el investigador: el sistema de intensificación acústica, las modificaciones de la entrada de aire primaria y secundaria, un manómetro de columna al cual llamó manómetro U (tipo de manómetro de columna con una manguera con fluido dentro), completando la instalación para las pruebas como se muestra en la Figura 5.8. El investigador también hizo un circuito de refrigeración cerrado para acondicionar el gas de gasificación y enfriarlo con el fin de analizar los gases de salida del dispositivo.

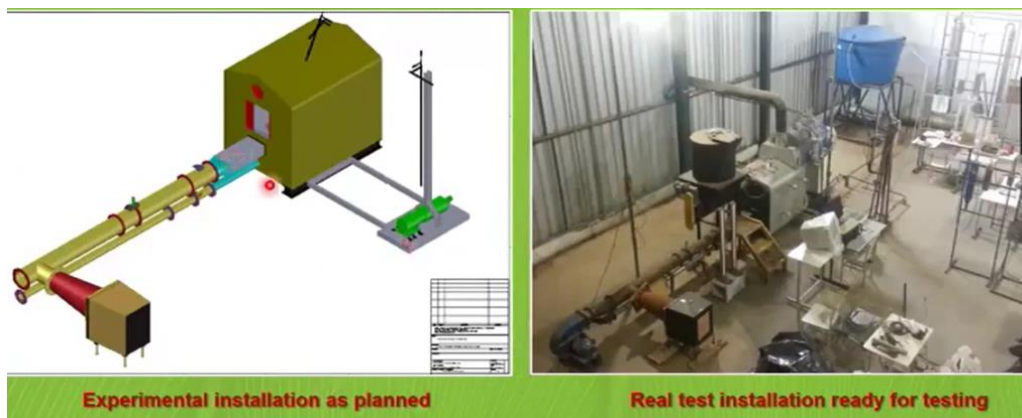


Figura 5.8. Equipamiento del estudio experimental. Centeno-González et al. (2017)

El autor realizó dos ensayos, uno con 400 W y otro a 200 W. El equipo con el sistema de intensificación acústica generó que las ondas producidas por el parlante estimulen el fenómeno de la combustión, viéndose resultados interesantes de ello en esta investigación. La caracterización de la biomasa se muestra en la Tabla 5.4 y como parte del trabajo se plantearon diferentes relaciones de porcentaje de apertura de las compuertas de aire primario y secundario, es decir cuánto aire entraba, la altura en el manómetro de columna tipo U, el flujo volumétrico de aire y el flujo másico de biomasa. ¿Cuánta cantidad de aire se necesita para que haya combustión?, ¿cómo se mide? La forma más simple es mediante una placa orificio y un manómetro de columna.

Tabla 5.4. Caracterización de la biomasa utilizada en el estudio de caso. (De Sales et al., 2017)

Análisis	Valor	Método
<i>Último (wt%) en base libre de cenizas (daf)</i>		
Carbono	49.0	ASTM D 5373-08
Nitrógeno	0.20	
Hidrógeno	6.30	
Azufre	0.10	
Oxígeno	44.40	(by difference)
Total	100.00	
<i>Próximo (wt%) en base seca</i>		
Ceniza	0.79	ASTM D 3175
Materia volátil	72.86	ASTM D 3174
Carbono fijo	15.18	ASMT D 3172
Total	100.00	
<i>Poder calorífico (kJ/kg) en base seca</i>		
PCS	19744.3	
PCI	18389.9	

El aire que entra al proceso se puede medir mediante métodos extremadamente simples como los rotámetros, o un medidor de columna (manómetro en u o de columna) o con equipos más sofisticados como medidores ultrasónicos con sensores. Para medir el aire dentro del proceso, una forma barata

es usar manómetros de columna con dos puntos de toma de presión utilizando placa orificio en la entrada de aire, eso nos permite tener una cantidad aproximada en cuanto a la cantidad de litros por hora o minuto que está ingresando al proceso. Hay que saber cuánto aire se necesita para que exista el proceso y cómo se va a administrar.

En la Figura 5.9 se muestran los puntos físicos de muestreo de temperaturas que realizó el investigador, indicando las posiciones específicas donde se necesitaba colocar el punto de muestra para establecer si la intensificación acústica mejoraba la distribución de temperatura o el rendimiento que él estaba buscando. Se tienen además los registros de los valores de temperatura con y sin intensificación acústica y los momentos de alimentación con biomasa, pudiendo determinar los perfiles de esta variable dependiendo de las posiciones específicas de muestreo. Se observó que después de una hora, se estabiliza su proceso sin o con intensificación acústica.

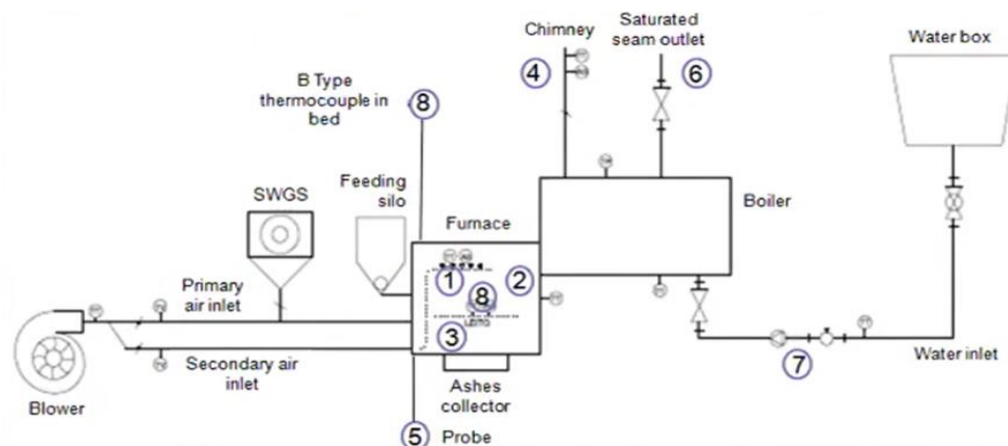


Figura 5.9. Informaciones sobre la temperatura. Centeno-González et al. (2017)

Dado que el investigador estaba estudiando la intensificación acústica, también era importante analizar el consumo de oxígeno, utilizando oxígeno atmosférico y el comportamiento de la temperatura cuando se comienza a estimular el proceso de la combustión con el altoparlante. Algunos de los resultados que el investigador reportó en su trabajo es que las mejores temperaturas se obtuvieron con intensificación acústica de 400 W, obteniéndose rendimientos hasta del 13,72% en relación a la combustión normal y esto se traduce en dinero. Las velocidades de calentamiento del lecho a 400 W aumentaron, y el incremento del aire en la intensificación acústica a 400 W incrementó la eficiencia del proceso en 18,57%. Son dos investigaciones que al principio parecieron diferentes pero que terminaron buscando eficiencia en el proceso, rendimiento en la combustión, y eficiencia en la conversión de carbono.

2.5. Reactores

En esta sección se analizan distintos tipos de reactores, que a diferencia de los que se mencionaron antes, son reactores de parrilla rotativa, en los cuales la biomasa alimenta al reactor y el mismo sistema permite garantizar un tiempo de residencia mínimo de la partícula transformando rápidamente la fracción energética (Figura 5.10).

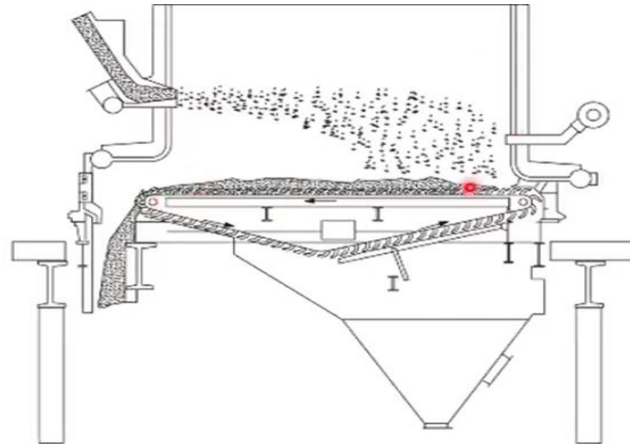


Figura 5.10. Diagrama de un horno de parrilla rotativa con alimentación por esparcidores. European Commission 1995; Mehrabian et al. (2010)

Teniendo en cuenta la fuerza motriz de circulación del flujo de trabajo, existen reactores de: circulación natural, de circulación forzada y de circulación continua. Dentro del principio de circulación natural (Figura 5.11), pueden ser con tubos descendentes, tubos ascendentes o tubos evaporadores, etc.

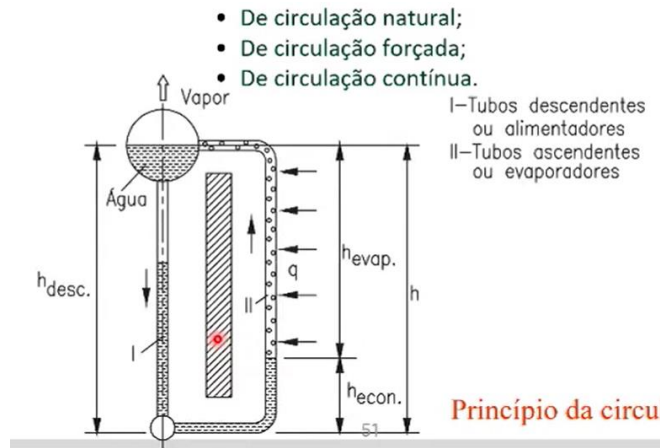


Figura 5.11. Tipo de reactores según la fuerza motriz de circulación del fluido de trabajo. Chanampa (2010)

Según el principio de forzamiento del aire de escape existen reactores de tiro natural, de tiro forzado, de tiro inducido o de tiro balanceado (Figura 5.12). En ellos se modifica la posición del soplador o del extractor, facilitando el escape de los subproductos, fracción de sólidos o cenizas resultantes.

Por otro lado, es importante el esquema de las pérdidas, sobre todo para el análisis termodinámico y para analizar la pérdida de los sistemas a partir del poder calorífico del combustible, del proceso y de sus cambios de energía. Puede haber distintas pérdidas de calor en calderas: i) pérdidas con los gases de escape, las cuales causan problemas en el material, ii) pérdidas por combustión química incompleta, las cuales son un problema estudiado con mucha frecuencia en calderas, produciéndose

como evidencia CO, H₂, CH₄ y otros hidrocarburos de difícil identificación, iii) pérdidas por combustión mecánica y completa, produciéndose con partículas de carbono que no son quemadas, iv) pérdidas al medio ambiente, debidas a que la temperatura de las superficies externas de la caldera siempre van a ser mayores al del medio ambiente, algo que se intenta analizar, estudiar y aislar y v) pérdidas con el calor físico de las cenizas propiamente dicho, que son productos extraídos a partir de los procesos rutinarios de limpieza.

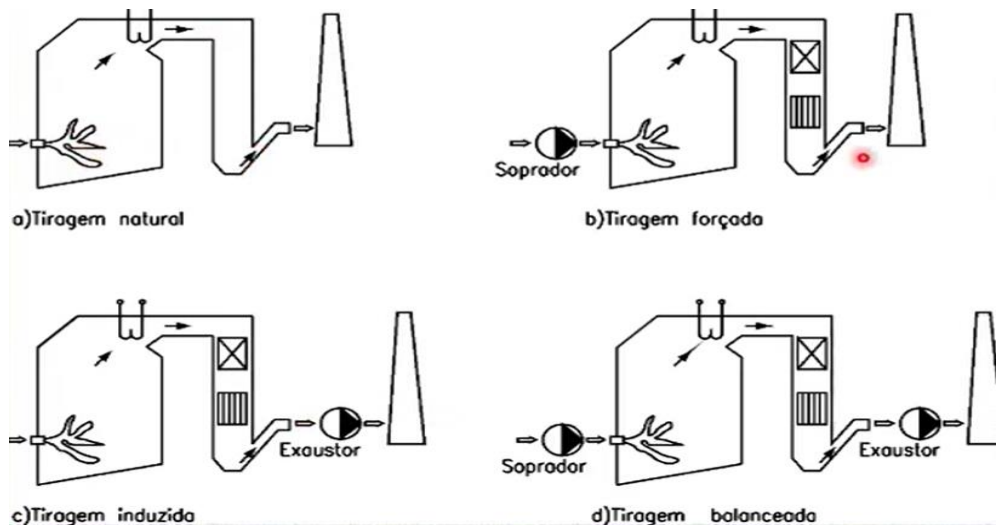


Figura 5.12. Tipos de reactores según principio de forzamiento de aire de escape. Cardozo et al. (2013 e Dekker; Souza-Santos (2004)

Hay muchos fabricantes de caldera. Por ejemplo, HPB/SERMATEC, las cuales tienen capacidades de 30.000 a 500.000 kg/h de vapor con temperaturas de hasta 540 °C, utilizando combustibles sólidos, líquidos y gaseosos tales como carbón en piedra o pulverizado, aceite combustible, gas natural, residuos de biomasa, corteza de árboles, bagazo y hojas de caña de azúcar, entre otras. Las calderas proyectadas son suspendidas por estructuras metálicas o auto soportadas, con uno o dos tubos con pase único de gases en el haz tubular, del tipo circulación forzada o balanceada, cuentan con paredes de agua de construcción con membranas, un sobrecalentador balanceado convectivo/radiante con control de la temperatura de vapor. Están equipadas con parrillas rotativas o con lecho fluidizado burbujeante, recuperadores de calor tipo economizador y con pre calentador de aire tubular para el aumento de la eficiencia térmica de la caldera.

2.6. Generación eléctrica a escala industrial

En la Figura 5.13 se muestra un esquema simplificado del proceso transformación de la biomasa en electricidad a partir de combustión, gasificación o pirólisis, utilizando distintos ciclos termodinámicos o motores de turbina.

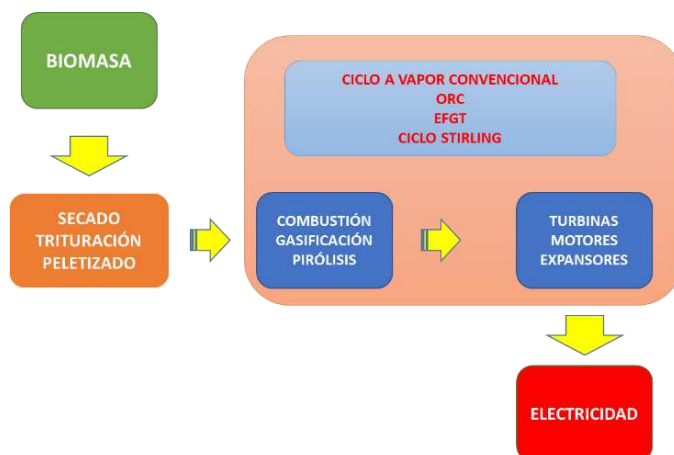


Figura 5.13. Esquema de transformación de biomasa en electricidad. Centeno-González et al. (2017) e Centeno et al. (2012) e Centeno González (2010)

Las principales tecnologías de conversión son: ciclo Rankine convencional en turbina de vapor (TV), ciclo Rankine orgánico (ORC), turbina de gas con quema externa en motor (TGME o EFGT en inglés), y ciclo Stirling. La más utilizada mundialmente es el ciclo Rankine convencional. Sin embargo, solo son viables a gran escala, ya que para potencias de menos de 2MWe, la conversión se realiza a muy bajas eficiencias (Tabla 5.5).

Tabla 5.5. Comparación de tecnologías de conversión energética. Centeno-González et al. (2017 e Centeno et al. (2012 e Centeno González (2010)

Tecnología	Potência (kW)	Custo de investimento (€/kW _e)	Vantagens	Desvantagens
ORC	100 – 1.200	3.200 – 8.000	- Bom desempenho a cargas parciais. - Tecnologia robusta e bem desenvolvida.	- O óleo térmico é inflamável e tóxico.
EFGT	50 – 500	3.300 – 6.000	- Alta eficiência.	- A tecnologia ainda está imatura. - Trocador de calor: dificuldades de seleção dos materiais e alto estresse térmico. - Alto custo.
TV	> 500	500 – 850	- Tecnologia comercial. - Ampla faixa de potências.	- Alto custo de investimento e operação. - Baixa eficiência e alto custo para pequenas capacidades (<1.000 kW _e).
Stirling	10 – 75	2.400	- Baixo custo de manutenção. - Baixo nível de ruído. - Utiliza qualquer combustível.	- Selagem complicada. - Custo e vida útil dos materiais do trocador quente.
MV pistão	50 – 1.200	3.500	- Bom desempenho a carga parcial. - Menores requerimentos no tratamento de água.	- Alto custo de manutenção. - Vibrações e ruído.
MV rosca	200 – 2.500	3.750	- Bom desempenho a carga parcial. - Vapor saturado. - Baixo custo de manutenção.	- Pouca experiência de operação. - Alto nível de ruído.

2.7. Simulador de bioenergía

Para cerrar esta primera sección sobre la combustión, se comparte una herramienta de simulación para la producción de biocombustibles a partir de residuos agroindustriales, cultivos, residuos de ganadería y plantaciones forestales, accesible en la página web de IRENA (Bioenergy simulator). La interacción con la plataforma es muy sencilla, se puede buscar el lugar de interés, establecer un área y a partir de la interacción y el conocimiento con la que la base de datos fue creada se puede hacer un análisis y simular la disponibilidad de biomasa. En el área seleccionada, gracias a la base de datos del programa, se muestran las especies reportadas en el sitio. Luego, se puede seleccionar el tipo, por ejemplo: residuos de café en el área, y además el índice promedio de producción de ese residuo porque ya está cargado en el simulador. Si cuando se está mapeando, hay algún área protegida aparecen alertas.

Además, es posible elegir tres escenarios: pesimista, optimista e intermedio. Se puede ir calculando la bioenergía a partir de las diferentes fuentes y a partir de los diferentes residuos y seleccionando diferentes valores de humedad (el default es la biomasa residual estabilizada), de tasa de producción del residuo y el porcentaje que quisiera analizar para la utilización de ese residuo en bioenergía. También hay que establecer qué uso se le dará a esa energía, electricidad, calor, potencia y le tipo de tecnología: combustión y turbina a vapor o gasificación. Asimismo, se puede ver el esquema del proceso, para entender cómo es la transformación que se está haciendo, y luego simplemente como resultado se genera un informe. Es muy usual que en el caso de América del Sur se encuentren disponibles las dos tecnologías (combustión y gasificación) a partir de un área seleccionada y el rendimiento promedio de ese residuo por tonelada.

3. Gasificación

3.1. Fundamentos de la gasificación

De forma básica, la gasificación es simplemente un cambio de estado, desde una fuente líquida o sólida al estado gaseoso. Si, se puede gasificar un líquido, y es lo que sucede con las lámparas de gasolina cuando se bombea, da inicio a la gasificación del líquido.

La gasificación de biomasa en el contexto meramente teórico es transformar materiales carbonosos en gases extremadamente ricos en monóxido de carbono e hidrógeno a temperaturas controladas que van desde los 600 a 700 °C, con cantidades controladas de oxígeno, agua, vapor, aire. Aquí se hace la primera aclaración, en la literatura se dice que los productos de la gasificación se llaman gases de síntesis, se verá luego que los productos de la gasificación son simplemente llamados productos de la gasificación y el *gas de síntesis* es el resultado de una secuencia de fenómenos u operaciones de limpieza y acondicionamiento del gas (se verá en capítulos siguientes).

La gasificación al igual que la combustión, como tecnología industrial no es nueva. Los vehículos de la Segunda Guerra Mundial y de antes de la Segunda Guerra Mundial, fueron adaptados para andar con gases combustibles producto de la gasificación de leña o de carbón. Las primeras investigaciones y los primeros desarrollos de gasificación se hacen gasificando carbón de mineras, pero la tecnología estuvo en latencia un tiempo, hasta antes y durante la Segunda Guerra Mundial por causa de los cortes que los Países Aliados le realizan al área y fuerza a reactivarla.

En realidad, la gasificación se descubrió por un fenómeno en el que las minas de carbón se encendían espontáneamente y eso dio lugar a realizar distintas investigaciones de los gases combustibles que se van generando en fracciones controladas a altas temperaturas y ausencia, no por completo, de aire. Entonces en la Segunda Guerra Mundial era muy común ver este tipo de vehículos con estos tarros en forma generalizada, en la parte trasera cuya función era producir gas combustible para ser quemados en el motor de combustión del vehículo. Se tienen varios casos en donde diferentes dispositivos para producir gas combustible fueron adaptados a los vehículos. En el modelo de la imagen izquierda se tiene un tipo de gasificador específico, donde el gas salía por arriba del reactor, por donde también ingresaba la biomasa. Este el otro modelo reducido (imagen derecha superior), se observan características bien particulares en los modelos de gasificación de la Segunda Guerra Mundial: estaban alejados del motor, tenían una tolva de alimentación y no se estudiaba la eficiencia porque lo que interesaba era que la biomasa se transformara en gas, lo cual tenía consecuencias debido a la humedad de la madera o del carbón, y al contenido de azufre y una serie de contaminantes.

En el proceso de gasificación (Figura 5.14), la biomasa se considera como combustible bruto y genéricamente hay tres tipos de reactivos o de agentes de gasificación: i) aire, ampliamente utilizado porque también existe una relación extremadamente estrecha entre la gasificación y la combustión, ii) vapor, investigaciones posteriores en torno al contenido de humedad presente en la biomasa llevan a estudiar la gasificación con vapor de agua y iii) oxígeno, ya en procesos más avanzados, bajo atmósferas controladas y en equipos para gasificación a alta presión; puede ser mezcla de oxígeno con oxígeno puro o gasificación con oxígeno puro.

Como productos se forman CO , H_2 , CO_2 , CH_4 , H_2O , y en algunos casos dependiendo del fenómeno de la gasificación, de las variables de diseño y de las variables que controlan el fenómeno de la gasificación, se puede formar alquitrán y material particulado. El alquitrán es un subproducto de la gasificación, admisible para motores de combustión interna en concentraciones menores a 50 mg/Nm^3 , y para microturbinas menores a 5 mg/Nm^3 . La exigencia de microturbinas para operar con gas de gasificación es mucho más alta que para motores de combustión interna y eso fue lo que permitió en la Segunda Guerra Mundial que se pudiera usar gas de gasificación como combustible en motores de combustión interna, es decir motores de vehículos.

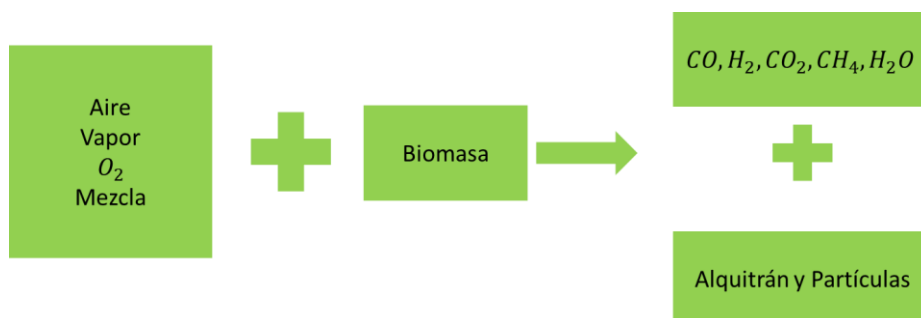


Figura 5.14. Esquema del proceso de gasificación de la biomasa. Fuente: propia.

Cuando se utiliza aire como agente de gasificación de forma exclusiva, el poder calorífico máximo que podría obtenerse del gas oscila entre 4 y 6 MJ/Nm^3 , cuando se utiliza vapor el poder calorífico puede llegar hasta 20 MJ/Nm^3 , y cuando se usa oxígeno el poder calorífico puede llegar hasta 15

MJ/Nm³. Esto no significa que el mejor agente de gasificación sea el vapor, solo significa que se pueden obtener mayores poderes caloríficos. Se verá luego, que dependiendo de la utilización que se le quiera dar al gas de gasificación, se puede optar por gasificar con aire, con vapor, con oxígeno o con mezclas.

En la Figura 5.15 se esquematizan las reacciones del proceso de gasificación. De forma general, requiere de un proceso que entregue energía. Hay un primer momento de combustión donde el carbono reacciona con oxígeno para formar CO₂ y CO, igual que en la combustión, y en el que el calor es entregado por la biomasa y el agente gasificante a las paredes del reactor y estas se calientan para facilitar otros procesos, como el secado. En esta etapa se elimina parte del agua que está contenida en la biomasa, y luego procede a pirólisis, donde parte de ese combustible se degrada en gases de bajo poder calorífico, en carbono (materiales torrefactados carbonosos) y en alquitrán, por lo que estos procesos se ven favorecidos por las reacciones de combustión de la gasificación. Hay que pensar este conjunto de reacciones de combustión- pirólisis- secado como un suceso que está aconteciendo dentro de un volumen de control al mismo tiempo, todo a partir de la alta temperatura que el mismo proceso de combustión genera y, que posteriormente, guardadas las proporciones se forman los productos de gasificación. Estos son los principios básicos de la gasificación en relación al interior del reactor.

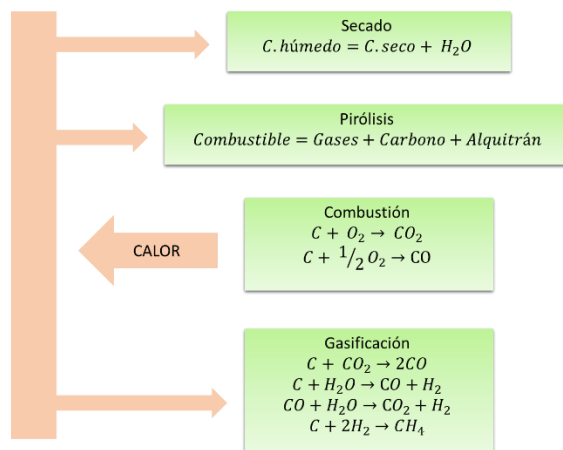


Figura 5.15. Esquema de las reacciones del proceso de gasificación. Fuente: propia

3.2. Reacciones de gasificación

En la Figura 5.16, se tiene una configuración típica de gasificación, donde el combustible que llena todo el recinto ingresa por la parte superior, el gas sale por la parte de arriba y, basados en los fenómenos de combustión, el aire entra por debajo haciendo la analogía con la entrada de aire primario, favoreciendo este proceso. Existen reactores con una única entrada de aire, de hecho, en gasificación es lo más común, y esto favorece las reacciones de combustión, las cuales ocurren a las mayores temperaturas en la zona de combustión y entregan energía y el calor suficiente para que las otras reacciones se desarrollen a temperaturas menores.

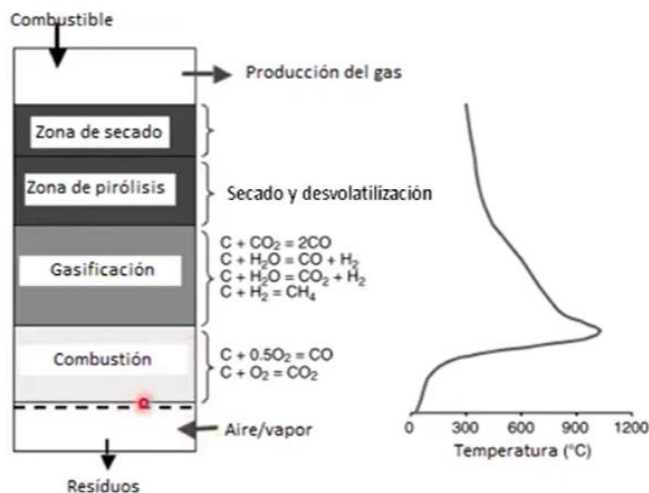


Figura 5.16. Reacciones de gasificación en un reactor contracorriente y su temperatura. Basu (2013).

Si se observan los distintos procesos de la gasificación de la Figura 5.16, junto con el gráfico de temperaturas asociado, se ve que las temperaturas de gasificación comienzan en 500°C y llegan hasta aproximadamente 800 °C. Las temperaturas de pirólisis alcanzan los 500°C y empiezan justo después de la zona de secado, y este comienza a ocurrir aproximadamente a los 100 °C. Las reacciones de gasificación que no se deben olvidar, casi obligatorias, son aquellas que ocurren en la zona de gasificación y en la zona de combustión y se deben incluir en modelos cinéticos y de equilibrio térmico. El modelo de equilibrio térmico es más sencillo porque se asumen las tasas de reacciones y la producción total de esa especie, en cambio para modelos cinéticos se tiene que jugar un poco, porque esas son las ecuaciones y las regiones inevitables. Lo que interesa al estudiar gasificación es lo que ocurre en la zona de combustión, las interacciones que la biomasa va a tener con la zona de gasificación y cómo se estimulan estas reacciones para que permanezcan siendo favorecidas en la zona de gasificación.

A modo de repaso histórico, en 1659 los primeros accidentes en minas de carbón permitieron empezar a estudiar este fenómeno, dado que las minas reaccionaban solas en ausencia o en cantidad limitada de aire. Luego comienzan algunos análisis sobre el destilado, una especie de licor negro y en 1788 aparece la primera patente sobre gasificación. En 1801 se descubre la reacción agua – gas por lo que nosotros conocemos hoy en día como la reacción de shift, y es la reacción de gasificación quizá más intensa, en la cual se produce hidrógeno a partir de vapor de agua. Posteriormente surgen otros estudios, por ejemplo, en términos de caracterización del aire necesario, de procesos en continuo, importantes sobre todo porque permiten reactores operando por largo periodos de tiempo si las condiciones consiguen controlarse adecuadamente. En 1861 Siemens construyó la primera unidad, seguida por la tecnología de gasificación en lecho fluidizado en 1926 y en 1931 empiezan a hacerse investigaciones en lechos presurizados y a trabajarse el reactor en condiciones elevadas de presión, en un periodo extremadamente intenso (1945- 1974, periodo de posguerra). En 1997 sobrevienen otros intereses en gasificación y surgen las primeras plantas de uso comercial en EEUU a partir de carbón

mineral y finalmente, las exigencias medio ambientales en términos de control de contaminantes atmosféricos, generan un boom en el año 2000 de proyectos de gasificación para la producción de biocombustibles y de proyectos de energías renovables, comenzando a ganar protagonismo la biomasa como fuente de materia prima.

En la Tabla 5.6 se muestran distintos tipos de gasificadores y los compuestos gaseosos, alquitrán y partículas que generan según lo reportado en literatura y también, el poder calorífico que pueden entregar por el tipo reactor, por los compuestos gaseosos que este genera y por la biomasa utilizada. Se analizan cinco reactores: i) contracorrientes; ii) co- corriente, iii) de lecho fluidizado burbujeante, iv) de lecho fluidizado circulante, y v) de lecho arrastrado.

El proceso depende de la tecnología, y esto es importante, porque funciona al contrario de combustión, primero se analizan los tipos de reactores y a partir de aquí se abre el camino para estudiar el tipo de tecnología de gasificación.

Tabla 5.6. Calidad del gas producido en diferentes gasificadores de biomasa. Fuente: Hasler & Nussbaumer, (1999); Beenackers (1999). LFB: lecho fluidizante burbujeante. LFC: lecho fluidizado circulante.

Gasifica- dor	Composición del gas					PCI (MJ/Nm ³)	Alqui- trán (g/Nm ³)	Partículas (g/Nm ³)
	H ₂	CO	CO ₂	CH ₄	N ₂			
Contra- corriente (Updraft)	10-14	15-20	8-10	2-3	53-65	3,7-5,1	10-150	0,1-3
Co-co- rriente (Down- draft)	15-21	10-22	11-13	1-5	37-63	4-5,6	0,01-6	0,1-8
LFB	15-22	13-15	13-15	2-4	44-57	3,6-5,9	2-30	8-100
LFC	17-36	36-51	7-15	0,1-1	0,3-49	14-18	1-20	8-100
Lecho arra- strado	29-40	39-45	18-20	0,1-1	0,1-9	8,8-9,3		

El nombre gas pobre o gas de gasificación es en realidad una derivación que la literatura científica ha ido haciendo, refiriéndose a la mezcla de gases en la composición de los productos de gasificación de biomasa o de otros combustibles sólidos o líquidos. Cuando la biomasa se somete a un proceso de gasificación a temperatura controlada entre 800 y 1000 °C, entrega como producto un gas que contiene monóxido de carbono, hidrogeno, metano, y otros hidrocarburos, el cual luego se puede tratar térmicamente, reformarse o limpiarse, para que apenas contenga CO e hidrógeno, originando lo que se llama gas sintético. Este nombre es debido a que está modificando la composición original, y da a pensar en una síntesis de productos FT (Fischer Tropsch), en la producción de hidrógeno, de precursores o elementos para la industria química o en la producción de electricidad. Si se hace gasificación a alta temperatura o gasificación catalítica, sí se puede llegar también a tener un gas de síntesis (Figura 5.17).

Por lo tanto, tanto por la ruta del tratamiento térmico, como por la ruta de la gasificación a alta temperatura, se va a obtener un gas extremadamente rico en monóxido de carbono e hidrógeno, que

favorece los procesos sintéticos, ya sea de FT, procesos de hidrógeno verde o precursores para la industria química o hasta la quema en una microturbina o la entrega a una célula de combustible.

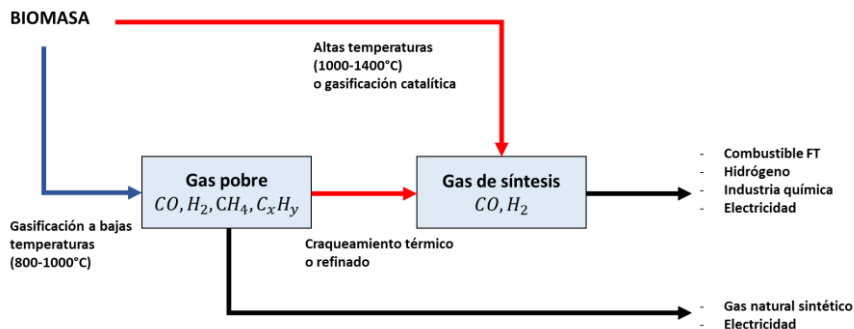


Figura 5.17. Vías alternativas para obtener gas de síntesis. Fuente: propia.

El gas pobre se puede utilizar también, según las proporciones y con la tecnología adecuada para producir gas natural sintético y eso se verá en la ruta de BTL (biomass to liquid) o en motores de combustión adaptado para producir electricidad. Por esto, la gasificación difiere de la combustión, ya que en este proceso sí se obtiene un producto químico combustible utilizable con diferentes objetivos.

En la Tabla 5.7 se muestra una comparación del contenido de compuestos para distintos tipos de gases. Es interesante ver, por ejemplo, que el gas de relleno sanitario y el biogás no presentan contenido de CO ni de hidrógeno, ¿Por qué?, porque son extremadamente ricos en metano, y a pesar de que el metano tiene un poder combustible alto, si se fuga es un problema para la atmosfera, dado que es uno de los mayores causantes de gases de efecto invernadero.

Tabla 5.7. Especies químicas contenidas en la mezcla de diferentes tipos de gases de biomasa. Lora et al. (2012 e Oliveira et al. (2017)

Com- puesto	Unid.	Gas na- tural	Gas de verte- dero	Biogas	Gas Pobre		
					Updraft	Down- draft	Fluidi- zado
H ₂ O	%V	-	1-10	Saturado	-	6-25	13-20
CO ₂	%V	>1	35-50	30-40	8-10	11-13	13-15
CO	%V				15-20	10-22	13-15
H ₂	%V				10-14	15-21	15-22
CH ₄	%V	75-92	40-50	55-65	2-3	1-5	2-4
C _x H _y	%V	>2,5	0,025-0,3	-	-	0,5-2	0,1-1,2
N ₂	%V	5-15	0-20	1-10		Balance	

En cambio, los gases de gasificación o los gases pobres tienen bajísimo contenido de metano y sí tienen una presencia elevada de hidrogeno y de CO₂, por eso empieza a ganar terreno hoy en día en la búsqueda y el auxilio de producir lo que llamamos hidrogeno verde, o sea hidrogeno a partir de fuentes de biomasa o renovables.

Entonces la gran diferencia entre gas de relleno sanitario, el biogás, el gas de gasificación y el gas natural, cuando estamos hablando de gas de gasificación estamos hablando de un gas con altísimo contenido de hidrogeno y monóxido, pero con bajísimo contenido de metano, lo cual favorece enormemente la no formación o la no emisión de GEI, lo que, si ocurre con el gas natural, con el gas de relleno sanitario y el biogás, es una de las grandes diferencias. Observe que también hay presencia de otros hidrocarburos pesados en el gas de relleno, en el biogás y el gas natural.

3.3 Reactores de gasificación

Hay reactores de todo tipo. Por ejemplo, un reactor puede ser una olla a presión, el horno donde se cocina, el fogón de leña, que, aunque sea abierto están ocurriendo reacciones. Al igual que cuando se analizaron reactores de combustión, existen dos tecnologías de gasificación: gasificadores de lecho fijo y de lecho fluidizado.

En la Figura 5.18 se tienen reactores de lecho fijo, al igual que se veía en combustión, llamados también de lecho móvil porque la biomasa se va consumiendo y degradando. Existen dos configuraciones: Updraft y Downdraft. La figura de la izquierda es una configuración básica de un gasificador contracorriente, Updraft, porque la biomasa entra por la parte superior del gasificador y el gas sale también por arriba, y eso tiene una característica bastante específica. Se observa que el proceso de gasificación pasa por una zona de secado, una zona de pirólisis, una zona de gasificación y una zona oxidación.

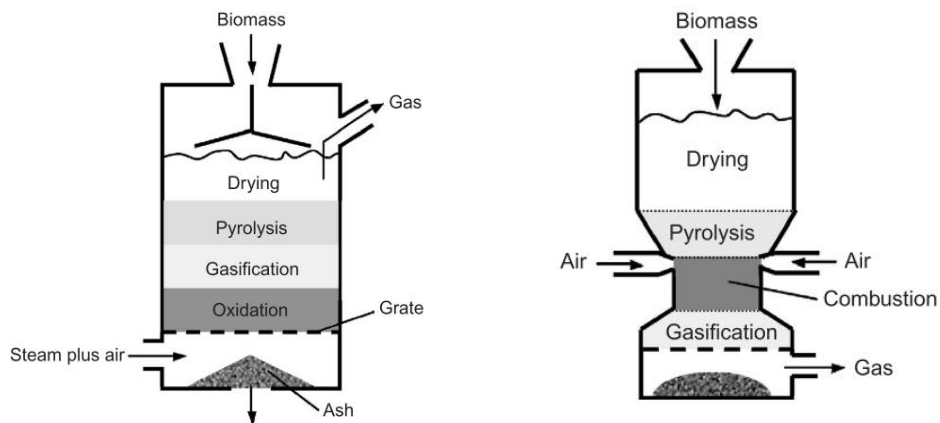


Figura 5.18. Esquema de reactores de lecho fijo/móvil. Izquierda: Updraft. Derecha: Downdraft. Fuente: Basu, (2013).

Las mayores temperaturas ocurren en la oxidación y el gas que se generó en la zona de pirólisis y gasificación muy caliente se va enfriando en la zona de secado y se va ensuciando con partículas, alquitrán. El gasificador contracorriente produce mucho alquitrán, porque el gas que se forma en la zona de oxidación sube para ser depositado en la tubería y se contamina, dado que pasa de ser generado en una zona muy caliente para salir a una zona más fría. Este tipo de reactor tiene la característica de que el aire o el agente de gasificación, vapor, entra por debajo, directamente en la zona

de oxidación como si fuera un combustor o un conducto de aire que entra por la parrilla y el resto del fenómeno va ocurriendo por degradación de la temperatura.

En la imagen derecha de la Figura 5.18 se muestra un gasificador de lecho móvil co-corriente (Downdraft), en el cual ocurre lo contrario, la biomasa entra por la parte superior, no hay ingreso de aire por la parrilla en la parte inferior y sí directamente en la zona de combustión, por donde es el ingreso de aire que favorece las reacciones de gasificación, secado y pirólisis haciendo que el gas tenga que salir por la parte inferior de la parrilla. Tal vez los únicos problemas de contaminación del gas puedan estar asociados a partículas de cenizas que fueron transportadas, como el transporte neumático hacia la corriente de salida de gases, por lo que este tipo de reactor ofrece menos formación de alquitrán y materiales contaminantes. Para evitar esto, en este tipo de gasificadores se colocan ciclones a la salida.

Hasta aquí, se vieron dos modelos clásicos de gasificación de lecho fijo o móvil: gasificadores co-corriente y contracorriente, siendo el primero el que produce un gas con menos contaminantes de alquitrán y partículas. Luego se tienen los gasificadores de lecho fluidizado (Figura 5.19), los cuales tienen dos características diferentes.

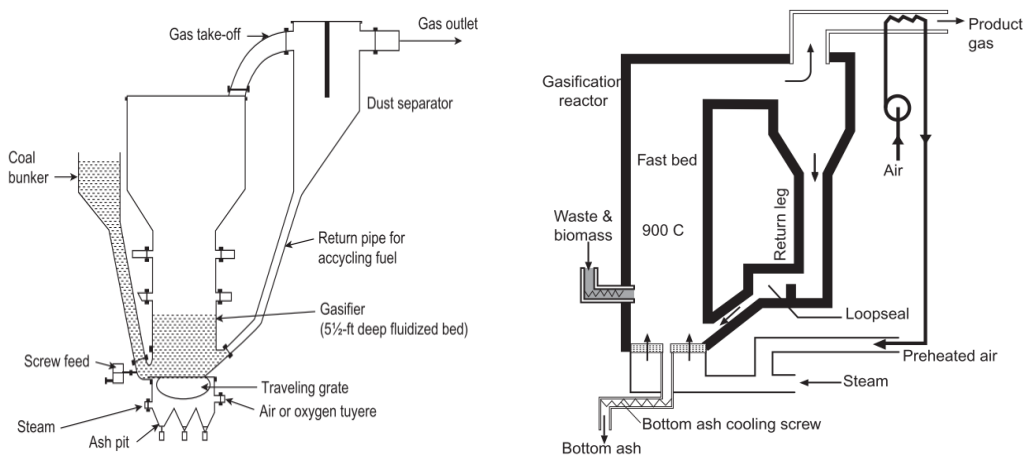


Figura 5.19. Esquema de reactores de lecho fluidizado. Izquierda: burbujeante. Derecha: circulante.

Fuente: Basu, (2013).

Cuando se gasifica en lecho fijo se puede trabajar con trozos grandes de biomasa, de 5 cm a 10 cm, como es el caso de las briquetas, y existen bastantes investigaciones en cuanto al tamaño de partícula que se puede colocar, y son mucho más versátiles. Los gasificadores de lecho fluidizado, en cambio, de la misma forma que los reactores de combustión admiten tamaño de partículas de biomasa muy pequeñas porque se acostumbra a mantenerlas suspendidas en el aire, y que esto facilite el intercambio de calor y reduzca el tiempo de permanencia de la partícula en el gasificador. Por otro lado, los gasificadores de lechos fluidizados a diferencia de los de lecho fijo tienen diferentes configuraciones de lecho, contando con una región más estrecha que la otra para facilitar los procesos de intercambio de calor y energía que las partículas sufren mientras se degradan.

Existen dos modelos de gasificadores de lecho fluidizado: i) gasificador de lecho fluidizado burbujeante y ii) gasificador de lecho fluidizado circulante. El primero, como su nombre lo dice, depende de

la cantidad de aire que se introduzca para que las partículas queden suspendidas en el aire, esto es importante también, como ya se mencionó, para que ocurra la reacción, pero sin excederse para que no sea combustión. Por esto, el ciclón es un poco más alto, para que no se exceda la cantidad de aire y permita que algunas partículas menores, partículas no tan pesadas retornen al lecho del gasificador. En el segundo modelo, a medida que los gases se forman, incluyendo las partículas, pasan por un intercambio y regresan al lecho, lo que facilita y mejora los intercambios de calor y energéticos de la partícula para formar los gases, y, por lo tanto, se favorece la producción de las especies y reacciones, como el CO₂ e hidrógeno. En un gasificador de lecho fluidizado burbujeante la salida de los gases es por arriba, casi análogamente como un gasificador de lecho fijo contracorriente, mientras que en un gasificador fluidizado circulante el gas es obligado a salir por la parte inferior del gasificador lo que facilita un enfriamiento del gas para que posteriormente ese producto pueda ser acondicionado en otro, como en gas sintético, pudiendo enfriarlo y colocarlo en una cámara de combustión o quemarlo en un motor de combustión interna.

La elección del reactor y el agente gasificante, determina la capacidad calorífica resultante y composiciones diferentes del gas de gasificación, es decir que la misma biomasa gasificada en gasificadores diferentes puede presentar diferencias en el producto (Tabla 5.8).

Tabla 5.8. Características del gas producido a partir de distintos gasificadores. Oliveira et al. (2017) e Yepes Maya et al. (2016)

	Composición del gas % V/V seco					PCS MJ/Nm ³	Calidad del gas	
	H ₂	CO	CO ₂	CH ₄	N ₂		Alqui- trán	Polvo particu- lado
Lecho fluidizado, aire	9	14	20	7	50	5,4	Justa	Pobre
Updraft, aire	11	24	9	3	53	5,5	Pobre	Buena
Downdraft, aire	17	21	13	1	48	5,7	Buena	Justa
Downdraft, oxígeno	32	48	15	2	3	10,4	Buena	Buena
Lecho fluidizado multi-sólido	15	47	15	23	0	16,1	Justa	Pobre
Lecho fluidizado do- ble	31	48	0	21	0	17,4	Justa	Pobre

Si se trata, por ejemplo, un reactor de lecho fluidizado con aire se podría obtener un poder calorífico de 5,4 MJ/Nm³ a la vez que podríamos obtener el mismo poder calorífico en un reactor de lecho fijo Updraft o Downdraft, pero depende del contaminante que se va a generar, del material particulado y de la cantidad de recursos que se van gastan para transformar esos trozos de biomasa en un pulverizado. De la misma forma, si se gasifica en un gasificador Downdraft con oxígeno se obtiene un poder calorífico mucho mejor, casi parecido con un gasificador de tipo fluidizado. Son características interesantes, que dependen de la tecnología de gasificación, del tamaño de partícula, de la humedad y del agente gasificante.

Entonces, si se tiene residuos de café, ¿cuál es el mejor reactor a utilizar? Dependerá de la humedad que tenga, del tamaño de las partículas y de la finalidad que se le quiere dar al gas. No existe el gasificador o reactor ideal para un determinado residuo, lo que existe es el uso que se le va a dar al gas resultante. Si se va a quemar en un motor de combustión interna, es muy probable que sea mucho más barato la opción de gasificadores de lecho fijo porque son fáciles de operar, admiten tamaño de partículas y humedad variables y son más tolerantes a tamaño de partículas grandes y a variaciones bruscas de la humedad. Mientras que gasificadores de lechos fluidizados son más restrictivos, necesitando que las partículas sean pequeñas para poder quedar en suspensión en el aire y poseen una tecnología más compleja al necesitar más equipos de control para analizar si el lecho está fluidizado o no. Además, existe un análisis de mercado en el que el gasificador de lecho fluidizado es más caro, ya que requiere más equipos y son más utilizados en carbón pulverizado. También hay que tener en cuenta que, si se va a utilizar biomasa residual, todo proceso que se realice en ella genera un costo y demanda recursos. Entonces si quiere obtener grandes rendimientos para gasificación utilizando gasificadores de lecho fluidizado posiblemente va a tener que gastar muchos recursos secando y moliendo la biomasa, adecuándola a un tamaño mucho más uniforme mientras que los gasificadores de lecho fijo admiten tamaños de partículas más heterogéneas, y también distintas condiciones de humedad de la biomasa.

En la Figura 5.20, se observa cómo funcionan los distintos tipos de gasificadores mencionados. En el primer esquema, de tipo Updraft, la biomasa entra por la parte superior, la salida de los gases también se da por este sector y se generan muchos contaminantes.

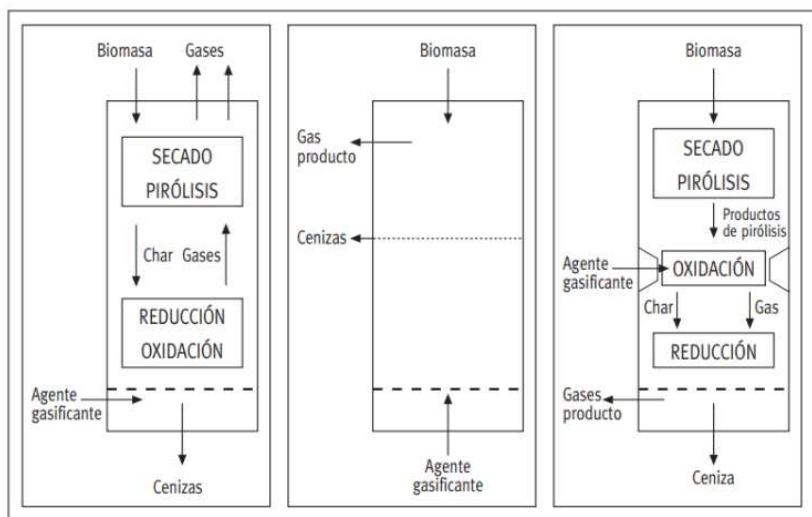


Figura 5.20. Esquemas de funcionamiento de distintos tipos de gasificadores. De izquierda a derecha: Updraft, de lecho fluidizado, Downdraft. Fuente: propia.

En el segundo esquema, reactor de lecho fluidizado, la biomasa entra por un sector, el agente gasificante por otro y los gases salen por la parte superior. Por último, en el tercer esquema, el gasificador Downdraft, la biomasa entra por la parte superior, el agente de gasificación ingresa por la mitad directamente a la zona de oxidación y el gas se forma en la zona de reducción lo que facilita como se

dijo antes, la formación de un gas mucho más limpio y con menos contaminantes. Este tipo de gasificadores son interesantes porque en la zona de secado y pirólisis se producen fenómenos como si fueran bolsas de CO₂, en la medida de que la biomasa se va secando, lo que obliga al gas a salir siempre por la parte inferior.

En una investigación (Basu, 2010; Higman y van der Burgt, 2008) sobre qué modelo de gasificador se usa más hoy en día (Figura 5.21), se encontró que se está trabajando mucho en gasificadores con plasma frío y caliente, pero sin embargo sigue reinando para pequeñas aplicaciones gasificadores de tipo Downdraft hasta 1 MW. Según encuestas de gasificadores en Estados Unidos y Canadá, mostró que son los más utilizados con un 75%. Los gasificadores Downdraft son los más escogidos en la industria, porque son fáciles de manejar e instrumentar, son muy tolerantes al tamaño de partícula, se pueden colocar virutas sin muchos cambios en el reactor, trozos de cáscara, de residuos forestales, residuos de café, residuos de maíz sin configuraciones extrañas y sin mucha inversión en equipo. Son gasificadores muy utilizados para gasificación de residuos. Sin embargo, para aplicaciones mayores, entre 1 MW y 10 MW se comienza a pensar en gasificadores de lecho fijo tipo Updraft o gasificadores de lecho fluidizado hasta 100 MW y para aplicaciones aún mayores desde 100 MW a 1000 MW se utilizan gasificadores de flujo encontrado que es otra variación de reactores exclusivamente para micropartículas.

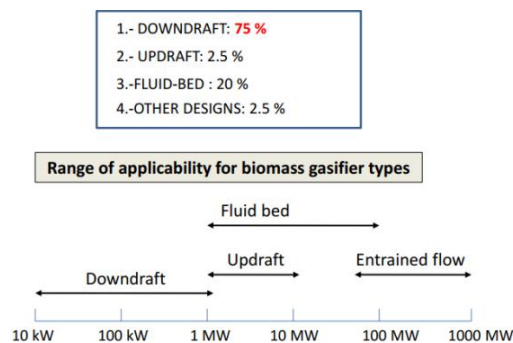


Figura 5.21. Gasificadores más utilizados y rango de aplicación- Fuente: Basu, 2010; Higman y van der Burgt, 2008.

A los gasificadores Downdraft, de corriente descendente o también llamados gasificadores de corriente paralela, se les llama así porque tanto la biomasa como el gas se mueven en conjunto. En estos gasificadores, el gas que se forma en la zona de combustión al pasar por altas temperaturas, genera un fenómeno que se llama craqueamiento térmico del alquitrán y por esta razón, estos reactores tienen la tasa más baja de producción de alquitrán. El alquitrán es como si fuera un licor que tapona las tuberías y los equipos y ensucia el reactor, siendo directamente proporcional a la vida útil del motor de combustión interna o del equipo. Entonces, los rangos de alquitrán que se permiten para motores de combustión interna son más altos que para microturbinas, ya que estas son mucho más sensibles a los contaminantes en células de combustión. Por tener menos contaminantes estos reactores se utilizan en la industria para pequeñas aplicaciones.

En la Figura 5.22 se muestra un reactor alotérmico. Toda la energía necesaria del proceso se hace en una cámara separada, donde ingresa una cantidad de aire como si fuese aire primario, e ingresa

el combustible y a través de fenómenos de intercambio de fluidos de calor ocurre una exclusiva forma de gasificación. También existe una segunda entrada de aire para que ocurra la gasificación. Se tiene entonces una fuente de calor externa que entrega el calor y la energía necesaria para que la otra parte del reactor produzca los gases combustibles formados por hidrógeno, CO₂ y metano.

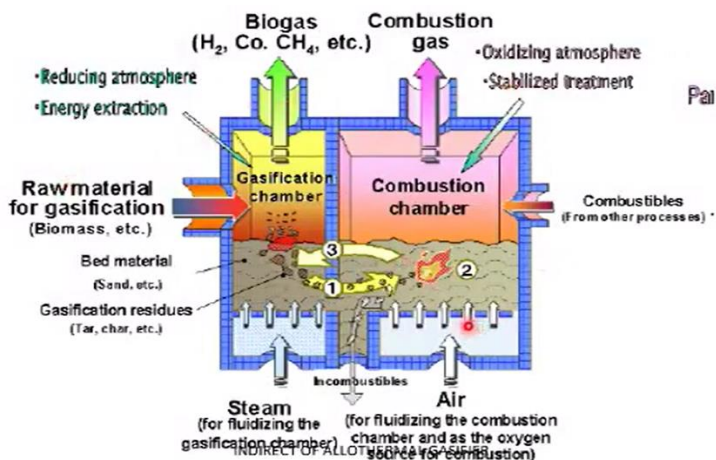


Figura 5.22. Reactor alotérmico. Silva Lora et al (2012)

“All Power Labs” ha fabricado un gasificador Updraft comercial y vende el kit del gasificador y la tolva de alimentación, todo el kit completo para producir electricidad por gasificación, siendo ellos quienes realizan el análisis elemental de la biomasa. Entonces se puede pedir un gasificador para producir electricidad con residuos de poda, residuos de maíz o de frijol y la empresa hace el análisis elemental de la biomasa y realiza las adaptaciones para el gasificador, entregando el kit gasificador con el generador. La gran limitante de esto, es que no se puede variar mucho la biomasa porque entregan un equipo para el cual ya está calculada la cantidad de aire necesario, la atmosfera para que haya gasificación. Los fabricantes ya venden prácticamente la tecnología de caja negra para que se coloque el residuo y ya se regule la cantidad de aire necesario para que exista la gasificación. Son gasificadores para pequeñas aplicaciones de hasta 10 KW, pero relativamente baratas.

Otro tipo de reactor de otro fabricante extremadamente conocido es EQTEC. Es un tipo de gasificador de lecho fluidizado burbujeante, donde claramente se ve el lecho del gasificador, la sección estrecha y la sección más amplia, precisamente para mantener las partículas suspendidas durante el fenómeno debido a que estas se desgastan y se transforman en gas. Son gasificadores que tienen muchísima formación de residuo (material particulado y alquitrán) a pesar de ser gasificadores de lecho fluidizado con una tecnología un poco más robusta. También cuenta con un compresor de aire, que entrega el aire necesario para que las partículas se mantengan suspendidas. Si se produce un gas sucio con alquitrán y con partículas se va a necesitar hacer un craqueo térmico que básicamente es entregarle calor al gas para fundir las cenizas y precipitarlas y dejar el gas lo más acondicionado posible. Luego se vuelve a pasar por un ciclón, se calienta, se enfría, se lava para retirar impurezas, y se seca para poder utilizarlo en un equipo generador.

Otros fabricantes de gasificadores muy conocidos de la India son “ANKUR”. Tienen una configuración muy particular. Un gasificador de lecho fijo por lotes con la tapa en la parte superior se alimenta con la biomasa, la cual después de cierto tiempo desciende. Es un gasificador de tipo Updraft por las entradas de aire y luego de ocurrir la gasificación el gas sale y se acondiciona. Son gasificadores relativamente grandes y hay varios gasificadores ANKUR instalados en el mundo.

Un ejemplo de gasificador alotérmico, de una planta en Gussing (Austria) aprovecha calores de procesos para realizar los fenómenos de la gasificación necesarios, con bastante tecnología. Se encuentra el gasificador de biomasa con un sistema de limpieza, un motor a gas, un sistema con discos Stirling, una unidad de metanización, una unidad para reforma por FT (Fischer Tropsch) y una célula de combustible (SOFC). Otro gasificador comercial de tipo Updraft - porque el gas sale por la parte superior y la biomasa es alimentada por debajo- pero con una variación del gasificador Updraft es el de la Empresa Nexterra. En Colombia hay varios gasificadores de este tipo en el que la biomasa se alimenta por debajo, utilizando un sistema de alimentación como por ejemplo tornillos sin fin, y la gasificación y el sistema de limpieza ocurren por debajo. También tiene la característica de todos los gasificadores Updraft y es que el gas se genera en una zona muy caliente y al pasar por las zonas menos calientes acaba contaminándose con alquitrán y con material particulado.

Se puede trabajar con gasificadores que tienen dos entradas como si fuera aire primario y aire secundario, haciendo que la cantidad de aire necesario para que ocurra la gasificación se divida en dos, mientras que se mantenga controlada la relación de equivalencia. El aire de la zona inferior es el que permite la entrega de energía suficiente para que los otros procesos se desarrollen y el aire de la zona superior garantiza el craqueo térmico del alquitrán. Se logró demostrar que gasificadores con dos entradas de aire o de dos esquemas, facilitan la producción de un gas con contenido más limpio, con bajo contenido de alquitrán y contaminantes. Se utiliza con bastante frecuencia, tanto como para residuos sólidos como para gasificación de biomasa (Figura 5.23).

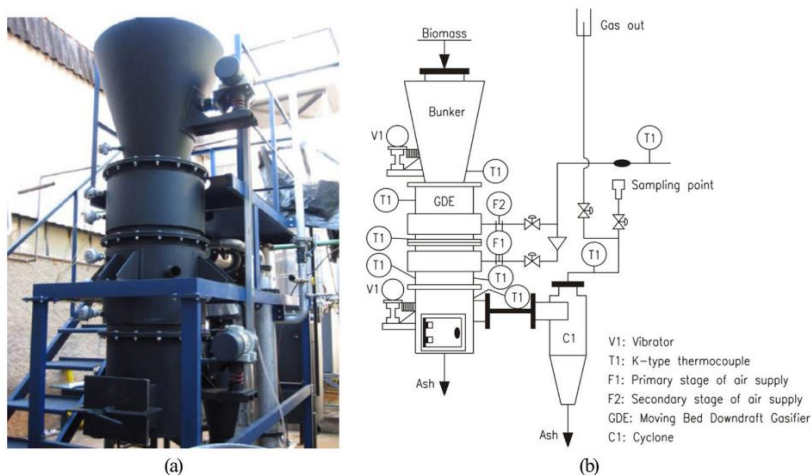


Figura 5.23. Representación esquemática del sistema MBDG. A) Una imagen del MBDG probado. B) El plano de instrumentación ilustra los puntos donde se instalaron los termopares tipo K.

Restrepo et al. (2021)

Además de las tecnologías de gasificadores vistas hasta aquí, existen también tecnologías de gasificación en plasma y gasificación de flujo encontrado.

4. Repaso de la sección

A modo de repaso, el factor de equivalencia o factor de aire (Ecuación 2), visto en capítulos anteriores, tanto para combustión como para gasificación, es la relación entre el aire real (RA/C real) es decir, cuánto aire se necesita para quemar un kg de la biomasa (C =combustible) y el aire estequiométrico (RA/C est), es decir, cuánto aire se quisiera tener para que exista gasificación o combustión. Por ejemplo, si se quema un 1 kg de aire por un 1 kg de biomasa, si fuese esa la analogía, se estaría en un proceso de combustión, y si se quiere pasar a gasificación entonces se va a utilizar menos aire.

$$F.A = \frac{(RA/C)_{real}}{(RA/C)_{est}} \quad (2)$$

Donde:

RA/C real = relación de aire/combustible real

C =combustible

RA/C est= relación de aire/ combustible estequiométrico

Lo que se necesita pensar siempre cuando se analizan los productos de la gasificación es: ¿cuáles son las características de la biomasa? Determinar su composición elemental, el poder calorífico, y tal vez lo más importante, el tamaño de partícula y la humedad, porque cada vez que se tiene reducir el tamaño de la biomasa y/o acondicionar su humedad, se están gastando recursos. Otros aspectos importantes a tener en cuenta son el sentido, la velocidad y la cantidad del fluido de gasificación, cuál es el agente de gasificación (aire, oxígeno, vapor o mezcla) y cómo y por dónde va a ingresar la biomasa al reactor. Si se trabaja con biomasa de partículas pequeñas muy probablemente se pensaría en un gasificador de lecho fluidizado, donde la biomasa y el agente gasificante ingresan por debajo del gasificador y se garantiza una corriente paralela, quedando la biomasa suspendida dentro del lecho del gasificador.

La relación de equivalencia, es el primer análisis que se hace a partir del análisis elemental, basándose en herramientas que permiten balancear la reacción de gasificación o realicen el balance de combustión.

La temperatura también es muy importante. Hay que pensar si se quiere hacer gasificación de forma autotérmica y que la propia biomasa entregue la energía para el proceso o de forma alotérmica. Tanto en gasificador de lecho fijo como en gasificadores de lecho fluidizado se puede utilizar la propia biomasa como el combustible que entrega la energía suficiente para el proceso o se puede utilizar resistencias eléctricas u otra fuente de calor para ello.

Por último, un factor no menos importante, es la presión de operación. En gasificadores con tecnologías más avanzadas y en reactores más robustos que tal vez consuman más biomasa, se necesita transformar ésta de forma más rápida y posiblemente se necesite trabajar a alta presión y no a presión atmosférica. Ambas tecnologías de gasificadores pueden operar a presión atmosférica de forma autotérmica, pueden trabajar sobre una presión más alta que la presión atmosférica o de forma alotérmica. ¿Existe alguna fuente externa que me entregue una temperatura de 600 °C por lo menos?

Una de las complicaciones con los gasificadores alotérmicos es conseguir una fuente externa de buena calidad.

Una forma esquemática de resumir los tipos de reactores se muestra en la Figura 5.24. Existen gasificadores presurizados, los cuales trabajan con una presión superior a la presión atmosférica y gasificadores atmosféricos dependiendo la presión. Según el tipo de tecnología se encuentran de lecho fluidizado, de lecho fijo, de lecho encontrado o de otros tipos. Se puede utilizar gasificación indirecta, gasificación con oxígeno o gasificación con aire, y se puede optar por limpiar el gas en caliente directamente como ocurre en gasificación con aire en lecho fijo Downdraft o puede utilizar sistemas de limpieza de gases.

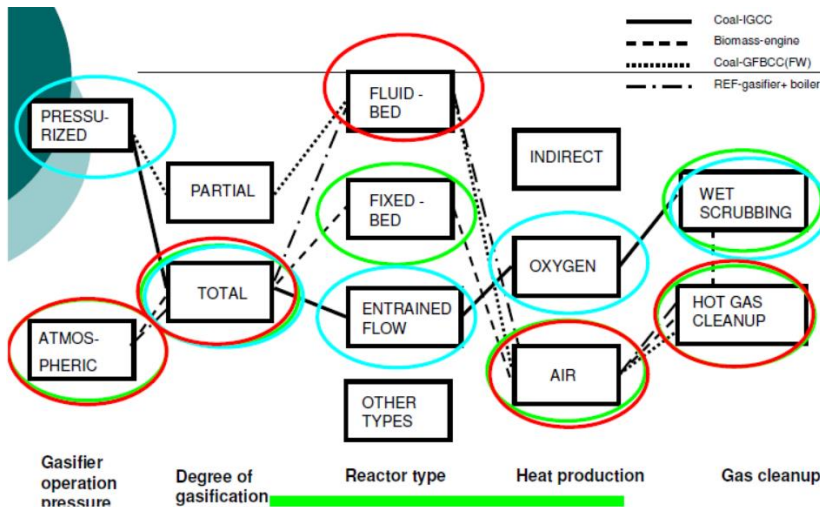


Figura 5.24. Esquema de las distintas tecnologías de gasificación. Basu (2013).

Con respecto al método para medir la cantidad de aire en la relación equivalente: ¿se recomienda medir el aire en la admisión o en los gases de escape?

Siempre que se tiene el análisis elemental, ya se tienen los parámetros para calcular el aire necesario en la combustión. Por ejemplo, por un kg de biomasa con una composición elemental x, y, z se van a necesitar tantos kilogramos de aire para que exista esa combustión, entonces el método es la relación de equivalencia, es decir, el análisis para que exista la quema completa de esa biomasa sólida por los kilogramos de aire necesarios para que queme. Ahora si se habla de combustión siempre se está por encima del aire necesario. Se recomienda que la cantidad de aire sea un 30% por encima, para que toda esa biomasa entregue su energía en el mejor momento.

¿El gas generado en la pirólisis se podría reaprovechar para que ese proceso sea autónomo en cuanto a gasto energético?

Durante la pirólisis a bajas temperaturas entre 200° y 500° C se tenía formación de metano, pero no sabían si se podía usar para quemar o el mejor paso era intensificar la reacción de gasificación, ya que el objetivo de ese metano es favorecer las reacciones de la pirólisis, no ser quemado durante el proceso. Hay una parte de la pirólisis en la que ese metano se consume y se transforma en otra

especie y la duda de los investigadores en ese estudio, justamente era si se podía quemar una fracción para aprovecharlo energéticamente. Por lo tanto, hasta el momento es una pregunta que tienen sin responder, si vale la pena quemarlo, sin que ello perjudique el proceso de pirólisis porque hay aún una fracción de combustible.

Sobre la incineración de residuos urbanos ¿Qué tipo de horno se utiliza en ese caso, y que tan avanzada está la tecnología de los filtros?

Hay desde hornos fijos, reactores de parrilla fija o de parrilla móvil en los cuales la biomasa se ingresa por encima con una cinta transportadora y las cenizas son retiradas por debajo. También se usan hornos rotatorios. Son hornos huecos colocados dentro de un horno sólido, en los cuales la biomasa gira a medida que se va degradando y las cenizas y los residuos de la combustión van quedando por los laterales, limpiándose. Esta es una tecnología bastante usada inclusive heredada de los hornos de cemento, Clinker, y se usa mucho hoy en día para incineración de residuos. Ahora, en términos de limpieza de los gases contaminantes, el gran problema de la incineración de residuos sólidos urbanos son las dioxinas y furanos y una cantidad de compuestos a partir de cloro y materiales pesados que son de difícil remoción. Lo que se usa hoy en día para evitar la polución son estas tres tecnologías principales: lavadores, filtros scrubber y filtros de manga.

¿Cuál de las tres tecnologías que ha presentado: combustión, gasificación y pirólisis sería la más adecuada cuando la humedad de la biomasa es superior al 50%?

Depende de la biomasa. Si no se tiene opción de tratarla, se tendrá que elegir la pirólisis o gasificación. De los tres procesos, el orden de tolerancia es: pirólisis, gasificación, combustión, siendo esta última la menos tolerable. Si se tiene que iniciar el proceso de cero inevitablemente con altos contenidos de humedad, se recomendaría la pirólisis, que tampoco es tan aceptable con altos contenidos de humedad.

¿Es recomendable diseñar dispositivos para cierto tipo específico de biomasa o es recomendable hacer para una biomasa con características promedios?

Normalmente las cosas que más preocupan de la biomasa es el tamaño de partícula, porque de todas maneras sí o sí tiene que tener un tamaño de partícula más o menos uniforme. Algunos dispositivos como los hornos a leña, admiten distintos tamaños. Lo que más influencia en el diseño del dispositivo, es la humedad de la biomasa, no tanto el tipo. Si se analizan residuos, los hay con diferentes contenidos de humedad, entonces lo que busca el proyectista es proyectar un equipo que admita ciertas tolerancias en humedad y tamaño de partícula, un equipo que pueda quemar pellets y briquetas sin escapar de rangos definidos.

En los casos de modelado de gasificación de biomasa por CFD, cuáles son las reacciones químicas más importantes que deberían incluirse en el modelo cinético.

Las inevitables: agua y gas, metanización, secado, volatilización, combustión. Se pueden ver las reacciones del proceso de gasificación a continuación.

¿Se puede afirmar que cuando los coeficientes de la biomasa, carbono, hidrógeno, oxígeno, nitrógeno son mayores se podría asociar con una mayor eficiencia o desempeño de la conversión termoquímica y el balance energético de la combustión?

Sin dudas. Si se analizan, por ejemplo, otros combustibles con mejor poder calorífico o sea con mejor composición elemental, repercute en la calidad de los productos, sea combustión, gasificación o pirólisis. Sin dudas la composición elemental es un factor determinante en los productos y la humedad también, ya que tiene influencia sobre el poder calorífico inferior del gas, torrefactado o del material carbonizado.

¿Cuál es la relación entre aire primario y aire secundario? ¿Difieren en su composición o se denominan así por el orden en el que son inyectados?

Se denominan así por el orden en el que son inyectados. El aire primario es el que utilizamos para iniciar el proceso de combustión y el aire secundario puede ser utilizado para intensificar la combustión. Se puede ingresar como aire primario, por ejemplo, el aire estequiométrico para que exista la combustión uno a uno y en el aire secundario para que se facilite o intensifique el proceso de combustión. En la mayoría de los quemadores, hornos, caldera, se utiliza aire atmosférico. Básicamente es un compresor y se inyecta el aire necesario para que esa biomasa se quemé.

Así como existen bases de datos donde están las propiedades de las distintas biomasa para la caracterización ¿existen bases de datos donde se encuentre las temperaturas y emisiones en hornos con un determinado tipo de biomasa para validar los modelos CFD de combustión?

Existen algunas bases de datos y existen algunos artículos que se han ocupado bastante de analizar los contaminantes que puede dar determinada biomasa o determinado proceso, pero lo que siempre se hace es intentar definir los límites de emisión, cuál es límite de emisión de determinada tecnología, cuál es el límite de emisión permitido en partes por millón de una planta para incineración. Con estos límites se trabaja e intenta validar los modelos. No hay bases, hay registros de simulación y registro de plantas, y tal vez esto ayude, con los reportes y mediciones que hacen las termoeléctricas, contratando a la autoridad ambiental.

Sobre la herramienta de simulación: ¿El cálculo es en relación a toda el área sembrada?

Lo que hace la herramienta es analizar los reportes por sistema de georreferenciamiento. Es una herramienta de estadística espacial, por lo que se mapea todas las áreas y se cruza con los reportes de fuentes oficiales. Cuando se escoge un área, ya se tiene el valor de cuántas hectáreas hay sembradas allí, cuántas especies y cuáles, ya está analizado por la herramienta. En el caso de Brasil se cruza con los reportes del EMBRAPA, entonces si se hace un ejercicio como el que se mostró, de 9000 o 90000 hectáreas, lo que se analiza es sí en esas hectáreas, cuánto hay del tipo de residuo reportado, tanto por estadística espacial como por el reporte del EMBRAPA. No es una herramienta de predicción es una herramienta de análisis estadístico.

¿Cómo se afecta la fusión de cenizas por las temperaturas internas en la consecuencia de sobrealimentar de aire la combustión?

De las cenizas se estudiaban las temperaturas para fundirlas cuando se tenían depósitos y si se tiene exceso de aire, las cenizas van a los depósitos, a los ciclones, a los lavadores o a los dispositivos de limpieza. Se han encontrado cenizas en las corrientes de los gases de equipos del NEST- UNIFEI, porque sencillamente se exageró en la relación de equivalencia o el proceso estaba en la última etapa.

¿Cuáles son las sustancias ácidas que se pueden generar en los gases de escape de la combustión?, ¿tienen un efecto corrosivo en los conductos de salida?, en ese caso, ¿cómo se podría mitigar la presencia de esas sustancias ácidas?

Si se trabaja una biomasa con contenido de azufre o de cloro, o hay formación de cloro en el proceso por alguna característica, siempre va a ir de la mano con el deterioro del equipo. Cuando se habla de biomasa, por lo general se sospecha de un bajo contenido de azufre, pero cuando es residual hay más probabilidad de que presente azufre, que haya otros elementos corrosivos o que se facilite la formación de ciertas sustancias corrosivas. Cuando pasa eso, lo que se pretende en gasificación es retirarlos, de hecho, el alquitrán es un poco corrosivo también, entonces hay que retirarlos.

¿Cómo es posible, si la combustión es a 900°C, ocurrir los otros procesos que son a menos temperatura?

Primero, hay dos maneras de realizar la combustión: puede hacerse un proceso por lote en el cual se recoge toda la cantidad de biomasa y se prende fuego, o un proceso en continuo, donde se garantizan las condiciones energéticas para que la biomasa desde que entra al reactor, salga en forma degradada; si es combustión en forma de cenizas y de calor y si es gasificación, en forma de productos gaseosos. Por otro lado, un reactor es como un recipiente donde ocurren reacciones. El primer momento de la gasificación es la combustión, se utiliza fuego, aire en exceso y ocurren las primeras reacciones. Cuando se tiene combustión por termopares o sensores de temperatura, se le reduce la cantidad de aire al proceso y ahí el equipamiento, el recipiente, entra en régimen de gasificación porque está en ausencia de aire. Entonces, en el primer paso del proceso ocurre combustión y en el momento en el que se tiene temperatura suficiente, se reduce la cantidad de aire necesaria y se pasa al régimen de gasificación, todo puede ocurrir de forma simultánea, mientras que se tenga la energía suficiente para entregar el calor del proceso. Esto también puede ocurrir en gasificadores alotérmicos, que son gasificadores calentados por resistencias, entonces al contrario de iniciar un proceso de combustión para que el proceso se alimente solo, lo que se hace es envolver el reactor con resistencias eléctricas, que entregan la energía suficiente para que se pueda controlar la temperatura en la zona de gasificación, en la zona de combustión o en la zona de pirólisis.

¿Si se usa vapor como agente de gasificación, se obtiene un buen balance energético?

Sí, mientras que existan dos características. La primera, que sea vapor a alta temperatura, es decir vapor arriba de 200°C, y la segunda, que las condiciones de la biomasa sean favorables. No se puede usar vapor con biomasa muy húmeda, por ejemplo, o no se puede usar vapor en gasificadores de

lecho fijo con tamaño de partícula muy grande. Normalmente siempre se usa cuando ya se investigaron procesos de gasificación intensiva.

Con respecto a la biomasa ¿Influye en la composición química de la gasificación?

Sí, influye muchísimo. Por ejemplo, si la biomasa tiene mucho oxígeno, es muy probable que haya mayor presencia de CO₂. Si la biomasa tiene muchos volátiles, entonces es muy probable que haya formación de alquitrán. De forma general los diferentes tipos de biomasa se comportan dentro de ciertos rangos, y lo que acaba influyendo en la calidad de los productos es la humedad.

¿Existe una relación óptima entre el monóxido de carbono y el hidrógeno para ser llamado syngas?

Existe un análisis que se hace, que es la tasa de conversión. Es la cantidad de hidrógeno que se formó por cuánto se tenía de carbono y cuánto hidrógeno molecular se tenía. Este es un primer análisis que permite establecer la eficiencia del gas en frío. Existe otro estudio, sobre cuanto CO₂ se formó con base en la relación de carbono elemental que había. También hay un análisis de eficiencia de la gasificación en frío, que es aproximadamente cuánto combustible hay después de que se limpió. Ahora, no hay una relación para llamarlo syngas. Syngas es un gas de gasificación limpio y seco, entonces puede ser un gas con bajo poder calorífico, con una tasa de eficiencia en frío baja, pero si lo tiene limpio y seco ya pasa a ser un combustible sintético, porque ya se reformó o se le hizo un tratamiento catalítico, entonces ya se tiene un combustible sintético, indiferente de la concentración de hidrogeno o de CO₂.

¿Qué modificaciones habría que tener en cuenta para el modelo de reacciones químicas, si en vez de biomasa pura se utilizara biomasa ya carbonizada para el modelado?

Hay un modelo, que asume los fenómenos de la pirólisis como biomasa ya carbonizada, entonces eso favorece mucho el proceso de gasificación. En tiempo computacional ayuda, solo que no se estarían estudiando los fenómenos de la pirólisis, pero influye y favorece mucho tanto modelar como trabajar experimentalmente con biomasa carbonizada.

¿Por qué interesaría tanto si tiene o no metano, si de todas maneras todos los gases se van a quemar?

Hay que pensar en cómo se da la combustión del metano, del hidrógeno y del dióxido de carbono, cuáles son los residuos que generan. Literalmente el residuo de la combustión de hidrógeno es el vapor de agua y el residuo en la gasificación de metano es CO. Ese es el interés que se persigue hoy en día. Es mucho más limpio quemar hidrógeno que quemar metano.

¿Por qué las imágenes que dicen de lecho fijo/ móvil parecerían ser todas lecho fijo?

En la literatura, el lecho fijo se llama también de lecho móvil, porque la biomasa cuando se va consumiendo se va degradando, por eso los gasificadores de lecho fijo, Downdraft o Updraft, también

lo llaman en la literatura gasificadores de lecho móvil, es básicamente una interpretación grosera porque la biomasa se va gastando y entonces se está moviendo.

Con respecto a la humedad de la biomasa ¿Hay valores de humedad máximos para cada tipo de gasificador o cómo se regula eso?

Los gasificadores de lecho fijo admiten más humedad por su configuración. En la tolva y en la zona de secado superior, se tiene ya una zona que necesita que la humedad de la biomasa se vaya evaporando. Acepta hasta un 20%, inclusive hay ejemplos experimentalmente de gasificadores de lecho fijo con hasta 25% de la humedad de la biomasa. Se va a tener menos eficiencia. Para gasificadores de lecho fluidizado la relación de humedad máxima admisible es 13% o 14% porque piense que se tiene una partícula mucho más pequeña. Muchas veces la partícula más grande de lecho fluidizado es de 3 mm, entonces no admite mucha humedad.

Con respecto a los reactores Downdraft: ¿Es cierto que una de las desventajas es el control de la temperatura?

Sí, porque los gasificadores Downdraft normalmente son operados en lote, entonces cuando se coloca toda la biomasa dentro del gasificador y esta se va consumiendo, se puede tener aumentos o disminuciones bruscas de temperatura si se deja agotar la biomasa. Lo que normalmente se hace en estos gasificadores, es colocar un lote de biomasa y hacer un análisis de tiempo de residencia, así se puede estudiar cuánto se demora el lote de biomasa para consumirse y antes de que se consuma abrir el gasificador de forma segura y colocar más biomasa aprovechando que el gasificador todavía tiene una temperatura interesante. Por ejemplo, en el gasificador ANKUR, tienen una tapa encima, entonces se hace el análisis de la cantidad de biomasa que se gastó, se abre la tapa y cae biomasa directamente desde la tolva, simulando un proceso de gasificación en continuo. Son mucho más susceptibles a pérdidas de temperaturas o aumentos bruscos de temperatura, son más difícil de controlar, pero a la vez son más fáciles de operar.

¿Hay reactores Downdraft de tipo doméstico?

Se encuentra el gasificador visto de All Power Labs, de 25 kW. Ellos venden el kit completo con el sistema de alimentación y el sistema de generación. Las aplicaciones de All Power Labs son de 15 kW, 25 kW, 50 kW, 130 kW, para gasificadores de tipo doméstico. Además menciona uno de ellos funcionando, de 1,20 x 1,20. (www.allpowerlabs.com).

Este tipo de gasificadores ¿se podría adaptar a otro tipo de biomasa que no sea el que originalmente se solicitó y cuál sería la complejidad para hacerlo?

Como ellos venden tecnologías cerradas, son ellos los dueños de la tecnología y venden el gasificador ya sellado. Uno paga por ello y es difícil adaptarlo porque venden el conjunto gasificador-motor. Un gasificador que vio el Dr. Yepes Maya en Colombia en un jardín botánico, operando con residuos variables, dado que en una época del año se tenía más hojas que tallos y en otras, un residuo más húmedo, y los fabricantes tuvieron bastantes dificultades en analizar qué había que ponerle a la

biomasa para que el gasificador anduviese. Porque si tenía un rango de mucha humedad el gasificador no prendía; o si por alguna razón el pasto no crecía o había poco pasto por determinada época del año y había más madera, el gasificador no andaba, o generaba muchos contaminantes. Esos gasificadores son bastantes complejos porque es una tecnología de caja negra, entonces es bastante complejo para esa versatilidad de combustible. Otros fabricantes en Brasil ya tienen una tecnología que permite moverse un poco más con las condiciones de la biomasa, del agente de gasificación, pero es una tecnología que todavía está en desarrollo.

Para maximizar el hidrógeno en el syngas, ¿cuál sería el agente gasificante más recomendable?

El agente de gasificación más recomendado es vapor, pero depende la cantidad. Si se utiliza un vapor de baja calidad o un vapor a baja temperatura, los frentes de llama del gasificador caen mucho, y casi no se produce CO, se produce muy buen hidrógeno. La temperatura de gasificación que es de 850 °C puede caer a 600°C solo por utilizar un vapor de baja calidad.

¿Se podría quemar el gas pobre en calefactores de tiro balanceado?

Sí. Es un combustible con buen poder calorífico, de 5 a 7 MJ si es con aire, es perfectamente viable. Pero dependiendo del origen de ese gas, varían los contaminantes presentes allí y se tienen que tener en cuenta las exigencias del quemador. Si son parecidas a un motor de combustión interna no tiene problemas.

¿Por qué existe tanto interés por el hidrógeno actualmente?

Existe actualmente un alto interés por el hidrógeno. Muchas investigaciones buscan producir hidrógeno verde o renovable, y otra cantidad de términos nuevos que se han ido acuñando en relación a las investigaciones que buscan producir hidrógeno de manera controlada y eficiente. El futuro o presente cercano está basado en combustión de hidrógeno, tanto para células de combustible como para microturbinas. Lo interesante de los biocombustibles es que conforme la biotecnología va madurando, nuevos términos y nuevas expresiones comienzan a ser acuñadas y valoradas, y cómo no mencionar el gas de síntesis de forma general para los productos de la gasificación.

Si se observa la Tabla 5.9, puede entenderse este alto interés por el hidrógeno. El poder calorífico superior en base másica (en peso) del hidrógeno es 14 veces mayor que el poder calorífico del monóxido de carbono (CO) y 2,5 veces el del metano (CH₄).

Los gases producto de la gasificación son principalmente: CO (monóxido de carbono), H₂ (hidrógeno) y CH₄ (metano). Por lo que, cuando se trabaja con este tipo de conversión termoquímica hay que determinar cuál de estos gases se quiere maximizar y también tener en cuenta su poder calorífico. Por otro lado, no olvidar que la quema de hidrógeno (combustión) genera agua como residuo, mientras que la quema de metano produce dióxido de carbono.

Tabla 5.9. Poder calorífico de gases (CNTP). Cengel (2008)

Gas	kJ/Nm ³		kJ/kg	
	PCS	PCSI	PCS	PCI
Hidrógeno	12749	10742.6	141656.02	119359.9
Metano	39835.4	35822.6	55527.12	49934.28
Etano	69806	63954	51832	47443
Etileno	63118	59356	50243.6	47108.6
Gas natural de Campos	42050.8	37996.2	67741.08	61203.56
Gas natural de Santos	44671.66	40428.96	66691.9	60359.2
Gas natural de Bolivia	41624.44	37590.74	68944.92	62265.28
Propano	101156	93005	50285.4	46314.4
Propileno	93632	87362	48906	45729.2
n- Butano	133342	122892	49449.4	45687.4
Iso-butano	132506	122056	49365.8	45562
Buteno-1	124982	116622	48404.4	45269.4
iso- Pentano (líquido)	-	-	48488	45269.4
GLP (medio)	117040	107739.5	49825.6	45967.46
Acetileno	58436.4	56388.2	49875.76	48128.52
Monóxido de carbono	12598.52	12598.52	10077.98	10077.98

5. Estudios de caso de gasificación

Estudio 1: experimentación del conjunto gasificación de biomasa + motor de combustión interna para generar electricidad (Martínez Ángel et al 2012).

El primer caso de estudio experimental fue la producción de gas de gasificación con calidad para un motor de combustión interna y presenta una herramienta de cálculo para analizar el factor de aire y las especificaciones del gas para motores de combustión interna y experimental. El objetivo del estudio fue analizar experimentalmente la gasificación de biomasa en un reactor de dos estados o dos etapas, con dos entradas de aire, para su uso alternativo en la generación de electricidad. Se dice “motor alternativo” porque la cámara de compresión de este fue modificada justamente para permitir ciertas características del octanaje del combustible que posibilite trabajar con mezclas de combustibles líquidos gaseosos. Los objetivos específicos fueron:

- i) Obtener características óptimas acerca de la cantidad de aire necesario que permita la gasificación utilizando las dos entradas de aire, para obtener un gas energético posible de usar en el motor mencionado.
- ii) Analizar experimentalmente las composiciones y desempeño de la gasificación de la biomasa considerando el flujo aire y los productos gaseosos.

iii) Desarrollar modelos y parámetros de diagnóstico para gasificadores de lecho móvil a partir de los balances de masa y energía de los procesos de gasificación que permita identificar los parámetros del proceso.

iv) Analizar la potencia entregada por el conjunto gasificador-, motor alternativo de combustión.

Es alternativo, porque la cámara de combustión está modificada para trabajar con diferentes combustibles (líquidos, gaseosos, y mezcla de líquido con gas, o mezclas de gas con gas).

Se conocen varios modelos de gasificadores utilizando dos entradas de aire. La configuración de aire primario y aire secundario es muy variada. Muchas investigaciones señalan que el aire primario es el aire que se coloca para que exista combustión, mientras que muchas otras dicen que si el gasificador es de tipo down draft por lo que el aire primario es el aire donde ocurren las primeras reacciones de secado y el aire de combustión es el secundario. Debido a esta discrepancia, cada investigación que se realiza en gasificadores de dos entradas usa diferentes puntos de foco para decir qué es aire primario y aire secundario. Desde la concepción de la combustión, como fenómeno dominante de la generación de especies, el autor de este capítulo refiere al aire primario como el necesario para que exista la combustión.

Como el objetivo principal del estudio en términos de generación de electricidad era considerar el gas como combustible dominante a ser quemado en un motor de combustión interna, hubo que hacer unas consideraciones generales, como analizar la velocidad superficial de llama (en relación a la calidad y el comportamiento de los frentes de llama de ese gas para motores de combustión interna), también analizar el número de octanaje y/o de metano, para ajustar los tiempos de encendido del motor a fin de encontrar potencias mayores e eficientes sin perjudicar la calidad de energía que entregaba el motor. A diferencia del gas natural o gas licuado de petróleo que tienen una presión de almacenado, en este caso el gas de gasificación no se almacenaba, se hacía pasar a un pulmón que no ejercía mucha presión y no modificaba las condiciones físicas del gas y de allí pasaba directamente al motor de combustión interna. Por lo tanto, había serios riesgos de dañar el motor o inclusive que a bajas velocidades superficiales del gas pudiese retornar llama dentro del gasificador, y se necesitaba estudiar.

El gasificador que se usó en este estudio (Figura 5.25) es un gasificador de doble entrada down draft, donde hay dos entradas del agente gasificante, una en la región de pirólisis y otra en la zona de combustión. Este gasificador presenta en la zona superior el sector de alimentación con un silo de carga, en el centro una zona de secado, pirólisis y desvolatilización y en la zona inferior es donde ocurre la combustión y gasificación. Es un gasificador extremadamente versátil en cuanto a la tolerancia de humedad, más o menos tolerante al tamaño de partícula, y tiene dos termocuplas conectadas para medir las diferentes temperaturas y dos vibradores para el cenicero, donde está la parrilla. Además contaba con las siguientes características: a) potencia nominal de 50 kW térmicos, b) potencia térmica específica de más o menos 1200 kW/m², c) tamaño de partícula admitida de biomasa entre 2 y 6 cm, que comparado con gasificadores de lecho fluidizado, es un rango interesante y d) una cantidad de biomasa consumida de aproximadamente entre 10 a 12 kg por hora, con la alimentación por lotes, no continua, es decir que el gasificador debe cargarse de nuevo, luego de 4-6 horas,

pudiendo controlarse la cantidad de agente gasificante pero requiriendo más control por parte de los operadores, debido a que si la biomasa se acababa podría darse un régimen de combustión. El reactor fue proyectado para un factor de aire de 0.35, con una capacidad nominal de más o menos 10 kg por hora que es muy versátil con respecto al tamaño de la biomasa y fue diseñado exclusivamente para trabajar con aire, pero el grupo NEST comenzó a operarlo con vapor y oxígeno, como muestran los estudios de caso en este capítulo.

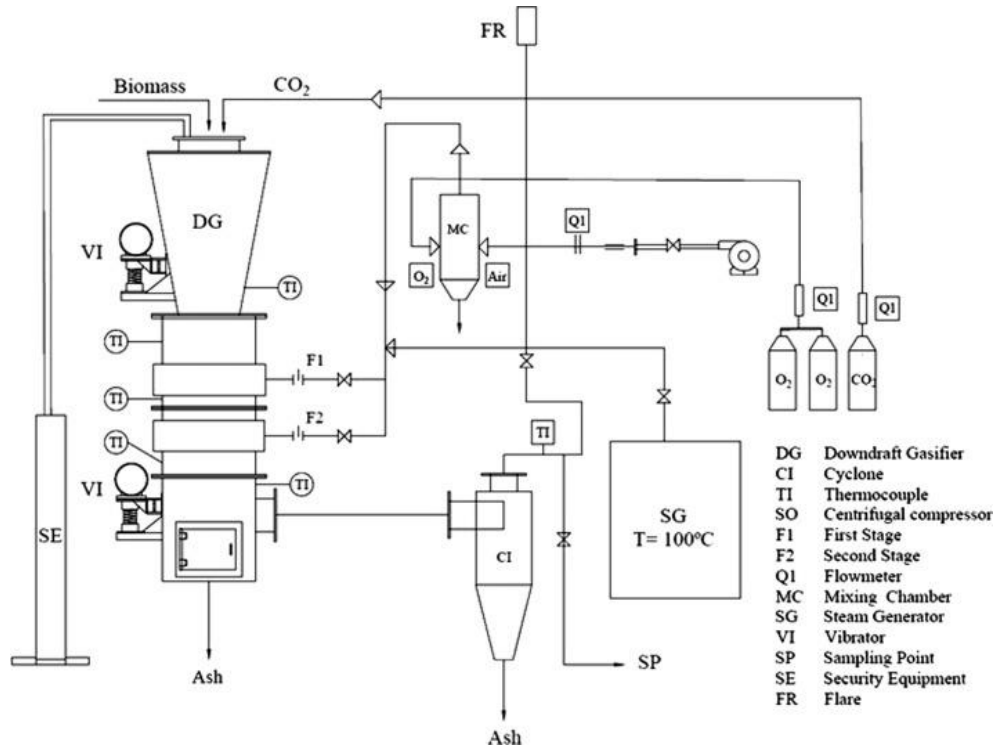


Figura 5.25. Esquema del sistema de gasificación descendente de dos etapas que incluye ciclón, cámara de mezcla, suministro de aire, vapor y oxígeno (Fuente: De Sales et al., 2017).

En el esquema de este dispositivo se puede observar el conjunto de pruebas completo, que se compone del gasificador, con los vibradores, los termopares para poder controlar y medir la temperatura (solo se medía y controlaba manualmente), un ciclón a la salida de los gases y varios equipamientos: un reactor de reforma catalítica, elementos para procesos de enfriamiento del syngas, un colector que consta de un filtro de mangas y pulmón para almacenar el gas. Esta era la configuración más simple pero estos dos últimos equipos sobre todo el gasificador de reforma catalítica, eran importantes en el proceso de mejora de las condiciones del gas, y que llegase al motor con buena calidad para ser quemado para no causar daño en la generación de electricidad. Por condiciones y necesidades específicas del motor, el gas debía enfriarse. El pulmón tenía una cantidad de agua que permitía almacenar aproximadamente entre 1 y 3 m³N de gas, para poder alimentar el motor.

El motor que se utilizó fue de dos cilindros con 1145 cm³ enfriados por agua y poseía un sistema de ignición por bujía. Las condiciones de tasa de compresión fueron modificadas para poder quemar

tanto combustible gaseoso como líquido y que los primeros tengan diferentes características en términos de la velocidad a la que ingresan, presión de almacenado y humedad.

Para la gasificación se utilizaron rollitos pequeños de Eucalipto de tamaño máximo de 6 cm, y diámetros desde 2 a 3 cm. A continuación, se observa el análisis elemental e inmediato del material que se estudió: madera en chips, madera de pino, Eucalipto y bloques de madera (Tabla 5.10). Sin embargo, en términos de la densidad en general y aparente de la madera puede existir pequeñas variaciones del poder calorífico superior.

Tabla 5.10. Resultado de la caracterización de muestras de biomasa utilizadas

Biomasa	Análisis elemental					Análisis inmediato			PCS (MJ/kg)
	C	H	O	N	S	MV	CF	A	
Chips de madera	48,10	5,99	45,74	0,08	0,00	76,40	23,50	0,10	19,916
Madera de Pino	---	---	---	---	---	73,60	15,70	11,30	16,644
Eucaliptus	46,04	5,82	4,49	0,30	0,00	75,35	21,30	3,35	18,640
Bloques de madera	49,14	5,10	43,52	0,48	0,02	83,32	14,59	2,09	18,261

Anteriormente, el gas debía ser secado y someterse a un análisis de la composición de los gases, contenido de CO₂, contenido de CH₄ e H.

La primera entrada de aire es aquella que se encuentra más próxima al proceso, por lo que ingresa aire en la zona de pirólisis y secado mientras la otra parte del aire entra en el segundo bloque del gasificador, justamente en la zona de combustión y gasificación (Figura 5.26). Este mecanismo se logra a través de una placa orificio para poder conocer la cantidad de aire que ingresa. Uno de los orificios tenía 12 milímetros y el otro tenía 15 milímetros. Esto no significa que ingresa más o menos aire, sino que es posible controlar la cantidad con válvulas. Estas placas se fabricaron en su momento bajo el principio de la norma ISSO 5167. Estas placas de orificio son básicamente elementos de absorción con un estrangulamiento y un punto de presión. Se desarrolló una herramienta para que, basándose en la presión y temperatura en la que ingresaba el aire de gasificación, se podría calcular cuánto era el aire necesario.

De esta manera es posible el control sobre la gasificación y sobre la combustión. Es una herramienta que se desarrolló en el software Fortran, en el cual se podría trabajar sobre una o dos entradas, modificando la temperatura y colocando el valor de presión de la lectura del manómetro. Este mecanismo ya calcula, con base en la selección en uno o dos entradas, cuánto es la cantidad total de aire que estaría ingresando al gasificador.

Si se opera el gasificador en continuo, esta cantidad de aire se va a mantener fija, si opera por lotes esta cantidad de aire tiene que ser administrada para que cuando la madera se va quemando no haya problemas y que el proceso pase bruscamente a régimen de combustión. Esta herramienta de cálculo es útil cuando se conoce la relación de factor de aire, su relación de equivalencia y los rangos en donde se va a operar. Cabe recordar que este gasificador ya estaba configurado para una relación de equivalencia conocida, por lo que se establecía la temperatura del aire con la que se trabajaba. Es importante destacar que la mayoría de las veces se ha trabajado con aire atmosférico

es decir a temperatura ambiente y ha resultado muy bien. Los cálculos de la herramienta para medir la cantidad de aire que entra al gasificador es satisfactoria para el proceso.

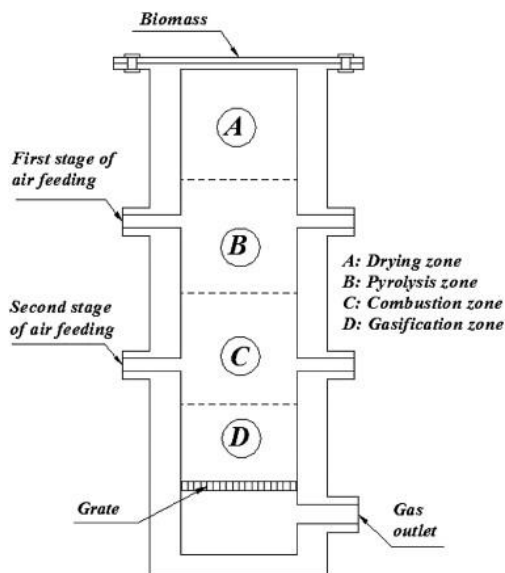


Figura 5.26. Gasificador de tiro descendente (downdraft) con suministro de aire de doble etapa.
Fuente: Martínez et al 2012.

Por último, esta configuración se desarrolla junto a un simulador de carga, el cual comprende un panel sincrónico que permite establecer una demanda energética y analizar cómo es el conjunto del gas y motor de combustión interna. Consigue mantener un nivel de generación más o menos estable, permitiendo también una edición de algunas variables como tensión corriente, potencia eléctrica y la misma carga, simulando varias bombillas.

En cuanto a la determinación de las condiciones operacionales del gasificador, se tiene el cálculo de las relaciones de equivalencia o factor de aire (FA) que alimenta al gasificador (Ecuación ya mencionada)

$$F.A = \frac{(R_{A/C})_{real}}{(R_{A/C})_{est}}$$

Donde:

RA/C real = relación de aire/combustible real

C=combustible

RA/C est= relación de aire/ combustible estequiométrico

Se empieza a trabajar esta relación de equivalencia en la primera y en la segunda entrada de aire. Entonces, basándose en la composición de la biomasa (Tabla 5.11) y en el balance de la ecuación de gasificación, se establecen los kilogramos necesarios para que existiera gasificación con relaciones de equivalencia dentro del rango.

Se observa que los rangos de la relación de equivalencia basados en la cantidad de agente de gasificación entregada, variaba ya que la biomasa se iba consumiendo durante el proceso. Se podía

controlar tanto el aire que entraba en la primera entrada y en la segunda entrada para un total, sin perder de vista el control sobre el proceso de gasificación.

Tabla 5.11. Ensayos realizados variando los flujos de aire primario y secundario

Test	Tasa de flujo de aire (Nm ³ /h)		
	Primera entrada	Segunda entrada	Total
1	0	14,11	14,11
2	7,48	11,2	18,68
3	4,79	11,2	15,99
4	4,79	12,83	17,62

Se observan algunos resultados de algunos primeros experimentos que se realizaron (Tabla 5.12) para establecer el rendimiento del gas, la temperatura de la salida del gas, poder calorífico del mismo basado en las tres especies dominantes del proceso, dentro de un rango completamente admisible para gasificadores down draft. También la eficiencia del gas frío en términos de conversión del carbón y rendimiento. Este último parámetro suele utilizarse para medir la producción específica de gas producido en m³ por masa de materia prima suministrada al sistema. Tanto en los reactores de lecho fluidizado como en los de lecho móvil, el rendimiento es directamente proporcional a la variación de la relación de equivalencia y al tiempo de residencia de los gases en la zona de reducción (Martínez et al., 2012).

Tabla 5.12. Registros de gases y otras variables obtenidos para los ensayos

Test	CO (%)	CH ₄ (%)	H ₂ (%)	PCI (kJ/Nm ³)	T (°C)	Rendimiento (Nm ³ /kg)	E (kW)	η frío (%)
1	21,6	0,8	14,6	4589,8	835	2,8	36,0	71,7
2	22,7	0,7	12,8	4498,7	814	2,8	46,0	71,2
3	21,4	1	15,2	4700,0	793	2,7	42,4	72,4
4	22,1	0,7	15,1	4671,1	828	2,8	46,4	72,6

Se observa la base de cálculo (Tabla 5.13) para los experimentos posteriores (Test A_x, B_x y C_x). En principio se aprecia en la tabla los primeros experimentos (Test A_x) cuando se empieza a gasificar directamente en la zona de gasificación sin ingresar aire en el primer bloque que comprende la zona de pirólisis y secado y entrando todo el aire directamente en la zona de reducción (segundo bloque).

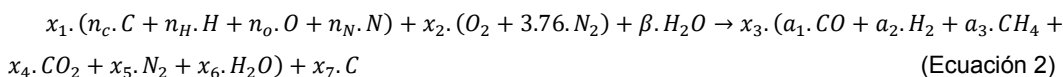
Posteriormente en los test que continúan se empiezan a realizar diferentes mezclas en términos de la cantidad de aire que ingresa en la primera y segunda entrada intentando alimentar la misma cantidad entre ambos orificios, controlando lógicamente que el proceso no incline para combustión. Se observa que en los picos de los ensayos (Ra → factor de aire o relación de aire) se llegan hasta un 80% del aire de una combustión completa, sin embargo, nunca se alcanzó a pasar al régimen de combustión. Cuando se está trabajando sobre equipos experimentales, este control es muy intere-

sante por lo que es importante conocer la ecuación de equivalencia, y calcular cuánto aire va a ingresar por la primera o por la segunda entrada con el fin de mantenerse siempre en rangos de gasificación.

Tabla 5.13. Datos considerados para los ensayos

Test	Tasa de flujo de aire(Nm ³ /h)			
	Primera entrada	Segunda entrada	Total	Ra (%)
A1	0	16	16	0
A2	0	18	18	0
A3	0	20	20	0
A4	0	22	22	0
A5	0	24	27	0
B1	4,57	11,43	16	40
B2	5,14	12,86	18	40
B3	5,17	14,29	20	40
B4	6,29	15,71	22	40
B5	6,86	17,14	24	40
C1	7,11	8,89	16	80
C2	8	10	18	80
C3	8,89	11,11	20	80
C4	9,78	12,22	22	80
C5	10,67	13,33	24	80

Como se trataba de un estudio experimental, resultaba necesario establecer los balances de masa y energía. En la ecuación 2 se observa la reacción general de gasificación con aire y con la humedad de la biomasa, entregando toda la secuencia de productos de gasificación principalmente los de mayor valor energético.



Muchos productos de la combustión pueden estar presentes como productos de la gasificación como por ejemplo carbón, CO₂, vapor de agua. Por eso, a la salida de los gases de gasificación, es necesario secar el gas, retirando algunas impurezas, ya que sino estos excesos perjudican el poder calorífico del combustible que ingresa, afectando al motor de combustión interna. Tal como se mencionó anteriormente, este es un gasificador de tipo downdraft con dos entradas de aire, en el cual la biomasa ingresa por la parte superior y los gases y cenizas se extraen por la parte inferior. La metodología utilizada en el gasificador se puede apreciar en el trabajo: Martínez et al (2012). En cuanto a la metodología utilizada para la operación del motor, algunas variables operacionales no fueron con-

sideradas, por lo tanto, la evaluación del proceso de quema del gas de gasificación en el motor, consistió en identificar los puntos de mayor rendimiento, estabilidad, calidad del gas producido, midiendo la potencia generada por medio del panel sincrónico.

Los resultados finales del proceso de gasificación se observan en la Tabla 5.14, donde se analiza en diferentes ensayos el poder calorífico máximo obtenido en MJ/Kg y la Humedad de la biomasa (%).

Tabla 5.14. Resultados de poder calorífico y humedad de la biomasa

Test	PCS (MJ/Kg)	Wt (%)
1	17,89	11,1
2	18,29	9,61
3	18,24	10,25
Valor medio	18,14	10,32
Desvío estándar	0,22	0,01
Error	0,13	0,00

Por otro lado, el gasificador contaba con una antorcha para, antes de inyectar el gas al motor de combustión, observar si el gas que estaba saliendo ya era combustible, es decir, ya encendía. Es necesario hacer un chequeo visual del gas que está saliendo ya que a veces es muy sucio y hay que ver si enciende y tiene poder de ignición.

El metano se forma continuamente durante proceso de gasificación ya que tiene lugar una serie de reacciones que ocurren de forma simultánea y a medida que la madera se va consumiendo quedan sustancias dentro del reactor. Se observa que mayor tasa de flujo de aire muestran una disminución del contenido energético del gas indicando el comienzo del favorecimiento de la combustión. Es por esta razón que es importante controlar la cantidad de aire, sobre todo en este tipo de gasificadores en los cuales la carga se realiza por lotes, es decir, se coloca un bulto de madera y tiene que consumir controladamente la misma ya que si no se dirige hacia el proceso de combustión. Por otro lado, las concentraciones de CO y de H₂ medidas por los equipos, proporcionaron un gas con 4.59 MJ/m³. La concentración de CH₄ aporta bastante.

A medida que aumenta la razón de aire a 80% las especies se encuentran maximizadas, por ejemplo, CO, H₂, las cuales comprenden los mejores rendimientos y concentraciones. Cabe destacar que estos estudios visualizan el estado situación del proceso dando idea a qué nivel de razones de aire, es decir, a qué porcentaje de aire se obtienen los mejores productos de la gasificación y las mejores temperaturas.

Este estudio buscaba obtener un gas con un alto poder calorífico capaz de alimentar de forma continua un motor de combustión interna alternativo modificado. Como resultado de los ensayos se efectuaron el balance de masa de la biomasa (MBC) y el balance de Energía (E) acompañados por la eficiencia del gas (η). Por otro lado, también se estudiaron las concentraciones (%) de los gases incluyendo vapor de agua y nitrógeno presente en la corriente de los fluidos. El vapor de agua y el CO₂ son considerados como contaminantes. También aparecen otros factores relacionados a la cantidad de agua presente en el gas de gasificación. Además, el factor de aire es uno de los variables

más importantes dentro del proceso de gasificación. Sin embargo, no siempre es una variable de control directo del gasificador. Es imprescindible analizar el factor de aire ya que, sin su control, el proceso se puede inclinar bruscamente hacia la gasificación y si ocurre, el gasificador explota porque posee altas concentraciones de hidrógeno y metano dentro del dispositivo. De la misma manera, si no se controlan ni analizan los factores de aire durante el proceso, puede ocurrir que el mecanismo se incline para la combustión y se pierdan todos los productos de alto valor. De esta manera, si se pasa brusca y espontáneamente de un estado a otro puede suceder una explosión.

Cuando el gasificador se encuentra en régimen permanente, es decir, cuando ya alcanzó su estado de gasificación, ya sea para factor de aire desde 0%, 40% y 80%, se observa una llama más o menos amarilla en las primeras etapas. Luego esta llama es completamente azul, como si fuese un gas de cocina. Cuando el gas está sobrando y el motor no lo consume, se debe quemar el gas ya que posee metano. En este tipo de gasificadores es muy común que tenga una tubería tipo “T” en la cual, por un extremo se encuentra el gas del equipo y del otro extremo se quema el gas que el motor no está quemando. En otras palabras, si el motor no consigue gastar el gas que se le suministra y por alguna razón no lo está utilizando, todo el gas que el dispositivo genera debe ser quemado debido a las concentraciones de metano que posee.

Por otro lado, el equipo se sincronizó en términos de la generación de potencia eléctrica generada y de la frecuencia. Con el gas producido fue posible lograr una potencia eléctrica de 5,3 kW a una frecuencia de 60 Hz. Considerando que el motor tiene una potencia nominal de 10 kW cuando opera con gas natural, puede decirse que la caída de potencia para el gas de gasificador en este estudio fue de 50%. Se tuvo en cuenta el poder calorífico del gas, ya que es necesario conocer la presencia de metano en el gas de gasificación. Se analizó la densidad energética del fluido (ecuación 3) y en la misma se puede observar la presencia del valor del poder calorífico del hidrógeno, del monóxido y del metano (y el valor medio PCm), los cuales permiten evaluar la eficiencia del gas que se genera, como ocurre en el motor de combustión interna.

$$PCm = \frac{10768 \cdot y_{H_2} + 12696 \cdot y_{CO} + 35866 \cdot y_{CH_4}}{1 + 2.38 \cdot y_{H_2} + 2.38 \cdot y_{CO} + 9.53 \cdot y_{CH_4}}$$

En cuanto a los problemas evidenciados en el reactor, se pudieron observar restos de biomasa quemada en el centro del dispositivo lo que ocasionaba una parada brusca del reactor, y en que la lectura de temperatura y de las especies, como hidrógeno, metano y monóxido, se perdía. Es por esto que es necesario controlar la geometría del material de biomasa, la cantidad de aire y de agente gasificante que se va suministrando al proceso.

Hay que mencionar que en este trabajo no fueron medidos los contenidos de alquitrán del gas producido. Es un trabajo bastante conclusivo respecto a gasificadores de lecho móvil/fijo, de tipo co-corriente y se analiza la potencia y calidad del gas (pocos estudiadas hasta el momento). El conjunto gasificador-motor consiguió entregar 5,3 kWe a una frecuencia de 60 Hz a partir de Eucalipto como biomasa combustible, mostrando una eficiencia global de 7.47% (cabe destacar que los motores de combustión interna no presentan eficiencias globales muy buenas). Se pueden plantear arreglos como vibradores para facilitar que la biomasa se mueva para evitar los espacios muertos en el gasificador.

Estudio 2: estudio experimental de gasificación en eucalipto en un gasificador de dos etapas en co-corriente con aire, vapor saturado y oxígeno para la producción de gas de síntesis (de Sales Oliveira et al., 2017).

En este estudio se utilizó madera de Eucalipto y reactivos que van a generar un gas con bastante poder calorífico. Se usó aire, vapor saturado de regular calidad, y oxígeno para producir gas de síntesis con especificaciones para hidrógeno, ya que, en células de combustibles, por ejemplo, este fluido es muy interesante y a la vez exigente en términos de contaminantes. La motivación de este trabajo se relacionó con la sustitución de los combustibles fósiles, en ofrecer alternativas y posiblemente sustitutos o insumos para células de combustibles.

Tabla 5.15. Investigaciones previas con gasificadores downdraft.

Gasificador	Suministro de vapor	Biomasa	Condiciones de operación	Agente de gasificación	H ₂ (%)	PCS (MJ/kg)	Referencias
Downdraft	1 entrada, 100-120°C	Madera de Pino, Catalizador, (Carbono)	ER= 0.22-0.26 SBR= 0.32-0.66	Mezclas vapor-oxígeno	27.12-31.88	9.04-11.10	Pengmei, 2007
Downdraft	Supercalentado a 1000°C	Carbón de madera	Aire + vapor. El objetivo de este trabajo fue caracterizar el carbón de gasificación de madera. No se aportan datos de parámetros de funcionamiento (relación ER, SBR)				L. van de Steene, 2010
Downdraft, dos entradas. Unidad de pirólisis separada y con calefacción externa.	Vapor suministrados desde arriba	Catalizador (Carbono)		Aire calentado a 450°C y vapor a 600°C		El objetivo de este estudio fue investigar la zona de oxidación (craqueo de alquitrán)	Luc Gerun, 2008
Downdraft, elementos cerámicos		Madera de Pino				Investigar el efecto de los elementos cerámicos en el contenido de alquitrán del gas	Jingyu Ran, 2012
Downdraft, dos entradas. Unidad de pirólisis separada y con calefacción externa.			SBR=0.33-1.0	Aire+ vapor		El objetivo de la investigación fue evaluar las dimensiones del contenido de particulados en el gas	Jens Dall Bentzen, 1998
Downdraft. Reactor catalítico separado.		Residuos sólidos urbanos	SBR= 0-2.66			El objetivo fue evaluar el efecto del catalizador en la calidad del gas	Jianfen 2012
Downdraft			SBR= 0.2-2.5	Aire + Vapor		El objetivo de la investigación fue evaluar las especies de azufre en el gas	Chao Gai 2014
Downdraft, dos etapas	Suministro de vapor saturado (100°C) Dos entradas	Eucalipto	ER= 0.3-0.4 SBR= 0.4-1.0	Aire + Vapor + Oxígeno		Evaluar la composición del gas	(Sales, 2015) NEST

Es importante tener en cuenta que el vapor como reactivo de la gasificación, produce gas con bastante contenido de hidrógeno y monóxido, lo que acaba maximizando el poder calorífico inferior y generando un gas más limpio. Utilizando vapor como agente de gasificación, se abre la puerta para obtener hidrógeno o para otros combustibles sintéticos. En este caso las aplicaciones en que se podría emplear son electricidad para células de combustibles para sistemas no interconectados (generación distribuida), producción de combustibles de segunda generación o exclusivamente producir sintéticos para la industria química.

El objetivo del trabajo fue analizar gasificadores de dos entradas utilizando vapor saturado de baja calidad, utilizando biomasa de eucalipto, e introduciendo relaciones de equivalencia diferentes (ER= 0,3- 0,4) y vapor, por lo que debe mencionarse otro concepto: steam to biomass ratio (SBR), que es la relación necesaria por kg de biomasa respecto de kg de vapor para que existan las reacciones de gasificación con vapor: gasificación con aire y vapor por un lado, y gasificación con vapor y oxígeno por otro, con el objetivo de analizar la composición del gas. Se buscaba definir en qué momento se conseguía maximizar la producción del gas con estos tres agentes de gasificación (aire, vapor y oxígeno).

Como se observa en la Tabla 5.15, en el caso de Pengmei (2007) la concentración de hidrógeno y el aumento del poder calorífico del gas era evidente cuando se utilizaba vapor. Por tanto, dado que el trabajo de Martínez et al (2012) había gasificado con aire, la propuesta en este trabajo era gasificar con aire, vapor y oxígeno.

Tabla 5.16. Reacciones de gasificación que se utilizaron en el modelado

Tipo de reacciones	Reacciones	
Reacciones de Carbono		
R1 (Boudouard)	$C + CO_2 \rightarrow 2CO$	+172 kJ/mol
R2 (Reacción del gas de agua)	$C + H_2O \rightarrow CO + H_2$	+131 kJ/mol
R3	$C + 2 H_2 \rightarrow CH_4$	-74.8 kJ/mol
R4	$C + 0.5 O_2 \rightarrow CO$	-111 kJ/mol
Reacciones de Oxidación		
R5	$C + O_2 \rightarrow CO_2$	-394 kJ/mol
R6	$CO + 0.5 O_2 \rightarrow CO_2$	-284 kJ/mol
R7	$CH_4 + 2 O_2 \rightarrow CO_2 + 2 H_2O$	-803 kJ/mol
R8	$H_2 + 0.5 O_2 \rightarrow H_2O$	-242 kJ/mol
Reacciones de Shift		
R9 reacción de desplazamiento de agua-gas	$CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2$	-41.2 kJ/mol
Reacción de metanización		
R10	$2 CO + 2 H_2 \rightarrow CH_4 + CO_2$	-247 kJ/mol
R11	$CO + 3 H_2 \rightarrow CH_4 + H_2O$	-206 kJ/mol
R14	$CO_2 + 4 H_2 \rightarrow 2 H_2O$	-165 kJ/mol
Reacciones de reforma a vapor		
R12	$CH_4 + 2 H_2O \rightarrow CO + 3 H_2$	+ 206 kJ/mol
R13	$CH_4 + 0.5 O_2 \rightarrow CO + 2 H_2$	-36 kJ/mol

En la Tabla 5.16 se describen las reacciones de la gasificación que se van a utilizar en el modelado. Entre las mismas se pueden encontrar: las reacciones de shift (en las cuales se forma hidrógeno, metano y vapor de agua en algunos casos), reacciones de metanación y reacciones en las que el vapor presente en el reactor forma hidrógeno. Este tipo de reacciones son importantes incluirlas en el proceso y si no se llega a controlar ni administrar el aire o el agente gasificante que entra al reactor puede ocurrir una fatalidad en términos del proceso.

Se analizaron estudios previos sobre la temática los cuales habían sido realizados maximizando la producción de los productos de la gasificación tanto sobre condiciones de vapor - aire o en la relación de vapor -biomasa. Ya se conocían estudios anteriores y aún no se sabía el comportamiento del vapor para favorecer los productos de la gasificación. En la Tabla 5.17 se observan los resultados de una experiencia previa de gasificación con aire. Además, se señala una estimación de la cantidad energética que se podía conseguir utilizando vapor o mezclas de vapor con aire en diferentes procesos de gasificación.

Tabla 5.17. Comparación entre gasificación con aire y con vapor-oxígeno en operaciones en etapas simples Oliveira et al. (2017)

Parámetros	Agente de gasificación	1	2	3	4	5
H ₂ (%)	Aire	31.88	31.47	31.17	29.16	27.12
H ₂ (%)	Vapor + O ₂	26.42	30.51	28.58	29.91	27.17
CO (%)	Aire	28.77	27.52	25.81	25.2	25.07
CO (%)	Vapor + O ₂	36.85	39.21	38.66	42.65	37.65
Contenido de alquitrán, g/kg biomasa base húmeda	Aire	7.04	7.84	8.96	1.13	16.52
Contenido de alquitrán, g/kg biomasa base húmeda	Vapor + O ₂	3.06	2.77	7.86	3.14	5.27
PCI gas MJ/Nm ³	Aire	4.78	4.6	4.82	5.05	5.26
PCI gas MJ/Nm ³	Vapor + O ₂	9.04	9.88	11.11	10.37	9.75

Por otro lado, al tratarse de un proceso experimental se realizó un diseño experimental a partir de Martínez (2009) (Tabla 5.18) con relaciones de equivalencia (ER) en torno de 0.3 – 0.4, y relaciones de vapor (SBR) de 0.4 y 1.5. En el presente trabajo se introdujo un analizador de gases que permite analizarlos directamente en la línea de salida del gasificador acoplado a un sistema de adquisición de datos y un sistema para realizar muestras de alquitrán directamente en los gases. En la tubería de salida de gases se introduce un filtro por donde está pasando constantemente el gas y luego de un tiempo (aproximadamente una hora o dos como mínimo) se retira el filtro y se lleva a analizar la cantidad de alquitrán. A raíz de esto se comprobó que los gasificadores de doble entrada favorecen el craqueo de alquitrán, quedando en el filtro cerámico poca cantidad.

En este proceso fue necesario introducir un generador de vapor por lo que se utilizó una caldera eléctrica para generar el vapor necesario y entregarlo al dispositivo. Cabe recordar que se iba a utilizar vapor saturado. Además, al tratarse de una gasificación con oxígeno, se utilizaron dos cilindros de oxígeno con un rotámetro para medir el flujo y se introdujo un sistema de seguridad para evitar explosiones. Después fue adaptado para colocar CO₂ en la corriente de carga del gasificador para subsanar esos posibles efectos ante una sobrepresurización del gasificador. Esto como medida de seguridad. También fue introducido un recipiente de mezcla de vapor aire y oxígeno en el momento de gasificación, el cual tiene una serie de barreras para disminuir la velocidad de descarga del oxígeno comparado con el aire y vapor. Al tratarse de oxígeno de cilindro, se encontraba congelado y el vapor estaba a 105°C por lo que existían algunos fenómenos de condensación, lo cual comprendía un factor interesante que permitía realizar modificaciones en el proceso para poder gasificar con los tres tipos de agente al mismo tiempo.

Tabla 5.18. Test realizados para las condiciones de máximo rendimiento del reactor presentados en los estudios realizados por Martínez (2009).

Factores y dominio experimental

N°	Factores	Dominio experimental	
		Nivel (-)	Nivel (+)
1	Agente de gasificación	Aire + Vapor	O ₂ + vapor
2	ER	0.3	0.4
3	SBR	0.4	1.5

Matriz de experimentos

N°	Agente de gasificación	ER	SBR
1	Aire + Vapor	0.3	0.4
2	O ₂ + Vapor	0.3	0.4
3	Aire + vapor	0.4	0.4
4	O ₂ + Vapor	0.4	0.4
5	Aire + vapor	0.3	1.5
6	O ₂ + Vapor	0.3	1.5
7	Aire + vapor	0.4	1.5
8	O ₂ + Vapor	0.4	1.5

N°	Agente de gasificación	ER	SBR
1	Aire + vapor	0.35	1
2	O ₂ + Vapor	0.35	1

Continuando con estas adaptaciones a las que fue sometido el proceso para poder operar el gasificador de forma segura, lo que antes era una cámara de mezcla sufrió modificaciones basadas en la entrada de los gases de oxígeno, aire y el vapor, evitando otros fenómenos de condensación que podrían ser peligrosos o que acabarían dañando el proceso de gasificación.

En cuanto a las relaciones de equivalencias y el factor de aire (Ecuación), las mismas comprenden las condiciones de máximo rendimiento del reactor. Sin embargo, ambas se diferencian en que la relación de equivalencia se encontraba en los parámetros de gasificación continua mientras que la relación de aire se encontraba en términos de volumen. La misma debía ser mantenida para no correr el riesgo de entrar en combustión, más específicamente cuando se tenía oxígeno en la corriente de gasificación. Lo mismo se realizó para la relación vapor-biomasa (SBR) (Ecuación 4) y se propusieron tres valores de análisis para la misma (0.4, 1 y 1.5) (Tabla 5.19)

$$SBR = \frac{\text{Flujo de masa de vapor} + \text{flujo de masa de unidades de combustible}}{\text{Flujo de combustible suministrado libre de ceniza}}$$

Tabla 5.19. Test realizados para las condiciones de máximo rendimiento del reactor presentados en los estudios realizados por Martínez (2009).

Relación Vapor - bio-masa	Cantidad de vapor (kg/h)
0.4	3.08
1	9.51
1.5	14.86

Como resultado se obtuvo que con ese vapor a poco más de 100°C, las temperaturas del reactor caían bruscamente. Si se compara el proceso de gasificación con aire (Tabla 5.20.) con los resultados de Martínez (2009) en términos de especies son bastantes parecidos. Los datos se encontraban dentro de los rangos de operación de Martínez (2009) solo con una geometría diferente.

Tabla 5.20. Resultados preliminares de la gasificación con aire

ER	Ra(%)	Tsec(°C)	Tpir(°C)	Tcomb(°C)	Tgasifi(°C)	CO(%)	CH4(%)	H2(%)	Referencia
0.35	80	90.21-155.86	597.23-731.04	749.51-855.96	570.61-733.14	15.56-19.04	0.89-1.76	14.54-16.83	Martínez, 2009
0.35	80	600-100	470-800	700-750	580-620	17-19	1-1.50	15-16	Andrade et al, 2011
0.35	80	60-120	690-800	720-750	590-630	17.60-19.20	1.30-1.3	15.38-17.14	No-guerra, 2012
0.35	80	50.70-52.90	697.60-784.90	611.60-705.3	558.40-600.70	15.02-18.08	1.10-1.40	14-15.60	Test preliminares

Por otro lado, en un perfil de temperaturas se observa que el proceso se inició a las 6 am, momento desde el cual se empezó a calentar el reactor quemando madera para alcanzar temperaturas del proceso. Cinco horas más tarde (11 am) se colocó una nueva carga de biomasa, y una hora después

se volvió a arrancar el proceso y se realizaron mediciones del gas. Luego del calentamiento del gasificador y del consumo de madera, aproximadamente 5 horas después comienzan a aparecer condiciones estables en términos de la calidad y cantidad del gas generado, por lo tanto, la fracción de hidrógeno en la corriente de los gases estuvo alrededor del 15 y el 16 % y del monóxido del 20 – 25%.

Ocurrieron errores en el proceso, por ejemplo, cuando se colocó una relación de vapor- biomasa alta (SBR=1.5) dentro del régimen de gasificación. Esta cantidad de vapor terminó derrumbando las temperaturas del proceso. Es por esto por lo que se tomó la decisión de no entregarle al sistema esta relación de vapor para favorecer posteriormente la formación de hidrógeno. Además, con este exceso, se modificaron los valores de hidrógeno y de monóxido. Cabe destacar que estos fenómenos de la gasificación pueden ser influenciados por la calidad y no solo por la cantidad de agente gasificante. Se observó que los nuevos experimentos se mantienen para relaciones de vapor-biomasa de 0.4–1, las cuales permiten que las condiciones del proceso sean más sencillas.

En cuanto a las temperaturas del proceso (gasificación con aire y vapor) fueron mucho más estables, sin embargo, cuando se ingresó vapor de baja calidad, se observó un incremento en la formación de hidrógeno y la caída en la formación de CO₂. Esto llevó a pensar que la gasificación con vapor comprende un buen camino para producir hidrógeno renovable.

También se obtuvieron experimentos donde se utiliza una relación más alta de vapor y se mantuvo la relación de aire dentro de lo controlado. Se observó un aumento del 24.6 % en los contenidos de hidrógeno aumentando la relación en los productos de gasificación (H₂/CO) para 2.48%, no obstante, se disminuyó el poder calorífico. De esta manera se concluyó que la gasificación podría ser un camino para producir hidrógeno renovable.

Durante el proceso se puede controlar los momentos en los que se empieza a entregar vapor al sistema estudiando los frentes de llama y la temperatura. Bajo estas condiciones controladas se puede mantener baja la formación de CO y maximizando la formación de hidrógeno. Cabe destacar que si el CO disminuye también lo hace el poder calorífico.

Asimismo, se puede controlar y administrar los agentes de gasificación, por ejemplo, si la relación de los productos de gasificación (H₂/CO) se mantiene alta, y a las relaciones de equivalencia se le quita un poco de aire, pero se mantiene el vapor como estaba anteriormente, aumenta el poder calorífico y el hidrógeno se sigue manteniendo. El mismo solo disminuye cuando se le resta vapor.

Estos experimentos llevaron mucho tiempo, y a medida que se condujo el proceso al régimen permanente se colocó la mayor cantidad de vapor posible para maximizar los productos. Cabe destacar que se tuvo en cuenta la calidad de los agentes de gasificación para actuar sobre el proceso. En cuanto a la composición del gas, se obtuvo mayor poder calorífico cuando se disminuyó la cantidad de vapor y se mantuvo la condición de equivalencia dentro del parámetro óptimo del gasificador.

En cuanto a los resultados de la gasificación con aire y vapor, se obtuvieron las mayores concentraciones de hidrógeno y poder calorífico. En este sentido, cabe recordar que no siempre lo que se busca es poder calorífico como el caso de la gasificación con vapor, sino que se terminó demostrando que se puede producir un gas de gasificación con alto contenido de hidrógeno de forma segura para posibles usos en productos sintéticos.

Algunos análisis que se realizaron con el fin de obtener información para evaluar la mejor condición de operación son: rendimiento de H₂, relación H₂/CO, y el PCI el cual se evalúa manteniendo las condiciones nominales de operación del equipo.

En cuanto a los resultados con vapor y oxígeno como agentes gasificantes, se trabajó de la misma manera en el gasificador, en el cual iniciaba un proceso de calentamiento del dispositivo, la realimentación de biomasa y las condiciones de régimen permanente con una relación de vapor biomasa =1. Cabe destacar que en este caso la formación de hidrógeno pasa de 18% del volumen de los gases de salida para 35 36 % y se obtiene una mejora significativa en la formación de CO obteniendo poderes caloríficos cercanos a 7.69 MJ/nm³. A través de un analizador en línea se podía apreciar los cambios bruscos en la composición del gas lo que permitía una gran versatilidad en el análisis del mismo , tomar acción con las temperaturas , controlar la cantidad de agente gasificante que está ingresando y controlar el proceso. Por otro lado, se observó la fracción de monóxido e hidrogeno extremadamente alta durante largo periodos de tiempo.

Para una relación vapor-biomasa (SBR=0.4) el poder calorífico disminuyó, sin embargo, se mantenía muy alto el contenido de hidrógeno. Esto impulsó a realizar diferentes trabajos de investigación buscando maximizar la producción de hidrógeno, con alto poder combustible.

En la Tabla 5.21 se visualizan los resultados de los experimentos realizados con vapor+oxígeno como agente de gasificación. Por otro lado, también se describen la relación de equivalencia (ER) y la relación vapor-biomasa (SBR). El mayor poder calorífico se obtiene a ER=0.35 y SBR=0.4, mientras que los mayores contenidos de hidrógeno para relaciones de equivalencia de 0.4 y SBR=1, es decir, el gas fue mucho más húmedo.

Tabla 5.21. Resultados de dos experimentos con mezcla de vapor + oxígeno.

ER	SBR	T _{sec}	T _{piro}	T _{comb}	T _{gas}	CO	CH ₄	H ₂	R	H ₂ /CO	PCI (MJ/Nm ³)
0.4	0.4	114.40- 120.70	597.20- 628.80	627.30- 689.00	594.50- 610.00	23.06- 23.26	3.50- 3.58	34.06- 34.53	1.97- 2.03	1.46- 1.50	7.84-7.94
0.4	1.0	84.90- 89.20	562.90- 697.90	651.10- 688.30	598.50- 615.10	20.76- 20.85	3.15- 3.30	34.65- 35.94	2.00- 2.11	1.66- 1.73	7.49-7.69
0.3	0.4	88.70- 93.10	389.00- 523.00	503.10- 504.00	385.60- 398.0	24.01- 24.49	5.30- 5.44	27.43- 27.54	1.68- 1.70	1.12- 1.15	7.89-8.01
0.3	1.0	85.10- 85.50	552.50- 655.60	480.20- 490.60	385.30- 395.70	17.67- 17.85	3.25- 4.01	32.61- 32.73	2.00- 2.02	1.83- 1.85	6.91-7.28
0.35	0.4	93.00- 98.00	351.60- 794.80	541.00- 679.00	456.20- 584.30	24.57- 24.96	4.24- 4.78	33.01- 33.56	1.99- 2.05	1.32- 1.37	8.18-8.48
0.35	1.0	84.50- 85.10	443.20- 544.50	480.70- 490.60	399.00- 414.00	17.98- 18.05	3.34- 3.46	33.53- 33.79	2.01- 2.11	1.85- 1.88	7.07-7.16

En cuanto a las concentraciones de alquitrán y la cantidad de material particulado obtenidas en los experimentos realizados con los dos agentes de gasificación (aire-vapor y vapor-oxígeno) se analizaron los sistemas de limpieza de los gases del gasificador. Finalmente, se efectuó el balance de

masa analizando las entradas y salidas del proceso, tal como se observó en el estudio de caso anterior (Martínez, 2009). En las Tablas 5.22 y 5.23 se observan los balances de masa en los experimentos utilizando aire-vapor y vapor-oxígeno, respectivamente. Asimismo, se aprecia también el rendimiento energético del gas en kg gas/kg biomasa+vapor. Se pudo observar que en la gasificación con aire-vapor los rendimientos del gas disminuyeron cuando se le administró una cantidad mayor de vapor, es decir, el gas tuvo menos rendimiento energético.

Tabla 5.22. Resultado del balance de masa con mezcla aire-vapor

Balance de masa aire + vapor						
Test	M bio-masa	M aire	M vapor	M gas	M cenizas	Rendimiento del gas
	Kg/h	Kg/h	Kg/h	Kg/h	Kg/h	Kg gas /kg biomasa+vapor
ER - 30;SBR-0.4	12.0	20.69	3.1	35.59	0.20	2.36
ER - 30;SBR-1.0	12.0	20.69	9.51	42.00	0.20	1.95
ER - 35;SBR-0.4	12.0	24.14	3.1	39.02	0.20	2.58
ER - 35;SBR-1.0	12.0	24.14	9.51	45.43	0.20	2.11
ER - 40;SBR-0.4	12.0	27.58	3.1	42.45	0.20	2.81
ER - 40;SBR-1.0	12.0	27.58	9.51	48.86	0.20	2.27

En cuanto al balance de energía del proceso, las pérdidas fueron bastante altas, debido a que el proceso se evaluó en un equipo para investigación no industrial. Asimismo, también otro factor que influyó fue la cantidad de agente de gasificación que interactuó. En este caso lo que se buscó fue maximizar los productos del proceso y por lo cual, a causa de todas las mezclas y arreglos de variables que se realizaron, que se precisaron controlar, se reportaron pérdidas de energía.

Tabla 5.23. Resultado del balance de masa con mezcla vapor-oxígeno

Test	M _{biomasa}	M _{O₂}	M _{vapor}	M _{gas}	M _{cenizas}	Rendimiento del gas
	Kg/h	Kg/h	Kg/h	Kg/h	Kg/h	kg _{gas} /kg _{biomasa+vapor}
ER -30; SBR-0.4	12.0	3.7	3.1	18.69	0.20	1.24
ER -30; SBR-1.0	12.0	3.7	9.51	25.10	0.20	1.17
ER -35; SBR-0.4	12.0	4.3	3.1	19.29	0.20	1.28
ER -35; SBR-1.0	12.0	4.3	9.51	25.70	0.20	1.20
ER -40; SBR-0.4	12.0	4.9	3.1	19.89	0.20	1.32
ER -40; SBR-1.0	12.0	4.9	9.51	26.30	0.20	1.22

Como conclusiones, pueden mencionarse:

- SBR >1 → reducción significativa en la temperatura del proceso y cambio en la composición del gas
- Aumento en el contenido de hidrógeno varía entre un 10 y un 25%, respecto al gas producido solo con aire.
- Poder calorífico Inferior del gas fue inferior a 5MJ/Nm³ debido a la reducción de la concentración de monóxido de carbono en más del 50%
- H₂/CO>2 (recomendado para utilizar gas en proceso de síntesis de combustibles y generación de electricidad.
- Condición > H₂ (21.63%) ER 0.4 y SBR 1.0 y condición >PCI (4.64 MJ/Nm³): ER=0.35 y SBR=1. Es decir, cuando se quiso maximizar la cantidad de hidrógeno su poder calorífico disminuyó.
- El uso de vapor demostró ser eficiente en la producción de un gas con mayor contenido de hidrógeno pero con un PCI bajo
- Vapor + oxígeno→ gas con H₂ (27.43 y 35.94%) > CO (17.67 y 24.96%)>PCI (6.91 y 8.48 MJ/Nm³) **PCI 50 % mayor comparado con la mezcla de aire + vapor.
- Condición > H₂ (35.94%) ER 0.4 y SBR 1.0 y condición >PCI (8.48 MJ/Nm³): ER=0.35 y SBR=0.4
- La gasificación utilizando mezcla vapor -oxígeno produjo un gas con contenido de alquitrán menor en comparación con la mezcla aire + vapor
- Balance de masa: AR+VAPOR : 1.95 y 2.58 kg gas/kg biomasa+vapor; VAPOR + O₂= 1.17 Y 1.32 kg gas/kg biomasa+vapor
- Eficiencia AIRE + VAPOR 44.8% ;VAPOR + O₂ = 73%

Entramos en la recta final de lo que son las aplicaciones de gasificación y, dependiendo del uso final que se le quiera dar al gas. Existen varios caminos, como se observó anteriormente, uno de ellos fue utilizar distintos reactivos para analizar diferentes comportamientos del gas producido a partir de diferentes reactivos.

Otra posibilidad fue buscar aplicaciones específicas, por ejemplo, en este caso, se cita una parte de un proyecto que duró bastante tiempo y consistía en analizar el proceso de gasificación para que los productos del gas posiblemente fueran utilizados para células de combustible de óxido sólido. Este trabajo es el siguiente:

ESTUDIO 3: Diseño y operación de un sistema de limpieza de gases en un gasificador de dos etapas para satisfacer los requerimientos de una célula de combustible de óxido sólido (Restrepo et al 2021).

Cabe destacar que como se vio anteriormente, para cada aplicación o uso que se le quiera dar al gas se debe adecuarlo dependiendo específicamente de ello. Se puede inclinar por la ruta de maximizar los productos de la gasificación utilizando agentes de gasificación, ya sea utilizando sistemas de limpieza, u otros reactores para facilitar el tratamiento o la limpieza o procesos catalíticos, o se

puede modificar el reactor, por ejemplo, en dos etapas. Por otro lado, es posible modificar o proyectar nuevos equipos como por ejemplo el caso descrito en este trabajo que se concentró en el sistema de limpieza para disminuir la cantidad de alquitrán y la cantidad de impurezas presentes en el gas con el objetivo de producir gas sintético para posibles aplicaciones de células de combustible.

La configuración del sistema de limpieza propuesto comprendía lo siguiente (Figura 5.27): el fluido que salía del gasificador pasaba por una secuencia de dispositivos que iban a ir limpiando el gas de manera secuencial y con diferentes aplicaciones para que posiblemente ese gas fuera extremadamente limpio y pudiese ser introducido en la célula de óxido sólido. Se recuerda que esta es una de las tecnologías más prometedoras para generación de electricidad, ya que de esta manera se genera electricidad en estaciones espaciales y en vehículos que operan fuera de nuestra atmósfera a partir de células de combustible. También existen uso de célula de combustibles para aplicaciones en regiones alejadas, entonces esta secuencia tenía un dispositivo para retención de alquitrán, dos lavadores, un lavado tipo Venturi y al lado un tipo Spray, y un secuestrador de azufre. Esta secuencia se va a utilizar en un proyecto que involucra diferentes universidades de América y Europa para producir combustible por la ruta Fischer-Tropsch o combustibles a partir de biomasa para combustibles líquidos, combustible de aviación.

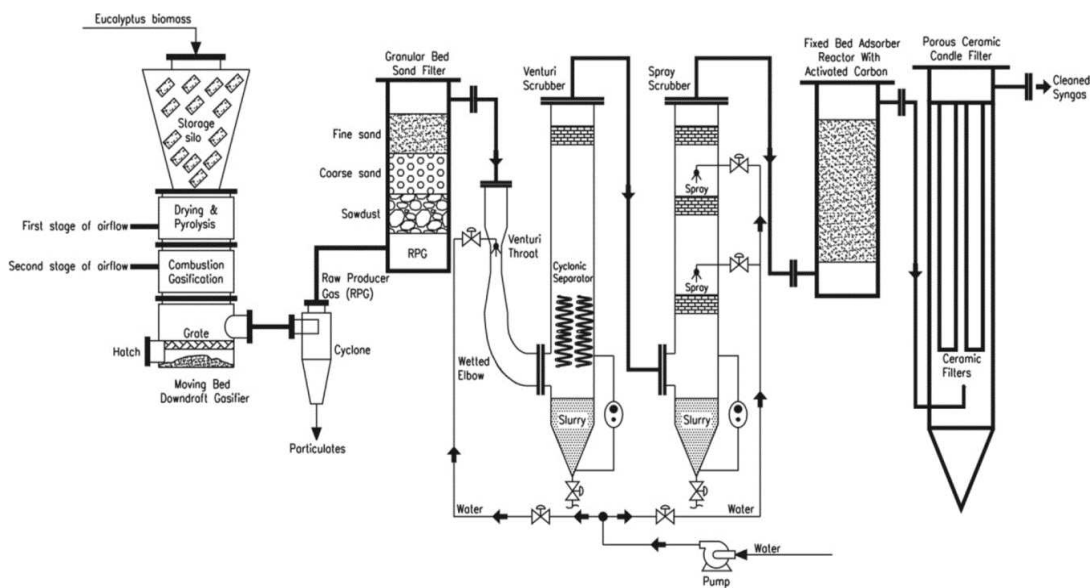


Figura 5.27. Diagrama de flujo del Sistema de Limpieza del Gas (gas cleaning system) (Restrepo et al., 2021).

En términos de equipamiento de limpieza esa secuencia tenía un filtro de arena, un reactor de Dolomita, un lavador Venturi, un lavador Spray, un reactor de carbón activado, además de un filtro cerámico. Todos estos instrumentos tienen la finalidad de retener diferentes contaminantes alquitrán, compuestos ácidos. Existen características específicas, el material de cada uno de los filtros, las especificaciones en términos de granulometría o geometría del material y algunas características de los elementos de retención o barrera, así como las temperaturas en que determinado equipo iría a operar.

Algunas de ellas son basadas en la temperatura o corrientes de los gases y materiales para fabricación del equipo. Este proyecto que se describe y presentó en el 2012 constituye un el punto de partida para el proyecto que inició en el 2019. El filtro de arena fue construido con residuos de madera, con aserrín de madera.

Al ser parte de un proyecto que se hizo para la empresa de energía de Mina Gerais, en la configuración del reactor se apreciaron geometrías y parámetros de diseño para reactores de lecho fijo, geometría y parámetros para los lavadores. La configuración esquemática del sistema consistió en el filtro de arena y el filtro cerámico. Es decir, la parte tanto esquemática como la parte construida, fue un sistema todo modular, por lo que se podría hacer cuantos equipos de considerase necesario o se puede aumentar un filtro de arena o el filtro cerámico para de esta manera, facilitar que ese gas fuese entregado en las mejores condiciones a una célula de combustible.

El layout del gasificador comprendió el reactor de reforma catalítica y junto al sistema de limpieza adicional acoplado, por donde el gas pasa inclusive dentro del reactor de reforma catalítica, también por el sistema de limpieza y acondicionamiento de gas con un uso exclusivo para células de óxido sólido. Otro layout desarrollado podría ir directamente o no para el sistema de limpieza. En primer lugar, se comenzó con el filtro de arena, luego el filtro Venturi, posteriormente un nebulizador y por último un reactor de carbono el cual entregaba productos para el filtro cerámico y así proveer gas limpio o no limpio, (más si un gas con condiciones específicas para una célula de combustión).

Para el análisis de los productos de la gasificación las muestras no se tomaban en tiempo real, sino cada 2 o 3 minutos. Posteriormente se generaba una muestra de los gases, la cual consistía en una simple característica asociada al equipo de análisis. El equipo fue el mismo que se utilizó para medir la cantidad de alquitrán particulado, utilizando un extractor tipo Soxhlet, y un rotavapor para poder analizar y estudiar la cantidad de materiales particulados, como alquitrán. Asimismo, se permitió demostrar de esa manera la contribución para la producción de un gas con altísimos estándares de limpieza. Entonces básicamente el proceso de muestreo se hacía tanto para material particulado y alquitrán, como otros compuestos como cloros o compuestos azufrados, y luego se realizaba un tratamiento condensando con solventes y de esa manera se efectuaba el análisis gravimétrico y análisis de los productos ácidos y básicos, conservando este mismo esquema (Figura 5.28).

Se consideró la biomasa de Eucalipto para poder obtener un análisis extremadamente comparativo con los resultados anteriores y los parámetros tanto nominales como de operación y el rendimiento del gasificador. Entonces se analizaron los dos conjuntos, gasificador con sistema preliminar de limpieza (con dos filtros) y gasificador con sistema completo de limpieza. Se puede observar que algunos parámetros son parecidos en términos de volátiles, cenizas, carbono fijo. Esto fue para mantener una concordancia entre los combustibles que van a ser usados para un sistema como para el otro.

Se observan los resultados de los productos de la gasificación, en los 10 experimentos que fueron realizados a diferentes relaciones de equivalencia, relaciones de aire, con los flujos y la cantidad de gas generado por hora y los análisis de temperatura y composición de las especies, y el poder calorífico. En este caso se estaba analizando alquitrán y material particulado, cuando no hay sistema de limpieza las concentraciones de alquitrán son extremadamente altas como las de material particulado. Por otro lado, a partir del sistema de limpieza existe una reducción significativa de impurezas no solo

de los componentes mencionados, sino también inclusive otros compuestos más complejos. Por tanto la limpieza prolonga la vida útil del equipamiento y abre la posibilidad para que los productos de gasificación tengan un destino mucho más diverso, aumentando el precio final del mismo. No es lo mismo producir gas de síntesis o gas de gasificación para quemar en un motor de combustión interna y generar electricidad, que producir gas de gasificación que posteriormente puede ser transformado en gas de síntesis para alimentar una célula de combustible; o facilitar el proceso y maximizar el hidrógeno para producir otra cantidad de productos sintéticos.

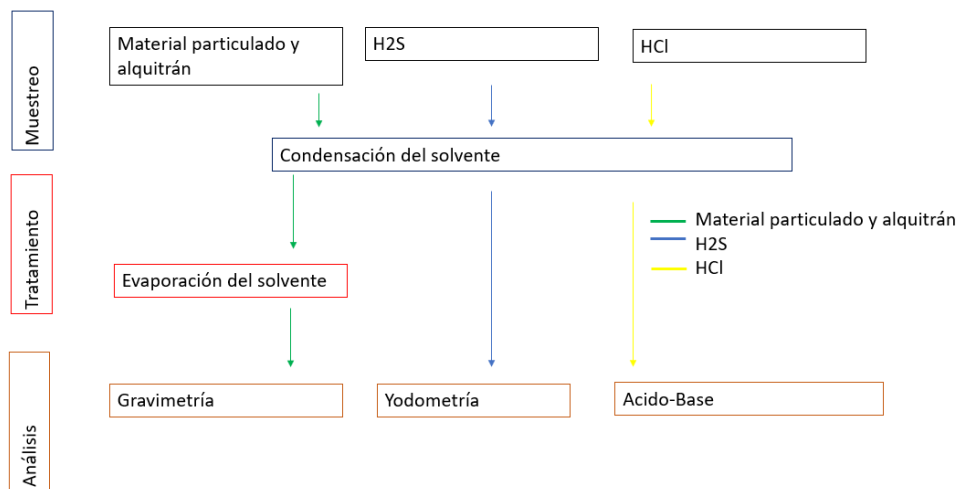


Figura 5.28. Esquema metodológico del proyecto

Es importante vigilar y controlar la temperatura en la zona de combustión ya que a altas temperaturas se tiene menos formación de alquitrán y material particulado. Esto se debe a que se termina realizando una fusión de ese alquitrán que estaba presente o se formaba a bajas temperaturas. Este estudio es bastante concluyente en este aspecto, ya que muchas veces, cuando la temperatura de gasificación baja, se puede obtener gases extremadamente contaminantes y pueden deteriorar la vida útil del equipo, es decir, no solo el gasificador sino también puede dañar la vida útil del accionador ya sea motor, microturbina, o simplemente un quemador de gas.

El sistema de limpieza comprende el sistema de limpieza simplificado (básico) con filtro combinado y con filtro de arena y filtro de carbono (Figura 5.29). Las reducciones son extremadamente significativas en estos sistemas. En un sistema básico se tiene una cantidad de alquitrán en mm/m^3 extremadamente alta, por lo que, en comparación con un sistema de filtro de arena y carbón se obtiene una reducción significativa en la cantidad de alquitrán y material particulado presente en los gases de gasificación. Si se comparan los sistemas de limpieza a diferentes relaciones de equivalencia utilizando filtros simples, filtros combinados, y filtros de arena y carbono con lavadores, se observa que las reducciones de alquitrán son más altas utilizando determinado sistema de limpieza y material particulado. Durante la reducción de material contaminante (alquitrán y material particulado) se intensifican o maximizan las especies presentes en el gas de gasificación, específicamente, si se habla de especies combustibles, se analizan CO , CH_4 y H_2 , en el caso de que se estudie la ruta de la utilización

del gas de gasificación como un combustible o como un precursor. Cuando el gas no consigue quemarse por completo o el dispositivo o accionador primario no lo aprovecha en estos tipos de gasificadores, aparece un humo blanquecino en la chimenea. Los filtros para realizar el muestro de las partículas tenían la adaptación para facilitar la retención de sólidos y es un sistema relativamente sencillo y requiere pocas horas de operación. Con una colecta de una hora de material particulado con el gas pasando en el filtro se consiguen resultados extremadamente representativos del material particulado presente en el gas a partir o no de un sistema de limpieza. Este filtro de partícula es utilizado cuando trabajamos mezcla de agentes de gasificación, así como cuando trabajamos el sistema de limpieza. Se usó de manera igual y eso permitió diferentes análisis y diferentes comprobaciones.



Figura 5.29. Filtro de muestreo de partículas. Fuente: propia.

Entre los problemas más comunes en la investigación de mezcla de agentes de gasificantes, se pueden nombrar:

- tamaño de la biomasa,
- problemas asociados a la entrada del agente para gasificación,
- algunos problemas evidenciados en términos del muestreo,
- problemas por pérdida de presión,
- por caída de temperaturas bruscas a partir de formación de canales preferentes.

Se concluye que:

- entre el método primario y el método secundario existen diferencias significativas que permiten reducir hasta el 87% el contenido de alquitrán, y 72% de las partículas.
- Se recomienda usar otros métodos para evaluar la pertinencia o el desgaste en células de combustibles, es interesante analizar la relación de equivalencia y la relación directa que tiene en la formación de alquitrán y material particulado.
- Se reportó algunos problemas en la reproductividad de los resultados por los efectos de vacío formándose dentro del gasificador y mostrando la eficiencia del sistema de limpieza,
- en conclusión, experimentalmente hablando para maximizar los productos de la gasificación se va por la ruta de varias mezclas de agentes de gasificación o se va por la ruta de dispositivos para limpieza o tratamientos de impurezas y otros contaminantes.

ESTUDIO 4. Gasificación de biomasa utilizando mezclas de aire, vapor saturado y oxígeno en un gasificador de tiro descendente de dos etapas. Evaluación utilizando un enfoque de modelado CFD (Yepes Maya et al., 2021).

Estos estudios experimentales se realizaron con Eucalipto para tener esa secuencia lógica entre los avances de un tipo de investigación y luego con mezclas de agente de gasificación, y además con sistemas para intensificar la calidad del producto. Se empezó a trabajar junto a una empresa de energía en Mina Gerais (Brasil), en la cual se investigó la gasificación de residuos sólidos urbanos. En primer lugar, se analizó la producción de residuos en términos de conocer cómo es la colecta de residuos sólidos en Brasil. Se determinó proporciones de residuos, de los cuales, por ejemplo, muy pocos se disponen en rellenos sanitarios controlados mientras que la mayoría de los residuos van a rellenos que en los que se desconoce algún manejo o disposición final de los mismos. Si se parte de comparar la composición de residuos en América Latina, países industrializados y Asia, se observa que la proporción de residuos orgánicos en América Latina era muy alta, cerca de 54% lo que obedece a los hábitos de consumo de la región.

Hoy en día los derivados de los combustibles de residuos hacen parte de los combustibles para generación de electricidad. En Brasil, el plan nacional de energía hasta el 2030 considera los residuos como una fuente de energía. Entonces este proyecto pretendía hacer un análisis elemental de la gasificación. También hacer varios procesos de modelado de la gasificación con el objetivo de desarrollar modelos que fuesen simplificados, amplios y que permitiesen una flexibilidad en términos del combustible.

Se buscaron distintos modelos para que, a partir de la composición elemental de la biomasa o residuo sólido urbano, para que permitiese crear una ventana, la cual, simplemente introduciendo la composición elemental, el sistema consiga modelar o simular el proceso de gasificación y entregue resultados. Los cuales no son caros debido a que se evita hacer tantos experimentos (costosos en tiempo y en recursos). El objetivo a partir de este proyecto era desarrollar un modelo que arrojase un resultado en el mismo tiempo que un ensayo de gasificación, pero sin recurrir en los costos de lo que significa en ensayo en sí, sino que hacerlo utilizando herramientas de dinámicas de los fluidos computacionales.

Entonces se realizó una caracterización de los residuos sanitarios en una estación de transferencia, donde se observó la separación por métodos físicos. Aquellos residuos que tienen algún valor energético pasan a llamarse combustibles derivados de residuo, y el resto es dirigido a parcelas orgánicas, o parcelas que no puedan ser tratadas como combustibles derivados de residuos van a ser rechazados durante diferentes procesos, hacia el relleno sanitario. Con eso fue posible realizar un análisis de gasificación utilizando datos experimentales que se conocían y datos propios, para generar un modelo que entregue información de forma rápida y sin gastar recursos quemando biomasa. De esta manera se pudo aprovechar la tecnología y el conocimiento que ya se tenía a partir de ensayos experimentales en diferentes etapas y hallazgos que se habían obtenido para alimentar un modelo de dinámica de fluidos computacionales (CFD, Computational Fluid Dynamics).

Por lo tanto, a partir de este proyecto surge el interrogante de si es posible desarrollar un modelo simple para residuos o biomasa con diferentes reactivos. El objetivo en sí era básicamente modelar el sistema, en una o dos instancias (dos estados o etapas), en gasificación de dos entradas porque es una tecnología que en el medio está probada y se tiene cierta experiencia alrededor de ella. El modelo utilizando fluidos computacionales podría también entregar información de gasificación en una o dos entradas. Se tenía un gran interés en caracterizar la biomasa y realizar algunos ensayos experimentales tanto con biomasa de residuo sólido urbano como otras biomasa.

Hasta el momento cuando se realizó este trabajo se contaba con muy pocos estudios analizando este tipo de reactores y las dinámicas de fluidos computacionales. A su vez se tenía poca experiencia de gasificación en dos estados y los problemas asociados a la química de la gasificación utilizando dinámica de los fluidos computacional. Se observaban problemas con las fases, y la manera en que el combustible sólido se iba degradando espacio-temporalmente para formar productos.

Se recopiló información sobre los modelos que estaban disponibles en la literatura para simulación del fenómeno de gasificación en reactores de lecho fijo. No solo existían gasificadores de lecho fijo downdraft sino también otros modelos de gasificación pero que eran útiles a la hora de ver con qué biomasa habían trabajado. Además, era interesante saber qué modelo para las especies se había trabajado, qué modelos de combustión habían sido utilizados y cuáles comercialmente habían sido utilizados. Entonces se encontró el software FLUENT el cual había sido utilizado recientemente, se observaron bastantes modelos utilizando madera y había algunas modificaciones en términos de lo que era la combustión de carbón. Por otra parte, se encontraron algunos modelos en equilibrio químico, para tener unos resultados más rápido sin incurrir en detrimento de la calidad de la simulación. Además, se identificaron factores comunes como por ejemplo los modelos de turbulencias, las formas en que se forman las especies, la manera en que se iban a representar los productos de la gasificación, modelos de dispersión, modelos de probabilidad, de funciones de probabilidad de densidad, y algunos otros modelos en los que propio usuario introducía las reacciones químicas.

A partir de esta revisión literaria, se concluye que había muy pocos estudios sobre la utilización de diferentes agentes de gasificación, debido a que la mayoría de los análisis eran realizados en gasificadores simples o sea con una sola entrada de aire. A su vez también se evidenció algunas cosas interesantes utilizando funciones de densidad, de probabilidad, lo cual abría un camino para analizar los productos de gasificación. Pocos estudios utilizaron diferentes mezclas o modelos, pero sin validación experimental, es decir, no tenían ensayos, por lo que el camino que se optó fue trabajar con gasificación con diferentes reactivos.

Entonces se realizó un diseño experimental basado en un gasificador de dos entradas de reactivos. Se prosiguió la misma secuencia lógica de ensayos que se realizan con la biomasa. Se trabajó con Eucalipto, más específicamente se efectuó el análisis para briquetas de Eucalipto, el cual comprende una geometría mucho más uniforme, mucho más fácil de introducir un modelo de tamaño de partícula. También se trabajó con briquetas de pasto Elefante, briquetas de Miscanthus y briquetas de residuo urbano. Se efectuaron análisis para ese tipo de briquetas y con base en eso realizaron experimentos, ensayos de gasificación para Eucalipto, Miscanthus y posteriormente se analizó diferentes formas de alimentar el reactor.

A partir del análisis elemental tanto para Eucalipto, Miscanthus y para el combustible derivado de residuos (CDR o RDF) y las características de la biomasa que íbamos a modelar (12 kg).(base húmeda), y las relaciones de trabajo que se iban a utilizar tanto para aire (entre 20 a 28 kgk/h), aire y vapor (entre 20 y 28 kg/h), para factores de equivalencia y oxígeno y vapor . Los valores dependen de los análisis que se quisieran realizar, similar a los análisis de intensificación o mejora de la cantidad de los productos de la gasificación, tanto por la vía de los reactivos como por la vía del tratamiento térmico (Tabla 5.24).

Tabla 5.24. Caracterización de la biomasa. RDF: Combustible derivado de residuos

Principal (%BH)	Eucalyptus	Miscanthus	RDF	Norma
Carbono	45,12	48,6	44,91	ASTM D 5373-08 [95]
Nitrogeno	0,16	0,27	1,7	ASTM D 5373-08 [95]
Hidrogeno	6,3	6	6,45	ASTM D 5373-08 [95]
Sulfuro	2,09	0,07	2,12	ASTM D 5373-08 [95]
Oxigeno	46,33	45,06	44,82	ASTM D 5373-08 [95]
Proximal (%BH)				
Cenizas	0,65	4,61	2,43	ASTM D 3175 [97]
Volatiles	73	67,15	72,58	ASTM D 3174 [97]
Carbono fijo	15,18	16,68	16,7	ASTM D 3172 [97]
Humedad	11,17	11,56	8,29	ASTM D 3173 [97]
LHV [MJ/kg]	15,609	6,257	16,015	NA

Los experimentos en base húmeda fueron establecidos para 12 Kg. /h de Eucalipto y de Miscanthus y en algunos casos se utilizó residuo de maíz para validar algunos experimentos utilizando algunos otros reactivos, porque que se buscó con el modelo CDF era versatilidad, por lo que si se obtenían resultados experimentales con biomasa diversa se iba a ir comprobando y validando diferentes situaciones del modelo y se iba a ir estudiando los resultados.

Para el modelado se utilizó el software FLUENT para todas las operaciones. Se empleó el propio generador de geometría de ANSYS (para la geometría preliminar y el dominio computacional (la red, malla), y se utilizó FLUENT para la parte de definición física del fenómeno, los cálculos y el análisis de los resultados (Figura 5.30).

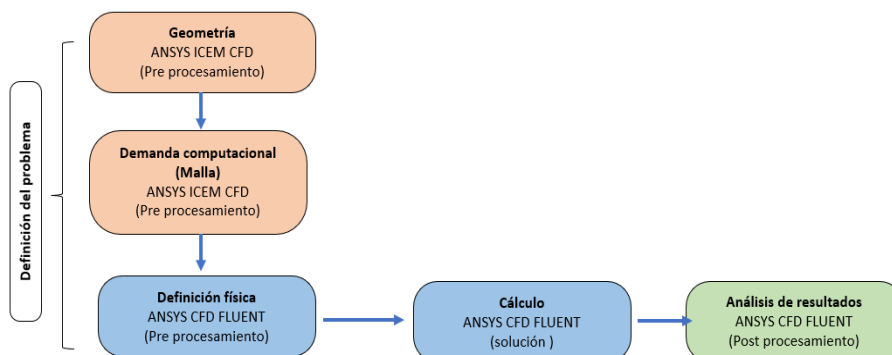


Figura 5.30. Configuración del modelo CFD

Se determina que el proceso de gasificación es un proceso de tipo down draft en el cual la biomasa ingresa por la parte superior, además los reactivos se introducen por dos entradas y los gases salen a través de la parrilla. Para efectos de simulación y simplificación del proceso el modelado del gasificador corresponde a la parte interna del reactor ya que se considera que en la tolva o en el sistema de alimentación no ocurren las reacciones importantes del proceso lo cual se termina comprobando, a partir de los datos experimentales y la zona de cenizas o por donde ya salen los gases, se considera que la gasificación o los productos de la misma estaban completamente formados en el momento en el que ingresaban por la parrilla. Estas son simplificaciones y consideraciones que se realizan para facilitar los procesos de cálculo y reducir la complejidad del consumo computacional.

Lo siguiente sería definir una estrategia de malla ya que cuando se utiliza una dinámica de fluidos computacional, una de las concepciones matemáticas que se asume es determinar o establecer que el método de volumen finito es un método apropiado para simular grandes problemas en espacios perfectamente definidos y volúmenes perfectamente establecidos. Esto es una simplificación de la geometría, por lo que la parte interior del reactor iba a estar llena de biomasa que se consume por acción de los diferentes fenómenos, a partir de ese volumen de control y se adoptó una estrategia de malla estructurada donde los volúmenes tienen más o menos la misma geometría, es decir, una malla estructurada o grid que permite que no haya puntos muy pequeños en esquinas y bordes, lo que facilita la velocidad de cálculo.

Condiciones de fronteras y otras consideraciones:

- Régimen permanente o Estado estacionario ya que la mayoría de los reactores de fondo funcionan durante largos periodos de tiempo sin variaciones significativas.
- El lecho fijo de reactor consta de dos fases (sólida y gaseosa porosa)
- Existe transferencia de calor por radiación en la fase sólida ya que es el mecanismo de transferencia de energía más importante a la hora de inicio y posterior desarrollo de las reacciones en el interior del reactor
- Se asume como gas ideal a la mezcla de los productos gaseosos
- Para este primero modelo se asume a las cenizas como químicamente inertes para poder facilitar los productos de la gasificación.

Las ecuaciones con las que se trabajan para el desarrollo de este proceso son las siguientes: (a) la ecuación de masa, (b) la ecuación de momento, y (c) la ecuación de conservación de especies, en este caso se utiliza un modelo de combustión con llama no premezclada, que básicamente permite evaluar los productos y el proceso cuando el combustible ingresa por una corriente y el reactivo por otra, Estos dos términos son considerados términos fuentes porque existe población, se forman y se pierden especies, o se transforman en otras especies.

(a) Ecuación de conservación de masa

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \vec{v}) = S_m$$

(b) Ecuación de conservación de momento

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho \vec{v}) + V * (\rho \vec{v} \vec{v}) = -Vp + V(t) + \rho \vec{g} + \vec{F}$$

(c) Ecuación de conservación de energía para modelos de combustión de flamas no premezcladas.

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho H) + V * (\rho \vec{v} H) = V * \left(\frac{k_t}{C_p} \nabla H \right) + S_h$$

También se emplean funciones de probabilidad (ecuación) para la evaluación de los productos que se forman durante la gasificación. Se introducen estas funciones con el fin de establecer con base en el fenómeno de gasificación y los perfiles de temperatura, cuál podría ser la posibilidad de que los productos de la gasificación estuvieran en determinado lugar en relación a los resultados experimentales.

(d) Función de probabilidad

$$\Delta f. p(f) = \lim_{T \rightarrow \infty} \left(\frac{1}{T} \right) \sum T_i$$

A continuación, en la siguiente Tabla 5.25 se especifican los modelos de simulaciones empleados en la gasificación.

Tabla 5.25. Modelos de simulaciones empleados.

Modelo	Selección	Observaciones
Dominio computacional	3D	383031 elementos, estructura de malla hexahedral
Estado	Estable	
Viscosidad	k-ε estandar	Modificado para realizarse en k-ε
Tratamiento de paredes del gasificador	Función por defecto	Comportamiento Isotermal
Radiación	P1	Por defecto
Transporte de especies	PDF	Calculadora de análisis elemental y LHV (Low Heating Value) de combustible
Nombre de superficie	Definición en ANSYS FLUENT	Atributos
Entrada de Biomasa	Entrada de flujo de masa	X1 kg/s 410K
Secado	Pared	410K
Combustión	Pared	1230K
Entrada de aire 1	Entrada de flujo de masa	X2 kg/s 1234K
Entrada de aire 2	Entrada de flujo de masa	X3 kg/s 1123K
Oxido reducción	Pared	1123K
Salida de sygas	Salida de presión	900K
Gasificador	Interior	Porosidad media

Coefficientes X1, X2 y X3 son insertados de acuerdo al flujo de biomasa y el reactivo respectivamente.

El dominio computacional es relativamente costoso debido a que se cuenta con 383 mil elementos aproximadamente para una geometría tan pequeña. Las condiciones de gasificación fueron asumidas en régimen permanente y para el modelo de viscosidad se adaptó un k-epsilon realizable, ya que, con base en resultados anteriores y en resultados previos, se observó que presentaba mejor respuesta, es decir, un mejor acople para este tipo de fenómenos. Por otra parte, se introdujo modelos para las reacciones del producto con las paredes del combustible, modelos de radiación, y, como ya se dijo anteriormente, para las especies se utilizó la función de densidad de probabilidad. Por otro lado, también llamado calculadora de carbono y permite, a partir del análisis elemental y de la humedad del combustible, calcular el poder calorífico del mismo y emitir una función por la cual se realizan los cálculos de análisis de las especies y determinar en qué momento las mismas se forman y reaccionan transformándose en productos de gasificación.

Lo que se describe es muy común en el CFD (Dinámica de Fluidos Computacional), el cual corresponde a las condiciones de frontera (Tabla 5.25). El dominio computacional es relativamente costoso debido a que se cuenta con 383 mil elementos aproximadamente para una geometría tan pequeña. Las condiciones de gasificación fueron asumidas en régimen permanente y para el modelo de viscosidad se adaptó un k-epsilon realizable, ya que, con base en resultados anteriores y en resultados previos, se observó que presentaba mejor respuesta, es decir, un mejor acople para este tipo de fenómenos. Por otra parte, se introdujo modelos para las reacciones del producto con las paredes del combustible, modelos de radiación, y, como ya se dijo anteriormente, para las especies se utilizó la función de densidad de probabilidad. Por otro lado, también llamado calculadora de carbono y permite, a partir del análisis elemental y de la humedad del combustible, calcular el poder calorífico del mismo y emitir una función por la cual se realizan los cálculos de análisis de las especies y determinar en qué momento las mismas se forman y reaccionan transformándose en productos de gasificación. que, partiendo de una condición en la que ingresa la biomasa, se diferencia la zona de gasificación perfectamente definida, tal como se aprecia en la geometría. En este sentido, es necesario que se introduzca la cantidad de biomasa en Kg/s y la temperatura a la cual la misma ingresa al sistema. Por otra parte, también se señala la cantidad de biomasa y temperatura en la cual los agentes de gasificación ingresarán al sistema. Se diferencia la entrada de aire 1 y entrada de aire 2 y además cabe recordar que como agentes de gasificación se utiliza aire, vapor y oxígeno.

En relación a la metodología de cálculo, en primer lugar, se actualizan las propiedades, se resuelve secuencialmente diferentes ecuaciones y la ecuación de continuidad. Por otro lado, se actualizan los flujos constantemente para cada volumen, en este sentido, cabe destacar que se cuenta con 383 mil volúmenes finitos y en cada uno se encuentra esa ecuación y esas especies requieren ser resueltas. Finalmente, si las interacciones del método de convergencia que se adoptaron alcanzan el grado de exactitud, el proceso se detiene y da lugar a una secuencia de informaciones relacionadas con cuál es la especie que se forma o cuál es la temperatura la cual alcanza.

Pueden mencionarse algunas ventajas de CFD. Es posible definir la especie o el parámetro que se está midiendo con base, tanto en su condición de contorno como en las condiciones de modelo

que se está introduciendo, y su versatilidad. Cabe destacar que el modelo propuesto identifica productos de la gasificación bajo diferentes condiciones, es decir, gasificación con aire, gasificación con vapor, gasificación con oxígeno y con mezcla.

A partir de ensayos experimentales se introdujeron situaciones similares, a las que se denominó "caso base". En este sentido, se identifican 3 casos: caso base con aire, caso base con aire y vapor, y caso base con vapor y oxígeno. Se analizaron los productos de la gasificación, el rendimiento y la cantidad en Kg/h de los reactivos para comprar el modelo y sus resultados con los resultados experimentales. El Poder Calorífico Inferior, en ciertas condiciones de vapor y oxígeno mejora bastante, hasta casi un 8% en términos de PCI (MJ/Nm^3) de los productos de la gasificación. Se puede conocer que la temperatura se ve afectada por la acción de los diferentes agentes de gasificación, tanto por su calidad (por ejemplo, en el caso del vapor hay una caída de temperatura en la zona de gasificación) como por la cantidad. Cabe destacar que cuando se habla de cantidad se relaciona con lo que químicamente es permitido para que esa reacción tenga lugar.

Es importante destacar que este modelo, al ser un modelo de equilibrio químico buscó agilidad en el cómputo, ya sea en el trabajo computacional como en la precisión en la comparación de estos resultados modelados con los obtenidos experimentalmente.

Como conclusiones, el modelo logró reproducir experimentalmente el fenómeno de la gasificación de una y dos entradas, ya que se comprobó que el modelo podría reproducir diferentes situaciones experimentales, y se podría inclusive introducir diferentes biomasa ya que el modelo consiguiente brinda los resultados favorables. En este sentido, partiendo desde la introducción de la biomasa y desde de su composición elemental (con el contenido conocido de humedad, y el cálculo para validar el poder calorífico) se obtuvo un modelo de régimen permanente que permitía obtener resultados relativamente rápidos sin necesidad de incurrir en experimentos costosos, ya que, como se pudo apreciar una experiencia en un gasificador pequeño, podría demorar un día y gastar bastantes recursos.

6. Revisión de la sección

En cuanto al factor de aire o relación de equivalencia.

El factor de aire es una relación entre el aire necesario para que haya combustión con la fórmula estequiométrica para lo cual es necesario saber la composición elemental del combustible. Entonces por un kilo de biomasa se necesita x kilos de aire para que exista combustión. Si se conoce cuánto es el aire necesario para que exista combustión por cada kg de biomasa, entonces para gasificación voy a trabajar con menos aire de ese máximo. Un factor de aire del 80% significa que se está gasificando con 20% menos de aire estimado para que haya combustión, y así sucesivamente. Normalmente la gasificación ocurre en un 80% de ausencia de aire, y ocurre hasta un 80% de factor de aire, ó sea con un 20% de falta de aire si se compara con combustión.

En relación a la entrada de aire primario y secundario.

Cuando se utilizan dos entradas de aire e ingresa aire en la zona de pirólisis o secado, se facilitan los procesos de limpieza del gas y se craquea el alquitrán que se genera en la zona de pirólisis. Las

entradas de aire son complementarias en el proceso de gasificación, y se requieren para que las reacciones de gasificación ocurran. Si se divide esa cantidad de aire que antes ingresaba solo en la zona de combustión e ingresa un poco por la zona de combustión y el otro por la de pirólisis, se consigue eficiencias en el proceso. Por lo que esas dos entradas de aire acaban siendo procesos complementarios para intensificar los productos de la gasificación. Las entradas físicas en sí son independientes pero el aire del proceso no es independiente, es un proceso que complementa a otro.

Rendimiento del gas de gasificación en función del tipo de biomasa que se está trabajando.

Hay varias publicaciones de varios centros de investigación donde se analizan diferentes rendimientos a partir de diferentes biomásas, lo más usual rendimiento para carbón mineral, vegetal, para bagazo de caña, cáscara de arroz, café, eucalipto, y residuos sólidos.

En cuanto al mecanismo conjunto de la gasificación - motor, cuando el motor no consume todo el gas generado, ese gas excedente debe ser quemado. ¿Por qué no se puede almacenar ese excedente de gas?

El gas de gasificación es extremadamente volátil y los procesos de compresión son parecidos a una mezcla entre gas natural y gas licuado. Entonces se puede almacenar, sin embargo, en el estudio de caso no se lo almacenó ya que las instalaciones son de investigación, pero sí se lo puede almacenar. No obstante, es caro tener un compresor para mantener gas. Normalmente, la configuración del equipo se puede demorar entre 3 a 6 meses. Entonces almacenar gas dentro del proceso resulta una inversión cara en términos del compresor.

Es una práctica usual a nivel industrial el no quemar el carbón de la gasificación y reservarlo con fines agronómicos. Como si fuese material carbonizado

Esa es una práctica para mejoras de suelo degradados por alguna razón o en suelos en los que se hizo un solo cultivo por repetidas ocasiones, y entonces sí se usa mucho el carbón de biomasa con superficie y porosidad bastante amplia. Se va a intentar producir material carbonizado usando el reactor y ese material usarlo como fertilizante.

Respeto al hidrógeno verde. El proceso de gasificación sería el proceso más adecuado verde o idóneo para obtener hidrógeno verde.

Ya está comprobado que se puede producir un gas de gasificación con alto contenido de hidrógeno, inclusive puede haber menos contenido de monóxido, pero se tendría que gasificar o con oxígeno o con vapor o una mezcla de ambos. Si se compara con otras tecnologías para producir hidrógeno, la gasificación tal vez es una etapa intermedia, pero aún no se puede decir que sea la más apropiada para producir hidrógeno verde.

¿Se evaluó la relación del poder calorífico de la biomasa vs el poder calorífico del gas obtenido, y cuál fue la eficiencia del proceso?

Cabe recordar que no es lo mismo decir poder calorífico de la leña en estado sólido y poder calorífico de un gas, porque no se puede comparar el poder calorífico de la leña o de la biomasa bruta. Esto es debido a que hay una diferencia en los poderes calorífico ya que al convertirse a gas se tiene un combustible fácil de transportar.

Sobre el cálculo de la cantidad de vapor necesaria para la gasificación en las experiencias compartidas, y cómo calcular específicamente la relación de vapor por biomasa.

Básicamente la masa de vapor es masa de agua, lo que se modifica son los valores de la entalpía del vapor, por lo que cuando se analiza la cantidad con la que se va a gasificar, hay que tener en cuenta la entalpía del vapor. Es exactamente igual al cálculo de la relación de aire, es decir cuántos kg de agua en forma de vapor son necesarios para que existan gasificación. Asimismo, para calcular el factor de vapor/ biomasa, se calcula cuánto es la cantidad de vapor necesario más el flujo de la humedad contenida en el combustible, sobre la cantidad de combustible producido libre de ceniza. Es decir, cuánto se necesita de vapor para que exista gasificación, más cuánto es la humedad del agua sobre la cantidad de combustible que se está entregando.

¿Cómo se hace el monitoreo de consumo de biomasa en el proceso?

La manera más práctica que se encontró es colocar biomasa dentro del reactor, calentarlo a condición de gasificación y después se vuelve a realimentar con una carga nueva y llevándolo a un régimen de gasificación, y se va monitoreando continuamente con base en la composición del gas y así se conoce cuánto dura la carga de biomasa. En gasificadores continuos, la biomasa pasa por un sistema de alimentación, por lo que la misma se va consumiendo y se va reponiendo. En cambio, en gasificadores por lote no sucede esto, sino que se tiene que estar pendiente de las especies gaseosas, cómo se forman y cómo se van modificando las temperaturas.

¿En qué medida se aumenta la eficiencia cuando el sistema de alimentación es continuo en los gasificadores?

En gasificadores de alimentación continua la eficiencia no se modifica significativamente, lo que cambia es la manera en la que se obtienen los productos de gasificación. Para este tipo de gasificadores, en los cuales se encuentran en un punto intermedio entre un gasificador lecho fijo y un gasificador de lecho fluidizado, se tiene que tener mucho control en el tamaño de partícula, en la cual su geometría debe ser similar. Por eso para aumentar la eficiencia se utilizan pellets, que tienen una granulometría aproximadamente similar, un tamaño y una geometría más o menos parecida. Se estudia el tiempo de residencia de la biomasa, es decir, cuánto va a durar en el reactor para producir y entregar los productos.

Con respecto a la ruta química para limpieza de los gases ¿Qué tipo de solventes se utilizan?

Normalmente para hacer el lavado de los equipos se está utilizando alcohol y la mayoría de las veces se usa éter para el rotavapor. Se usa isopropanol y para la ruta a vapor se usa éter de petróleo 40,60, 70/30.

¿Resulta posible separar el nitrógeno de los gases de escapes para generar un subproducto fertilizante agrícola?

Sí se ha experimentado, pero el grupo de estudio del autor no lo realiza porque el objetivo en sus laboratorios es maximizar los productos de gasificación. En este aspecto, hay un proyecto que pretende acoplarse a una unidad Fischer-Tropsch al final del sistema de limpieza, por el momento solo se ha analizado intensificación o mejoras en la calidad de los productos de gasificación.

¿Qué condición de frontera usaron para la temperatura en las paredes del reactor?

La condición de frontera que se utilizó fue el aislamiento, es decir no había intercambio de calor al medio ambiente, de hecho, el gasificador se encuentra aislado, y para las temperaturas en la pared se usó el propio modelo. En otras palabras, por un lado se utilizó las temperaturas que se obtuvo experimentalmente y un algoritmo para calcular la temperatura con base en las reacciones.

Considerando el costo computacional ¿qué tiempo es necesario para obtener suficientes datos para analizar el comportamiento de la gasificación en reactores de lecho fijo y fluidizantes?

La primera revisión del modelo demoraba 4 días para producir un resultado, después se fue refinando. Por ejemplo, en el modelo de temperaturas, habiendo establecido las condiciones de pared se consiguió reducir para 4 horas, con algunas mejoras. Hoy en día, el modelo consigue y entrega los resultados de gasificación en lecho fijo down draft en una o dos entradas en aproximadamente 1 hora, dependiendo el computador. Se utilizó un computador con 8 núcleos y 128 GB de RAM.

¿Tomaron las temperaturas en el centro del reactor para validar los modelos de CFD?

Al tratarse de un gasificador de lecho fijo que utiliza partículas de biomasa relativamente grandes, no permiten que se introduzca un termopar hacia el centro del reactor, por lo que experimentalmente se toma la temperatura en la pared. Sin embargo, el termopar entra unos 5 mm al reactor.

Con respecto a los combustibles derivados de los residuos ¿En qué consisten? Las briquetas que ha compartido ¿siempre tenían la misma composición y como se elaboraban?

Vamos a recordar el procedimiento de muestreo, cuando se quiere tener una muestra representativa, se necesita tener una muestra más o menos homogénea de aquello. El residuo sólido es extremadamente difícil porque la basura está cambiando todo el tiempo, entonces se realizaron diferentes análisis de diferentes épocas del año, tanto de la literatura como del relleno sanitario de Itajubá, y se hicieron muestras en diferentes periodos del año. Con esas muestras se realizó un promedio y con base en eso se introdujeron los primeros datos de entrada para análisis elemental e inmediato del combustible derivado de residuos. Las briquetas se hicieron para cada época del año, y se les realizó un análisis. Más o menos por un año se realizaron unas 8 a 10 fabricaciones de briquetas y luego un estudio completo, análisis elemental e inmediato y luego un promedio de ellas para poder alimentar el modelo. En otra secuencia posterior, en otros ensayos se hicieron diferentes simulaciones del proceso de la gasificación, dependiendo de la época del año, ya que en invierno y verano composición

de la basura es diferente. Para los casos base se obtuvo el promedio de una colecta o de un procedimiento muestral que se hizo durante un año.

¿Esas briquetas de RDF tenían material orgánico o no?

Para el modelo se encontró elevada carga orgánica en las briquetas, cerca de un 52% de carga orgánica en las briquetas, esto acabó perjudicando el proceso de quema. Para un estudio posterior que se realizó la gasificación real de briquetas, la carga orgánica variaba entre 40 al 60%.

Existen simulaciones de CFD que incluyan más datos sobre la biomasa de combustible derivados de residuos con el tema de la composición, el porcentaje de humedad y otros.

En modelos CFD hay varias posibilidades. Por ejemplo, en gasificación de lecho fluidizado, se usan otros modelos, modelos de transporte de especie, en el que la especie o las partículas están suspendidas en el aire; modelos de nacimiento y muerte de especies, que es otro modelo conocido, como modelos de flujos reactivos porque esa corriente se trata como un fluido. Existen muchos modelos en la literatura que tratan con mayor precisión la gasificación de lecho fluidizado. En lecho fijo la mayoría de los modelos siempre van por medio poroso porque es una cosa grande que se va degradando.

¿Existen gasificadores operativos de RDF y en qué capacidad?

Hay quemadores de RDF en el mundo, de hecho, es uno de los tratamientos que más se utiliza hoy en día por causa de la necesidad de reducción del material residual dados los enormes volúmenes generados. La industria que más lo usa es la que realiza la incineración de residuos sólidos hospitalarios o residuos peligrosos.

¿Se han utilizado catalizadores naturales o químicos en la gasificación de biomasa?

Los catalizadores químicos que se utilizan son, por ejemplo, lomita, la cual se usa con bastante frecuencia. También se usa óxido de calcio, óxido de magnesio para gasificación de biomasa.

Referencias

- Basu, P. (2010). Biomass gasification and pyrolysis: practical design and theory. Elsevier. Academic press.
- Basu, P. Biomass Gasification, Pyrolysis and Torrefaction: Practical Design and Theory. Second Ed. ed. London: Elsevier Inc., 2013.
- Cardozo, E.; Erlich, C.; Alejo, L.; Fransson, T. H. Combustion of agricultural residues : An experimental study for small-scale applications. FUEL, , n. July, 2013. Elsevier Ltd. Disponible em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.fuel.2013.07.054>> . .
- Cengel, Y. A. Thermodynamics: solutions. , 2008. Disponible em: <<http://www.ncbi.nlm.nih.gov/pub-med/20413957>> . .
- Centeno González, F. O. Avaliação do desempenho de um sistema integrado Motor Ciclo Otto/Gaseificador Co-corriente utilizando modelagem matemática. Dissertação de Mestrado, p. 156, 2010.

- Centeno, F.; Mahkamov, K.; Silva Lora, E. E.; Andrade, R. V. Theoretical and experimental investigations of a downdraft biomass gasifier-spark ignition engine power system. *Renewable Energy*, v. 37, n. 1, p. 97–108, 2012. Elsevier Ltd. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2011.06.008>>. .
- Centeno-González, F. O.; Silva Lora, E. E.; Villa Nova, H. F.; et al. CFD modeling of combustion of sugarcane bagasse in an industrial boiler. *Fuel*, v. 193, p. 31–38, 2017.
- Chanampa, C. Q. Análisis energético de un sistema de cogeneración con ciclo combinado y gasificación para la industria azucarera, 2010. Universidad de Piura. Disponível em: <<http://dspace.udep.edu.pe/handle/123456789/1387>>. Acesso em: 28/8/2013.
- de Sales, C. A. V. B., Maya, D. M. Y., Lora, E. E. S., Jaén, R. L., Reyes, A. M. M., González, A. M., Andrade, R. V., & Martínez, J. D. (2017). Experimental study on biomass (eucalyptus spp.) gasification in a two-stage downdraft reactor by using mixtures of air, saturated steam and oxygen as gasifying agents. *Energy Conversion and Management*, 145, 314–323. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.04.101>.
- Dekker, M.; Souza-Santos, M. L. D. Solid Fuels Combustion and Gasification. Ohio, 2004.
- European Commission. Combustion and Gasification of Agricultural Biomass - Technologies and Applications. A Thermie Programme Action, , n. Dg Xvii, 1995.
- Higman, C., & van der Burgt, M. (2008). Gasification, Gulf Professional Publishing. Second edition
- Lora, E. E. S.; Andrade, R. V.; Ángel, J. D. M.; et al. Gaseificação e pirólise para conversão da biomassa em eletricidade e biocombustíveis. *Biocombustíveis - Volume 1*, p. 1200, 2012.
- Lora, E. S.; Andrade, R. V. Biomass as energy source in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 13, n. 4, p. 777–788, 2009. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032108000270>>. Acesso em: 2/4/2012.
- Martínez, J. D., Mahkamov, K., Andrade, R. v., & Silva Lora, E. E. (2012). Syngas production in downdraft biomass gasifiers and its application using internal combustion engines. *Renewable Energy*, 38(1), 1–9. <https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2011.07.035>.
- Mehrabian, R.; Scharler, R.; Weissinger, A. Optimisation of biomass grate furnaces with a new 3D packed bed combustion model - on example of a small-scale. Proceeding of the 18 European Biomass Conference and Exhibition, , n. May, p. 1175–1183, 2010.
- Oliveira, C. A. De S.; Yepes Maya, D. M.; Silva Lora, E. E.; et al. Experimental study on biomass (eucalyptus spp .) gasification in a two- stage downdraft reactor by using mixtures of air , saturated steam and oxygen as gasifying agents. *Energy Conversion and Management*, v. 145, p. 314–323, 2017. Elsevier Ltd. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2017.04.101>>.
- Restrepo, S. Y. G., Rocha, M. H., Lora, E. E. S., Venturini, O. J., Cobas, V. R. M., & Maya, D. M. Y. (2021). Design and operation of a gas cleaning system for biomass gasification in a two-stage air-blown downdraft gasifier to meet quality requirements of solid oxide fuel cells. *Biomass Conversion and Biorefinery*, 1, 1–27. <https://doi.org/10.1007/S13399-021-01796-0/FIGURES/14>.
- Restrepo, S. Y. G.; Rocha, M. H.; Lora, E. E. S.; et al. Design and operation of a gas cleaning system for biomass gasification in a two-stage air-blown downdraft gasifier to meet quality requirements of

- solid oxide fuel cells. *Biomass Conversion and Biorefinery*, 2021. Disponible em: <<https://doi.org/10.1007/s13399-021-01796-0>>. .
- Sarmiento, A. L. E.; Maya, D. M. Y.; Chejne, F.; Lora, E. E. S. Gasification of Agro-Industrial Wastes for Electricity Cogeneration. Volume 3: Coal, Biomass and Alternative Fuels; Cycle Innovations; Electric Power; Industrial and Cogeneration. *Anais... . v. 3, p.1–7, 2015. American Society of Mechanical Engineers. Disponible em: <<https://asmedigitalcollection.asme.org/GT/proceedings/GT2015/56673/Montreal, Quebec, Canada/236711>>. .*
- Yepes Maya, D. M., Silva Lora, E. E., Andrade, R. V., Ratner, A., & Martínez Angel, J. D. (2021). Biomass gasification using mixtures of air, saturated steam, and oxygen in a two-stage downdraft gasifier. Assessment using a CFD modeling approach. *Renewable Energy*, 177, 1014–1030. <https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2021.06.051>.
- Yepes Maya, D. M.; Espinosa Sarmiento, A. L.; Oliveira, C. A. V. B. De S.; Silva Lora, E. E.; Vieira Andrade, R. Gasification of Municipal Solid Waste for Power Generation in Brazil, a Review of Available Technologies and Their Environmental Benefits. *Journal of Chemistry and Chemical Engineering*, v. 10, n. 6, p. 249–255, 2016. Disponible em: <<http://www.davidpublisher.org/index.php/Home/Article/index?id=29255.html>>. .
- Yepes Maya, D. M.; Farid, C. J.; Silva Lora, E. E. Gasification of agro-industrial waste from Colombian flower industries , for electricity cogeneration . , v. 14, n. 3, p. 9–10, 2014.



VI. Conversión termoquímica: pirólisis

Bastián Puentes¹, Kevin Fernández¹, Alex Fernández², Yannay Casas-Ledón³, Luis Arteaga Pérez^{1,2}

¹Laboratorio de Pirólisis Analítica y Cromatografía Gaseosa, Departamento Ing. en Maderas, Universidad del Bio-Bio, Concepción, 4030000, Chile

²Laboratorio de Procesos Térmicos y Catalíticos (LPTC-UBB), Departamento Ing. en Maderas, Universidad del Bio-Bio, Concepción, 4030000, Chile

³Departamento de Ingeniería Ambiental, Facultad de Ciencias Ambientales-Centro EULA, Universidad de Concepción, 4030000, Chile.

Resumen. La biomasa de origen agroforestal es un recurso con altísimo potencial para desarrollar la bioeconomía. En ese sentido, los procesos termoquímicos, y en especial, la pirólisis juegan un rol fundamental. La pirólisis es una transformación termoquímica a través de la cual, la estructura polimérica original de la biomasa, se deconstruye para dar lugar a una mezcla de productos con potenciales aplicaciones en el área de los combustibles, la química fina, los biopolímeros, etc. El proceso es altamente complejo y se encuentra influenciado por parámetros operacionales (tiempo de reacción, velocidad de calentamiento, tamaños de partículas, etc.), por la composición de la biomasa y por la presencia de materiales catalíticos. En este capítulo exploramos los principios de la pirólisis, las técnicas experimentales para estudiar el proceso, los modelos de reactores más difundidos y los productos principales.

Correspondencia: Dr. Luis E. Arteaga Pérez, E-mail: larteaga@ubiobio.cl

1. Introducción

Ante el aumento de la inquietud por la contaminación ambiental y la crisis energética resultante del uso excesivo de combustibles fósiles, es vital desarrollar alternativas de energía limpia y renovable con carácter urgente. La biomasa lignocelulósica, que es el único recurso renovable que contiene carbono, se ha reconocido como una materia prima atractiva y de amplia disponibilidad (~170 MMtons), para la producción de combustibles y productos químicos renovables.

La pirólisis, es una de las tecnologías emergentes que se utilizan para convertir diferentes tipos de materiales, como la biomasa, residuos orgánicos, plásticos, residuos sólidos urbanos, etc., en una serie de productos que se pueden usar como plataforma para la obtención de biocombustibles, aditivos y en potenciales sustitutos de la industria petroquímica [1]. La pirólisis consiste en una degradación térmica de la estructura polimérica de la biomasa en moléculas volátiles más pequeñas y un residuo carbonoso, todo bajo una atmosfera inerte, es decir, libre de un agente oxidante. La degradación térmica ocurre en ausencia de oxígeno, por lo que las sustancias se descomponen mediante una serie de reacciones químicas que se ven promovidas por el calor y la presencia de grupos funcionales reactivos entre sí, limitando completamente las reacciones de combustión [2]. Es importante entender que la pirólisis no es un cambio de fase, sino que un proceso termoquímico que ocurre a altas temperaturas (350-600°C) y, además, se ve influenciado por muchas variables de proceso, particularmente la temperatura, el tiempo y la velocidad de calentamiento.

A raíz del creciente interés en la conversión termoquímica de diferentes materiales, se ha hecho énfasis en la pirólisis como una ruta prometedora para la transformación de materiales, especialmente para la revalorización de residuos con el fin de obtener productos valiosos comercial e investigativamente. En esa línea, se ha investigado la obtención de bio-char a partir de desechos de cáscaras de frutas mediante pirólisis para aplicaciones como biocombustibles sólidos y enmendadores de suelos [3]. Asimismo, se ha utilizado bio-char obtenido desde pirólisis de biomasa para la mitigación de gases de efecto invernadero, logrando inmovilizar contaminantes y a la vez, mejorar la fertilidad de los suelos [4]. En los últimos años, la pirólisis ha adquirido interés investigativo en la obtención de biocombustibles líquidos o, en su defecto, como plataforma para la obtención de compuestos químicos de alto valor, además de la incorporación de otras materias primas para mejorar la calidad y rendimiento de la fracción líquida obtenida [5].

De manera general, las aplicaciones de biomasa para la producción de biocombustibles y en biorrefinerías de productos presentan desafíos importantes, ya que la elección del proceso de conversión adecuado depende de una serie de factores, como el objetivo específico de uso, el costo de conversión, la disponibilidad tecnológica, el almacenamiento y transporte de la biomasa, y las propiedades y composición de esta.

2. Generalidades del proceso de pirólisis

Por lo general, la pirólisis se clasifica en diferentes tipos de procesos según la velocidad de calentamiento, la temperatura y el tiempo de residencia, o tiempo de pirólisis [6]. Si el objetivo es obtener un rendimiento alto en líquido, se sugiere operar en condiciones de pirólisis rápida y flash. Por el contrario, si se busca alto rendimiento de producto sólido, lo que se recomienda es aplicar un proceso

de pirólisis lenta, donde convergen reacciones primarias y secundarias. La Tabla 6.1 muestra algunas de las principales condiciones de operación para cada uno de los procesos de pirólisis, y como estos afectan en la distribución de los productos obtenidos.

La pirólisis lenta es una pirólisis que se puede desarrollar a velocidades de calentamiento inferiores a los 80 °C/min, con el principal objetivo de tener un alto rendimiento de producto sólido o bio-char. Además, de bajas tasas de calentamiento se debe contar con tiempos de residencia altos y partículas relativamente grandes. En esta pirólisis se debe dar tiempo para que ocurran las reacciones primarias de descomposición de la biomasa, así como aquellas reacciones secundarias en donde se generan estructuras carbonosas (entrecruzamiento, repolimerización). Los principales productos obtenidos de este tipo de pirólisis corresponden a bio-char y líquido pirolítico (o bio-oil), además de una fracción de gases permanentes.

Tabla 6.1. Procesos de pirólisis, condiciones y distribución de productos [7,8].

Tipo	Temperatura (°C)	Calentamiento (°C/min)	Tiempo (s)	Productos (%p/p) _{b.s}		
				Bio-char	Piro-oil	Gases
Pirólisis Lenta	300 – 500	< 80	600 – 60.000	25 – 35	30 – 45	25 – 35
Pirólisis Rápida	500 – 800	100 (Industrial) > 1.000 (Laboratorio)	1-5	12 – 20	60 – 75	13 – 20
Pirólisis Flash	> 1000	> 1.000	< 1	<12	>75	<13

Por otra parte, la pirólisis rápida es un proceso que ocurre a altas velocidades de calentamiento, en el que el material involucrado se calienta rápidamente a temperaturas entre 500 y 800 °C en tiempos muy cortos (1 – 2 s) [8]. Este tipo de proceso tiene como objetivo producir altos rendimientos de líquidos y gases condensables (entre 55 y 75% en peso en base seca). El líquido comúnmente se conoce como bio oil, aunque también es usado el término piro-oil y para maximizar su rendimiento se debe lograr un calentamiento muy rápido de la biomasa seguido de un enfriamiento instantáneo de los vapores pirolíticos, así se reduce el tiempo y la susceptibilidad para que los vapores pueden reaccionar en la fase gaseosa o con la superficie del sólido conllevando a la formación de compuestos químicos no deseados. En este tipo de pirólisis el tamaño de partícula toma un rol fundamental, debido a su estrecha relación con la transferencia de calor, por lo que, mientras más pequeña es la partícula (< 1 cm), menores son las limitaciones de transferencia de calor, lo que hace, además, que menor sea el tiempo en el que los gases puedan sufrir reacciones secundarias, y que pueden cambiar las propiedades del producto objetivo [6]. Se han estudiado velocidades de calentamiento relativamente altas para pirólisis rápida de biomasa, con valores que alcanzan los 100°C/min a nivel industrial y más de 1000°C/min en condiciones de laboratorio. En la Figura 6.1 se resume de manera genérica el proceso de pirólisis de biomasa para el aprovechamiento y obtención de las diferentes fracciones de productos.



Figura 6.1. Representación genérica de la pirólisis de una biomasa.

Dentro de los diferentes tipos de pirólisis se destaca la pirólisis flash, la cual ocurre a elevadas temperaturas, con altas velocidades de calentamiento y tiempos de pirólisis menores a 1 segundo. Con este tipo de proceso se reducen significativamente las limitaciones por transferencia de calor en las partículas debido a su tamaño. La pirólisis flash es un proceso de conversión termoquímica de la biomasa que involucra la descomposición térmica de la materia orgánica en un ambiente de ausencia de oxígeno y a altas temperaturas (entre 700 y 1200°C) durante un tiempo de residencia extremadamente corto (entre milisegundos y segundos). Este proceso produce una mezcla de productos líquidos, sólidos y gaseosos, cuya composición depende, al igual de los otros tipos de pirólisis, de la temperatura, la velocidad de calentamiento, el tiempo de residencia y la naturaleza de la biomasa utilizada [8]. Por lo general, este tipo de pirólisis ha adquirido interés científico por la producción de un bio-oil de alta calidad y otros productos químicos de alto valor a partir de la biomasa lignocelulósica [9][10].

3. Sistemas experimentales de pirólisis. Equipos y métodos

Los estudios experimentales juegan un papel crucial en la investigación y el modelado de pirólisis de biomasa, ya que facilitan la comprensión del proceso a nivel fenomenológico. Los analizadores termogravimétricos (TGA) y sistemas de micropirólisis acoplada a espectrometría de masas (Py-GC/MS), los investigadores pueden ver cómo se comportan diferentes tipos de biomasa en diversas condiciones de reacción para adquirir datos que pueden usarse para predecir el comportamiento y estimar parámetros de escalado. La precisión de las conclusiones extraídas de la investigación, a nivel analítico, sobre pirólisis depende del equilibrio entre el desarrollo de experimentos y la interpretación de los resultados, lo que implica aplicar modelos matemáticos que se alineen con las características y el alcance del sistema experimental. La creación de un modelo matemático para un sistema de pirólisis conlleva predecir una salida a partir de los valores de entrada, que requiere no solo de la cinética de reacción sino también de la transferencia de calor y masa. Sin embargo, no existe una técnica analítica disponible que pueda cubrir todos los aspectos de la pirólisis, por lo que los investigadores deben desarrollar estrategias para separar los datos del método experimental. Esto se logra controlando con precisión las condiciones del proceso, para obtener una descripción lo más precisa posible de la reacción que se está estudiando.

Durante descomposición termoquímica de la biomasa ocurren varios tipos de reacción de acuerdo con el tipo de biomasa y al tiempo de residencia. Para la biomasa lignocelulósica, la descomposición inicia con las reacciones primarias, las cuales ocurren únicamente en fase sólida de la partícula y consiste en la despolimerización y escisión de enlaces de la hemicelulosa, celulosa y lignina. Luego, ocurren reacciones secundarias que pueden ser homogéneas o heterogéneas en dependencia de si ocurren en fase sólida (intra-partículas y entre-partículas) o en fase vapor [11]. El problema de analizar la descomposición termoquímica de la biomasa es que muchos de los compuestos orgánicos volátiles (COV) que se forman, pueden reaccionar entre ellos e incluso formar parte de mecanismos catalizados por el carbón formado o por las cenizas que contiene la biomasa. Estos efectos son más notorios a medida que aumenta la temperatura y a medida que aumenta la concentración de compuestos volátiles (COV) en la fase vapor. Bajo estas circunstancias, es necesario tener en cuenta las siguientes consideraciones de reactores ideales, para estudiar la pirólisis de biomasa antes de iniciar experimentos:

- El calentamiento de las partículas sólidas debe ocurrir de forma rápida, precisa y uniforme. Es necesario conocer la temperatura del sólido.
- Los gases no deben entrar en contacto con superficies calientes una vez liberados de la partícula.
- Los volátiles deben recuperarse rápidamente evitar la interferencia de reacciones secundarias que puedan ocurrir entre los COV en la línea de transferencia que conecta al reactor con el condensador.

Existen algunos equipos que se utilizan para realizar los experimentos y se acercan a la idealidad de estudio, los cuales serán detallados en la siguiente sección.

3.1 Técnicas para estudiar la pirólisis

Se emplean varias técnicas analíticas para investigar la pirólisis, incluido el análisis de gases, líquidos y sólidos. Si bien existen tecnologías más avanzadas, la sección detalla las dos técnicas más utilizadas para estimar parámetros cinéticos y termodinámicos en escala de microgramos para la elucidación de mecanismos de reacción.

3.1.1 Termogravimetría y analizadores termogravimétricos

La termogravimetría (TG) es una técnica analítica de gran utilidad para estudiar cómo se descompone la biomasa cuando se expone a altas temperaturas en el proceso de pirólisis. La TG mide cómo cambia la masa de una muestra con el tiempo a medida que se calienta, lo que proporciona información relevante sobre la estabilidad térmica de la biomasa y la cinética de su descomposición. Para realizar este tipo de experimentos se utiliza un Analizador Termogravimétrico (TGA) o Termobalanza, el cual está compuesto por un portamuestras, una balanza y un horno. Durante un experimento típico de TG, se coloca una pequeña cantidad de biomasa en una canasta hecha de cerámica o cuarzo, que luego se suspende o se coloca verticalmente en el horno. El horno se calienta a una velocidad constante usando un gas inerte como nitrógeno o helio (o hidrógeno para hidropirólisis) y, a medida que aumenta la temperatura, la biomasa sufre degradación térmica, liberando COV (gases y líquidos) y dejando residuos sólidos o carbono. La temperatura límite superior para la prueba de TGA debe ser

al menos 200 °C más alta que la temperatura de pirólisis que se está estudiando para obtener una visión completa del comportamiento de degradación térmica de la muestra. También se debe definir la velocidad a la que se alcanza la temperatura máxima, el tamaño y la forma de los recipientes utilizados en la prueba TGA, el tamaño de las partículas y la disposición de la muestra.

A lo largo del experimento, la balanza registra continuamente el cambio en la masa de la muestra, que permite trazar en una curva o perfil termogravimétrico, también conocido como termograma. Al diferenciar el termograma con respecto a la temperatura (o al tiempo), se obtiene la curva DTG, la cual proporciona información más detallada sobre el comportamiento térmico de la biomasa durante la pirólisis que el termograma solo [12]. La DTG permite identificar las diferentes etapas de descomposición de la biomasa y la temperatura a la que ocurren. El pico más prominente corresponde a la temperatura a la cual la biomasa se descompone más rápidamente y se denomina tasa máxima de pérdida de masa. La forma de la curva proporciona información sobre el tipo de biomasa que se pirolyza y el mecanismo de pirólisis, porque presencia de múltiples picos indica la presencia de diferentes tipos de componentes de biomasa o la ocurrencia de múltiples etapas de reacción [13].

A pesar de ser una técnica muy potente en el análisis de la descomposición termoquímica, la TG tiene varias limitaciones: i) un tamaño de muestra pequeño, ii) información limitada sobre productos líquidos y gaseosos, iii) información limitada sobre la cinética de reacción, iv) pequeños rangos de velocidad de calentamiento que impiden el análisis de pirólisis rápida. Además, los resultados de TG también estar afectados por la preparación de la muestra, al ser una técnica *ex situ* se reduce la capacidad de estudiar la dinámica de pirólisis en tiempo real y no provee información sobre los gases liberados.

3.1.2 Termogravimetría acoplada al análisis de gases

La termogravimetría con análisis de gases (TG-EGA, por sus siglas en inglés) es utilizada para estudiar de forma simultánea la descomposición térmica de la muestra y los gases liberados mediante la combinación de dos técnicas analíticas TGA y EGA (identificación y cuantificación de compuestos). Las EGAs pueden ser utilizadas para diferentes aplicaciones y permiten obtener información a nivel composicional de los productos de pirólisis. A continuación, se describen algunas de las más comunes:

- **TGA acoplado a Espectroscopía Infrarroja por Transformada de Fourier (FTIR).** La técnica de TGA con FTIR permite identificar los grupos funcionales presentes en los gases liberados durante la pirólisis. FTIR mide la adsorción o transmisión de radiación infrarroja de los enlaces presentes en la corriente gaseosa. Es de carácter no destructivo, lo que hace que sus mediciones sean relativamente confiables y reproducibles. Sin embargo, una limitación es la compleja identificación compuestos específicos de pirólisis y además la necesidad de un control riguroso de las condiciones operativas para reducir las interferencias señal-ruido [14,15].
- **TGA acoplado a un Espectrómetro de Masa (TGA-MS).** La técnica TGA-MS recolecta y analiza el gas liberado mediante un sistema de muestreo y se transporta al detector MS donde se ionizan, separan y detectan los COV individuales. Los espectros de masas obtenidos son identificadores únicos de los COV, que se analizan individualmente para su identificación, principalmente en corrientes

gaseosas diluidas. El equipo requiere de una calibración precisa y conocimientos avanzados de técnicas de química analítica. Las matrices complejas pueden reducir la selectividad y la fiabilidad de los resultados [15].

- **TGA acoplado a un Cromatógrafo de Gases (TGA-GC).** La técnica utiliza un cromatógrafo de gases comúnmente con un detector de ionización de llama (FID) para cuantificar los gases de pirólisis. TGA-GC es muy sensible y puede detectar trazas de compuestos, pero requiere estándares de comparación para identificar compuestos en la corriente de gas. Se utiliza principalmente para medir gases permanentes como CO₂, CO, NO_x, SO_x, H₂ y CH₄, pero es necesaria la optimización de parámetros operativos del GC para garantizar la separación correcta de fracciones y evitar pérdidas de señal.

2.1.3 Pirólisis analítica (Py-GC/MS)

La técnica de pirólisis analítica se originó en las décadas de 1950 y 1960, cuando los investigadores comenzaron a utilizar la pirólisis como medio para estudiar la estructura química de compuestos orgánicos complejos [16]. Los primeros instrumentos analíticos de pirólisis eran dispositivos simples que consistían en un porta-muestras y un horno, donde la muestra se calentaba a altas temperaturas en una atmósfera de gas inerte. Los sistemas de pirólisis analítica modernos están compuestos típicamente por un sistema de inyección de muestras, un sistema de calentamiento, un cromatógrafo de gases y un espectrómetro de masas. La técnica se puede aplicar para estudiar moléculas ya sea observando su comportamiento durante la pirólisis o estudiando los fragmentos moleculares resultantes y así obtener información relevante sobre la naturaleza e identidad de la molécula original [16]. El sistema de pirólisis analítica está acoplado al GC/MS que actúa como técnica EGA y es quien se encarga de separar los compuestos generados en pirólisis para identificarlos a través de la formación de patrones de ionización también llamados espectros de masas. Dado que los espectros de masa actúan como huellas dactilares de los COV, se pueden comparar fácilmente con bibliotecas de compuestos como la del Instituto Nacional de Estándares y Tecnología de los Estados Unidos (NIST), a través de programas computacionales especializados en la identificación de compuestos. Una de las ventajas más importantes de la pirólisis analítica, es que pueden operar en un amplio rango de velocidades de calentamiento para diferentes temperaturas, pero esto depende del equipo los cuales se detallan brevemente a continuación (Figura 6.2).

- **Pirolizador de Horno.** Calienta muestras a altas temperaturas operación simple y apto para una amplia gama de materiales. Un termopar colocado entre el calentador y el horno controla la temperatura. Las dimensiones del horno provocan resistencia a la transferencia de calor que impiden alcanzar altas velocidades de calentamiento.
- **Pirolizador de Punto Curie.** Utiliza un electroimán que se calienta por la corriente oscilante inducida por una bobina de alta frecuencia, para calentar la muestra a una temperatura específica donde éste pierde sus propiedades magnéticas. Esta temperatura se denomina Punto de Curie y permite un control preciso de la temperatura máxima de pirólisis, sin embargo, el sistema está autolimitado por la temperatura del Curie del material utilizado como calefactor.
- **Pirolizador Resistivo.** Calienta la muestra utilizando una corriente eléctrica que pasa a través de un elemento resistivo hecho de Hierro, Platino, Níquel – Cromo, entre otros. La muestra se mantiene

muy cerca del elemento resistivo, lo que permite altas tasas de calentamiento, alcanzar altas temperaturas y es idóneo para el análisis de muestras pequeñas (200 – 800 µg de sólido).

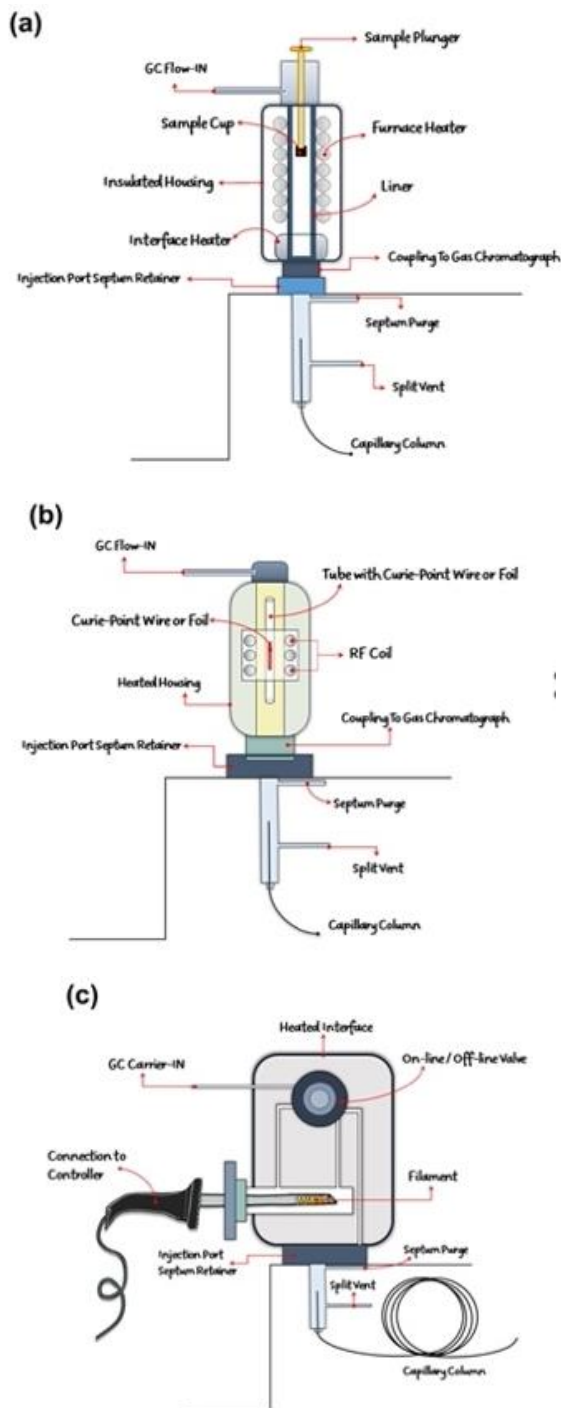


Figura 6.2. Esquemas de equipos analíticos para pirólisis: a) Pirrolizador de horno; b) Pirrolizador de Punto Curie; c) Pirrolizador Resistivo

Así como existen diferentes pirolizadores analíticos, también existen diferentes formas de acoplarlos al GC-MS.

- **Inyección en Puerto.** Esta configuración es común en los pirolizadores de horno, los cuales se colocan en la parte superior del GC para la salida inferior del horno a la columna del cromatógrafo a través de un revestimiento de cuarzo. Dado que la corriente gaseosa viaja directamente al GC, el sistema debe operar con una dilución de la corriente para evitar saturación del detector (split), aunque también lo puede hacer sin dilución (splitless) en dependencia de la muestra. La contaminación generada por la formación de compuestos es una limitación importante de este método.
- **Trampas de absorción.** Los gases producidos en la pirólisis son absorbidos por una trampa con control térmico, hecha típicamente de Tenax, para luego ser liberados a través de una rampa de temperatura aplicada a la trampa. Esto ayuda reducir las contaminaciones en el GC, pero requieren de una línea de transferencia termo-regulada o bien tener la trampa de desorción microtérmica conectada al puerto del GC. Además de evitar el exceso de señal en el sistema analítico, permite reducir las condensaciones en la línea de transferencia y el efecto de reacciones secundarias en los resultados.

Pese a que pareciera que actúan de forma individual, el sistema Py-GC/MS funciona como un todo, donde las condiciones de cada uno de los instrumentos deben estar perfectamente calibradas para así poder garantizar la fiabilidad de los resultados. Un procedimiento típico para realizar un ensayo en Py-GC/MS, parte con una correcta preparación de la muestra, esto es: i) caracterizar completamente de la biomasa (química y física), ii) garantizar homogeneidad en forma y tamaño de las partículas (< 50 μm), iii) usar pequeñas cantidades (10 – 500 μg), iv) disponer la muestra en el reactor de modo que evite las aglomeraciones o espacios vacíos. Luego, configurar el sistema de pirólisis para: i) garantizar altas velocidades de calentamiento en dependencia de las especificaciones del pirolizador, ii) los ensayos deben estar bajo control cinético y no con limitaciones de transporte, iii) altos flujos de gas portador para alcanzar bajos tiempos de residencia que eviten reacciones secundarias (0.02 segundos aproximadamente). Por último, configurar los instrumentos analíticos para un correcto análisis teniendo en que cuenta: i) crear curvas de calibración de las principales especies formadas, ii) optimizar el sistema Py-EGA para evitar la saturación del detector o por el contrario las pérdidas de señales, iii) utilizar patrones internos de referencia de modo que los resultados puedan ser comparables entre ensayos, iv) adecuar métodos apropiados de post-procesamiento de datos. Sin embargo, aun cuando se hayan realizado todos los ajustes para optimizar el sistema Py-GC/MS, la técnica analítica puede presentar la limitación de solapamiento de picos en el cromatograma, que consiste en que no se logre la separación de varios compuestos y estos aparezca en un mismo tiempo de retención. El solapamiento de picos provoca interferencias en el análisis que impiden una identificación confiable de compuestos y que además provoca que no se registren los compuestos solapados, ya que, en ensayos iguales de una misma muestra, aparecerán compuestos diferentes en el mismo tiempo de retención [17]. Una forma para reducir este efecto es realizar ensayos de reproducibilidad a fin de corroborar el tiempo de retención de los compuestos que puedan estar solapados. También se puede utilizar el sistema GCxGC/MS para generar separaciones de compuestos solapados pero esta técnica analítica es mucho más costosa y menos común.

2.2 Modelos para la interpretación de reacciones de pirólisis

El análisis numérico o cuantitativo de un sistema de reacción necesita datos de entrada o de salida, es decir, valores procedentes de la parte experimental o estimaciones de modelos matemáticos o aproximaciones numéricas. Todo depende del uso correcto de los modelos matemáticos disponibles, que pueden basarse en expresiones cinéticas (en particular, la química del proceso y los fenómenos de transporte) o modelos de contacto (reactor de flujo tapón, mezcla perfecta, no ideal, etc.). Esta metodología de análisis es repetitiva independientemente de las características de la biomasa y puede variar en función de la profundidad del análisis.

2.2.1 Modelo de una sola partícula

El modelo fue desarrollado e implementado por Pyle y Zaror [11] para identificar la etapa limitante de un proceso de pirólisis de madera, tomando como base un modelo desarrollado por Bamford donde combinaron la resistencia a la transferencia de calor y la reacción química. Bajo este enfoque, las etapas que pueden controlar el proceso son:

- i) Resistencia a la transferencia externa de calor (TEC) que es la velocidad con la que el calor viaja desde la superficie caliente hasta la superficie de la partícula. Cuando esta etapa es la más lenta, se denomina Control Externo.
- ii) Resistencia a la transferencia interna de calor (TIC) que es la velocidad con la que el calor ingresa hasta el centro de la partícula desde su superficie, es decir que, depende del coeficiente de conductividad térmica del material. Cuando esta etapa es la más lenta, se denomina Control Interno.
- iii) Resistencia a la cinética de la reacción química (CRQ) que es la velocidad a la que se consume un reactivo o se forma un producto. Está descrito por la constante de la velocidad de reacción y cuando es la etapa más lenta se denomina Control Cinético.

El modelo de Bamford es el más simple y establece que la transferencia de calor en el sólido está completamente controlada por la conducción y que la reacción química ocurre como un modelo de primer orden. Además, se supone que los vapores producidos por la pirólisis salen de los poros instantáneamente, lo que implica que no hay incidencia de reacciones secundarias

$$\frac{\delta(C_p \rho T)}{\delta t} = K \left\{ \left(\frac{\delta^2 T}{\delta r^2} \right) + \left(\frac{b-1}{r} \frac{\delta T}{\delta r} \right) \right\} + (-q) \left(-\frac{\delta \rho}{\delta t} \right) \quad (1)$$

El modelo describe el balance de energía en un cilindro (Tabla 6.2). Pyle y Zaror [11] propusieron una estrategia para discriminar las etapas que pudieran controlar el proceso y así poder simplificar la aplicación del modelo a partir de tres números adimensionales:

- Número de Biot. Permite evaluar la importancia relativa de los gradientes internos de temperatura correlacionándolos con las propiedades térmicas del material (λ) y el coeficiente de transferencia de calor (h) a un radio de partícula (R). Se calcula a partir de: $Bi = h \cdot R / \lambda$
- Número de pirólisis I (P_y). Relación entre la constante de tiempo de velocidad de la pirólisis ($1/k$) y la constante de tiempo asociada al cambios del frente de temperatura dentro de la partícula por

conducción interna. Permite identificar si quien influye más sobre la reacción es la cinética o la resistencia interna a la transferencia calor. Se calcula a partir de $Py = \lambda / (k \cdot \rho \cdot C_p \cdot R^2)$

- Número de pirólisis II (Py'). Para Biots bajos la transferencia de calor interna no control, y debe medirse la importancia relativa entre la transferencia de calor externa y la velocidad de reacción. Se calcula a partir de $Py' = Py \cdot Biot = h / (k \cdot \rho \cdot C_p \cdot R)$.

Tabla 6.2. Modelo de una sola partícula (Pyle y Zaror [11])

Acumulación	$\frac{\delta(C_p \rho T)}{\delta t}$	C_p	Capacidad calórica de la biomasa
		ρ	Densidad de la biomasa
		t	Tiempo
Conducción	$K \left\{ \left(\frac{\delta^2 T}{\delta r^2} \right) + \left(\frac{b-1}{r} \frac{\delta T}{\delta r} \right) \right\}$	K	Constante de conductividad térmica
		r	Radio de la partícula
		b	Factor de forma: cilindro = 2, esfera = 3, slab = 1
Generación Variación de entalpía aparente (cambios físicos y químicos)	$(-q) \left(-\frac{\delta \rho}{\delta t} \right)$	q	Calor de reacción
		$-\frac{\delta \rho}{\delta t}$	Cinética de primer orden $-\delta \rho / \delta t = A \left(e^{-\frac{E}{RT}} \right) (\rho - \rho_\infty)$

Así una forma de poder identificar las etapas que controlan el proceso es considerar el rango de valores que puede tomar cada número, como se describe a continuación en la Tabla 6.3.

Tabla 6.3. Etapas que controlan el proceso (Pyle y Zaror [11]).

Condición de control	Rangos aproximados de validez		
	Bi	Py	Py'
Condiciones no controladoras	Todos los valores		
Control externo	< 1	> 1	> 1
Control cinético	< 1	> 10	> 10
Control interno	> 50	< 10^{-3}	<< 1

Recientemente, Sribala y col. [18] reportaron una serie de datos sobre propiedades termo-físicas de biomasa que pueden usarse como referencia para la elaboración de mapas térmicos basados en los números adimensionales anteriormente definidos.

2.2.2 Métodos iso-conversionales para datos de TGA

Una forma simple de representar la cinética de descomposición de biomasa está dada por cómo cambia la conversión del material en el tiempo en función de la temperatura a la que se está sometiendo y de una función de conversión que depende del tipo de material y de las condiciones del experimento (Ec. 2). Esta aproximación permite el cálculo de la energía de activación aparente y de los parámetros cinéticos al escribir la función como una expresión de Arrhenius (Ec. 3):

$$\frac{d\alpha}{dt} = f(\alpha)k(T) \tag{2}$$

$$k = k_0 e^{-\left(\frac{E_a}{RT}\right)} \tag{3}$$

Existen dos formas fundamentales para llevar a cabo un experimento de termoconversión. Una de ellas es a temperatura constante (isotérmico), que se representa por una expresión muy simple donde la conversión solamente de una función matemática que la describe y no es dependiente de la temperatura (Ec. 4). Starink [19] propuso que al realizar este análisis a dos temperatura diferentes se puede obtener directamente la energía de activación de la reacción que está ocurriendo (Ec. 5). Donde, t_f es el tiempo necesario para que ocurra cierta conversión y C_i es una constante que depende de la etapa de reacción y del modelo cinético. Sin embargo, para matrices complejas como la biomasa, en la que se sabe que interactúan varios fenómenos, incluyendo no sólo la descomposición primaria de los principales constituyentes, sino también reacciones secundarias, éste es un enfoque simplista.

$$\frac{d\alpha}{dt} = const \cdot f(\alpha) \tag{4}$$

$$\ln t_f = \frac{E_a}{RT_i} + C_i \tag{5}$$

Para reducir las imprecisiones dadas por los análisis isotérmicos, en la literatura es más común encontrar experimentos no isotérmicos, donde la velocidad de reacción es función de la conversión y la temperatura. Los parámetros $f(\alpha)$, E_a y k_0 , también denominados triplet cinético, deben calcularse de forma integrada, pero debido a la complejidad del modelo y a la presencia de efectos compensatorios, se aplican los métodos isoconversionales. La forma matemática general para un experimento no isotérmico implica que la diferencial de la conversión respecto a la temperatura, es proporcional al diferencial de la conversión con el tiempo en dependencia de la velocidad con la que se calienta la muestra (Ec. 6). Recordando que k_0 es el factor pre-exponencial de Arrhenius representado también como A , β es la velocidad de calentamiento y que la conversión se puede calcular a partir de datos de TGA (Ec. 7) donde w_0 , w_f y w son las masas inicial, final y en el tiempo t , respectivamente, el balance queda expresado como Ec. 8.

$$\frac{d\alpha}{dT} = \frac{d\alpha}{dt} \frac{dt}{dT} \tag{6}$$

$$\alpha = \frac{w_0 - w}{w_0 - w_f} = \frac{V}{V_t} \tag{7}$$

$$\frac{d\alpha}{dT} = \frac{k(T)}{\beta} f(\alpha) = \frac{k_0}{\beta} e^{-\left(\frac{E_a}{RT}\right)} f(\alpha) \tag{8}$$

Los valores que puede tomar la función de conversión dependen del proceso que se esté estudiando y bajo este precepto, en el trabajo publicado por White et al. [20], los modelos se resumen en: i) modelos de orden reacción, ii) nucleación, iii) difusionales y iv) geometría de contracción (partículas que cambian su tamaño con la temperatura). La aplicación de la forma general para el cálculo del triplet cinético, tiene consigo una gran limitación al asumir que la conversión ocurre con una sola E_a aparente en sólidos complejos. En el caso de la biomasa se puede realizar un estudio de pseudocomponentes a través de la deconvolución gaussiana de la curva DTG (Figura 6.3) para saber de forma indirecta las fracciones poliméricas que componen el material y consecuentemente la E_a requerida para la descomposición de cada fracción [21].

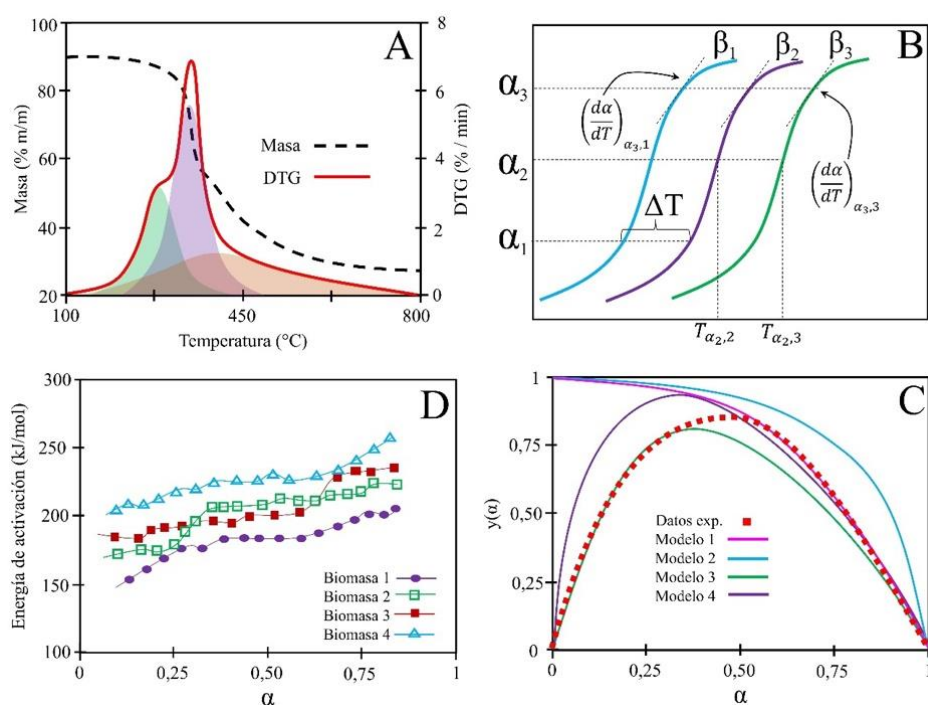


Figura 6.3. Ejemplos de los gráficos típicos del análisis cinético a partir de datos de TGA. A) Deconvolución de la curva DTG para una muestra de biomasa. B) Curvas de conversión en función de la temperatura para una velocidad de calentamiento dada. C) Distribución de energías de activación para diferentes biomasa obtenidas por un método isoconvensional. D) Máster plot de triplet cinético experimental y teórico.

Un análisis de mayor rigor implica la aplicación de los métodos isoconvensionales (tomando la misma conversión a diferentes temperaturas, Figura 6.3.B) que permiten obtener una distribución de energías de activación respecto a la conversión y así saber cómo va cambiando E_a durante el proceso (Figura 6.3.C). Estos métodos asumen que la velocidad de reacción a una conversión fija depende únicamente de la temperatura; por tanto, se puede eliminar el modelo de reacción porque quedaría en función de la temperatura y su diferencial será cero a dicha temperatura, por eso su nombre de isoconvensional [22]. Existe una amplia variedad de métodos isoconvensionales y se los puede dividir

en dos grandes grupos: diferenciales e integrales según el tratamiento matemático. A continuación, se mencionan algunos de los más representativos y utilizados en la bibliografía en su forma linealizada, así como las formas graficables.

Los métodos más utilizados en el análisis cinético de la descomposición termoquímica de biomasa para datos de TGA se muestran en la Tabla 6.4.

Tabla 6.4. Métodos más utilizados de análisis cinético.

Forma linealizada	Graficar
Friedman [23] $\ln\left(\frac{d\alpha}{dt}\right) = \ln\left[\beta\left(\frac{d\alpha}{dT}\right)\right] = \ln[Af(\alpha)] - \frac{E_\alpha}{RT} \quad (9)$	$\ln\left[\beta\left(\frac{d\alpha}{dT}\right)\right]$ vs $\frac{1}{T}$ (10)
Starink [19] $\ln\left(\frac{\beta}{T^{1.92}}\right) = \text{Constant} - 1.0008\frac{E_\alpha}{RT} \quad (11)$	$\ln\left(\frac{\beta}{T^{1.92}}\right)$ vs $\frac{1}{T}$ (12)
Kissinger-Akahira-Sunose (KAS) [24] $\ln\left(\frac{\beta}{T^2}\right) = \ln\left(\frac{AR}{E_\alpha g(\alpha)}\right) - \frac{E_\alpha}{RT} \quad (13)$	$\ln\left(\frac{\beta}{T^2}\right)$ vs $\frac{1}{T}$ (14)
Flynn-Wall-Ozawa (FWO)[25] $\log \beta = \log\left(\frac{AE_\alpha}{Rg(\alpha)}\right) - 2.315 - 0.4567\frac{E_\alpha}{RT} \quad (15)$	$\log \beta$ vs $\frac{1}{T}$ (16)

2.2.4 Curvas Maestras (Máster-plot)

Un máster-plot es un gráfico relativamente sencillo, pero fundamental para elucidar los modelos cinéticos que mejor se adecúan a cierta data experimental [22]. Estos gráficos nacieron de la necesidad de poder discernir cuáles de todas las combinaciones de triplets cinéticos obtenidos, era el que mejor describía lo que estaba ocurriendo en la descomposición del material estudiado. Básicamente consiste en comparar valores teóricos calculados de funciones de reacción que describen ciertos fenómenos, con los triplets cinéticos calculados de los datos experimentales (Figura 6.3.D). Para esto se pueden seguir varias metodologías y a continuación se explican dos de las más utilizadas:

Se deben calcular los valores de la función de conversión $y(\alpha)$ a partir de Ec. 17:

$$y(\alpha) = \left(\frac{d\alpha}{dt}\right)_\alpha \exp\left(\frac{E_0}{RT_\alpha}\right) = Af(\alpha) \quad (17)$$

Este método es contingente a un valor de E_α , por tanto, el primer paso es usar un método isoconversional para obtener E_α y posteriormente aplicar estos métodos. Se debe usar los valores experimentales de $(d\alpha/dt)$ y su dependencia con T_α multiplicada por la E_α . El mismo procedimiento se utiliza para determinar $y(\alpha)$ teórica, pero utilizando diferentes modelos de reacción reportados en la bibliografía. El o los modelos que mejor coincidan con la data experimental será los que rijan el mecanismo de reacción y permitirá determinar el triplet cinético de forma confiable.

Otro método (Ec. 18) combina la función integral $g(\alpha)$ y la función diferencial $f(\alpha)$ de los modelos de reacción reportados para hacer el cálculo de los valores teóricos de la función de conversión $z(\alpha)$.

$$z(\alpha) = f(\alpha)g(\alpha) = \left(\frac{d\alpha}{dt}\right)_\alpha T_\alpha^2 \quad (18)$$

La figura debe reportarse normalizando el valor de $z(\alpha)$ a un valor de α y posteriormente calcular el factor pre-exponencial a partir de Ec. 19.

$$A = \frac{-\beta E_0}{RT_{\max}^2 f'(\alpha_{\max})} \exp\left(\frac{E_0}{RT_{\max}}\right) \quad (19)$$

De este modo, a través del cálculo de parámetros cinéticos y termodinámicos, considerando el alcance y las limitaciones tanto del sistema experimental como de los modelos aplicados, se pueden obtener conclusiones importantes que permitan describir y predecir comportamiento de la descomposición térmica de la biomasa. Estas aproximaciones son aplicables a diferentes materiales que sean sensibles a los cambios de temperatura por medio de sus pérdidas de masa. Además, para un correcto análisis es importante seguir las recomendaciones de Comité de Cinética de la Confederación Internacional de Análisis Térmico y Calorimetría (ICTAC, por sus siglas en inglés), que frecuentemente proporciona información relevante sobre análisis de procesos termoquímicos.

3. Plantas de pirólisis

A pesar de los beneficios potenciales de la pirólisis de biomasa, existen desafíos importantes asociados con la implementación de una planta para dicho proceso. Esto se debe a que, la tecnología aún se encuentra en las primeras etapas de desarrollo y existen preocupaciones sobre la viabilidad económica y la escalabilidad del proceso [26]. A estos desafíos se suma la disponibilidad de materia prima y los impactos ambientales asociados, como las emisiones de partículas y otros contaminantes que deben evaluarse cuidadosamente. Para esto, es necesario comprender en detalle qué componentes del proceso pueden ayudar a la optimización de la de pirólisis, según las aplicaciones pretendidas para los productos y el tipo de biomasa a utilizar [27].

Algunos de los componentes más importantes de una planta de pirólisis son: el sistema de calefacción, sistemas de condensación o recuperación de líquidos, sistema de limpieza de gas, sistema de recuperación de carbón, sistema de automatización y control y el reactor [26]. El reactor es considerado como el elemento fundamental del proceso de pirólisis, donde los materiales orgánicos se calientan en ausencia de oxígeno para descomponerse en productos útiles. En este sentido, el diseño del reactor debe optimizarse para garantizar la máxima transferencia de calor, pérdidas mínimas de energía y una mezcla eficiente de los materiales [28].

3.1 Reactores para procesos de pirólisis

Existen varios tipos de reactores utilizados para la pirólisis de biomasa y estos deben seleccionarse en dependencia de la tecnología que se desea aplicar (Figura 6.4).

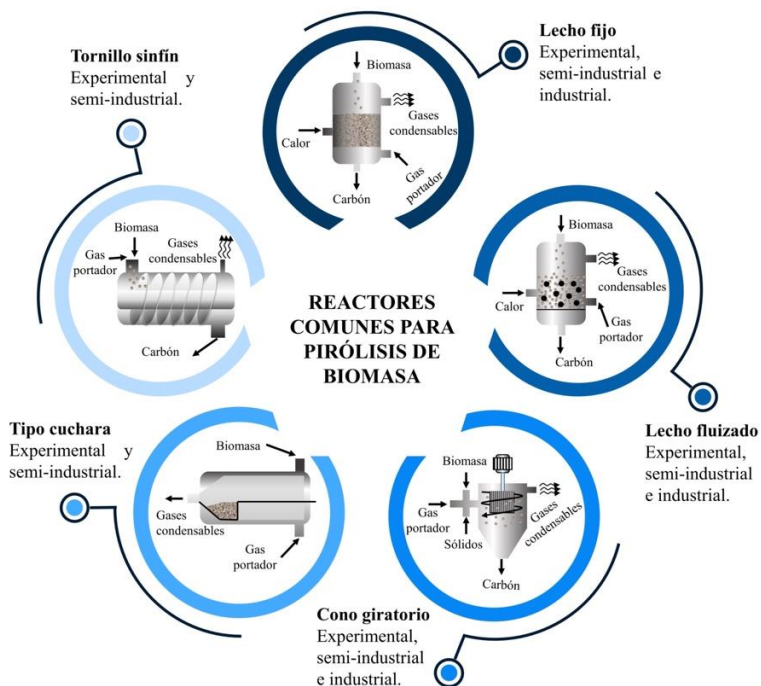


Figura 6.4. Esquema de reactores para pirólisis de biomasa y su nivel de desarrollo.

En este caso se hará énfasis en los 5 tipos de reactores más utilizados tanto a nivel experimental, semi-industrial e industrial (Tabla 6.5).

- *El reactor de lecho fijo* es el más antiguo y simple de pirólisis de biomasa. La biomasa se carga en un contenedor que no se mueve y luego se calienta con gas o corriente eléctrica. A medida que la biomasa se descompone, los productos volátiles salen del reactor, dejando un residuo de carbón sólido que sale por la parte inferior del reactor.
- *El reactor de lecho fluidizado* es un reactor de pirólisis más avanzado que utiliza una corriente de gas caliente para fluidizar la biomasa. A medida que el gas fluye a través del lecho de biomasa, hace que las partículas se muevan y circulen, proporcionando un calentamiento más uniforme y una mejor transferencia de masa.
- *El reactor de cono giratorio* es un nuevo reactor de pirólisis que utiliza un cono que gira para calentar la biomasa desde el exterior. El cono gira para asegurar una buena mezcla y transferencia de calor entre la biomasa y la pared caliente.
- *El reactor de tornillo sinfín* consiste en una barrena larga con forma de tornillo que gira lentamente dentro de una cámara sellada. A medida que el material se alimenta al reactor, desciende por el tornillo, calentándose progresivamente hasta llegar al final del reactor, donde se descarga como producto final.
- *El reactor tipo cuchara* es un reactor con forma de cuchara o de crisol. La biomasa se introduce en el reactor, donde se calienta en ausencia de oxígeno y se le puede medir la temperatura a la que se encuentra. Los vapores salen con gas de arrastre, para posteriormente condensarse.

Tabla 6.5. Ventajas, desventajas y aplicación de los reactores para pirólisis de biomasa [29].

Tipo de reactor	Ventajas	Desventajas	Aplicación
Lecho fijo	<ul style="list-style-type: none"> • Simple y de bajo costo para construir y operar. • Diseño bien conocido y comprendido. • El carbón producido se puede utilizar como regenerador de suelo. 	<ul style="list-style-type: none"> • Deficiencia en la transferencia de calor. • Dificultad para mantener un tamaño de partícula uniforme. • El bio-oil producido puede tener alto contenido de agua. • Bajos rendimientos de producto. 	Se usa típicamente para la pirólisis de astillas de madera, aserrín y otros materiales de biomasa con tamaño pequeño.
Lecho fluido	<ul style="list-style-type: none"> • Excelentes propiedades de transferencia de calor. • Proceso flexible. • Mayor calidad del bio-oil y más fácil de mejorar. • Altos rendimientos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Complejo y costoso de construir y operar. • Control estricto de las variables de operación. • Más difícil de escalar. 	Se utiliza para la pirólisis de biomasa con alto contenido de humedad, como lodos de depuradora, desechos sólidos municipales y desechos agrícolas
Cono Gira-torio	<ul style="list-style-type: none"> • Buena transferencia de calor y mezcla entre la biomasa y la pared. • Diseño simple y de bajo costo. • Adecuado para operaciones a pequeña escala. 	<ul style="list-style-type: none"> • Rendimiento limitado debido al pequeño tamaño del reactor. • Dificultad para controlar la temperatura de pirólisis. • Puede producir una gran cantidad de carbón, lo que reduce el rendimiento del producto. 	Se utiliza para la pirólisis de biomasa con alto contenido de cenizas, como rastrojo de maíz, paja de trigo y paja de arroz.
Tornillo sin fin	<ul style="list-style-type: none"> • El reactor puede procesar una amplia gama de materias primas. • Alta eficiencia térmica, con mínima pérdida de calor. • Emite niveles muy bajos de contaminantes. • Productos de alta calidad. 	<ul style="list-style-type: none"> • El equipo puede ser costoso de comprar e instalar. • Requiere de mantenimiento estricto. • La mayor parte de la materia prima que procesa necesita pretratamiento. 	Es particularmente adecuado para procesar biomasa con alto contenido de humedad y baja densidad aparente, que puede ser difícil de procesar con otras tecnologías de pirólisis.
Tipo cuchara	<ul style="list-style-type: none"> • Simple de construir y operar. • Tiene alta eficiencia térmica. • Ocupa poco espacio y se puede transportar fácilmente. 	<ul style="list-style-type: none"> • Capacidad de procesamiento relativamente baja. • Difícil de limpiar y mantener. • Propenso a grandes emisiones de contaminantes. 	Se usa típicamente para biomasa que está en forma líquida o de lodo, como lodos de depuradora, aceite usado u otros tipos de flujos de desechos orgánicos.

3.2 Plantas de pirólisis instaladas en Latinoamérica

La implementación de procesos de termoconversión de biomasa a nivel industrial ha tenido avances importantes en los últimos años, y aunque estas tecnologías se concentran principalmente en países de Europa y Asia, en el continente americano también se ha evidenciado un desarrollo importante [30]. Un claro ejemplo es Latinoamérica, donde países como México, Brasil, Argentina, Colombia, Chile, Guatemala, Perú, Paraguay, entre otros, poseen plantas de pirólisis instaladas tanto a nivel

piloto como industrial. Algunas de estas plantas instaladas en Latinoamérica se mencionan a continuación resaltando algunas características de ellas (Figura 6.5).

En Brasil se instaló una planta de pirólisis como resultado de una colaboración entre las compañías Ensyn y Suzano cuyo Proyecto se llamó Aracruz. La planta de pirólisis produce 22 millones de galones de biocrudo por año y está ubicada en la planta de celulosa de Suzano en Aracruz, Espírito Santo, que tiene una capacidad de producción anual de 2,3 millones de toneladas y está ubicada en la región norte de Río de Janeiro. Esta planta desecha gran cantidad de biomasa que es aprovechada para abastecer la planta de pirólisis [31].

A finales de 2021 se inició un proyecto de reciclaje de residuos sólidos en México, que incluyó la instalación de una planta de pirólisis de la compañía Beston BLJ-10 y una planta de destilación de aceite de pirólisis BZJ-6. La planta de pirólisis BLJ-10 es un modelo intermitente y tradicional que opera con un método discontinuo. En este sistema se recomienda procesar diferentes materias primas por separado en el horno de pirólisis. La planta puede tratar de 8 a 10 toneladas de materia prima por día y produce aproximadamente 2,6 toneladas de aceite de pirólisis [30]. En el mismo año, la compañía instaló un conjunto de pirólisis de modelo BLJ-3 que también opera en régimen discontinuo en Paraguay. Esta planta tiene la capacidad para procesar de 15 a 24 toneladas de materia prima por día. El modelo BLJ-3 fue modificado a una menor capacidad para ser implementado en julio de 2022 en Argentina. Este equipo se puede utilizar para procesar diferentes materiales, pero en este caso particular utilizan llantas y plástico reciclados. Puede procesar de 2 a 6 toneladas de materias primas por día y el aceite de pirólisis final se puede utilizar como combustible alternativo para las plantas [30].

En Chile, la Unidad de Desarrollo Tecnológico (UDT) de la Universidad de Concepción (UdeC) instaló una planta de pirólisis de fabricación propia, compuesta por un reactor agitado equipado con un agitador tipo ancla y construido en su totalidad en acero AISI 316L. En este sistema se utilizan resistencias eléctricas con una potencia de 1,7 kW para proporcionar la energía necesaria para la reacción. Los productos gasificados resultantes pueden diferir dependiendo de las condiciones operativas empleadas. Estos productos pueden presentarse en forma de hidrocarburos líquidos (aceites pirolíticos) o sólidos (ceras pirolíticas) a temperatura ambiente, con distintos niveles de contenido gaseoso. Para generar las condiciones de vacío requeridas, la planta emplea un eyector tipo Venturi que hace circular un hidrocarburo líquido, lo que resulta en niveles de presión de alrededor de 100 mbar que dependen de la temperatura del fluido [32].

En abril de 2020 la empresa MINGJIE instaló una planta de pirólisis a pequeña escala en México. La planta de pirólisis tiene una capacidad de 1 a 2 toneladas por día y funciona para diferentes materias primas. Esta planta tiene características similares a la instalada en Perú en febrero de 2022, que utiliza un sistema de condensación de gas de petróleo integrado y se calienta con el aceite de pirólisis de producción propia. La distribución de los productos de este sistema es: aceite de pirólisis (40-45%), carbón (30-35%), alambres de acero (13-15%) y gas combustible (7-10%) que es reciclado al horno para calentar el reactor. Cabe mencionar que esta planta puede procesar distintos tipos de materia prima incluyendo la biomasa.

En el 2022, la compañía Beston hizo sus dos últimas instalaciones de plantas de pirólisis en Chile. La primera fue en abril cuyo modelo es BLJ-16 que tiene una capacidad de alimentación de 12-16

toneladas por día. La planta produce aceite combustible a partir de neumáticos reciclados en régimen semicontinuo. La segunda planta se implementó a finales de junio de modelo BLJ-10. Este sistema se utiliza para procesar plásticos, aunque cuenta con la tecnología suficiente para procesar otros tipos de materia prima como, por ejemplo, la biomasa. Como se mencionó anteriormente este modelo tiene capacidad para convertir de 8 a 10 toneladas de plástico por día. El rendimiento y la calidad del aceite se ven afectados por la composición de la materia prima. El equipo de pirólisis se compone principalmente de un sistema de pirólisis, un sistema de descarga, un sistema de recuperación de gas combustible y un sistema de eliminación de polvo [30]. Estos sistemas se complementan entre sí garantizando un perfecto desarrollo del proceso.

Según lo reportado por la compañía DOING, en Latinoamérica han instalado plantas de pirólisis en países como: Ecuador, Colombia, Haití, Jamaica, Guatemala, Panamá y México. Este último presenta la mayor cantidad de equipos instalados por esta compañía. Además, es importante destacar de que una de las plantas de pirólisis más completas instaladas por la compañía DOING se encuentra en Guatemala. Esta planta cuenta con juegos de reactores con capacidad para procesar 10 toneladas de materia prima por día. La planta es usada principalmente para pirólisis de neumáticos, sin embargo, puede ser adaptada para procesar biomasa u otro tipo de materia prima. Esta planta cuenta con un sistema integrado de condensación para la obtención de los productos líquidos.



Figura 6.5. Ubicación de algunas plantas de pirólisis instaladas en Latinoamérica.

4. Productos de la pirólisis y sus aplicaciones

La pirólisis es un proceso de descomposición térmica que tiene como objetivo la obtención de productos gaseosos, sólidos o líquidos a partir de la deconstrucción de la estructura polimérica de la materia prima, de donde, la composición y distribución de cada uno de los productos obtenidos depende de varios factores. El proceso es altamente complejo y se encuentra influenciado por una serie de parámetros operacionales, entre los que se encuentran el tiempo de reacción, velocidad de calentamiento y temperatura de pirólisis, esto acompañado a parámetros asociados a la materia prima que

se está utilizando (tamaño de partícula, la composición de la biomasa y la presencia de materiales catalíticos) [1].

La temperatura de reacción es un parámetro clave que controla la cinética de reacción y la transferencia de calor en la materia prima que se utiliza, lo que afecta directamente las propiedades de los productos [7]. Mientras mayor sea la temperatura, la materia más volátil puede transformarse en diferentes productos líquidos o gaseosos. Ajustar la temperatura de reacción para optimizar la descomposición de la biomasa y mitigar las reacciones secundarias ayuda a lograr una producción de líquido de alto rendimiento. Por otro lado, las composiciones químicas de este también se ven afectadas por la temperatura.

Durante un proceso de pirólisis, el calor debe transferirse a la superficie de la partícula de biomasa mediante mecanismos de convección o radiación y difundirse hacia el interior de la partícula. En este sentido, la velocidad de calentamiento es otro factor que afecta la calidad y rendimiento de los productos obtenidos. Por lo general, la velocidad de calentamiento suele relacionarse con el tamaño de las partículas de biomasa, ya que las partículas más grandes conducirán a velocidades de calentamientos más bajas, lo que podría afectar el rendimiento de volátiles [33]. Si el tamaño de partícula es suficientemente pequeño, la partícula se puede calentar de manera uniforme. Se informó que las partículas con diámetros de menos de 0,5 mm no tienen una limitación significativa de transferencia de calor interna [34]. Otro de los factores importantes es el tiempo de reacción. Por lo general, un tiempo de reacción más corto es favorable para la producción de productos líquidos a partir de pirólisis de biomasa debido a las mínimas reacciones secundarias que podrían ocurrir [7].

La Figura 6.6 muestra un diagrama esquemático de los productos obtenidos desde pirólisis de biomasa, desde ella se obtienen tres fracciones principales: gases, líquido y sólido. La fracción gaseosa se compone principalmente de H₂, CH₄, CO, CO₂ y otros gases y puede ser utilizada en la generación de calor y energía. La fracción sólida se recoge al final del proceso de pirólisis y se puede utilizar como un valioso biorremediador de suelos. Por su parte, la fracción líquida se compone de familias de alcoholes, ácidos, fenoles, cetonas, aldehídos, aminas, amidas, etc., y su uso puede darse para la producción de combustibles o como plataforma para la producción de compuestos químicos con un alto valor agregado.

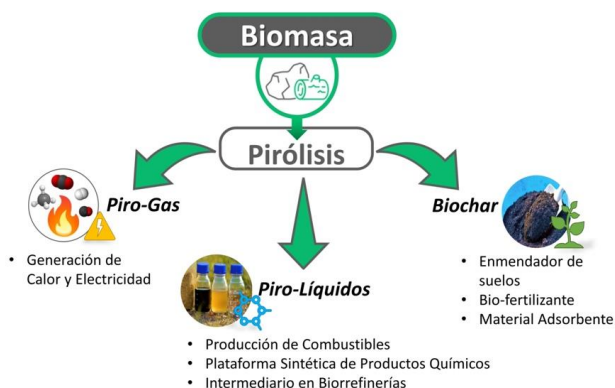


Figura 6.6. Productos obtenidos de la Pirólisis y aplicaciones.

4.1 Piro-Gas.

El gas de pirolisis, o piro-gas, es un producto gaseoso que se genera durante el proceso de pirolisis de la biomasa. Este gas es una mezcla compleja de productos químicos, principalmente hidrocarburos ligeros (metano y otros hidrocarburos C1-C4), y gases no condensables (principalmente hidrógeno, monóxido y dióxido de carbono). La composición y cantidad del gas de pirolisis dependen del tipo de biomasa utilizada, la temperatura de pirolisis, la velocidad de calentamiento, el tiempo de residencia, el tipo de reactor y las condiciones de operación [35]. Además, la técnica de recuperación del gas de pirolisis también afecta a la composición del gas y a su calidad.

El gas tiene varias aplicaciones potenciales como fuente de energía y como materia prima para la obtención de diferentes productos químicos. El uso directo de este gas como combustible en motores de combustión interna o turbinas de gas es posible, aunque requiere de un proceso de limpieza y acondicionamiento previo para evitar problemas en el equipo. La reforma del gas de pirolisis para producir hidrógeno y otros gases de síntesis también es posible mediante procesos catalíticos, lo que lo convierte en un precursor para la producción de biocombustibles líquidos y productos químicos de alto valor, como el metanol, el dimetiléter y el ácido fórmico [35].

4.2 Piro-líquidos

El producto líquido de la pirolisis, o piro-líquido, tiene aplicaciones promisorias en el área de la química, particularmente en los combustibles. Sin embargo, cuando se utiliza biomasa lignocelulósica como materia prima el producto líquido resultante es de baja calidad, fundamentalmente debido a su alto contenido de oxígeno (46 - 51%), lo que le provoca una baja estabilidad térmica, un pH ácido (2-3) debido a la presencia de ácidos carboxílicos, alta viscosidad (40 – 100 cP), inestabilidad en el tiempo (reactividad entre grupos funcionales al estar almacenado), entre otros problemas que imposibilitan su uso de manera correcta. En la composición del bio-oil se pueden encontrar una variedad de moléculas con diferentes grupos funcionales, los que se pueden clasificar en familias de aldehídos (10-20%), ácidos carboxílicos (10-15%), fenoles (2-5%), alcoholes (2-5%), cetonas (1-5%), agua (20-30%) y fragmentos de lignina insolubles (15-30%) [36]. Es por ello por lo que se requieren procesos de mejoramiento durante o posteriores a la pirolisis, entre los que destacan la pirolisis catalítica, la hidrodesoxigenación y el craqueo catalítico.

Cuando se pretende obtener un producto líquido, la velocidad de transferencia de calor hacia las partículas de biomasa (>1000 °C/s), el tiempo de residencia en el reactor (pirolisis rápida o flash) y el proceso de condensación de los vapores, deben controlarse de manera estricta, para evitar reacciones secundarias y maximizar los volúmenes producidos. El producto líquido obtenido tiene potenciales aplicaciones en la producción de combustibles, funcionar como una plataforma sintética para la obtención de productos químicos de alto valor comercial, por ejemplo, en la obtención de adhesivos y resinas para MDF, obtención de fenoles, furfural, entre otros, además, de actuar como intermediario en las biorrefinerías [36].

4.3 Biochar.

Por otra parte, el producto sólido (bio-carbón) tiene numerosas aplicaciones (algunas a nivel comercial) y es una alternativa muy atractiva para valorizar residuos con alto impacto ambiental (ej. Estiércol de animales, residuos sólidos con alto contenido de cenizas, etc.). Entre las aplicaciones

más recientes están su uso como enmendador de suelos o bio-fertilizante, mejorando las propiedades de los suelos, aplicaciones en el área de la catálisis, como adsorbente en la eliminación de olores y contaminantes en cuerpos líquidos, entre otras [37][38][39].

Para maximizar la producción de sólidos, suele desarrollarse el proceso en condiciones más tenues (pirólisis lenta o intermedia) que conlleven al entrecruzamiento estructural del carbón y por ende a una mayor porosidad y estabilidad térmica. Sin embargo, a pesar de ser un producto con variadas aplicaciones, estas aún no han alcanzado ni el 5% de las expectativas de su mercado real debido a la ineficiencia en el flujo de información que se tiene desde la comunidad científica hasta la industria.

5. Revisión de la sección

Con respecto a la utilización del biochar, ¿existen experiencias para incrementar la producción de biogás y mejorar el digestato?

Hay grupos que lo han trabajado. Pero uno de los desafíos fundamentales del biogás está en la limpieza de los gases, porque los gases en general contienen azufre, H_2S , y este es muy desafiante por su agresividad en el medio. Comúnmente se limpian los gases con catalizadores, pero el azufre en general es un veneno de los catalizadores. Como ventajas del biochar es que se puede diseñar su superficie para que absorba y retenga ese azufre y de esa manera limpiar el gas. Como se genera un biochar de superficie más básica para que absorba los compuestos sulfurados que son ácidos, y en lugar de usar una mina que es lo que normalmente se usa para endulzar gases, como se lo conoce técnicamente, se lo puede hacer con un biochar diseñado inteligentemente, para ello. El efecto que tiene en el digestato, no lo sé, no conozco el tema, no he trabajado el biogás y el proceso de digestato y cómo se comporta. La limpieza de gas se podría hacer según lo mencionado.

De dónde se obtiene hidrógeno como insumo para los procesos de mejoramiento del biooil.

En la planta piloto. Lo normal es por ello que se usa el concepto de integrar el bio oil a una refinería convencional, porque esa refinería convencional, como tiene proceso de reformado catalítico, produce hidrógeno y ese hidrógeno se puede ocupar en procesos de hidropirólisis. No obstante, de dónde se podría sacar el hidrógeno para hacer los hidrotamientos, hidrocracking. Se podría tomar una fracción de tu bio oil, hacer reformado catalítico y de esa reforma catalítica tener el hidrógeno que se ocupará en el proceso, ese es en parte el concepto que hay en esta planta piloto. Lo ideal sería reformar una fracción del producto para no tener que usar un hidrógeno que venga de una fuente no renovable o no biomásica y contaminar, entre comillas, todo el proceso.

Siendo que algunos productos de la biorrefinería compiten con la refinería, ¿qué condiciones podrían ser necesarias para que las refinerías opten por usar biomasa?.

Este tema me gusta dividirlo entre la parte poética y real. La parte poética es que siempre uno sueña con tratar de compatibilizarse con la naturaleza, hacer las cosas lo más renovable posible y tener un producto que además que cumpla esos requisitos, sea competitivo en el mercado, esa es la parte que me gustaría. La otra parte es la real, quien controla la mayor parte de estos desarrollos es quien tiene el dinero, y por lo general detrás de los grandes desarrollos incluso está la industria del petróleo por

lo que al controlar el desarrollo controlan todo, la patente, la tecnología, todo. Una entrada al mercado tiene esas barreras que escapan a tu deseo, mi deseo, tu control y mi control. Cuáles mecanismos hay, los debes conocer, los bonos de carbono, bitcoin para transferencia entre distintas empresas, esos son incentivos que son económicos y son la única vía para lograr esto, vías económicas, esto es dinero y en ese sentido tiene que ser económico y quienes lo controla son las grandes empresas que no se van a mover si no hay algo que les afecte el bolsillo. El desafío es desarrollar un producto que cuando sea entregado a la empresa, encuentre que conviene más económicamente hacer esto con biomasa que hacerlo con un derivado de petróleo. Eso depende de tantos factores, la realidad de cada país, de los recursos disponibles. Se trata de soluciones más locales que globales, y es una responsabilidad sacar la ciencia y ponerla en la industria, no es simple, todo un desafío.

Agradecimientos

Los autores agradecen a la Agencia Nacional de Investigaciones (ANID-Chile) por el financiamiento ofrecido a través del proyecto FONDECYT1190063 y al programa doctoral Ingeniería de Materiales y Procesos Sustentables de la Universidad del Bio-Bio.

5. Referencias

1. Chen, X.; Che, Q.; Li, S.; Liu, Z.; Yang, H.; Chen, Y.; Wang, X.; Shao, J.; Chen, H. Recent developments in lignocellulosic biomass catalytic fast pyrolysis: Strategies for the optimization of bio-oil quality and yield. *Fuel Process. Technol.* 2019, 196, 106180, doi:<https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2019.106180>.
2. Abnisa, F.; Wan Daud, W.M.A. A review on co-pyrolysis of biomass: An optional technique to obtain a high-grade pyrolysis oil. *Energy Convers. Manag.* 2014, 87, 71–85, doi:<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.07.007>.
3. Selvarajoo, A.; Wong, Y.L.; Khoo, K.S.; Chen, W.-H.; Show, P.L. Biochar production via pyrolysis of citrus peel fruit waste as a potential usage as solid biofuel. *Chemosphere* 2022, 294, 133671, doi:<https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2022.133671>.
4. Bolan, N.; Hoang, S.A.; Beiyuan, J.; Gupta, S.; Hou, D.; Karakoti, A.; Joseph, S.; Jung, S.; Kim, K.-H.; Kirkham, M.B.; et al. Multifunctional applications of biochar beyond carbon storage. *Int. Mater. Rev.* 2022, 67, 150–200, doi:[10.1080/09506608.2021.1922047](https://doi.org/10.1080/09506608.2021.1922047).
5. Sakulkit, P.; Palamanit, A.; Dejchanchaiwong, R.; Reubroycharoen, P. Characteristics of pyrolysis products from pyrolysis and co-pyrolysis of rubber wood and oil palm trunk biomass for biofuel and value-added applications. *J. Environ. Chem. Eng.* 2020, 8, 104561, doi:<https://doi.org/10.1016/j.jece.2020.104561>.
6. Di Blasi, C. Kinetic and Heat Transfer Control in the Slow and Flash Pyrolysis of Solids. *Ind. Eng. Chem. Res.* 1996, 35, 37–46, doi:[10.1021/ie950243d](https://doi.org/10.1021/ie950243d).
7. Dai, L.; Zhou, N.; Li, H.; Deng, W.; Cheng, Y.; Wang, Y.; Liu, Y.; Cobb, K.; Lei, H.; Chen, P.; et al. Recent advances in improving lignocellulosic biomass-based bio-oil production. *J. Anal. Appl. Pyrolysis* 2020, 149, 104845, doi:<https://doi.org/10.1016/j.jaap.2020.104845>.
8. Hoang, A.T.; Ong, H.C.; Fattah, I.M.R.; Chong, C.T.; Cheng, C.K.; Sakthivel, R.; Ok, Y.S. Progress

- on the lignocellulosic biomass pyrolysis for biofuel production toward environmental sustainability. *Fuel Process. Technol.* 2021, 223, 106997, doi:<https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2021.106997>.
9. Yildiz, G.; Ronsse, F.; Duren, R. Van; Prins, W. Challenges in the design and operation of processes for catalytic fast pyrolysis of woody biomass. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2016, 57, 1596–1610, doi:[10.1016/j.rser.2015.12.202](https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.202).
 10. Liu, C.; Wang, H.; Karim, A.M.; Sun, J.; Wang, Y. Catalytic fast pyrolysis of lignocellulosic biomass. *Chem. Soc. Rev.* 2014, 43, 7594–7623, doi:[10.1039/C3CS60414D](https://doi.org/10.1039/C3CS60414D).
 11. Pyle, D.L.; Zaror, C.A. Heat transfer and kinetics in the low temperature pyrolysis of solids. *Chem. Eng. Sci.* 1984, 39, 147–158, doi:[10.1016/0009-2509\(84\)80140-2](https://doi.org/10.1016/0009-2509(84)80140-2).
 12. Vyazovkin, S.; Achilias, D.; Fernandez-Francos, X.; Galukhin, A.; Sbirrazzuoli, N. ICTAC Kinetics Committee recommendations for analysis of thermal polymerization kinetics. *Thermochim. Acta* 2022, 714, 179243, doi:<https://doi.org/10.1016/j.tca.2022.179243>.
 13. Di Blasi, C. Combustion and gasification rates of lignocellulosic chars. *Prog. Energy Combust. Sci.* 2009, 35, 121–140, doi:<https://doi.org/10.1016/j.pecs.2008.08.001>.
 14. Lin, B.; Zhou, J.; Qin, Q.; Song, X.; Luo, Z. Thermal behavior and gas evolution characteristics during co-pyrolysis of lignocellulosic biomass and coal: A TG-FTIR investigation. *J. Anal. Appl. Pyrolysis* 2019, 144, 104718, doi:<https://doi.org/10.1016/j.jaap.2019.104718>.
 15. Nie, F.; Li, Y.; Tong, K.; Wu, B.; Zhang, M.; Ren, W.; Xie, S.; Li, X. Volatile evolution during thermal treatment of oily sludge from a petroleum refinery wastewater treatment Plant: TGA-MS, Py-GC(EGA)/MS and kinetics study. *Fuel* 2020, 278, 118332, doi:<https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.118332>.
 16. Li, T.; Su, J.; Wang, C.; Watanabe, A.; Teramae, N.; Ohtani, H.; Wang, K. Advances in the development and application of analytical pyrolysis in biomass research: A review. *Energy Convers. Manag.* 2022, 271, 116302, doi:<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.116302>.
 17. Amenaghawon, A.N.; Anyalewechi, C.L.; Okieimen, C.O.; Kusuma, H.S. Biomass pyrolysis technologies for value-added products: a state-of-the-art review. *Environ. Dev. Sustain.* 2021, 23, 14324–14378, doi:[10.1007/s10668-021-01276-5](https://doi.org/10.1007/s10668-021-01276-5).
 18. Sribala, G.; Kevin, H.C.; Marin, G.B. Measuring biomass fast pyrolysis kinetics : State of the art. *WIREs Energy Environ.* 2019, 8, e236, doi:<https://doi.org/10.1002/wene.326>.
 19. Starink, M. The determination of activation energy from linear heating rate experiments: a comparison of the accuracy of isoconversion methods. *Thermochim. Acta* 2003, 404, 163–176, doi:[10.1016/S0040-6031\(03\)00144-8](https://doi.org/10.1016/S0040-6031(03)00144-8).
 20. White, J.E.; Catallo, W.J.; Legendre, B.L. Biomass pyrolysis kinetics: A comparative critical review with relevant agricultural residue case studies. *J. Anal. Appl. Pyrolysis* 2011, 91, 1–33, doi:[10.1016/j.jaap.2011.01.004](https://doi.org/10.1016/j.jaap.2011.01.004).
 21. Venderbosch, R.H.; Biomass, B.T.G.; Group, T. Fast pyrolysis technology development. *Biofuels, Bioprod. Biorefining* 2010, 178–208, doi:[10.1002/bbb](https://doi.org/10.1002/bbb).
 22. Koga, N.; Vyazovkin, S.; Burnham, A.K.; Favergeon, L.; Muravyev, N. V; Pérez-Maqueda, L.A.; Saggese, C.; Sánchez-Jiménez, P.E. ICTAC Kinetics Committee recommendations for analysis of thermal decomposition kinetics. *Thermochim. Acta* 2023, 719, 179384,

- doi:<https://doi.org/10.1016/j.tca.2022.179384>.
23. Friedman, H.L. Kinetics of thermal degradation of char-forming plastics from thermogravimetry. Application to a phenolic plastic. *J. Polym. Sci. Part C Polym. Symp.* 1964, 6, 183–195, doi:<https://doi.org/10.1002/polc.5070060121>.
 24. Kissinger, H.E. Reaction Kinetics in Differential Thermal Analysis. *Anal. Chem.* 1957, 29, 1702–1706, doi:[10.1021/ac60131a045](https://doi.org/10.1021/ac60131a045).
 25. Flynn, J.; Wall, L. A quick, direct method for the determination of activation energy from thermogravimetric data. *J. Polym. Sci. Part B Polym. Lett.* 1966, 4, 323–328.
 26. Hu, X.; Gholizadeh, M. Biomass pyrolysis: A review of the process development and challenges from initial researches up to the commercialisation stage. *J. Energy Chem.* 2019, 39, 109–143, doi:<https://doi.org/10.1016/j.jechem.2019.01.024>.
 27. Wang, S.; Wu, K.; Yu, J.; Zhang, H. Design optimization and scale-up characteristics of a double-helical ribbon reactor for biomass catalytic pyrolysis. *Powder Technol.* 2022, 399, 117192, doi:<https://doi.org/10.1016/j.powtec.2022.117192>.
 28. Van de Velden, M.; Baeyens, J.; Boukis, I. Modeling CFB biomass pyrolysis reactors. *Biomass and Bioenergy* 2008, 32, 128–139, doi:<https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2007.08.001>.
 29. Guda, V.K.; Steele, P.H.; Penmetsa, V.K.; Li, Q. Chapter 7 - Fast Pyrolysis of Biomass: Recent Advances in Fast Pyrolysis Technology. In: Pandey, A., Bhaskar, T., Stöcker, M., Sukumaran, R.K.B.T.-R.A. in T.-C.C. of B., Eds.; Elsevier: Boston, 2015; pp. 177–211 ISBN 978-0-444-63289-0.
 30. Beston Pyrolysis Plants by BESTON. <https://bestonmachinery.com/es/category/case/pyrolysis-plant/> [Acceso 18/04/2023].
 31. ENSYN Project Aracruz. <http://www.ensyn.com/brazil.html>. [Acceso 18/04/2023].
 32. UDT-Chile Unidad de Desarrollo Tecnológico, 2023. www.udt.cl. [Acceso 18/04/2023].
 33. Vaishnavi, M.; Vasanth, P.M.; Rajkumar, S.; Gopinath, K.P.; Devarajan, Y. A critical review of the correlative effect of process parameters on pyrolysis of plastic wastes. *J. Anal. Appl. Pyrolysis* 2023, 170, 105907, doi:<https://doi.org/10.1016/j.jaap.2023.105907>.
 34. Rezaei, H.; Sokhansanj, S.; Bi, X.; Lim, C.J.; Lau, A. A numerical and experimental study on fast pyrolysis of single woody biomass particles. *Appl. Energy* 2017, 198, 320–331, doi:<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.11.032>.
 35. Cheng, S.; Meng, M.; Xing, B.; Shi, C.; Nie, Y.; Xia, D.; Yi, G.; Zhang, C.; Xia, H. Preparation of valuable pyrolysis products from poplar waste under different temperatures by pyrolysis: Evaluation of pyrolysis products. *Bioresour. Technol.* 2022, 364, 128011, doi:<https://doi.org/10.1016/j.biortech.2022.128011>.
 36. Li, G.; Hu, R.; Wang, N.; Yang, T.; Xu, F.; Li, J.; Wu, J.; Huang, Z.; Pan, M.; Lyu, T. Cultivation of microalgae in adjusted wastewater to enhance biofuel production and reduce environmental impact: Pyrolysis performances and life cycle assessment. *J. Clean. Prod.* 2022, 355, 131768, doi:<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.131768>.
 37. Yang, L.; Wu, Y.; Wang, Y.; An, W.; Jin, J.; Sun, K.; Wang, X. Effects of biochar addition on the abundance, speciation, availability, and leaching loss of soil phosphorus. *Sci. Total Environ.* 2020,

143657, doi:<https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2020.143657>.

38. Chi, N.T.L.; Anto, S.; Ahamed, T.S.; Kumar, S.S.; Shanmugam, S.; Samuel, M.S.; Mathimani, T.; Brindhadevi, K.; Pugazhendhi, A. A review on biochar production techniques and biochar based catalyst for biofuel production from algae. *Fuel* 2020, 119411, doi:<https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.119411>.
39. Hassan, M.; Liu, Y.; Naidu, R.; Parikh, S.J.; Du, J.; Qi, F.; Willett, I.R. Influences of feedstock sources and pyrolysis temperature on the properties of biochar and functionality as adsorbents: A meta-analysis. *Sci. Total Environ.* 2020, 744, 140714, doi:<https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2020.140714>.



VII. Generación de electricidad con biomasa

Electo Silva Lora

*Núcleo de Excelencia en Generación Termoeléctrica y Distribuida, Instituto de Ingeniería Mecánica,
Universidad Federal de Itajubá, Av BPS 1303, CP50, 37500-903, Itajubá-MG, Brasil,
electo@unifei.edu.br.*

Resumen. Este capítulo incluye las etapas de la generación de electricidad con la biomasa, las tecnologías, tipos y su madurez tecnológica, el ciclo Rankine convencional que es la tecnología más utilizada, el ciclo Rankine orgánico, que tiene un potencial considerable y otras tecnologías. Una cuestión importante es el pretratamiento de la biomasa, la cual llega a la central en diferentes formas: cortezas, ramas, troncos, residuos industriales, pedazos no aprovechados en la industria del mueble y esto requiere un pretratamiento para homogeneizar tanto la humedad, como la granulometría de esta biomasa para adecuarla al sistema que lo va a utilizar. Se analizará cómo se calcula el costo nivelado de generación con biomasa, que es el valor medio del costo de generación durante la vida útil del sistema. Se verá un resumen de eficiencias y costos, y un algoritmo para la selección de la tecnología y el cálculo de la potencia eléctrica a partir de una dada cantidad disponible de biomasa.

1. Introducción

Las tecnologías de conversión energética de la biomasa son frecuentemente descritas y revisadas en la literatura reciente. Es necesario destacar que la biomasa precisa de un pretratamiento, cuestión en la que es necesario insistir porque los fracasos en proyectos comerciales se deben principalmente a sistemas de pretratamiento que no atienden los requerimientos de la tecnología que se va a utilizar. Las rutas con más perspectivas son las de conversión termoquímica: gasificación, pirólisis, combustión. En particular se analizará la gasificación y la combustión, esto referido a la generación de electricidad.

Es posible implementar la pirólisis de la biomasa y utilizar los aceites pirolíticos en motores para la generación de electricidad, pero no es una aplicación muy frecuente. La combustión continua ser la ruta de conversión termoquímica más utilizada, debido a que sus costos de inversión son menores, tiene una cierta facilidad de aplicación, y también es una tecnología bien antigua, ya dominada, y por tanto es fácil conseguir propuestas comerciales de equipos, hay muchos fabricantes, etc., lo que no ocurre con las otras tecnologías.

Siempre surge la pregunta, cual es la mejor tecnología para la generación de electricidad con biomasa, ¿combustión, pirólisis o gasificación?

Para obtener energía de la biomasa (Figura 7.1) se necesita de una tecnología de conversión que puede ser combustión, gasificación, biodigestión o fermentación. Se puede producir biodiesel, o biogás y generar electricidad con un motor de combustión interna. Se tratará específicamente en este capítulo de las tecnologías de combustión y gasificación que permiten usar la biomasa lignocelulósica, o sea la biomasa sólida, porque es la que existe en mayor cantidad, inclusive en forma de residuos, agrícolas e industriales. Además de la tecnología de conversión se requiere de un accionador primario, que puede ser una turbina a vapor, un motor de combustión interna, una microturbina a gas, un ciclo combinado, etc.

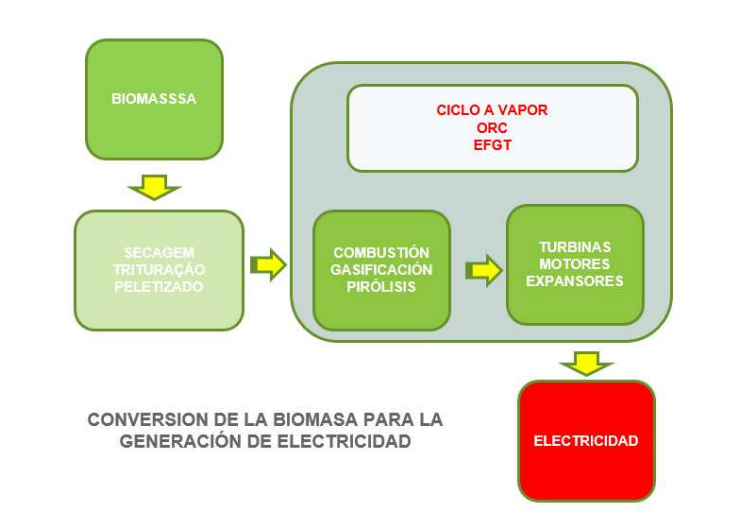


Figura 7.1. Etapas de la generación de electricidad a partir de la biomasa. Fuente propia.

Son estas las etapas principales de cualquier sistema de conversión energética de biomasa. Por ejemplo, en la ruta bioquímica se requiere de un pretratamiento, de una tecnología de conversión

primaria como la hidrólisis, una de conversión secundaria que sería la destilación, y el producto final de la bioenergía se obtiene en forma de biocombustible. Aplicando esta lógica de raciocinio a la biomasa, sólida y la generación de electricidad, se tendrán procesos de pretratamiento tales como el secado, trituración y peletización.

La pirólisis puede ser considerada también un pretratamiento para una posterior gasificación de la mezcla de aceites pirolíticos y carbón vegetal que se obtiene. La torrefacción podría considerarse también un pretratamiento. En la Figura 7.1 son también mostrados los ciclos que incluyen las tecnologías de conversión: combustión gasificación y pirólisis junto con los accionadores primarios: turbinas motores y expansores, y finalmente como resultado tenemos la electricidad.

Se discute mucho sobre el papel de la biomasa, en esa percepción energética futura. Se pretende que ocupe apenas un 20-30 % del consumo global de energía, principalmente en la generación de electricidad, siendo una especie de colchón para mitigar la variabilidad característica de las energías solar y eólica. Estas fuentes no son constantes, sino que su problema es son la variabilidad e intermitencia, las que pueden mitigarse implementando la acumulación de energía, o a partir de su combinación en el sistema energético con otras fuentes firmes, que puedan acumularse, y la biomasa podría jugar ese papel.

Entre las tecnologías basadas en la combustión tenemos el ciclo Rankine convencional, para el que se considera una potencia eléctrica mínima viable de más de 2-5 megavatios. Para potencias menores, este ciclo se caracteriza por una baja eficiencia y más adelante será explicado el por qué. Hay una serie de otras tecnologías que están en diferentes etapas de su madurez tecnológica, tales como el ciclo Rankine orgánico o ORC, las turbinas a gas de quema externa (externally fired gas turbine – EFCT), los motores a vapor, tanto de pistón como de tornillo, los motores Stirling y los generadores termoeléctricos. Cada una de estas tecnologías tiene un rango de potencia de aplicación. Así, no se puede pensar en un motor Stirling de 3 MW porque simplemente el mayor que ha sido posible fabricar tiene apenas 75 KW. No se puede pensar en un motor a vapor de varios megavatios de potencia, como tampoco se puede pensar en un ciclo a vapor de 50 KW, porque el sistema tendría una eficiencia bajísima. Los rangos de potencia indicados para cada tecnología no pretenden indicar que esta no funcione en otros rangos, sino apenas recomendar aquellos rangos en que la misma funciona con viabilidad económica y costo de inversión aceptables.

Frente a una pila enorme de biomasa las preguntas son siempre las mismas: ¿cuál es la cantidad disponible anualmente?, ¿cuáles son sus propiedades fisicoquímicas? y que tecnología es la más adecuada para utilizarla: ¿la conversión termoquímica o la bioquímica?

Se puede producir etanol lignocelulósico a partir de la biomasa o generación de electricidad, o quizás producción de hidrógeno. Se debería analizar cuál es la potencia en kWe que se puede obtener en el caso de la generación de electricidad, y qué tecnología de pretratamiento utilizar. Se debe verificar si el proceso de conversión energética a implementar es económicamente viable, considerando la inversión inicial de capital, el cálculo del costo nivelado de generación- LCOE, o sea el costo en centavos de dólar por cada kWh producido, la tasa interna de retorno o el número de años de retorno de la inversión. Es necesario hacer un análisis de viabilidad económica.

La biomasa tiene una serie de particularidades y limitaciones, como su variada distribución granulométrica y humedad, la necesidad de su transporte y alimentación. Hay proyectos que han fracasado por causa de estas cuestiones. Se busca siempre la biomasa de menor costo, que precisamente es la menos homogénea, y la que tiene mayor variación de humedad y granulometría. Además de eso el pretratamiento de la biomasa es específico para cada tecnología y para diferentes capacidades. No es que se compre cualquier sistema a biomasa y le acoplamos un secador y un triturador. Cuando uno define la tecnología y la capacidad va a definir el tipo de reactor, si es de lecho fijo, fluidizado, lecho circulante, y cada uno de ellos tiene requerimientos diferentes de granulometría de partículas y requerimientos diferentes de humedad.

Existen, además, problemas relacionados con el proceso de combustión, como la formación de escoria y la corrosión. Una biomasa muy barata, más de tipo herbáceo, como por ejemplo la hierba elefante, se le tritura, se le transporta a la central, se le quema, y a partir de un determinado momento la caldera comienza a tener paradas frecuentes por fugas de vapor, y esto es debido a la corrosión provocada por el cloro presente en la biomasa herbácea, y también en algunos residuos. Entonces no solamente hay problemas de escorificación y deposición sobre las superficies de intercambio de calor, sino que también hay problemas de corrosión por cloro con algunos tipos de biomasa. Por ejemplo, en los incineradores que queman residuos sólidos urbanos –RSU, se evita tener parámetros de vapor muy altos, que no pasan de 320°C por que la corrosión por cloro, y en los RSU se tienen materiales precursores de la formación de cloro, depende exponencialmente de la temperatura. El cloro “roba” el hierro del acero y aparece una falla en la tubería. En algunos casos la definición de los parámetros y del esquema térmico a utilizar depende de un análisis de costo beneficio.

Si se llega a la conclusión de que se utilizará un ciclo Rankine convencional, pero no se ha decidido cuál nivel de presión escoger: 20, 40, 80 o 120 bares, ¿qué sería recomendable? Hacer un análisis de costo beneficio. La inversión en un sistema con 120 bares de presión es más cara y ese costo habría que compensarlo con la venta de una mayor cantidad de electricidad. Precisamente en esto consiste el análisis del costo beneficio. La pregunta será: ¿esta inversión más cara es compensada por la venta de electricidad a los precios actuales? Además, hay incertezas en relación con los costos de algunos tipos de tecnología de generación. Así es difícil responder a la pregunta de cuánto cuesta un sistema gasificador/motor.

Los sistemas de generación de electricidad en dependencia de sus rangos de potencia se clasifican en gran escala, más de 5MWe, escala media, entre 0.1 – 5 MWe y pequeña escala menor de 0.1 MWe (Figura 7.2).

Los de gran escala son típicos de centrales azucareras e industrias y los límites entre las categorías son bien tenues. Esta clasificación se hace simplemente para intentar embutir en estas escalas los diferentes sistemas de generación. En escala industrial hablamos de plantas con capacidades mayores de 3 a 5 MWe una frontera bien indefinida. En el rango de gran escala podemos utilizar el ciclo Rankine convencional, que utiliza vapor de agua y los ciclos con gasificación integrada al ciclo combinado. Infelizmente estos últimos no han sido de mucho éxito, pues todo indica que es fácil modelar un sistema que implementarlo. Se hicieron modelos que llegaban a 45 -52 % de eficiencia con un gasificador de biomasa acoplado a un ciclo combinado y los sistemas que fueron implementados

no pasaron de treinta y poco por ciento de eficiencia. Evidentemente una dicotomía entre lo que se espera y lo que se tiene, porque esa integración de procesos que se hace en el computador refleja la integración de las corriente frías y calientes, con el detalle de que aquí hay corrientes con un contenido alto de alquitrán que son capaces de hacer fracasar los planes de integrarlas a cualquier otra corriente.

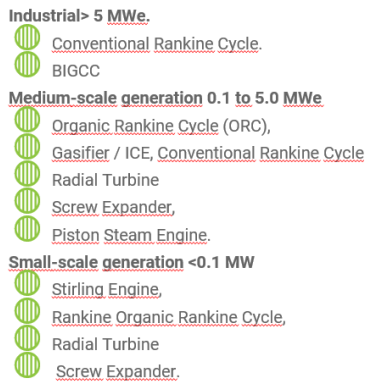


Figura 7.2. Tecnologías disponibles para diferentes rangos de potencia eléctrica. Fuente propia.

Entonces en el rango de escala media de potencias tenemos el ciclo Rankine orgánico - ORC, el gasificador motor – G-MCI, la turbina radial y axial. Fueron los hermanos Ljunstrom, unos suecos inventores, como Tesla y Edison, los que inventaron la turbina radial, que en aquella época se utilizaba en aplicaciones en capacidades menores de 300 KWe y funcionaba perfectamente. Después fue preciso proyectar turbinas a vapor axiales con varias etapas, para poder llegar a decenas, centenas de MW y miles de MW, pero ahora que estamos intentando aprovechar pequeñas cantidades de energía residual, la turbina radial se ha vuelto a mostrar interesante.

Otra tecnología que puede ser utilizada con biomasa es el expansor, de tornillo, un dispositivo que es el inverso de un compresor de tornillo, y los motores a pistón de James Watt, ya resucitados con tecnologías nuevas. El principio de funcionamiento es el mismo: dos pistones y un volante en rotación, pero ahora con eficiencias más altas. En el rango de potencias de pequeña escala todo es más complicado, hay tecnologías, pero generalmente no muy eficientes. El motor Stirling, o de combustión externa, es una buena idea, pero el único modelo comercial que existe es el “Whispergen” de una empresa en Nueva Zelandia, en realidad un “suspiro” de generación pues su potencia es de apenas 1 kW. Este se acopla al calentador de gas de la casa, y al calentar el agua se tiene un kWh de generación.

Las tecnologías disponibles para todos los rangos de potencia van desde tecnologías completamente maduras como el ciclo Rankine convencional, hasta tecnologías con un uso muy pequeño, marginal, como las turbinas radiales, los motores Stirling, etc. Es importante conocer cuál es la madurez tecnológica de la tecnología que estamos considerando para una determinada aplicación, pues los mayores valores de este indicador nos dicen que es una tecnológica que ya se aplica en cualquier lugar, y que está siendo comercializada, que tiene viabilidad económica y confiabilidad técnica. Ya

una tecnológica que tenga un índice de madurez baja revela que en el mejor de los casos lo que hay son prototipos, y están intentando hacerlos funcionar con todas las dificultades esto conlleva.

En el rango de potencia denominado “gran escala”, tenemos el ciclo Rankine convencional a vapor de agua, mostrado en la Figura 7.3.

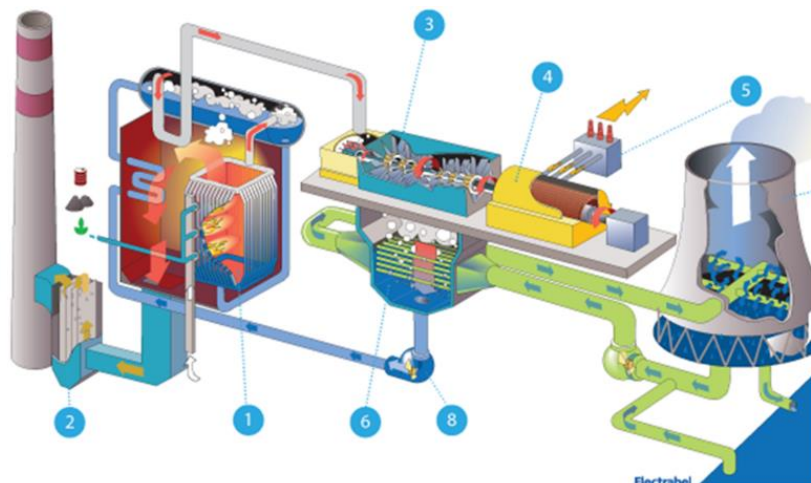


Figura 7.3. Esquema general del funcionamiento de un ciclo Rankine convencional.

En el horno de la caldera, donde se quema el combustible, se encuentran las superficies de intercambio de calor, llamadas de paredes de agua, pero que realmente están conformadas por tubos de acero. La denominación de paredes de agua resulta del hecho de que por dentro de los tubos circula agua. Los quemadores inyectan el combustible al horno, donde ocurre la combustión y se transfiere calor al agua se transforma en vapor, pasando por diferentes etapas, y sale de la caldera en forma de vapor sobrecalentado. Es en la turbina a vapor donde ocurre la conversión de la energía potencial del vapor en energía mecánica de rotación, y posteriormente en electricidad en el generador. Los ciclos a vapor como ya fue dicho son muy útiles y eficientes para capacidades superiores a 3 – 5 MW. La mayor dificultad está en que el vapor de agua tiene un salto entálpico muy grande es decir que cada Kg de vapor genera una cantidad enorme de trabajo en la turbina, lo que hace que cuando uno disminuye la potencia eléctrica de proyecto los flujos de vapor son cada vez más pequeños. Esto dificulta el proyecto real de una turbina la que acaba teniendo paletas muy pequeñas, y en lugar de transformar la energía de vapor en energía de rotación, se convierte en un disipador de energía con una eficiencia muy baja.

El ciclo Rankine necesita una fuente de calor, como decía Carnot, que es la quema de combustible; y una fuente fría que es la disipación de calor al medio ambiente a través de una torre de enfriamiento. En el diagrama T-S, entre la línea que muestra la temperatura de suministro de calor y la línea que corresponde a la disipación de calor al medio ambiente funciona el ciclo, que se cierra con una bomba y un condensador, que hacen con que el vapor que sale de la turbina condense, se reincorpore al ciclo, y este funciona continuamente. Las eficiencias típicas de un ciclo Rankine convencional a biomasa dependen de los parámetros del vapor y pueden ir desde 15 – 17 % hasta 36%, lo que quiere

decir que de la energía contenida en el combustible se convierte en electricidad en un 17 al 36%. Hay que hacer un análisis para ver si el costo de generación finalmente está dentro del rango aceptado de 10 - 15 centavos de dólar por KWh. Ya 15 es un poco caro.

En relación con las presiones de operación, se puede operar con 30, con 40, con 100 bares. Existe además el concepto de los parámetros conjugados. Así, por ejemplo, para más de 100 bares utilizamos una temperatura del vapor de 520°, para 31 bares utilizamos 300°. La presión y la temperatura definen que el escape de vapor de la turbina no ocurra en una región con alta concentración de humedad, lo que provocaría erosión en las últimas etapas de la turbina a vapor. La selección de los parámetros del vapor es una cuestión importante pues cuanto más alta es la presión y la temperatura, mayor es el área dentro de las curvas, que indica el diagrama T-S, y mayor la cantidad de electricidad que se estará generando (Figura 7.4).

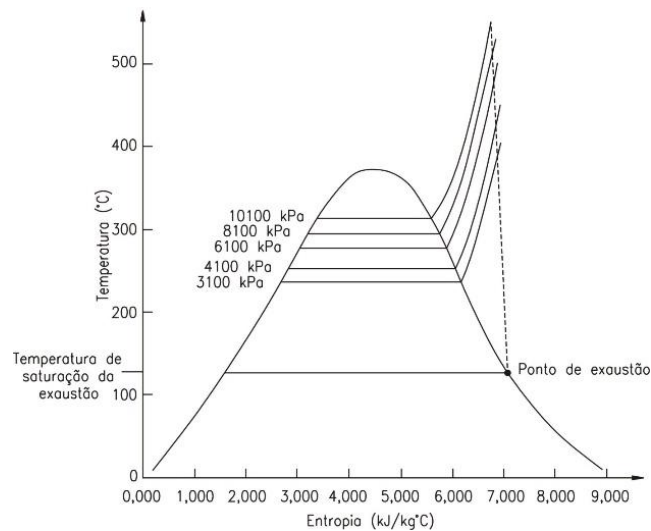


Figura 7.4. Variación de la potencia de salida de un sistema de cogeneración de vapor en función de la presión y la temperatura de entrada de la turbina (Inkson e Mispion, 2007).

Existen diferentes criterios: antiguamente las centrales azucareras utilizaban entre 10 y 20 bar de presión, hoy algunos ya llegan a 120 bares. Un análisis, técnico económico demuestra que esos parámetros de 120 bar y 520°C son viables apenas en centrales azucareras con gran capacidad de molienda, en los que se alcanza el balance de costo beneficio. Cuando se utilizan temperaturas más altas del vapor, se utilizan aleaciones metálicas más caras para los tubos de los sobrecalentadores y otras superficies de calentamiento de la caldera, lo que aumenta el costo de inversión. Por otro lado, se genera más electricidad, pero habría que verificar si la venta de electricidad compensa la inversión capital adicional, hay que hacer un análisis de costo beneficio. Si se tiene una planta de 5 MW y se pretende utilizar parámetros del vapor de 120 bares de presión y 520 °C, no se va a encontrar ningún fabricante de este sistema.

En la Figura 7.5 aparece el valor del salto entálpico, la cantidad de trabajo que el vapor realiza cuando se expande en la turbina cuando su presión va de 120 bares y 530°C hasta la presión que existe en el condensador de 0.10 bar. Si no existiese el condensador tendríamos un 30% menos de potencia, y esto es una cuestión que considerar. El condensador además de permitir cerrar el ciclo al

condensar el vapor que sale de la turbina, permite generar más potencia en la turbina. Así, por ejemplo, con 21 bares se logra 705 kJ de trabajo entregado por cada kg de vapor que se expande en la turbina y para 120 bar, se logra 1069 kJ/kg. Sin embargo, utilizando parámetros del vapor de 530°C y 120 bar la inversión será mucho más cara que con 21 y 300 °C, valores típicos de la década de los 70.

En las centrales azucareras más conservadoras ya usan generalmente 40 bar, los que son un poco más valientes y ven con perspectiva futura la venta de electricidad excedente en grandes cantidades, usan 65 bar y algunas pocas empresas que tienen centrales azucareras muy grandes ya utilizan 120 bares de presión y 530°C.

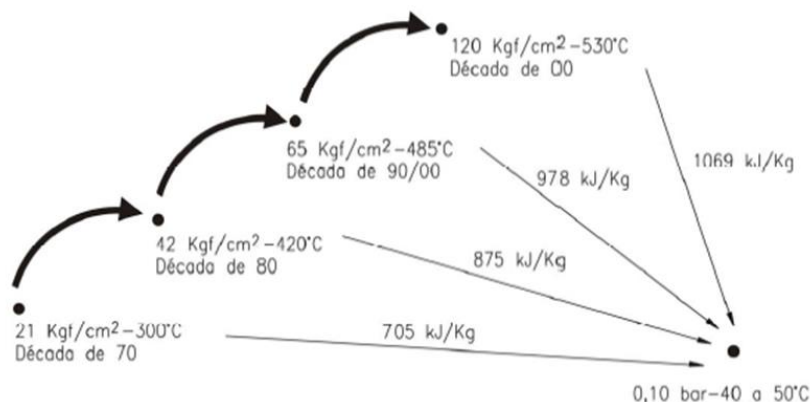


Figura 7.5. Aumento del salto entálpico con el aumento de la presión y temperatura del vapor en turbinas a vapor. Azzolini (2007)

¿Cómo se puede mejorar la eficiencia en ciclos Rankine convencionales? En primer lugar, aumentando los parámetros de vapor, lo que se aplica mucho, y en segundo lugar, mejorando el esquema térmico de la planta. En este último caso se utiliza por ejemplo el recalentamiento intermedio y el calentamiento regenerativo. El recalentamiento corresponde a la línea 6-7 (Figura 7.6): el vapor sale de una etapa intermedia de la turbina y pasa de nuevo por la caldera para recuperar su temperatura inicial y de esa manera se consigue aumentar la cantidad de energía eléctrica y la eficiencia del sistema hasta un determinado límite. Ya el vapor que llega al condensador al condensarse libera el calor de condensación para el medio ambiente en la torre de enfriamiento. Esta es una energía que no se recupera y por eso a veces se practica el calentamiento regenerativo, que consiste en sacar el vapor en diferentes secciones de la turbina (extracciones de vapor) y utilizarlo para precalentar el condensado que va retornando a la caldera, lo que aumenta la eficiencia del ciclo. En una caldera y una turbina reales, al implementar estas modificaciones es necesario instalar varias tuberías con control de temperatura lo que indica que tanto el recalentamiento 6-7, como el calentamiento regenerativo 8 están relacionados con inversiones adicionales. En centrales azucareras es posible implementar el recalentamiento y el calentamiento regenerativo, porque también pueden traer ventajas económicas considerables (Díaz et al., 2018).

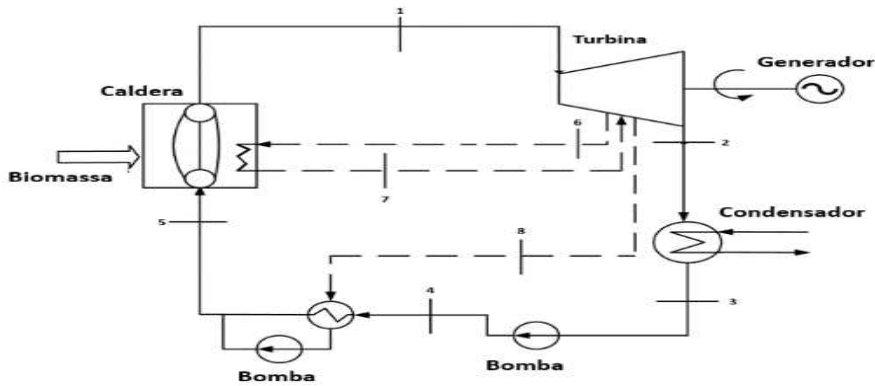


Figura 7.6. Esquema moderno de un ciclo Rankine moderno.

En la Figura 7.7 se presenta una foto de la caldera acoplada a un separador de partículas de una central térmica a vapor a biomasa. A juzgar por el color del gas de combustión lanzado a la atmósfera, parece que tiene bastantes partículas y sugiere que el separador de partículas no funciona muy bien. Habría que realizar mediciones de la concentración de partículas y verificar si se cumple con las normas de emisión vigentes en el país o en la región.



Figura 7.7. Caldera a biomasa acoplada a un separador de partículas.

En Alemania existe una central a biomasa que funciona con leña, un combustible caro. En este caso se necesita tener un contrato de venta de la electricidad con un buen precio y generar más para compensar el precio de la biomasa. Así, se proyectó una planta de 20 MWe con 36.9 % de eficiencia, que tiene un esquema térmico con recalentamiento intermedio y calentamiento regenerativo, y que utiliza parámetros del vapor de 130 bar de presión y 535 °C. Hay varios factores que influyen sobre la definición de los parámetros a utilizar: el costo de la biomasa, el precio de venta de la electricidad, el costo de inversión y considerándolos todos es que se consigue definir cuáles son los parámetros de vapor adecuados para esa tecnología. Hay que prestarle mucha atención al pretratamiento de la biomasa. Existe una demanda judicial de una empresa que compró una central con ciclo a vapor y le reclamaba al fabricante de la misma que ellos nunca vieron los 30 MW de potencia de proyecto. Esto debido a problemas relacionados con la granulometría y humedad inadecuadas de la biomasa. Todo depende del análisis que se haga para la inversión.

Esto no es un problema de madurez de la tecnología, pues el ciclo a vapor Rankine convencional es una tecnología absolutamente madura. El problema está en seleccionar los parámetros de vapor adecuados del esquema térmico y también la tecnología del pretratamiento y de suministro de la biomasa de la central, que puede ser un cuello de botella importante.

En las calderas a biomasa hay una cuestión importante: inyectar aire primario por la parte inferior y secundario por la parte superior a la pila de biomasa en combustión. El aire primario para quemar los residuos de carbono sobre la parrilla, y el secundario para quemar los volátiles que constituyen la mayor parte de la biomasa. Así, cuando se elabora un modelo de combustión se considera que hay dos zonas claras en el horno: una zona en la pila de biomasa donde se quema el carbono y otra zona en la parte superior donde se queman los volátiles. La división del aire total en aire primario y secundario es una tarea difícil. Con un modelo en CFD de la combustión en el horno se tendría la posibilidad de realizar experimentos computacionales con diferentes distribuciones de aire primario y secundario. Un modelo matemático de una caldera en CFD, que debió correrse con un supercomputador de la Universidad de Iowa en los Estados Unidos se muestra en Centeno-Gonzalez et al. (2017).

Otra posibilidad es la de realizar pruebas en calderas, regulando a través de dampers el flujo de aire primario y secundario, hasta llegar a una distribución que garantice la mayor eficiencia de la combustión de la biomasa. Es innegable que la biomasa se quema de dos maneras: en forma sólida por combustión heterogénea sobre la parrilla, principalmente el carbono fijo, y en forma gaseosa en la parte superior de la pila de biomasa (volátiles en combustión), y hay que suministrarle aire a estas dos partes. Una prueba en una caldera, en la cual al término de la entre-zafra no dio tiempo de instalar el calentador de aire secundario, y se decidió usarla durante esa zafra sin aire secundario. Se verificó que las pérdidas por quema incompleta tanto por gases no quemados, como por sólidos eran enormes, concluyendo que el aire secundario es muy importante, así como el punto de inyección del mismo. Las fracciones que se inyectan de aire secundario y primario también son importantes.

Se elaboró un software para el cálculo térmico de calderas denominado SBC- Steam Boiler Calculations, y que está basado en el Método Normativo Ruso para el cálculo de calderas. El mismo permite montar una caldera a vapor de biomasa a partir de los diferentes elementos que la componen (Figura 7.8), arrastrándolos para la pantalla principal y conectándolo a los otros con un clic. El caso mostrado como ejemplo da como resultado una eficiencia de 87.29%, un consumo de combustible de 48.5 t/h, los consumos de energía en los ventiladores de tiro forzado, tanto el primario como el secundario, y de tiro inducido. Entrega además otros parámetros, tales como la temperatura de los gases, del agua y del vapor, y la caída de presión en las diferentes superficies.

Este software fue utilizado por un fabricante de calderas que accedió a brindar los datos completos del proyecto de una caldera para incorporarlo al software. Con esos datos se elaboró un ejemplo de determinación de la temperatura óptima de los gases de escape de la caldera para aplicaciones de cogeneración. Fue interesante conocer cuál debería ser la eficiencia de una caldera que quema bagazo de caña. El cálculo mostrado como ejemplo en el SBC dio 87.29%. Es posible aumentar la eficiencia de una caldera, aumentando el área de sus intercambiadores de calor, es decir aumentando la superficie de los economizadores y calentadores de aire, lo que tiene un costo asociado. Además, esto va a aumentar la resistencia aerodinámica de los circuitos y va a influir sobre los consumos de

electricidad de los ventiladores, tanto de tiro forzado como inducido. Habría que ver cuál es el uso de esta caldera, si es para un sistema con cogeneración o si vende electricidad excedente. En este último caso, aumentado la eficiencia de la caldera se va a generar más electricidad, lo que permite compensar la inversión adicional realizada.

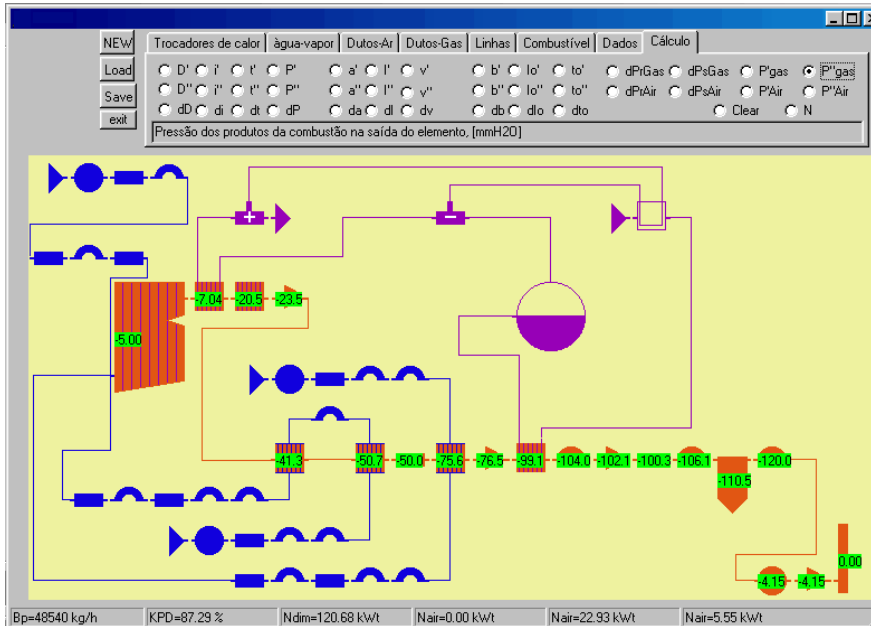


Figura 7.8. Pantalla del software “Steam Boilers Calculation” mostrando el resultado del cálculo térmico de una caldera a bagazo.

Mediante el programa SBC, se aumentaron a la caldera las superficies de intercambio de calor. Las eficiencias generalmente están entre 82 y 83%, y la temperatura de los gases de escape hoy de 220°C, puede ser mucho menor. Es preciso tener cuidado con la temperatura del punto de rocío, cuando comienzan a condensar los vapores presentes en los gases de combustión. Cuando se quema petróleo el problema es más grave porque se tendría condensación de vapores de ácido sulfúrico y la corrosión correspondiente. Otra forma de mejorar la eficiencia de la caldera, es el uso de sistemas de combustión más eficientes. Se puede aumentar la eficiencia de quema en 1-2%, no mucho más, si la caldera está bien proyectada.

Hay dos formas de abordar el problema de la determinación de la temperatura óptima de los gases en calderas a bagazo: considerando la reducción del costo anual de operación de la caldera a partir de un precio dado del combustible, o a partir de la comercialización del excedente de electricidad. En otras palabras: se puede decir que se logra economizar tantas toneladas anuales de combustible y eso tiene un valor, o se puede decir que el beneficio es la comercialización de un excedente de electricidad. Montando la caldera en el SBC, y adicionándole áreas tanto en el pre-calentador de aire como en el economizador, se consideró que el sistema forma parte de una planta de cogeneración con una eficiencia de 25%, que además de generar electricidad (40,48 MWe), le suministra vapor al proceso industrial. La Figura 7.9 muestra cómo a medida que se consigue reducir la temperatura de los gases

de escape, aumenta la potencia de los ventiladores forzados y la potencia de los ventiladores de tiro inducido disminuye. Esto por causa de que se está suministrando menos combustible, y necesitando menos aire, y por otro lado generando un menor flujo de gases de combustión, pues la eficiencia de la caldera es más alta.

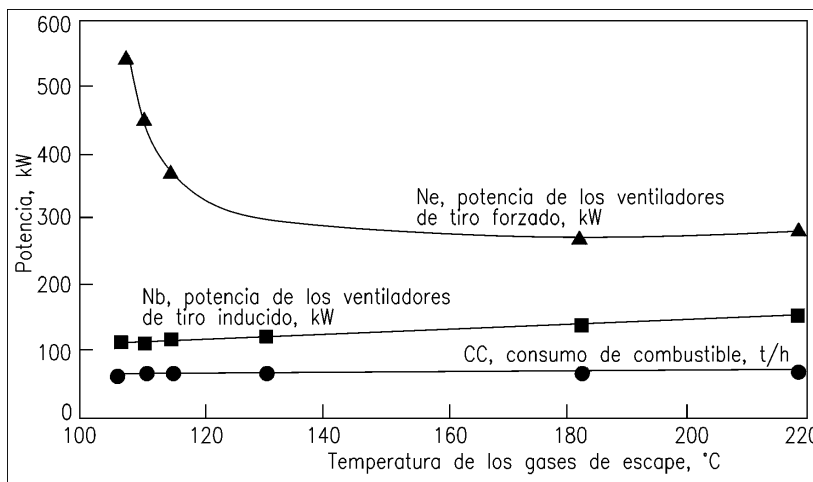


Figura 7.9. Potencia de los ventiladores de tiro inducido y forzado para diferentes valores de la temperatura de los gases de escape.

La Figura 7.10 muestra la eficiencia de la caldera para diferentes valores de la temperatura de los gases de salida en la chimenea: a 100°C y algo más sería de 90% y a 230 °C sería prácticamente de 80%. Una diferencia que puede parecer pequeña, pero que representa una cantidad considerable de combustible, a más o a menos que se va a quemar.

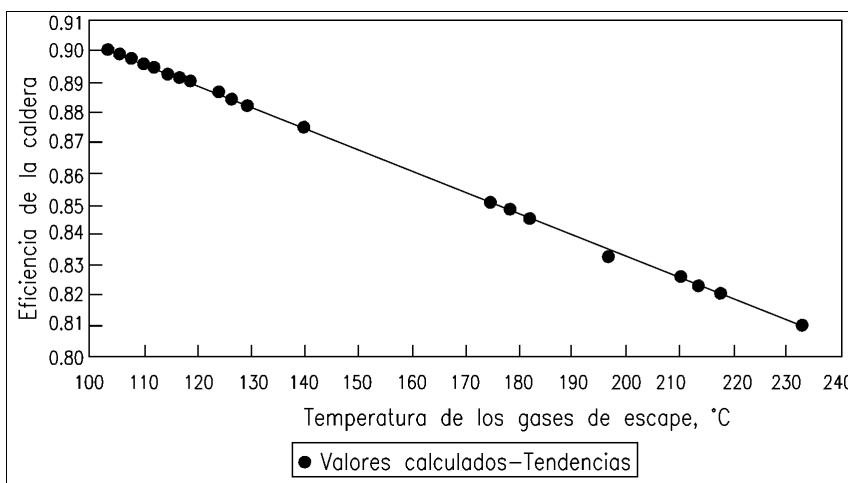


Figura 7.10. Relación entre la eficiencia de la caldera y la temperatura de los gases de escape

Considerando el precio de combustible de 30 reales por tonelada, haciendo un análisis de costo beneficio se llega a un valor óptimo de 140 °C de la temperatura de los gases de escape (Figura 7.11).

Este resultado depende del precio del bagazo. Si aumenta el precio del combustible, pues entonces el programa da una temperatura menor, y si el combustible disminuye de su precio, la ganancia también disminuye y el resultado sería una temperatura óptima de escape más alta.

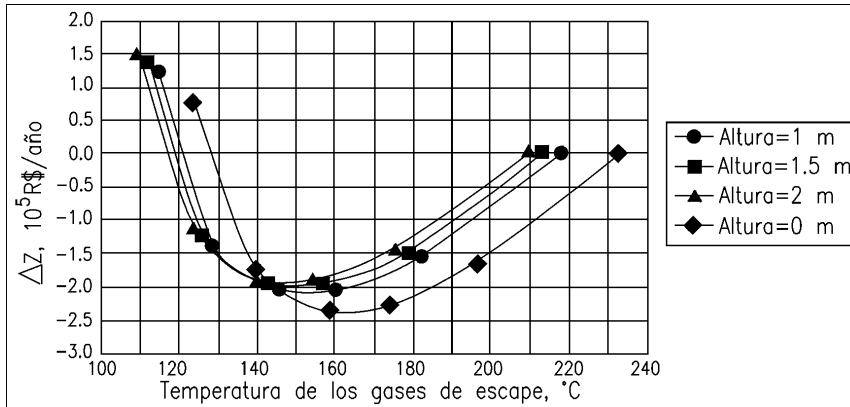


Figura 7.11. Dependencia del costo anual de operación de la caldera con la temperatura de los gases de escape de la caldera para un precio del combustible de 30 R\$/t.

Con el abordaje por la segunda alternativa (Figura 7.12), considerando el precio de comercialización de la electricidad excedente de 120 reales/MWh, se obtiene un valor presente líquido neto máximo para la temperatura de los gases de cerca de 120°C. Se puede concluir que tanto en el ciclo a vapor en general, como en los equipos que lo componen, el análisis de costo beneficio es importante para definir en primer lugar, los parámetros del sistema, en segundo lugar, si se va a implementar en el esquema térmico el precalentamiento, calentamiento regenerativo, y en tercer lugar cuál es la eficiencia que se debería tener en la caldera. Un ciclo a vapor se comercializa a pedido y se tiene la posibilidad de definir los parámetros y el esquema térmico para intentar tener una alternativa con la mejor relación costo beneficio.

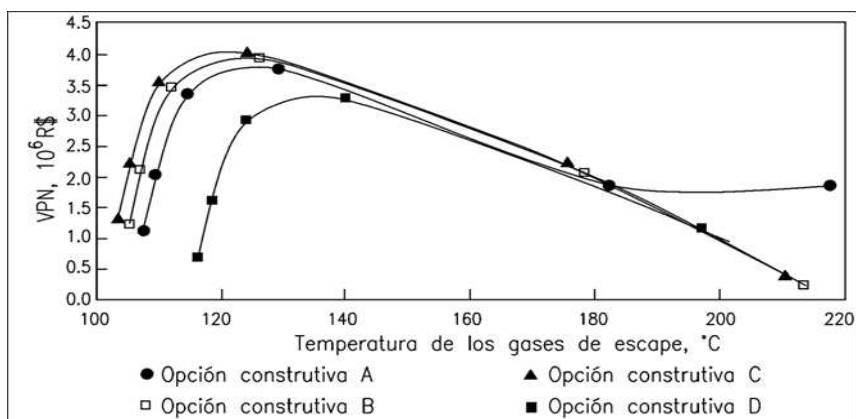


Figura 7.12. Relación entre el VPN y la temperatura de los gases de escape para cuatro opciones de modificación constructiva y un precio de comercialización de la electricidad excedente de 120 R\$/MWh.

Analizando un mapa de generación con bioenergía en el mundo se observa que la generación con biomasa es típica de Europa, EE.UU y Brasil, pero que en el resto del mundo no hay una tradición de generación de bioelectricidad en gran escala. Como ejemplo podemos citar la planta de KOKKOLAN en Finlandia que tiene una eficiencia de 25%, 80 bar de presión y 20 MW eléctricos de potencia (Figura 7.13). Los Finlandenses, Suecos y Noruegos utilizan ampliamente la biomasa.

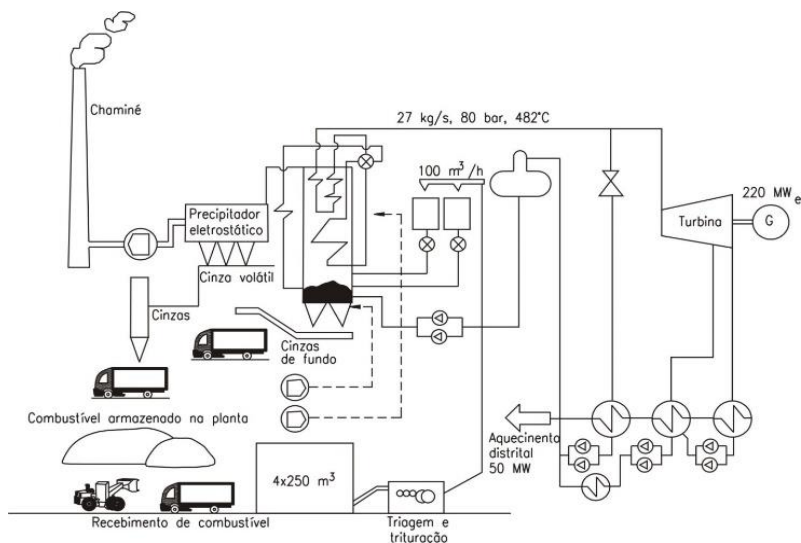


Figura 7.13. Esquema del proceso de la planta de cogeneración de Kokkolan incluyendo los equipos de suministro de la biomasa

Analizando los principales indicadores de un sistema de cogeneración en la industria azucarera, como caso bien común, ya que de todas las centrales a vapor que generan con biomasa en Brasil, la mayor parte, más de 400, están instaladas en centrales azucareros. La Figura 7.14 muestra el esquema térmico de una central de cogeneración que le suministra vapor a 2.3 bar a un proceso de producción de etanol, con una potencia instalada de 36,53 MW y una eficiencia eléctrica de 18,97%. En este esquema los molinos son accionados con motores eléctricos.

Es importante saber cuánto se puede generar de electricidad en un sistema de cogeneración de la industria azucarera, y las diferentes alternativas se muestran en la Figura 7.15. Al sistema entra la caña de azúcar, y se obtiene el bagazo después de la molienda con la posibilidad, también, de usar la paja de la caña. Siempre se ha considerado que la cantidad de paja que se puede retirar del campo es el 50%. Existe un proyecto, el proyecto SUCRE, que intenta hacer un análisis más riguroso de esto y definir, en dependencia del tipo de suelo y otros factores, cuál es el porcentaje de la paja que se puede retirar del campo. Una central azucarera con bajos parámetros y con consumos altos de vapor en proceso, produciría una cantidad de electricidad excedente de 14 kWh/t de caña molida y este indicador podría llegar a 95 – 130 kWh/t.

En las Islas Mauricio, una isla en el Océano Indico, es una gran productora de caña de azúcar, que ya genera prácticamente toda la electricidad que consume a partir de la biomasa residual de esta industria. Su interés es generar más que su indicador actual de 80-85 kWh/t de caña implementando

la gasificación acoplada a un ciclo combinado con turbina a gas (BIGCC- Biomass Integrated Gasifier and Combined Cycle).

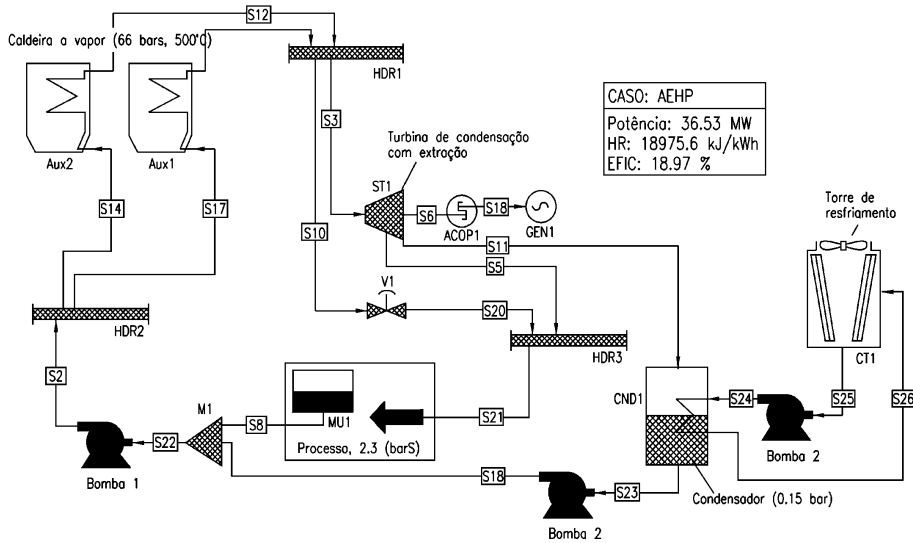


Figura 7.14. Cogeneración en la industria azucarera: central electrificada con altos parámetros del vapor.

Esta tecnología permitiría generar, al menos en teoría, 200 - 250 kWh/t, pero necesita de un combustible auxiliar para la entre-zafra. Sin embargo, la implementación de esta tecnología ha fracasado en diferentes países del mundo, por diversos problemas. En las plantas de Inglaterra, Suecia, que hoy ya no están funcionando, no se alcanzaron los valores prometidos de eficiencia de 45 – 50%, además de presentarse problemas con la limpieza del gas y la integración de procesos.

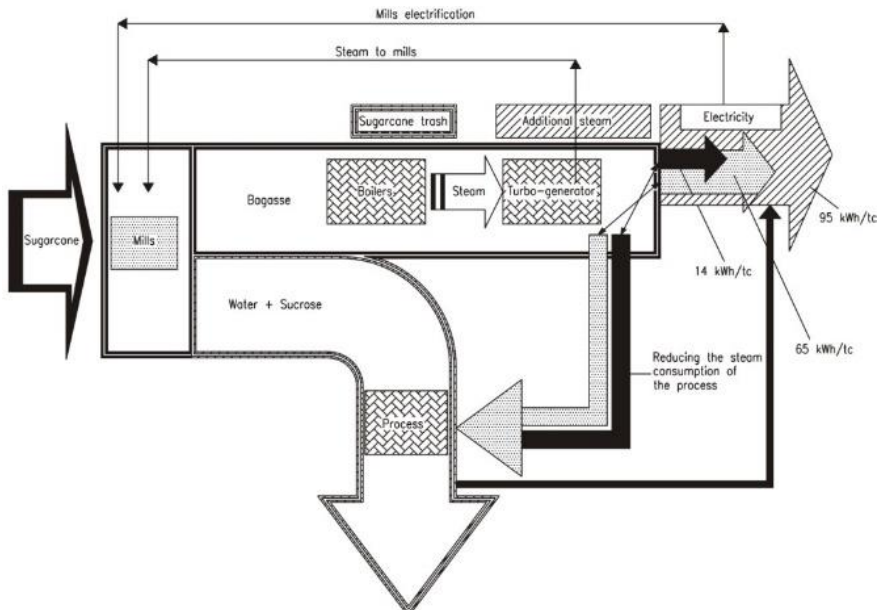


Figura 7.15. Indicadores de la cogeneración en la industria azucarera (kWh/tc).

Los dos parámetros que determinan la cantidad de energía excedente en una central azucarera en kWh/t de caña, como mostrado en la Figura 7.15, son los parámetros del vapor y el consumo de vapor en proceso. Cuanto más eficiente sea el uso del vapor en el proceso, que puede llegar hasta los 280 por kg de vapor por t de caña, en lugar de los usuales 500 kg/t, más energía va a estar disponible para la generación de electricidad. Los ciclos BIGCC requieren valores del consumo de vapor de 280- 380 kg de vapor/t de caña, y alcanzarían valores de electricidad excedente de 95- 120 kWh/t caña, lo que permitiría ganar un 15% más de lucro en una central azucarera. Esto también depende de la política energética, de los costos de la electricidad en el país, etc., pero es una cuestión que últimamente atrae mucho interés.

Un ejemplo de un proyecto moderno es la bioeléctrica *Ciro Redondo* en Cuba, construida con tecnología China, y que utiliza como combustible auxiliar el marabú, una maleza, que crece en las regiones costeras. La Tabla 7.1. muestra los indicadores de proyecto en zafra y entre-zafra. Esta instalación en zafra generaría 32.5 MW en el periodo de entre zafra, 56 MWe, porque no habría que suministrar vapor al proceso de producción. El consumo medio de calor en la bioeléctrica sería de 20000 y 12000 kJ/kWh, y la potencia nominal 46 MWe y 62 MWe, respectivamente en el periodo de zafra y entre-zafra. La eficiencia la caldera es alta, 87.5 – 88%. La eficiencia térmica del sistema es de 75 %, calculada por la primera ley de la termodinámica sumando el calor se le suministra el proceso industrial y la electricidad generada. En entre-zafra se genera apenas electricidad y se tendría una eficiencia eléctrica de 32 %.

Tabla 7.1. Indicadores del proyecto de la bioeléctrica *Ciro Redondo* (Cuba) en zafra y entrezafra.

No .	Nombre de proyecto	Unidad	EN ZAFRA	PERIODO NO ZAFRA
1.	Potencia neta de unidad	kW	32563	56037
2.	Consumo térmico neto de unidad	<u>kJ/kW.h</u>	20689	12102
3.	Potencia nominal del generador	kW	46563	62037
4.	Consumo térmico de turbina	<u>kJ/kW.h</u>	6295,9	9410,4
5.	Eficiencia garantizada de caldera	%	87,5	88,0
6.	Eficiencia (térmica) de generación de central	%	75,8	32,9

En relación a la tecnología de gasificación integrada de biomasa en ciclo combinado (BIGCC), en qué consiste. Un gasificador de biomasa genera un gas combustible que se suministra a una turbina a gas, y con los gases de escape de la misma a 500 o 600 °C se acciona un ciclo a vapor. Se tendría entonces un ciclo combinado, un ciclo a turbina a gas en la parte superior, y un ciclo de turbina a vapor que funciona con el escape, con la energía residual de la turbina a gas, y por eso permite obtener, en principio, eficiencias mucho más altas. El funcionamiento de este ciclo se puede explicar utilizando el concepto de recuperación interna: primero funciona la turbina a gas y con los gases escape de ésta se genera vapor en una caldera de recuperación, y accionamos una turbina a vapor. Por esta razón es que el sistema se denomina gasificación integrada a un ciclo combinado, pues la gasificación suministra el combustible que el ciclo combinado necesita.

Ninguno de los ciclos BIGCC han llegado a los 45% de eficiencia prometido, y se han quedado en algo más de 30%, valor este que se puede alcanzar en un ciclo a vapor, que es una tecnología más consolidada. Así, probablemente la verdadera causa de que esta tecnología no se haya difundido es que en la práctica no se han conseguido lograr las eficiencias que se preveían. Los costos de inversión resultan muy altos, pues son pocas las empresas que fabrican y comercializan sistemas de gasificación acoplados a un ciclo combinado a no ser para carbón mineral. Se hace necesario solicitar un proyecto personalizado. Por razones técnicas y comerciales esta tecnología no está madura, pero si nadie la instala, nunca se van a resolver los problemas existentes.

¿Cuáles serían los rangos óptimos para instalar sistemas de generación y cogeneración con biomasa? En las centrales azucareras no existe ninguna unidad de generación con capacidad superior a 50 MW, la mayoría tienen potencias entre 20 y 30 MWe. Las unidades de generación que no son de cogeneración, sino apenas de generación de electricidad con biomasa, también tienen capacidades de 20 a 30 MW. Esos son las capacidades usuales que garantizan una mayor viabilidad económica.

No pueden ser mayores, porque la biomasa no se puede transportar en grandes distancias. Existe un radio económico de transporte de la biomasa que termina limitando la potencia de las centrales de generación, tanto de aquellas que operan independientemente, como de las que operan integradas a un sistema de cogeneración.

2. Generación de electricidad en escala media y pequeña. Tecnologías de combustión.

- Ciclo Rankine Convencional (CRC)

El ciclo Rankine con vapor de agua, para capacidades pequeñas, opera con flujos de vapor muy pequeños y bajas eficiencias de la turbina en esas condiciones; esto debido a que el vapor de agua tiene un salto entálpico muy grande. Para resolver este problema hay tres cosas que se pueden hacer:

i) cambiar el fluido de trabajo, sería el caso de ciclo orgánico Rankine, cuando se sustituye el vapor de agua por un fluido orgánico, con otras características;

ii) otra solución sería utilizar otros tipos de expansores como turbinas radiales, expansores de tornillo, o los de tipo scroll.

iii) finalmente se pueden sustituir los dos, el vapor de agua y la turbina, y se va a utilizar una turbina a gas de quema externa, un motor a vapor, motor Stirling, o un gasificador con motor de combustión interna.

El problema de la potencia mínima viable del ciclo Rankine convencional está dado por el vapor de agua y sus características, que hacen que, para capacidades muy pequeñas, los flujos de vapor resultantes del proyecto sean también muy pequeños y no permitan diseñar una turbina axial con una eficiencia aceptable. Las paletas serían muy pequeñas, las pérdidas de energía serían muy grandes, la eficiencia sería muy baja y en consecuencia se estaría pagando prácticamente lo mismo para generar mucho menos y esta solución no sería viable económicamente. No es posible definir si son 3 o 5 MWe por debajo de los cuales ya el ciclo Rankine convencional comienza a tener eficiencias bajas y costos altos, y tampoco es posible encontrar fabricantes pues ellos saben que los productos se comercializan en potencias de 5, 10, 15 y 20 MWe y no van a hacer esfuerzos en proyectar y fabricar

un ciclo Rankine pequeño. Además, el montaje de un ciclo Rankine se realiza “in situ”: llegan por separado las paredes tubulares de las calderas, el rotor y las carcasas superior e inferior de la turbina. Otros sistemas, como por ejemplo el ciclo orgánico Rankine, vienen ensamblados en un módulo y se requiere apenas ponerlo a funcionar.

- *Ciclo Rankine Orgánico (CRO)*

El esquema térmico de un ciclo Rankine orgánico (ORC), tiene dos circuitos, y esta es la principal diferencia con el ciclo Rankine convencional (Figura 7.16). En uno de los circuitos en lugar de una caldera de vapor, se tiene una caldera de aceite - en realidad un calentador de aceite hasta 300 °C. Esto simplifica mucho el esquema y la operación, pues en vez de tener una presión de 120 bares, opera a presión atmosférica, y en vez de 500° C como temperatura del vapor, se tiene 300 °C. Además, no es necesario el tratamiento de agua.

En el esquema térmico hay un segundo circuito compuesto por un intercambiador de calor donde circula el fluido orgánico y se evapora, luego éste se expande en la turbina y se condensa. El ciclo orgánico Rankine, con capacidades de 600 KW a 3 MWe aprovecha el rango de potencias que el ciclo Rankine convencional no cubre. Para aquellos que dispongan de cantidades de biomasa menores de las necesarias para el CRC, se tiene la posibilidad de utilizar el ciclo orgánico Rankine. Se debe tener cuidado con el hecho de que hay algunos fluidos orgánicos que provocan cáncer, otros corroen la capa de ozono y otros provocan efecto invernadero. Además, diferentes fluidos orgánicos poseen diferentes temperaturas de evaporación y condensación. Así, por ejemplo, se puede tener en el condensador una temperatura de 90 °C, ideal para aplicaciones de calentamiento industrial y calefacción doméstica.

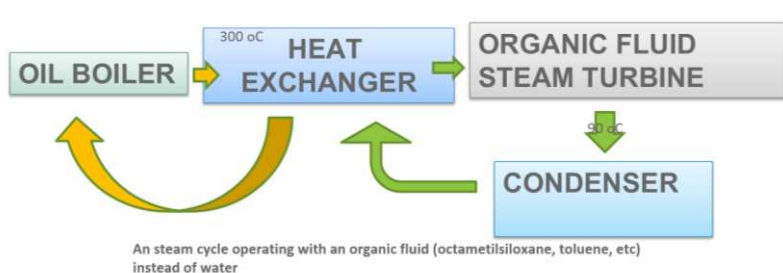


Figura 7.16. Esquema general de un sistema ORC.

En la Figura 7.17 se observa que el caso de un ciclo a vapor con una presión inicial del vapor de 16 bares existe un salto entálpico considerable (es la energía que el vapor entrega cuando el vapor se expande dentro de la turbina). En el caso del ORC para la misma presión inicial del vapor, el salto entálpico sería mucho menor, lo que lleva a utilizar un flujo mucho mayor de fluido de trabajo, lo que permite proyectar una turbina más robusta y más eficiente.

Esta es la diferencia principal entre el CRC y CRO, además de que las potencias en que funcionan se solapan muy poco. Si consideramos que el CRC opera por encima 3 - 5 MWe, que es la potencia máxima que tienen prácticamente los ciclos orgánicos Rankine y los sistemas gasificador motor.

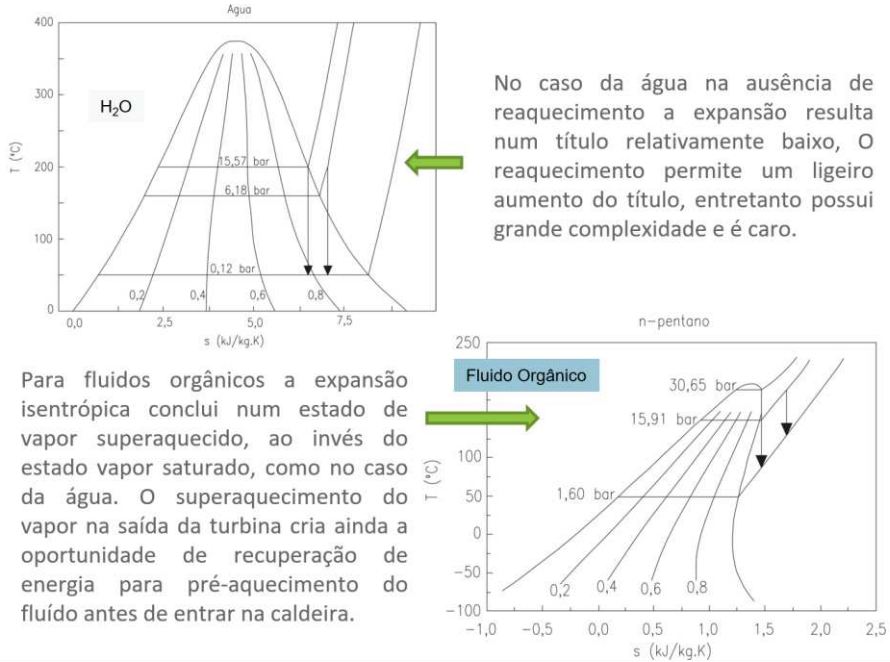


Figura 7.17. Comparación entre el ciclo Rankine convencional y el ORC.

La Figura 7.18 muestra el esquema de un CRO accionado por biomasa, que es combustionada en un horno apenas para calentar el aceite térmico que pasa por un intercambiador de calor, el evaporador de fluido orgánico.

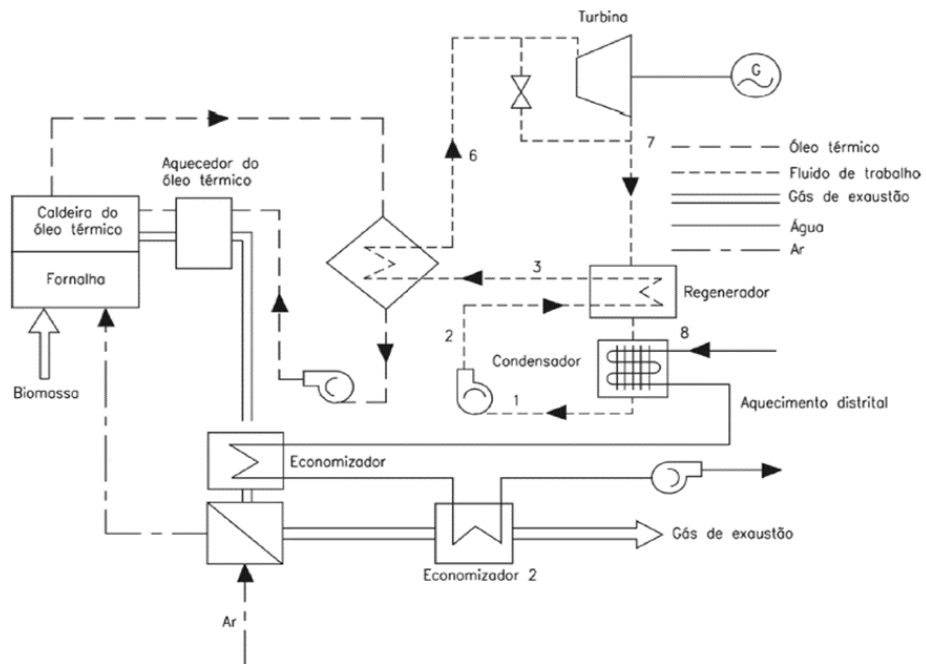


Figura 7.18. Esquema detallado de un ciclo orgánico Rankine accionado a biomasa.

Dependiendo del tipo de fluido utilizado, la temperatura de evaporación puede ser de 160, 180, 200, 300 °C, el mismo luego se expande en la turbina, se condensa, y aquí aparece un intercambiador de calor adicional denominado regenerador.

En un sistema ORC el vapor sale de la turbina sobrecalentado y para no inyectarlo en este estado al condensador - lo que sería un desperdicio de energía-, esa energía se utiliza (se recupera) para precalentar el fluido que está regresando ya en forma líquida para el evaporador. Entre un ORC y uno convencional – CRC- las diferencias están en los parámetros del vapor que son muchos menores, en que no existe caldera de alta presión y también en que aparece un intercambiador de calor adicional que se denomina regenerador, porque regenera (recupera) el calor que se perdería en el condensador, suministrándosela al fluido que está retornando al evaporador.

Se observa en la Figura 7.19, para 4 - 5 la expansión de la turbina, en 5 y 9 el regenerador que entrega calor al condensado en 2 - 8 y en 9-6-2 el condensador.

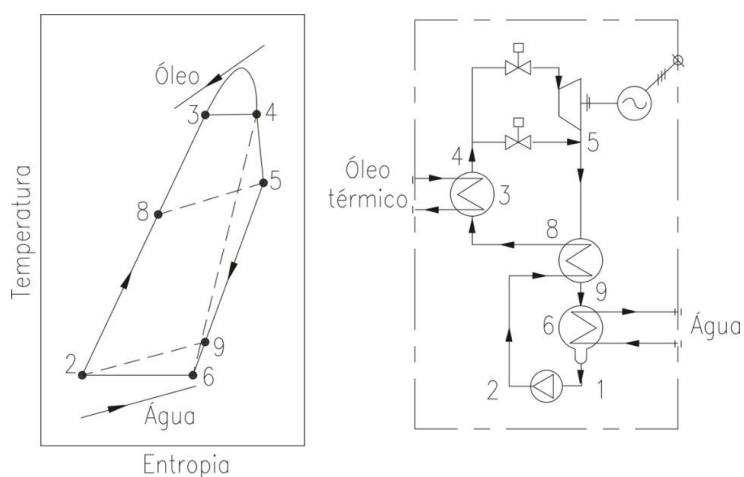


Figura 7.19. Diagrama T-S y esquema térmico de un ciclo ORC accionado a biomasa.

La eficiencia es de alrededor de 20%. En los ciclos ORC se pueden utilizar diferentes fluidos orgánicos: octametilsiloxano, tolueno, etilbenzeno, propilbenzeno y butilbenzeno (Tabla 7.2). Una de las limitantes al inicio fue impacto negativo de estos fluidos sobre la capa de ozono y el efecto invernadero, además de ser tóxicos, hasta que se encontraron fluidos como el OMTS que tienen mucho menos impactos.

Tabla 7.2. Eficiencia eléctrica del ciclo ORC con diferentes fluidos orgánicos.

Fluido orgánico	Eficiencia eléctrica do ciclo ORC (%)
octametilsiloxano (OMTS)	22,5
Tolueno	23,2
Etilbenzeno	24,3
Propilbenzeno	24,9
Butilbenzeno	24,5

El esquema de la Figura 7.20 permite ver cómo ocurre la recuperación. Después de la expansión en la turbina 4-5, que se ve que es pequeña, el vapor todavía está sobrecalentado. Es esta la energía que se recupera (5-6) y se entrega al condensado que ya salió del condensador que (1-2). Esto es una recuperación de energía, y por eso el intercambiador de calor donde ocurre se denomina regenerador. Del regenerador el condensado va para el evaporador 2 - 3.

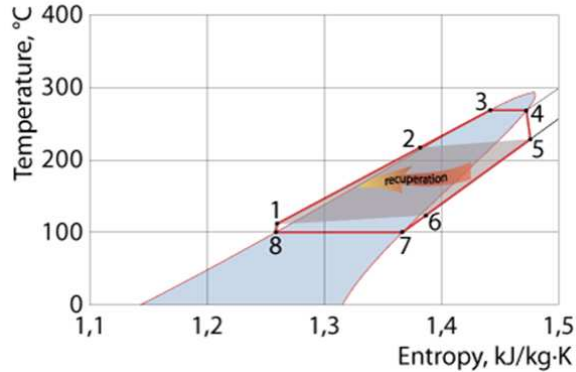


Figura 7.20. Esquema de la recuperación energética en el regenerador del ciclo ORC.

El ciclo ORC se calcula prácticamente igual que el ciclo a vapor convencional. El único problema es que las propiedades del agua y el vapor aparecen en todos lados, y las propiedades de los fluidos orgánicos son un poco más difíciles de encontrar. Aunque se recogen en softwares como el ASPEN, y el Fluid Prop.

En el mundo existían en 2016 un total de 2.7 GW eléctricos en instalaciones ORC, para un total de 563 centrales térmicas, y debe llegar en un futuro próximo a 600 unidades, la mayoría geotérmicas, pues se utiliza energía de bajo potencial (Figura 23). En lugar de aceite a alta temperatura, se utiliza un fluido geotérmico a 200°C. El ORC podría utilizarse también en el aprovechamiento del calor residual de los gases de escape de los motores de combustión interna, de las fábricas de cemento y en sistemas termosolares. La mitad del costo del cemento es energía, pero la energía se pierde en forma de gases a 300°, energía que resulta difícil recuperar con un ciclo a vapor convencional. Los sistemas ORC son interesantes para estas aplicaciones de bajo potencial térmico.

La fracción de todas las plantas instaladas correspondiente a la recuperación de calor de motores y turbinas es de 8.5%, al uso con biomasa 10%, a las instalaciones solares 0.2 % y a otros tipos de recuperación de calor como, por ejemplo, en la industria del cemento, etc 4.2% (Figura 7.21). En relación con la capacidad instalada por fabricante, la mayor fracción corresponde al fabricante israelita Ormat con 67 %, seguido por la Turboden con 12,5. Está ocurriendo un fenómeno interesante, los grandes del sector energético, como Mitsubishi, General Electric e Siemens están descubriendo este mercado del ORC que en realidad es extremadamente atractivo.

Current situation

- Total installed capacity : 2749.1 MWeI, in 563 power plants
- New capacity planned : 523.6 MWeI in 75 plants

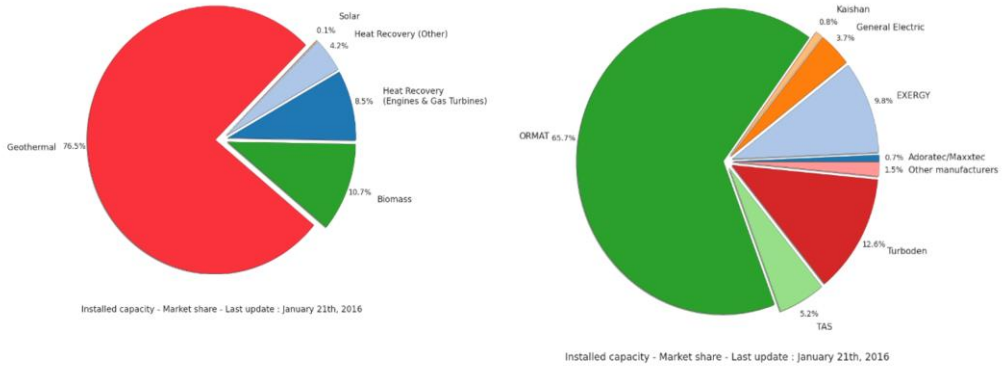


Figura 7.21. Distribución del mercado por aplicaciones y fabricantes de instalaciones ORC en el mundo.

En la Figura 7.22 se pueden ver el número de proyectos instalados por año. En color verde los que utilizan la biomasa, han tenido un pico en 2013 – 2014 y a éstos corresponde una parte considerable de los nuevos proyectos.

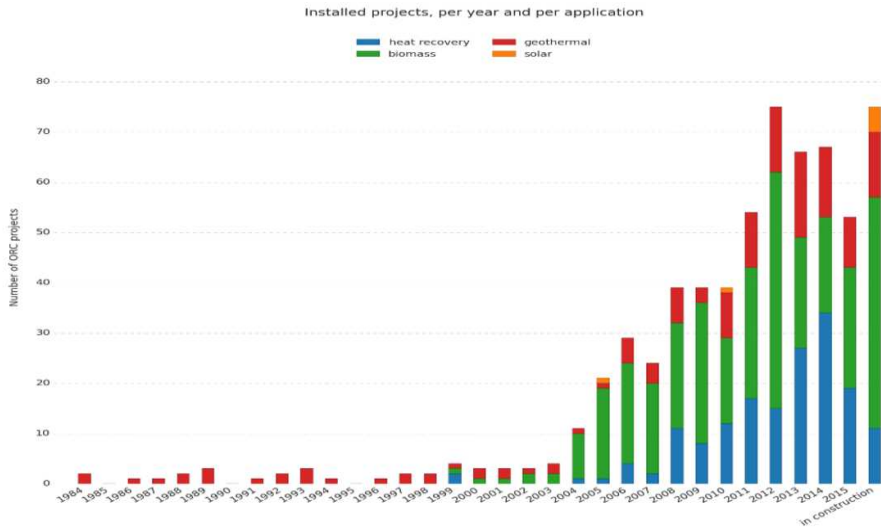


Figura 7.22. Número de proyectos ORC en el mundo y distribución por aplicaciones.

El sistema ORC es compacto y ya viene montado en un contenedor como se muestra en la Figura 7.23. En la misma se muestra el evaporador, la entrada y salida del fluido geotérmico, del gas de escape de un motor o del aceite calentado por biomasa. Se muestra también el condensador, el recuperador, la turbina, y el generador eléctrico. No habría que hacer el montaje del sistema por partes.

A veces se utilizan dos circuitos, con potencias entre 1.2 y 1.4 MWe, intentado llegar a eficiencia de 24 – 25%; con esa capacidad entre 600 KWe e 1 – 2 MW esa eficiencia es interesante para cual-

quier proyecto. Las ventajas del sistema ORC son las siguientes: la turbina tiene alta eficiencia, requiere de una baja diferencia de temperatura entre la fuente fría y la caliente, no necesita sistema de tratamiento de agua, no hay erosión en las paletas por cuanto el fluido orgánico sale de la turbina sobrecalentado y hay poca variación de la eficiencia eléctrica cuando se opera en cargas parciales.

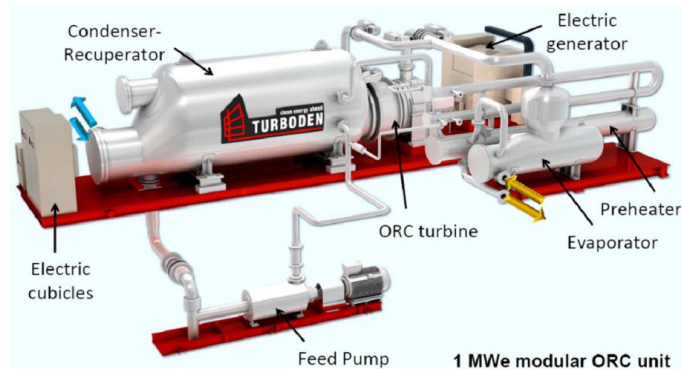


Figura 7.23. Unidad modular de 1 MWe fabricada por la Turboden.

Además, puede aprovechar cualquier tipo de calor residual: solar, geotérmico, combustión de biomasa, escape de los motores de combustión interna. Un motor de combustión interna al que se le coloque un ORC en el escape aumenta su potencia en 12%; es decir un motor de 20 MW generaría 21.2 o 22 MW de potencia y esto es extremadamente interesante y atractivo para algunos proyectos donde el costo de electricidad permite hacer viable estos proyectos.

A continuación, algunos datos con sus referencias sobre los costos específicos de sistemas ORC (Figura 7.24). Los cuadrados verdes corresponden a costos de sistemas reales, tenemos también las cantidades, y los precios relacionados apenas con los módulos. Si observamos los costos que tienen que ver con los sistemas vemos que los costos son bastante altos y que la capacidad de la planta tiene un efecto considerable sobre el costo de inversión.

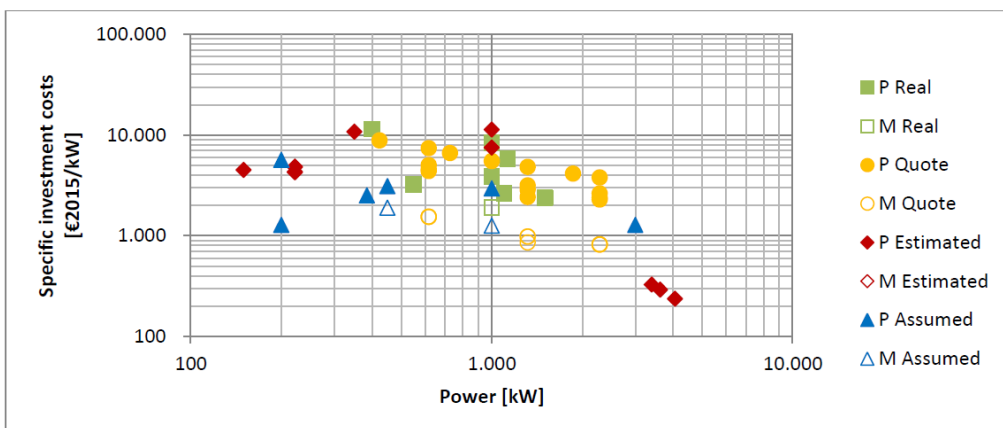


Figura 7.24. Costos de sistemas ORC (Lemmens, 2017)

- Externally fired gas turbine – EFGT

La tecnología de turbina a gas de quema externa (Externally fired gas turbine – EFGT) es muy interesante (Figura 7.25), pero presenta problemas por la alta temperatura de los gases y los materiales utilizados en el intercambiador de calor. La turbina a gas, que ya es una tecnología totalmente comercial puede funcionar con biomasa, quemando la misma en un horno, y pasando los gases calientes de escape resultantes, a 1000°C, por un intercambiador de calor. Al mismo entra aire después del compresor y sale a una temperatura de 800 – 900°, accionando la turbina.

En una época estas instalaciones parecían que iban a ser extremadamente interesantes, el problema está en disponer de un material adecuado para construir el intercambiador de calor, el que por un lado tiene aire a 800 °C, y por otros gases a 1100 °C. Esta es una tarea complicada desde el punto de vista de materiales y lleva a que el intercambiador de calor comience a presentar fallas.

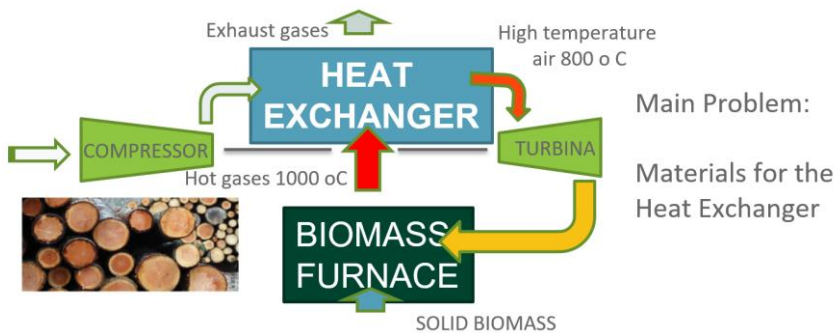


Figura 7.25. Esquema funcional de um sistema EFGT

En este sistema la turbina opera con aire. En la Figura 7.26 se muestra un esquema del sistema EFGT, con el compresor, el intercambiador de calor, el quemador de biomasa, los gases a alta temperatura, calentando en un intercambiador, hasta 800 °C, el aire que entra a la turbina. En el diagrama T-S de la misma Figura, en 2-3 está el calentamiento del aire en el intercambiador, en 3-4 la expansión en la turbina y en 4-5 el suministro de aire al horno y la quema de la biomasa. El punto 6 corresponde a la salida del gas de escape del intercambiador de calor.

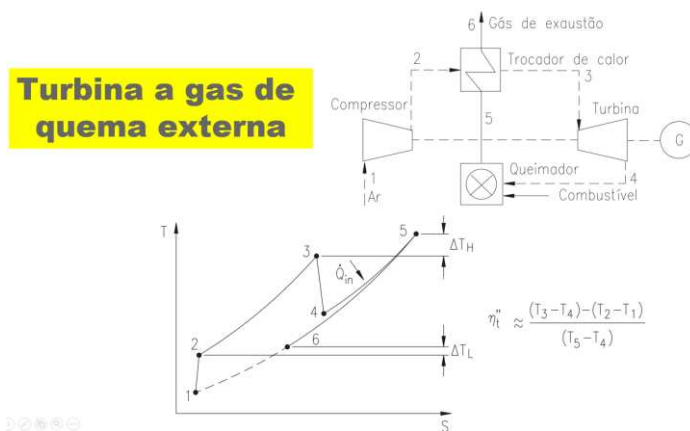


Figura 7.26. Diagrama T-S de una turbina a gas de quema externa.

Se habla de eficiencia del ciclo de 22 – 23 %, pero en realidad solo llega a 14, porque las temperaturas de los gases y del aire están extremadamente limitadas por los materiales. Se han visitado tres plantas de la Turbec en Italia (Figura 7.27). La eficiencia eléctrica de la planta era de 13 – 15 %, la eficiencia de la turbina 25 %, el consumo de biomasa entre 120 – 150 kg/h, la presión de entrada a la turbina de gas 4,5 bares y la temperatura 950 °C. De acuerdo con el autor Barza Ludovich la eficiencia llegó a 15,6 %. El gas a la salida de la turbina es en realidad aire caliente, que es inyectado en la cámara de combustión para la quema la biomasa.

Parâmetro	Unidade	Valor
Temperatura de entrada na turbina	°C	950,0
Pressão de entrada na turbina	bar	4,5
Consumo de biomassa	kg/h	120 – 150
Eficiência líquida da turbina	%	25,9
Eficiência elétrica	%	13 – 15*

* Barsali e Ludovici (2010) reportam valores de 15,6 %.

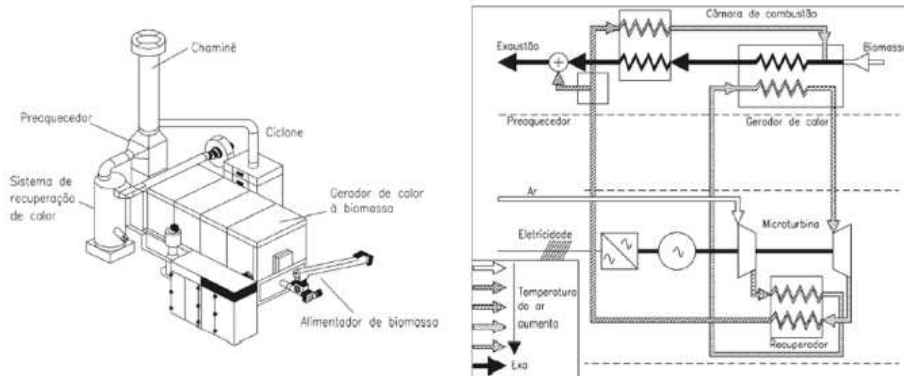


Figura 7.27. Esquemas de la instalación EFGT de la TURBEC y resultados de las pruebas de desempeño.

El proyecto Livorno se muestra en la Figura 7.28, con una potencia de 70- 80 kw. En Italia existieron 14 instalaciones de este tipo.



Figura 7.28. Proyecto Livorno de la TURBEC.

- ¡Motores a vapor, el retorno!

El ciclo Rankine convencional es una tecnología totalmente madura, comercial, pero su eficiencia depende de los parámetros del vapor, del esquema térmico que se adopte, de la eficiencia de la caldera y que esto lleva en cada caso a un análisis de costo beneficio.

El ORC ha sido analizado y la pregunta es ¿por qué en América Latina y África no hay decenas de sistemas ORC funcionando? ¿Por qué la mayoría de los sistemas de este tipo están instalados en Europa? La realidad es que todavía son muy caros y nadie sabe exactamente cuál es el costo de inversión. Entre los sistemas de generación de electricidad con biomasa el más barato que hay por kWe instalado es el ciclo Rankine convencional, después el ORC y después el gasificador/motor. Sin embargo, hay una amplia variedad de precios dependiendo del fabricante. En el caso del ORC una cosa es el precio del ORC como tal y otra es el precio de la planta, que necesita de un sistema de combustión y otros sistemas que hacen que la inversión sea más cara. A veces nos dan como precio apenas el del sistema ORC y lo que tenemos que saber es el precio del sistema completo.

Los motores a vapor vuelven a ser interesantes, hasta los años 80 se utilizaron locomotoras para la generación de electricidad con biomasa. En el 94 en Brasil el único sistema a vapor que funcionaba con biomasa eran estas locomotoras con eficiencias del 2 – 3%, pero que funcionaban. De allá para acá nadie habla de los motores a vapor y ahora resucitaron. ¿Por qué?

En la Figura 7.29 se presenta el motor de James watts y un motor a vapor moderno. El principio es el mismo, solo que ahora tenemos electrónica, sincronismo, mayor eficiencia, mejores materiales, etc.

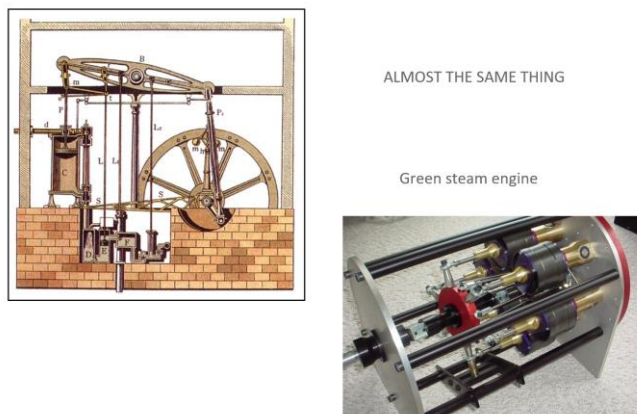


Figura 7.29. El motor a vapor de James Whatt y una de sus versiones modernas.

Uno de los fabricantes más conocidos de motores a vapor para biomasa es la empresa Spilling de Alemania (Figura 7.30). Muchos especialistas le dan un alto nivel de madurez a estos motores, pero su costo es muy alto. Se pueden acoplar varias etapas y llegar entre 6 -10% de eficiencia en una etapa, y hasta un 20% en una segunda etapa, y alimentarlo con vapor entre 6 y 60 bar. Hay motores disponibles entre 50 kW y 1.2 MW con un proyecto modular, la relación la presión de entrada y salida está en el rango de 3 a 6.

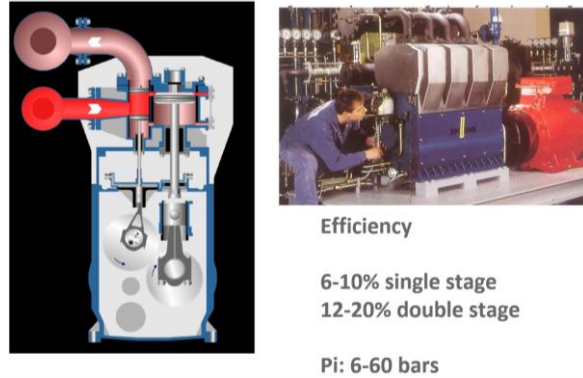


Figura 7.30. Motor a vapor de la empresa Spilling (<https://task32.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/sites/24/2017/03/05-Augustin-Steam-Engines.pdf>).

En la Tabla 7.3 indica la potencia del motor a vapor en dependencia de la presión de vapor de entrada y salida, cuando se utiliza vapor saturado o vapor seco, y está en el rango de 480 – 740 kWe. Existen una gran cantidad de pequeñas calderas que generan vapor saturado, y que existen en hospitales, lavanderías, hoteles, destilerías de aguardiente, pequeñas industrias, etc. y en ninguna de ellas se genera electricidad.

Tabla 7.3. Relación entre la presión de entrada y salida del motor Spilling y la potencia, para los casos de vapor saturado y seco (<https://task32.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/sites/24/2017/03/05-Augustin-Steam-Engines.pdf>).

Pressão de entrada (bar)	Pressão de exaustão (bar)	Potência do motor (kW)	
		Vapor Saturado	Vapor Seco
6	0,5	480	740
6	2,0	320	500
16	0,5	740	1.100
16	3,0	460	710
16	6,5	310	470
26	0,5	840	1.200
26	3,0	510	790
26	6,5	410	670
26	10,5	320	510

Estos sistemas con motores a vapor, tanto de pistón como de tornillo sinfín, constituyen una idea muy atractiva para generar electricidad en estas instalaciones. La presión mínima a la entrada de un motor a vapor es de 6 bares y a la salida puede tener 0.5 bares. Generalmente las calderas pequeñas, de tubos de fuego, generan vapor con presión de 10-16 bares. Si el vapor es saturado se podría generar 480 kWe, si es seco o un con sobrecalentamiento llegaría a 740 kWe.

La Figura 7.31 muestra un sistema con una caldera de tubos de fuego, acoplado a un motor a vapor, con varias etapas.

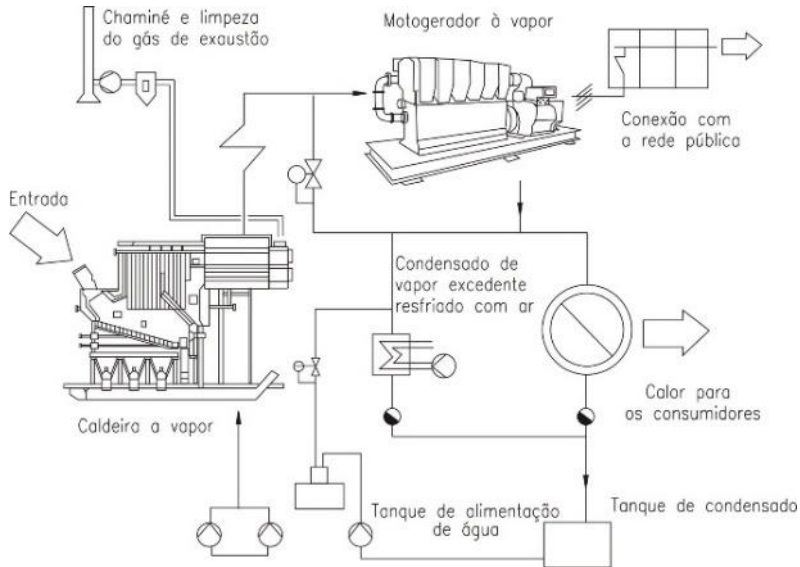


Figura 7.31. Caldera de tubos de fuego acoplada a un motor Spilling (<https://task32.ieabio-energy.com/wp-content/uploads/sites/24/2017/03/05-Augustin-Steam-Engines.pdf>).

- Tornillo sinfín

Otra alternativa para la generación con biomasa en media y pequeña escala son los motores a vapor de tornillo sinfín, que poseen dos tornillos: uno macho y otro hembra (Figura 7.32). En un compresor estos dos tornillos giran accionados por un motor eléctrico para comprimir el aire, y en un expansor el vapor produce la rotación de los tornillos y se genera electricidad.

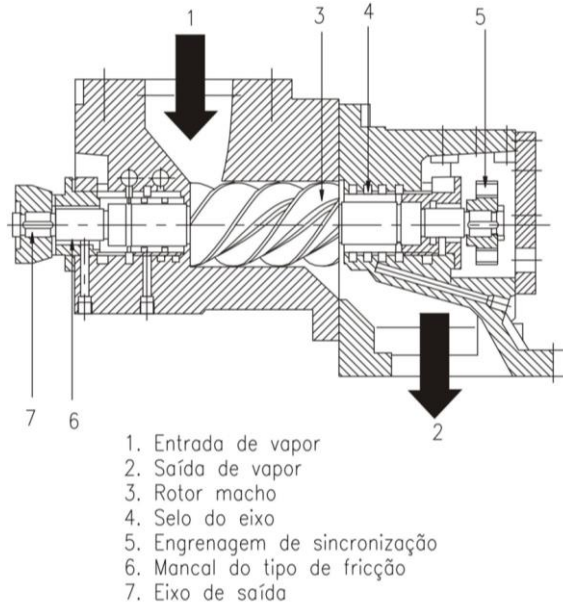
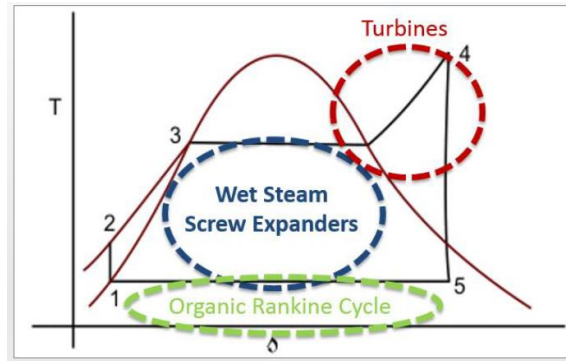


Figura 7.32. Esquema general de un expansor de parafuso.

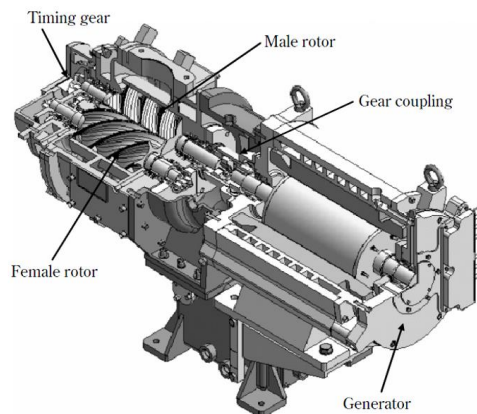
Uno de los mayores fabricantes del mundo de estos sistemas es la empresa Heliex. El concepto no es utilizar las mismas roscas de un compresor de tornillo como expansores, ya que la geometría

de las roscas y las máquinas que se utilizan para fabricarlas, cuando se usa vapor como fluido de trabajo, son diferentes. La Figura 7.33 de la Heliex muestra las áreas de aplicación de los expansores de tornillo, y de otras máquinas térmicas. Las turbinas a vapor son típicas de la zona donde el vapor está sobrecalentado y el ORC de la zona de baja temperatura por debajo de la línea de condensación, ya que los fluidos orgánicos pueden tener diferentes temperaturas de evaporación y condensación. De acuerdo con la Heliex en la zona donde se tiene el vapor húmedo es donde los expansores de tornillo funcionan mejor, ya que por utilizar roscas es posible utilizar vapor húmedo.



**Figura 7.33. Áreas de aplicación de los expansores de tornillo (Juan DeBlas JuanD@heliexpo-
wer.com, comunicación personal).**

La Figura 7.34 muestra el tornillo macho y el hembra de un expansor de tornillo de la empresa Microsteam. La empresa Energética Brasileña CEMIG compró un sistema de fabricación China de 300 kW de potencia. Las potencias son pequeñas.



**Figura 7.34. Expansores de tornillo MICROSTEAM ([https://www.kobelco.co.jp/en-
glish/ktr/pdf/ktr_29/016-022.pdf](https://www.kobelco.co.jp/english/ktr/pdf/ktr_29/016-022.pdf)).**

En la Figura 7.35 se muestran los modelos da HELIEX con sus parámetros y en la Figura 38 un corte transversal de éstos. Un flujo de vapor saturado de 3 t/h puede producir entre 60 y 160 KWe, y

un flujo de 10 t/h entre 180 y 500 kWe. La presión máxima del vapor a la entrada sería de 25 bares de presión y la mínima a la salida de 1 bar. El sistema es suministrado en un módulo compacto.



Figura 7.35. Modelos de expansores de tornillo de la HELIEX y sus parámetros (Juan DeBlas JuanD@heliexpower.com, comunicación personal).

Por ejemplo, en una aplicación con biomasa de 80 kWe, la cogeneración en pequeña escala con biomasa se puede implementar utilizando estos expansores de tornillo sin fin. La Heliex y la Universidad de Londres están asociados en emprendimientos de este tipo, relacionados con sistemas de calentamiento distrital con biomasa, sistemas de biomasa para hospitales locales, para la cría de pollos, donde hay residuos sólidos que son difícil de utilizar, y también para la industria de la madera. Hay unos nichos de aplicación, donde se puede recuperar una cantidad de energía de 89, 180, 500 kWe, que pueden llegar a ser interesantes. Hay informes técnicos que intentan evaluar cuál es la perspectiva de estos sistemas con expansores de tornillos (Figura 7.36). Hay una aplicación en Alemania en la central térmica de Harteberg de 700 KWe.

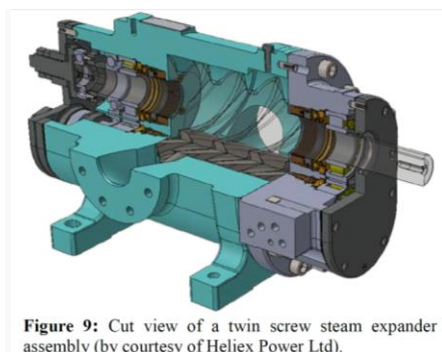


Figura 7.36. Corte transversal de expansores de tornillo de la HELIEX

Los expansores de tornillo, como muchas otras tecnologías, tuvieron un inventor y una primera patente rusa. Ellos proponían utilizar estos sistemas en plantas de cogeneración con biomasa con potencias de 200 a 2500 kWe, pero hoy no pasan de 500 KWe, con eficiencias entre 10 y 13%. En la Universidad Politécnica de Odesa en Ucrania y en el Instituto Politécnico de San Petersburgo en Rusia, hay museos donde se muestran los primeros prototipos rusos de equipos.

- *Turbinas a vapor radiales.*

Una turbina radial posee una única etapa, ya que la expansión del vapor ocurre siguiendo el radio del rotor. En un proyecto de turbina radial cuando se hacen los cálculos con vapor de agua como fluido de trabajo, se verifica que las potencias a obtener están el rango de 150-300 kWe. Así, en algún momento va a ser posible aprovechar pequeños flujos de vapor saturado o sobrecalentado para generar algunas centenas de kW. Esta tecnología fue inventada por los hermanos suecos Ljustrom en los inicios de la generación del vapor.

En la Figura 7.37 y 6.38 se presenta el sistema Microsteam de la empresa Energent, una turbina radial, que tiene características interesantísimas. Se observan: la entrada de vapor y salida de vapor. La turbina tiene una única etapa y los rodamientos tienen suspensión magnética, lo que evidentemente es alta tecnología. El rotor de la turbina es de titanio, el gearbox o caja de transmisión tiene una eficiencia del 95%, la eficiencia de la turbina, de potencia 275 kWe, llega a 80% y tiene de 10 a 20 años de vida útil. La Energent instaló varios sistemas: uno en el World Trade Center, otro en Princeton University, etc con el objetivo de aprovechar pequeñas cantidades de vapor con alta eficiencia y generar algunas centenas de kW.



Figura 7.37. Turbina radial Microsteam turbine da Energent (http://www.energent.net/documents/Microsteam_Brochure.pdf)



Figura 7.38. Boquillas y rotor de una turbina radial.

La Figura 7.39 muestra la relación entre el flujo de vapor en libras por hora y la potencia en dependencia de la presión de entrada.

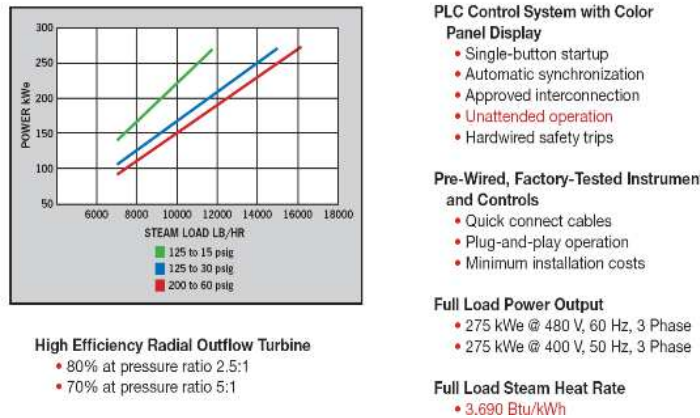


Figura 7.39. Relación entre el flujo de vapor y la potencia de la turbina MICROSTEAM para diferentes valores de presión en la entrada y salida de la misma.

- Motor Stirling

En la generación en pequeña escala se podrían usar los motores Stirling a biomasa, cuyo nombre es derivado de su creador Robert Stirling, que en 1816 tuvo la idea genial de crearlos, pero todavía no han tenido amplia difusión. Por limitaciones en el diámetro de los pistones, estos sistemas no pueden ser proyectados con capacidades mayores a 75 kW e y su eficiencia es de 20- 25 %. Por sus características de proyecto, no puede existir un motor Stirling de 1 MWe. Ya uno de 300 kW e en Austria parecía un mastodonte.

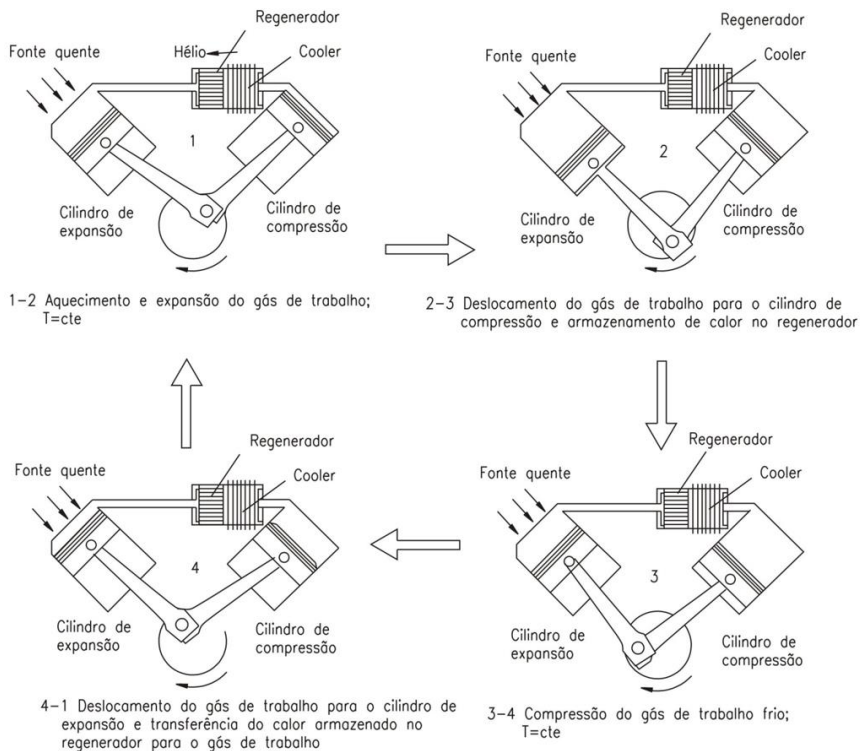


Figura 7.40. Principio de funcionamiento de un motor Stirling.

Cuáles son los problemas que tienen los motores Stirling: utilizan presiones de 40 – 80 bar, temperaturas altísimas en el intercambiador de calor de alta temperatura, además de una sección que opera a 80 bar y otra que opera a presión atmosférica y entre esas dos partes se tiene un sello. Hay algunas aplicaciones interesantes de los motores Stirling: en las estaciones orbitales no tripuladas por ejemplo funcionan con una fuente de plutonio y pueden operar durante decenas de años, y en los sistemas termosolares con concentradores de plato que concentran la energía solar en un motor Stirling.

En la Figura 7.40 se muestra su principio de funcionamiento: tenemos una fuente caliente externa, que calienta el gas y desplaza al pistón, una fuente fría o refrigerador y un regenerador. El movimiento del gas de un pistón a otro, la fuente caliente y fría, y un mecanismo de biela/manivela, hacen que el motor funcione continuamente.

En la Figura 7.41 se muestra un motor Stirling a biomasa acoplado a un horno, que le suministra gases de combustión a 760 – 900 °C, y a los intercambiadores de calor de alta y baja temperatura. El motor funciona entre esos dos a través de un mecanismo de biela / manivela.

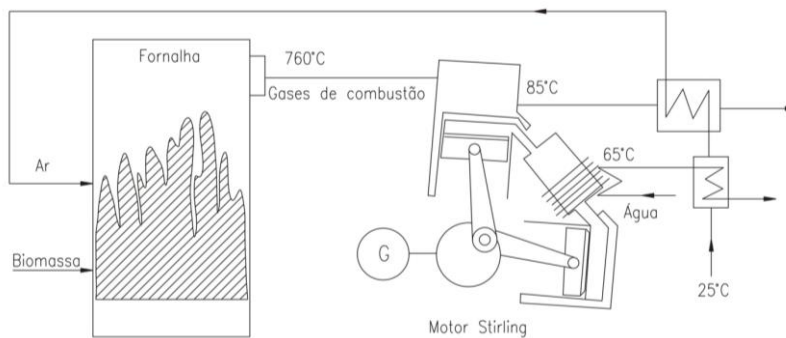


Figura 7.41. Motor Stirling a biomasa.

En la UNIFEI se construyó un motor Stirling a biomasa denominado Amazon, lo que fue realmente un aprendizaje, pero que nunca llegó a funcionar como esperado. Se utilizó el mecanismo de una motocicleta, para no tener que construir el sistema de biela / manivela y se le adicionó un intercambiador de calor de alta temperatura (Figura 7.42).

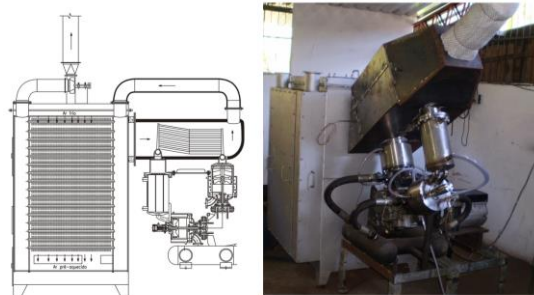


Figura 7.42. Esquema constructivo y foto del motor Stirling Amazon, proyectado en el NEST/UNI-FEI.

Los motores Stirling a biomasa pueden operar también utilizando como combustible gas de gasificación. La empresa Stirling Denmark construyó motores Stirling de 70 kWe que funcionaron acoplados con gasificadores. ¿Y por qué gasificadores? Uno de los problemas que se presentan con la biomasa es la deposición de cenizas en el intercambiador de calor de alta temperatura, y con la gasificación prácticamente se tiene la quema de un gas ya limpio. Un sistema que utiliza chips de madera con potencia de 140 kWe utiliza cuatro motores Stirling y tiene una eficiencia eléctrica de 17%.

- *Generadores termoeléctricos*

La última tecnología de combustión que se va a analizar, es la microgeneración con generadores termoeléctricos. Está basada en el efecto Seebeck que consiste en la propiedad que tienen algunos materiales de generar una corriente eléctrica cuando se calientan por un lado y enfrían por otro. Uno de los ejemplos típicos de este tipo de material el telurito de bismuto, en el que se obtienen 190 microvoltios por grados Kelvin de diferencia de temperatura entre las superficies caliente y fría. Es interesante la idea de colocar este material alrededor de un fogón a biomasa para la cocción de alimento, como mostrado en la Figura 7.43, el que tiene 36 módulos termoeléctricos y puede producir 100 W. En la Figura 7.44 se muestra la relación entre la potencia en Watts, la eficiencia y la diferencia de temperatura en el módulo termoeléctrico. La eficiencia no pasa de 4.5% sin embargo estos materiales se pueden ir mejorando.

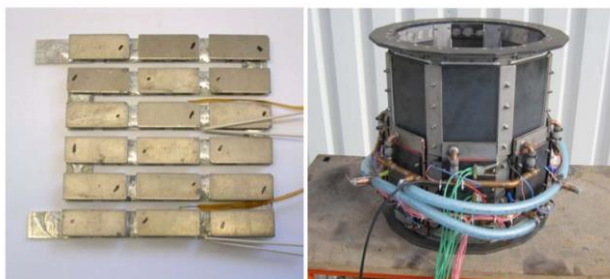


Figura 7.43. Placas termoeléctricas acopladas a un fogón de leña.

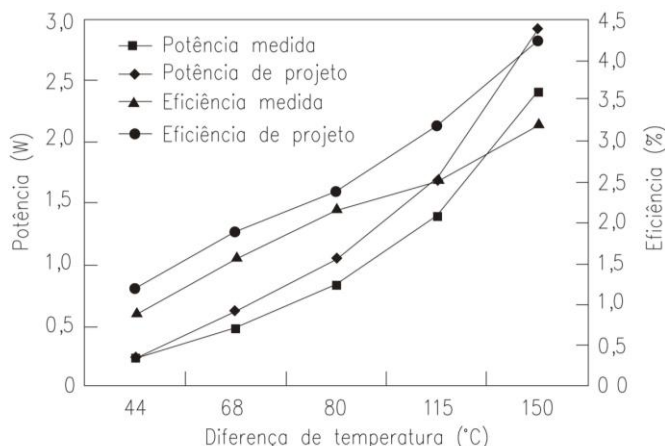


Figura 7.44. Potencia y eficiencia de un módulo termoeléctrico en función de la diferencia de temperatura.

El fogón a biomasa de la Figura 7.45, fabricado por la Philips, tiene unas placas termoeléctricas en sus paredes externas, que permiten accionar un ventilador e inyectar aire primario y secundario, y de esa manera conseguir una mayor eficiencia. Así se reduce el consumo de biomasa y la deforestación de extensas áreas en regiones tropicales. Una parte considerable de población mundial utiliza biomasa para cocción de alimentos, y con este sistema la quema va a ser completa, se emite menos hollín para el medio ambiente, y se observa la reducción de los impactos sobre la salud humana de los usuarios de esta tecnología.



Figura 7.45. Fogón de leña de la Philips con placas termoeléctricas para el accionamiento de un ventilador (<http://www.cyto.purdue.edu/cdroms/gh/HTML/start.htm?loc=http://www.cyto.purdue.edu/cdroms/gh/HTML/program/Woodstove.html>).

Estos generadores termoeléctricos se venden comercialmente. Las aplicaciones actuales en fogones de leña parecen una cuestión minúscula cuando comparadas con los sistemas con potencia de 20 - 50 MW que se han mostrado. Sin embargo, son una tecnología importante porque existen millones de fogones a biomasa. El llamado fogón de tres piedras, el más primitivo de todos, tiene una eficiencia muy baja, un consumo de leña alto, lo que contribuye a la deforestación de extensas áreas.

- Generación de electricidad en hornos de producción de carbón vegetal

Se está trabajando en un proyecto dedicado a la recuperación de energía en este tipo de hornos, financiado por la compañía energética del Estado de Minas Gerais. Brasil produce la mayor parte de carbón vegetal del mundo, y el mismo se utiliza ampliamente para fines metalúrgicos. El hierro fundido que se obtiene es de muy buena calidad porque el carbón vegetal no contiene impurezas. La Figura 7.46 representa los MWs perdidos con los gases de escape de los hornos, además observarse su impacto ambiental negativo. Existe un interés muy grande en recuperar la energía de estos gases para la generación de electricidad, con la dificultad que se trata de procesos discontinuos o batch donde la mayor parte del tiempo de operación de un horno el gas de carbonización no tiene un poder calorífico adecuado para su combustión, habría que crear una red de hornos interconectados por conductos de gases (cluster).



Figura 7.46. Hornos de producción de carbón vegetal.

Una alternativa sería sustituir los hornos batch por hornos semi-continuos o continuos, en los que los gases tendrían una composición más o menos homogénea en el tiempo, y sería más fácil resolver el problema de la recuperación energética. La Figura 7.47 muestra el balance de energía de un horno semi-continuo por medio de un diagrama de Sankey. La energía del carbón vegetal constituye cerca del 60% de la energía de la madera, un 10% de energía sustenta el proceso de pirólisis lenta para producir carbón vegetal y en el gas combustible utilizado para la generación de electricidad tenemos un 23.1%. El alquitrán y los líquidos piroleñosos representan un 1,5 % y las pérdidas de energía al ambiente 4,6 %.

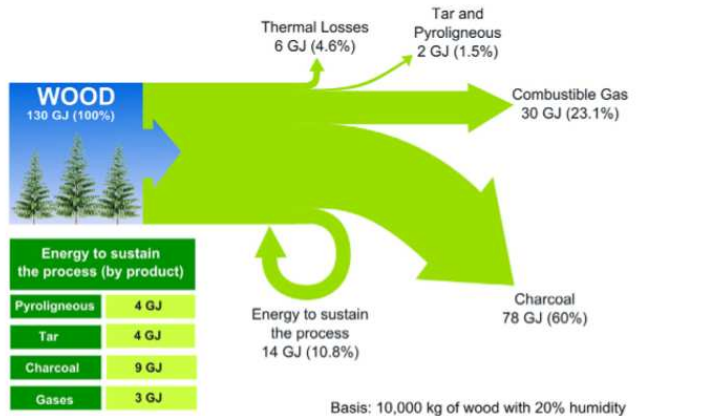


Figura 7.47. Balance de energía en hornos semicontinuos (Vilela et al., 2014).

Un análisis técnico-económico de diferentes tecnologías de generación a partir de los gases de escape (Tabla 7.4): el ciclo Rankine convencional permitiría obtener 2 MWe de potencia, y el ORC 3 MWe. Utilizando también los finos y los residuos de madera que quedaban en los bosques llegamos a 3 y 4 MW respectivamente. Como resultado se obtuvo también el costo de generación y la inversión específica.

Tabla 7.4. Análisis técnico-económico de diferentes tecnologías de generación a partir de los gases de escape Vilela et al., 2014).

Table 16 – Results of the economical evaluation of scenarios 1A, 1B, 2A and 2B.				
Parameters	CRC – gas	ORC – gas	CRC – gas + fines	ORC – gas + fines
Fuel cost, USD\$(5–10 km)	0	0	1.36	1.36
Electric power, MW	2.1	3.0	2.9	4.1
Investment, USD\$	5,813,234	4,602,433	6,214,207	6,288,781
Levelized cost, USD\$/MWh electric	51.65	29.50	39.74	29.71
Specific investment, USD\$/MWe	2768.2	1534.2	2142.83	1533.9
NPV, USD\$	353115.6	184121.7	392895.9	249167.9
TIR, %	14.0	14.0	14.0	14.0
Minimum commercialization price, USD\$ MWh ⁻¹	108.6	61.2	82.5	61.4

En Leme et al., (2018) se realiza una evaluación de las posibilidades de generación de electricidad en hornos convencionales tipo “batch”. La Figura 7.48 muestra fotos de estos hornos, y un gráfico con la composición del gas en diferentes momentos de su operación: contenidos de CO, CH₄, CO₂ y gases condensables.



Figure 1. From left to right, charcoal rectangular kiln, kiln chimney, and gas burner

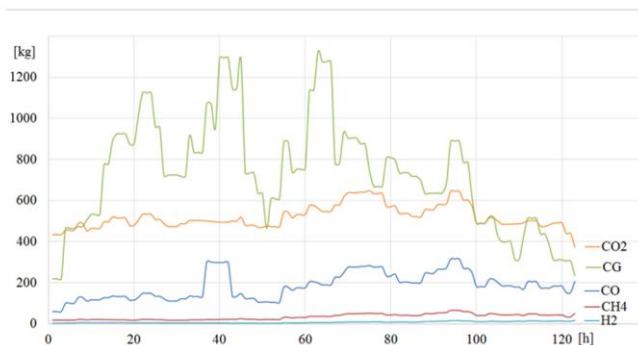


Figura 7.48. Fotos de los hornos de producción de carbón vegetal y composición del gas durante la operación (Leme et al., 2018)

La Figura 7.49 muestra el balance de energía para un horno típico. Fue extremadamente difícil de realizar ya que no es posible medir el consumo de biomasa, pues el horno no está sobre una balanza. Así, el consumo de biomasa se calcula a partir de la composición de los gases, en un proceso no estacionario que pasa por diferentes etapas. Llegamos a la conclusión de que el carbón vegetal constituye el 51.6% de toda la energía de la madera. Los otros rubros corresponden a condensables, no condensables, etc. Fue necesario elaborar una metodología específica para realizar este balance de energía.



Figura 7.49. Balance de energía de un horno batch típico (Leme et. A., 2018).

La Figura 7.50 muestra un esquema de una planta de carbonización compuesta por 32 hornos. Cada uno de los rectángulos representa un horno batch, que puede estar operando en diferentes etapas: los de color rojo en diferentes días de la etapa de carbonización, los de color azul claro enfriándose, los de color gris descargando el carbón, y los de color negro están en mantenimiento. Se trabajó imaginando un clúster, con una red de tuberías, difícil de llevar a la realidad, donde se alimenta al quemador central apenas el gas de aquellos hornos que en un momento determinado están en la etapa de carbonización, cuando este tiene un poder calorífico aceptable. Algo hay que hacer porque las agencias ambientales no permiten la emisión de estos gases a la atmósfera sin ser quemados, y en una planta de carbonización el aire es simplemente irrespirable.

Con todos los hornos en operación sincronizada, el gas tiene una potencia de alrededor de 66 MW térmicos, y podría ser suministrado a un ciclo Rankine, a una turbina de gas de quema externa, o a un ORC. Se podría alcanzar para el ORC 3.6 MWe, para el ciclo Rankine convencional 13.8 MWe y para la turbina a gas 11.8 MWe de potencia eléctrica.

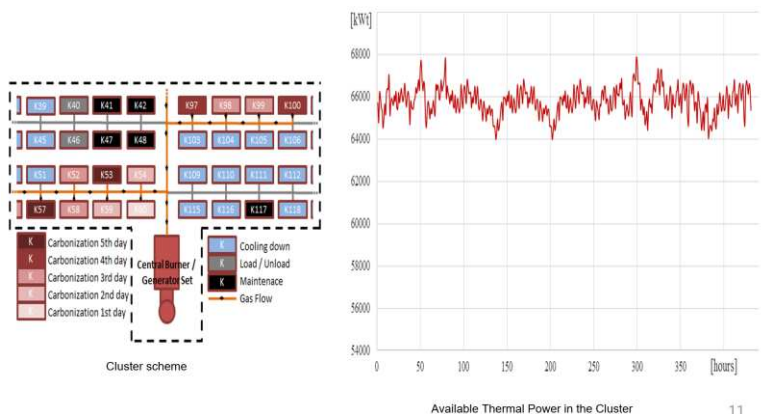


Figura 7.50. Esquema de una planta de carbonización con la implementación de un cluster (red) de hornos (Leme et al., 2018).

Uno de los problemas que se observa es la inestabilidad de la combustión de este gas debido a que su composición es variable, aunque se propone aquí colectar el gas apenas de los hornos que estén en etapas iniciales de carbonización, cuando tiene un poder calorífico aceptable. Estos hornos

son discontinuos, es decir que funcionan por bateladas (batch), y son los que predominan, pues constituyen el 99.9% de los hornos que existen en todas las plantas de producción de carbón vegetal. Además, no fueron diseñados previendo la posibilidad de recuperación de la energía de los gases. En algunos apenas se coloca a la salida del horno un quemador, llamado de afterburner, que generalmente presenta un problema serio de inestabilidad de la combustión.

¿Se podrían utilizar pellets de residuos agrícolas, por ejemplo, residuos de aguacate? Estos hornos son principalmente para obtener carbón vegetal con aplicaciones metalúrgicas y en ellos hay que observar una determinada calidad del carbón. Ellos quieren que el carbón esté en pedazos porque dentro del horno metalúrgico tiene que soportar un peso determinado. Recientemente es que se ha conseguido utilizar los finos de carbón. Los pellets de otros residuos podrían ser utilizados en otras aplicaciones y no para aplicaciones metalúrgicas.

Sería una idea interesante recuperar los gases de carbonización de la madera para el secado de la madera y la generación de electricidad, para satisfacer el consumo de electricidad en las plantas de carbonización. La fuente de energía para alcanzar la temperatura de operación del horno es la combustión de una fracción de la propia madera al inicio de proceso de carbonización. Este proceso se ejecuta de manera muy primitiva, abriendo y cerrando unos orificios que se hacen en la pared del horno, por donde entra aire para la combustión al inicio del proceso. Al cerrar estos orificios, la madera se va pirolizando lentamente. Al final del proceso de carbonización hay que esperar un tiempo para abrir el horno, pues el carbón entra en combustión. En la Figura 54 anterior, los hornos en azul están en etapa de enfriamiento.

3. Tecnologías de gasificación de biomasa

Las tecnologías analizadas hasta ahora se basan en la combustión de la biomasa, la cual se define como una tecnología apropiada pues el hombre está acostumbrado a quemar biomasa hace tiempo. Una cuestión importante es considerar el rango de potencias eléctricas para el cual cada tecnología puede ser aplicada siendo viable económicamente, dada sus características de proyecto y operación. Es común considerar que cualquier tecnología se puede aplicar en cualquier circunstancia, y eso no es así, por lo que se comienza con la definición del potencial teórico. La cantidad de biomasa que se tiene disponible acaba determinando la tecnología que se podría utilizar. Si se tiene una cantidad de biomasa relativamente pequeña, y el cálculo, asumiendo una eficiencia media nos da una potencia de 100 kWe, entonces evidentemente se va cerrando el círculo de tecnologías que es posible utilizar.

La gasificación es extremadamente interesante, pues es la tecnología de mayor eficiencia de generación de electricidad, por lo menos potencialmente, pues en escalas de 2 – 3 MW el sistema gasificador-motor puede llegar a 32 % de eficiencia. Tenemos gasificación a pequeña escala 100 – 300 kWe, y un ejemplo es el sistema gasificador/motor de la empresa Belga Xilowat. Hay sistemas de 2 - 3 MW que ya es una escala interesante, pues evita la utilización del ciclo Rankine convencional y nos quedamos con el gasificador/motor y el ORC como alternativas.

El gas sale del gasificador con impurezas, entre ellas partículas, alquitrán, metales alcalinos etc. y las tecnologías que usarían este gas requerirían en mayor o menor grado de la limpieza del gas (Figura 7.51). Para la síntesis Fischer Tropsch y para la producción de biocombustibles, se requiere

de una limpieza prácticamente completa del gas, porque las impurezas dañan los catalizadores. Ya para motores y turbinas a gas la limpieza del gas es menos rigurosa. Para calderas no se necesita prácticamente ninguna limpieza, se puede gasificar y quemar el gas resultante en una caldera. ¿Y por qué no se quema la biomasa directamente en la caldera? ¿Para qué se va a gasificar para quemar el gas en una caldera a menos que sea una caldera a gas? La biomasa gasificada ahí quizás tendría una cierta lógica.

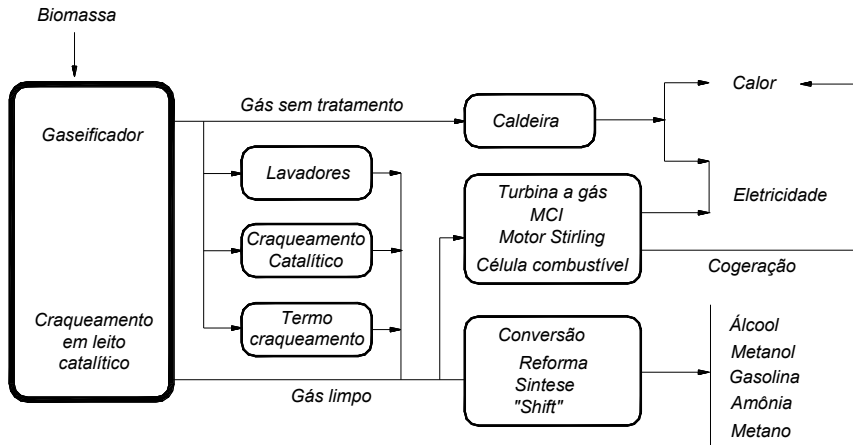


Figura 7.51. Sistema de limpieza de gases para gasificadores.

Entonces necesitamos implementar un sistema de limpieza (Figura 7.52) que incluya lavadores, filtros de mangas, separadores ciclónicos, etc. Un detalle, los alquitranes son solubles en agua, una parte de ellos por lo menos, algunos son cancerígenos y por eso después de lavar el gas, el agua tiene que ser tratada. A la salida del sistema de limpieza el gas no tiene partículas, ni alquitranes, y se puede utilizar en microturbinas, motores de combustión interna, celdas a combustibles, motores Stirling, etc.

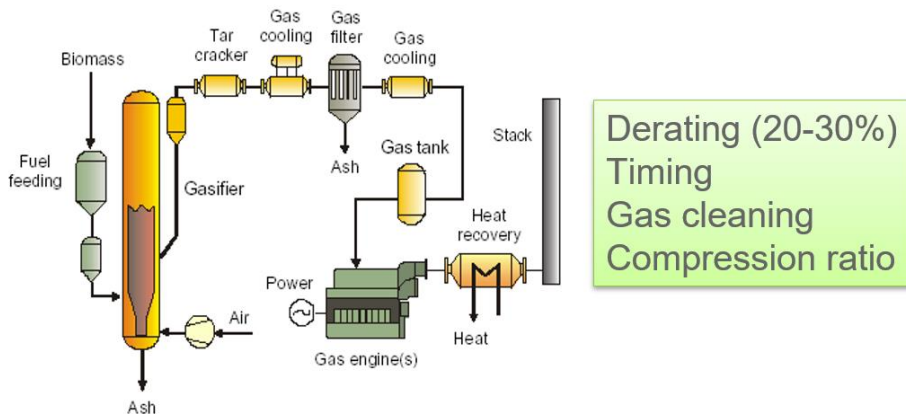


Figura 7.52. Particularidades del uso de gas de gasificación de biomasa en motores.

De vez en cuando hay un boom de gasificación de biomasa. Así, la revista Mechanical Engineering en 2012 le dedicó un número completo a la gasificación. Mr Hipp es un austriaco famoso que vive en campo, y gana su vida con la generación independiente de electricidad con paneles fotovoltaicos y un gasificador de biomasa. Proyectó él mismo su gasificador con algunas válvulas accionadas por taladros. Bastante rudimentario, pero funciona. ¿Cuánto ganaba con la venta de la electricidad? Más de 6000 euros.

La gasificación con motores tiene una serie de problemas, primero una pérdida neta de 20 – 30 % de la potencia del motor. La razón de esto no es el funcionamiento deficiente del motor, sino que el gas mezclado con el aire, cuando entra al pistón ya tiene entre 20 y 30 menos poder calorífico que el gas natural o que la gasolina u otro combustible para el cual el motor fue diseñado. Se hace necesario modificar el timing (ajuste) de la ignición del motor, limpiar el gas, y ajustar la tasa de compresión. Aquí hay diferentes alternativas en rek, se puede utilizar un motor a gasolina, un motor diésel utilizando apenas una fracción de diésel, o un motor diésel adaptado con ignición. Este último es el que mejor funciona, aunque lo mejor es utilizar un motor proyectado inicialmente para operar con gas natural, que tiene un precio relativamente alto.

El artículo de Francois et al. (2013) presenta un modelo detallado de un sistema de gasificación / motor de combustión interna. La gasificación y la pirólisis requieren obligatoriamente del secado de la biomasa hasta 15 – 20 %, razón por la que el modelo incluye un secador de biomasa. De lo contrario los rendimientos serían muy bajos e inviabilizarían el proceso (Figura 7.53).

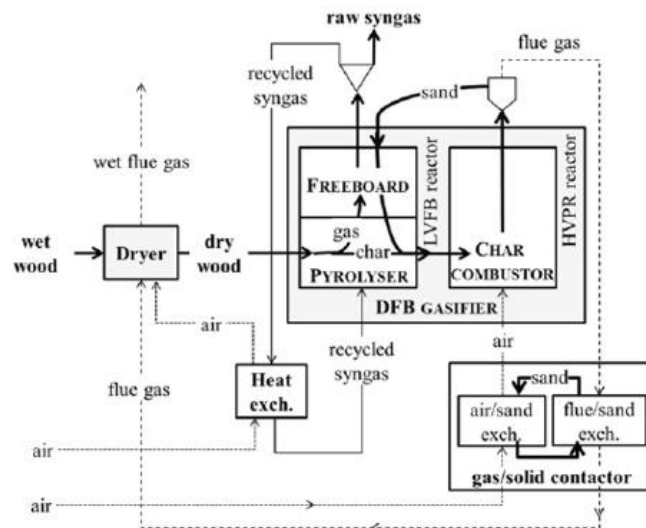


Figura 7.53. Modelación de un sistema gasificador/motor (Francois et al., 2013).

En el artículo también se modeló el sistema de gasificación y posteriormente el sistema de limpieza del gas, observen que está compuesto por un ciclón, reformadores de alquitrán, un filtro de mangas y un Scrubber para el lavado con agua (Figura 7.54). Después de la limpieza se comprime el gas para poderlo inyectar al motor.

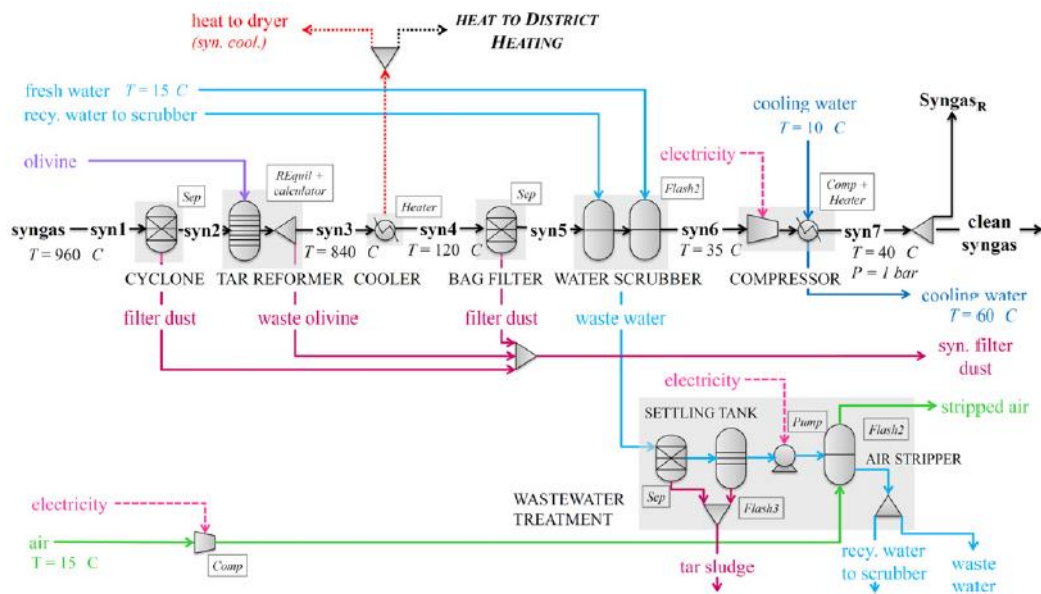


Figura 7.54. Modelo del sistema de limpieza de gases (François et al., 2013).

En esta misma publicación se indican los requerimientos de calidad del gas (Tabla 7.5), y a la salida del gasificador. El gas sale del gasificador a 960 °C y hay que enfriarlo, pues el motor no funciona con gas alta temperatura, ya que la densidad con que entraría el pistón sería muy baja. El gas posee un contenido de partículas sólidas de 4400 mg/kWh y requiere 5; hay de azufre 28.5 mg/kWh y se requiere 20, cloro 9.1 y se requiere 2, además de amoníaco 1060 mg/kWh y 5 respectivamente. También se muestra la composición del gas después del sistema de limpieza. El contenido de impurezas en el gas que sale del gasificador es mucho mayor que lo que exige la mayor parte de los fabricantes de motores, y entonces hay que tener un sistema de limpieza que funcione muy bien.

Tabla 7.5. Requerimientos de limpieza del gas para el motor y composición del gas antes y después del sistema de limpieza (François et al., 2015)

Syngas properties	Units	Syngas quality requirements [49]	Syngas bef. Cleaning Syn1 (Fig. 5)	Syngas aft. Cleaning Syn7 (Fig. 5)
Temperature	°C	10–40	960	40
Relative humidity	%	<80	–	75
LHV	MJ kg ⁻¹	>7	12.5	13.8
Dust, particles	mg kWh ⁻¹	<5	4400	0
S	with oxo-catalyst	<20	28.3	27.6
	without oxo-catalyst	<70		
Cl	with oxo-catalyst	<2	9.1	traces
	without oxo-catalyst	<10		
NH ₃	mg kWh ⁻¹	<5	1060	4
Tar dew point	°C	<35	126	70

Tar dew point is determined from the ECN thersites complete model [82].

El modelo de secador / gasificador, el sistema de limpieza y, el tratamiento de aguas residuales permite calcular la eficiencia de todo el sistema. Con la biomasa entran 34.4 MW térmicos, o sea 3.21

kg/sde biomasa, y salen con la electricidad 10.3 MWe. Es decir que la eficiencia de un sistema gasificador / motor está en el rango de 30-32 %, mucho mayor que la eficiencia de un ORC, que alcanza máximo 25 %, y que el propio ciclo a vapor que generalmente es 30 % (Figura 7.55).

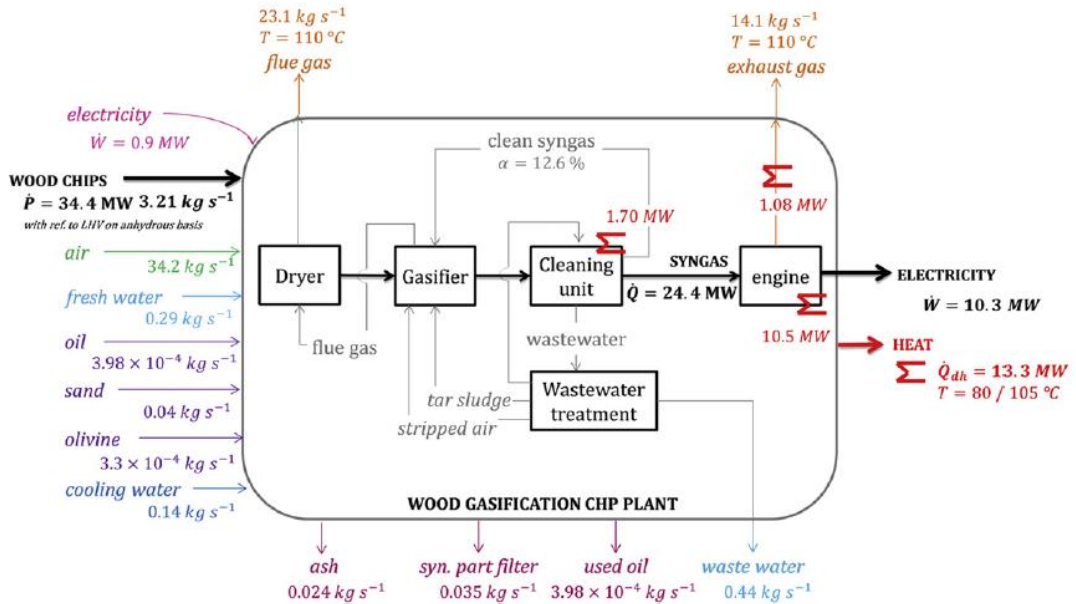


Figura 7.55. Balance de masa y energía del sistema gasificador/motor elaborado a partir de un modelo en ASPEN (François et al., 2015).

El uso de gas pobre producto de la gasificación de biomasa en motores de combustión interna presenta algunos problemas, pues la densidad energética o poder calorífico de la mezcla gas aire que entra al volumen del pistón es menor que cuando se utiliza gas natural. Otro problema es resultado del mayor contenido de hidrógeno en el gas, debido a que su la velocidad de la llama es diferente, y hay que variar el momento de la ignición. Por otro lado, si el radio de compresión fuese muy alto, se podría observar una tendencia al golpeteo.

En la Tabla 7.6 se comparan datos sobre la quema del gas natural, gas pobre y biogás en motores (Lettner et al., 2007). El gas natural tiene 36 MJ/m^3 normal de poder calorífico y la mezcla gas natural aire que entra al motor tiene 3.32 y a cada m^3 hay que adicionarle 10 m^3 de aire para combustión. Ya el biogás tiene un poder calorífico de 23.3 MJ/m^3 y la mezcla que entra al motor tiene 3.23. El gas de gasificación tiene 4.4 MJ/m^3 normal y la mezcla necesita menos aire, contiene oxígeno es la mezcla tiene 2.22 MJ/m^3 . Entonces el biogás comparado con el gas natural nos da un 97% de reducción del poder calorífico de la mezcla que entra al motor. Para la mezcla gas de gasificación y aire, llegamos a 67, y ahí está el 30% de potencia que se pierde. No es que el motor funciona mal simplemente, el poder calorífico de la mezcla gas pobre / aire que entra al volumen de pistón, es 67% comparado con el de gas natural, y por tanto hay un 30 de energía que no entra al motor.

Tabla 7.6. Poder calorífico de la mezcla aire/gas pobre que entra al pistón del motor y la pérdida de potencia correspondiente (Lettner et al., 2007)

	Lower heating value [MJ/m ³]	Mixture heating value [MJ/m ³]	Stoichiometric air requirement [m ³ _{n-air} /m ³ _{n-gas}]
natural gas	~ 36	3.32	9.96
biogas	~23.3	3.23	6.19
wood gas/air gasification	~ 4.4	2.22	0.9
wood gas/steam gasification	~ 10.9	3.10	2.5
biogas / natural gas	65%	97%	
wood gas air gasification / natural gas	12 %	67%	
wood gas steam gasification / natural gas	30%	93%	

La empresa General Electric adquirió la Jenbacher para disponer de la tecnología de motores que utilizan gas de gasificación. Un problema que presentan estos sistemas son emisiones de CO mucho más altas que las emisiones permitidas por las leyes ambientales alemanas y de varios países (Figura 7.56). La concentración de CO está en el rango 2000- 3500 mg/Nm³ y se permite hasta 650. Dado que el combustible es un gas pobre y el motor no está proyectado para él, se observa una quema incompleta y altas emisiones de CO. Hay que instalarle a la salida catalizadores para reducir estas emisiones de monóxido de carbono.

Emissions limits according e.g. "TA Luft"

NO_x ≤ 500 mg/Nm³ ✓

CO ≤ 650 mg/Nm³ ❌

Plant	Engine	Gas		Exhaust gas [mg/Nm ³]	
		H ₂ [%]	CO [%]	NO _x	CO
WUT Wamsler	J 208 GS	9 - 12	20 - 26	50 - 150	2500 - 3500
Boizenburg	J 612 GS	13 - 15	16 - 20	200 - 250	3000 - 3500
Harboore	J 320 GS	18 - 20	20 - 30	200 - 400	2000 - 3500
Güssing	J 620 GS	30 - 45	20 - 30	450 - 500	3000 - 4500

unburned CO- content of pyrolysis gas



43 /
GE Jenbacher / Thomas Eisenbruch
IDGTE Toronto, 12. June 2008

Figura 7.56. Concentraciones de CO y NO_x en los gases de escape de motores operando con gas pobre y biogás.

¿Quiénes son los mayores fabricantes de gasificadores de mundo? Probablemente los hindúes, que siempre han fabricado gasificadores. En los modelos hindúes el gas tiene un poder calorífico de 4.7 MJ/Nm³ y el contenido de alquitrán está en el rango 50 – 80 mg/Nm³. Los chinos también son grandes fabricantes de gasificadores con modelos que tienen un consumo específico entre 3.75 y 4 kg de biomasa/kWh, aunque se ha reportado valores entre 2 y 2.5 kg de biomasa por kWh. Uno de los mayores fabricantes de gasificadores del mundo es la ANKUR, son hindúes (Figura 7.57). Un colega en Cuba instaló un sistema de estos, en un aserradero y le realizaron pruebas de desempeño. Se obtuvo una potencia de 40 KWe para una eficiencia de 14%. Los gasificadores ANKUR funcionan

bien. Una cuestión que limita su comercialización es el uso de un Scrubber para lavar los gases y el problema de la presencia de compuestos cancerígenos en el agua residual.

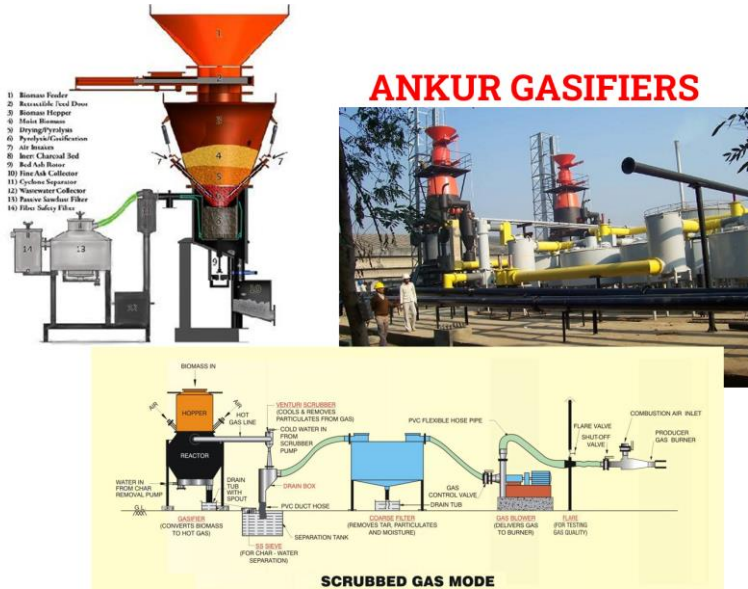


Figura 7.57. Gasificadores ANKUR (<https://www.ankurscientific.com>).

La Figura 7.58 muestra un esquema típico de un sistema gasificador/motor de la ANKUR. Los motores de combustión interna aparecen en verde, el sistema de limpieza en amarillo, y a la izquierda el gasificador. El cuerpo del gasificador tiene forma de cono abierto para reducir la probabilidad de que haya trabamientos de la biomasa, durante su movimiento descendente en el interior del mismo.

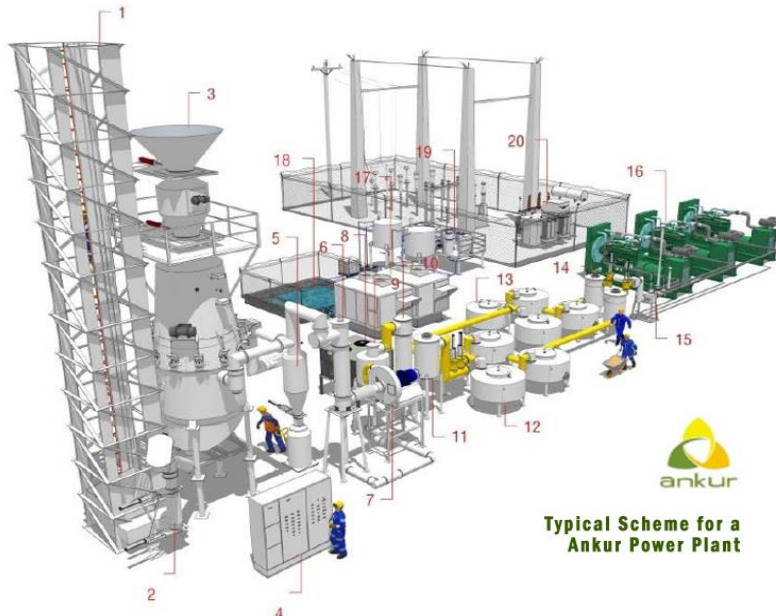


Figura 7.58. Esquema típico de un conjunto gasificador/motor de la ANKUR (<https://www.ankurscientific.com>).

La empresa belga XYLOWATT, produce sistemas gasificador motor con potencia eléctrica entre 350 y 1000 KW, eficiencia eléctrica 25%, poder calorífico del gas 5.2 MJ/ m³, bien dotado de sensores y con un precio alto, pero funcionan. La Figura 7.59 presenta el balance de energía de un gasificador de 200 KWe eléctricos de esta empresa. El consumo de biomasa seca es de 270 kg/h y posee también un sistema de limpieza. Genera 285 kW de energía térmica y 300 eléctricos. Es decir que se necesitan 270 kgs de biomasa seca para producir 300 kWe de potencia.

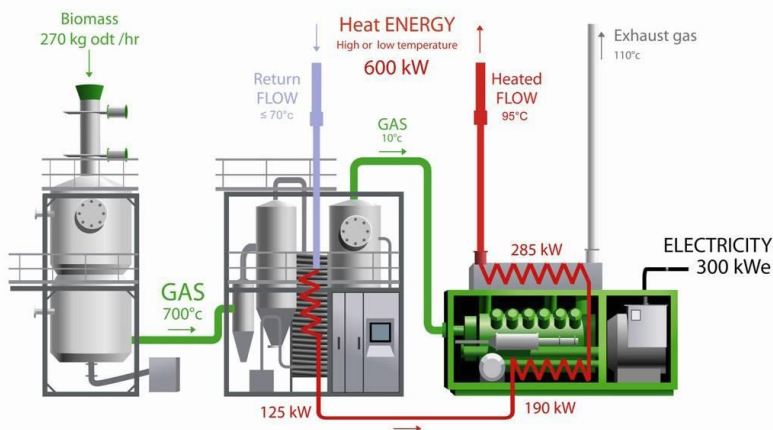


Figura 7.59. Sistema gasificador/motor de la empresa Xylowatt (<https://xylowatt.com>).

Otro fabricante de destaque es la General Electric que se lanzó por el mundo procurando productores de gasificadores para acoplarlos con sus motores. Ya habían comprado la Jenbacher, y contactaron la empresa española EQTEC, que ha desarrollado un gasificador industrial de lecho fluidizado burbujeante. La Figura 7.60 muestra el sistema gasificador/motor de la General Electric, que utiliza gasificadores EQTEC. El sistema de limpieza, de gas, tiene un enfriador, un reactor de craqueo catalítico y varias secciones con lavadores.

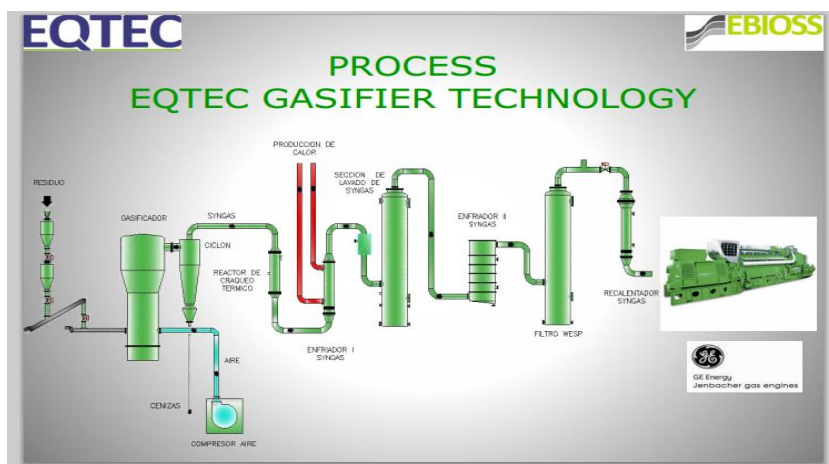


Figura 7.60. Sistema gasificador/motor compuesto por un gasificador EQTEC y un motor de la GE (<https://eqtec.com>)

La GE montó una planta con gasificador/motor de una potencia total de 5 MW en la ciudad de Karlovo en Bulgaria, con una eficiencia eléctrica prevista de 28%, muy superior al 18 – 20% que tendría el ciclo a vapor Rankine ante la misma capacidad. Después de la planta de Karlovo han montado otros sistemas y tienen otros proyectos que aparecen en su página web.

En Austria, está la sede del Centro Europeo de gasificación de biomasa. Una foto y esquema de la planta de Gussing en son mostrados en las Figuras 7.61 y 7.62. Además del gasificador duplo, en esta planta se tiene un sistema de metanación, un sistema de síntesis Fischer–Tropsch, células de óxido sólido, y una planta de producción de hidrógeno por gasificación de biomasa. El sistema de limpieza utiliza lavadores con biodiesel con lo que se consigue retirar la mayor parte de los alquitranes.

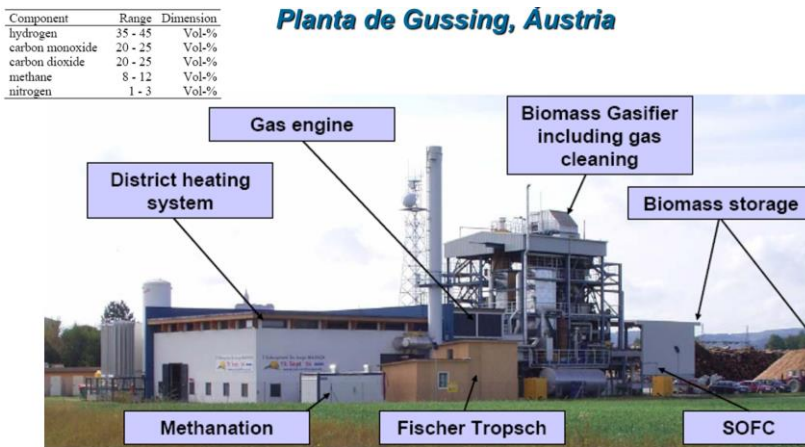


Figura 7.61. Planta de gasificación de Gussing mostrando las plantas piloto que incluye.

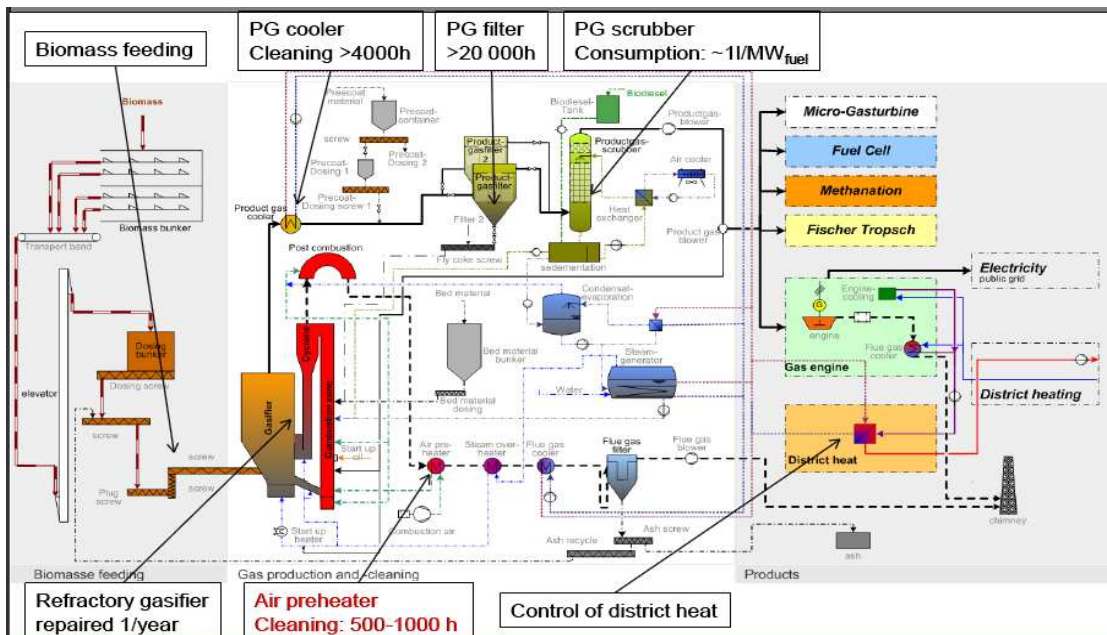


Figura 7.62. Esquema descriptivo de la planta de gasificación de Gussing.

Enerkem es una empresa canadiense. Ellos han decidido aplicar la economía circular y utilizar residuos, mediante la gasificación de biomasa, para producir biometanol. Otra alternativa que da la gasificación es la producción de combustibles líquidos por la síntesis Fischer–Tropsch, ahora con la utilización de reactores compactos producto de la intensificación de procesos. En Europa se pretende utilizar esta tecnología para producir combustibles de aviación a partir de residuos de biomasa y residuos sólidos urbanos.

No se puede dejar de mencionar la limpieza de los gases de gasificación, que es un problema serio. La Figura 7.63 de Skoblia et al. (2005) resume las principales impurezas presentes en el gas: H₂S, partículas, alquitranes, etc., e indica cuál es el método de limpieza más apropiado y su temperatura de aplicación. Así por ejemplo para limpiar el gas de síntesis de alquitranes y H₂S se puede usar dolomita a una temperatura superior a 600 °C, o níquel en un rango de 450 a 950 °C. Se puede evaluar, partiendo de la temperatura del gas, cuál método es el más adecuado para remover una dada impureza.

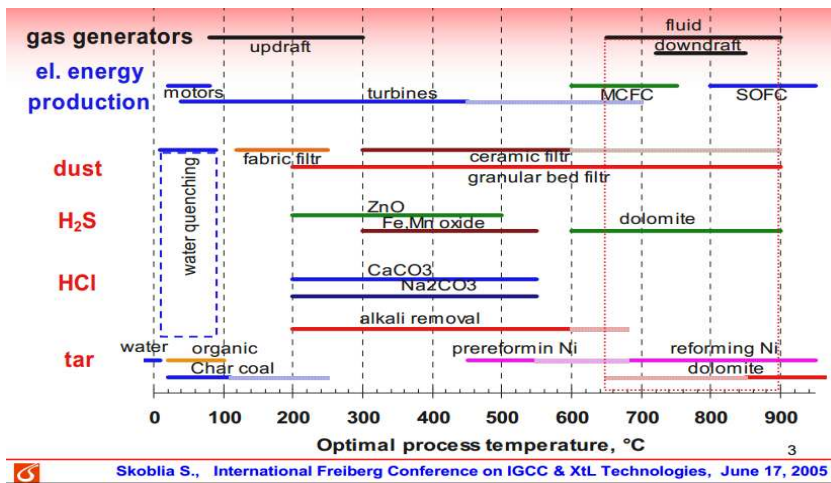


Figura 7.63. Alternativas para la remoción de impurezas del gas de síntesis, por contaminante y para diferentes temperaturas del gas.

Los sistemas de limpieza pueden ser clasificados en sistemas de alta y baja temperaturas (Figura 7.64). Los dos tienen sus ventajas y desventajas, pero la limpieza del gas es un problema complicado todavía sin resolver.

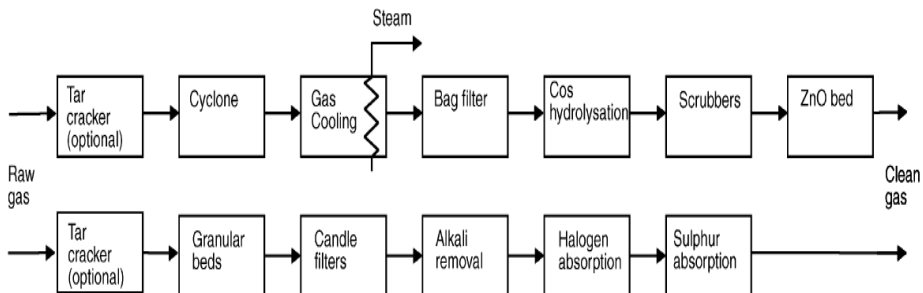
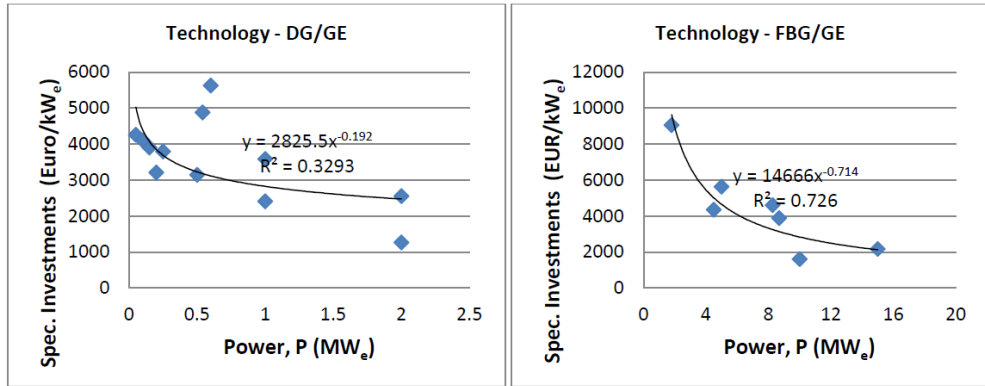


Figura 7.64. Sistemas de alta y baja temperatura para la limpieza del gas (Kamelinck y Faaij, 2002).

En el sistema de baja temperatura el gas es enfriado y se utilizan filtros de mangas y lavadores. En los de altas temperaturas, se utilizan filtros con velas cerámicas y la adsorción en lechos de diferentes materiales.

Algunos datos sobre los costos de los sistemas gasificador/motor se muestran en la Figura 7.65 (Chowdhury, 2014).



8

Figura 7.65. Costos de sistemas gasificador/MCI : DG- downdraft gasifier y FBG – fluidized bed gasifier (Chowdhury, 2014).

4. Sistemas de pretratamiento de la biomasa

La humedad de la biomasa es un factor importante a considerar durante su conversión energética. Durante la combustión se puede quemar biomasa con 50 - 55 % de humedad, quizás hasta 60 %, pero para la pirólisis y gasificación se necesita secar esa biomasa hasta 15-20% de humedad. Esto hace parte del pretratamiento de la biomasa. A una central termoeléctrica a biomasa llegan todo tipo de residuos con diferente humedad y granulometría, que hay que pretratarlos y alimentarlos a la caldera.

Un análisis de cuáles serían las tipologías esquemáticas de los sistemas de pretratamiento de la biomasa para ciclos Rankine se muestra en la Figura 7.66. En este caso no necesariamente hay que secar la biomasa, sería bueno, pero no es absolutamente necesario. Lo que sí hay que hacer es triturar y mantener la granulometría requerida para la operación confiable del sistema de alimentación de la caldera.

Para el ORC los requerimientos de pretratamiento son más o menos los mismos. Ya el gasificador necesita obligatoriamente del secado y trituración de la biomasa hasta una granulometría que depende del tipo reactor y aerodinámica del gasificador.

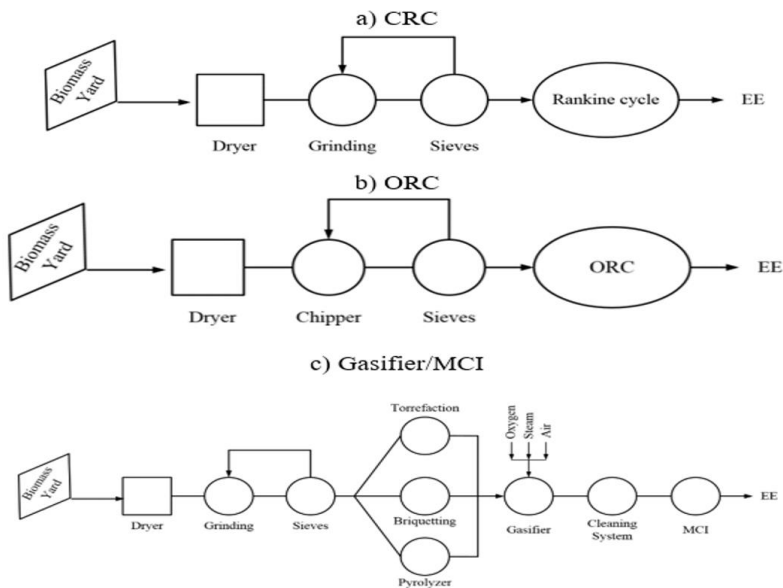


Figura 7.66. Tipologías de los sistemas de pretratamiento de la biomasa.

La Tabla 7.7, incluye los procesos de combustión y gasificación en diferentes tipos de reactores (de lecho fijo, fluidizado, circulante o arrastrado), determinados por el consumo de biomasa en t/ h. Cada una de estas tecnologías tiene su rango de humedad y granulometría de partículas. Hay que definir si la tecnología a utilizar va a ser combustión o gasificación y si la cantidad de biomasa daría para ser utilizada en lecho fijo, burbujeante, circulante o arrastrado, antes de definir cuál es el pretratamiento que requiere la biomasa.

Tabla 7.7. Requerimientos de humedad y granulometría de la biomasa para sistemas de generación por combustión y gasificación.

Technologies and requirements	Combustion				Gasification			
	FB (Fixed-bed)	BFB	CFB	Entrained Flow	FB	BFB	CFB	EF
Dry biomass consumption, ton/h	0.01-9.00	0.96-25.00	3.60-108.00	0.96-6.3	0.01-3.30	0.41-4.16	3.33-25.00	25.00-416.00
Required moisture (%)	< 65	< 65	<60	10	15	<20	5-60	15
Particle size, mm	6-50	50	<50	< 6	6-100	6-50	<20	1
Briquetting	x				x			
Torrefaction								x
Pyrolysis								x

Existen algunas particularidades del secado de la biomasa. En muchas aplicaciones la biomasa es suministrada con un alto contenido de humedad (Tabla 7.8). El bagazo de caña que generalmente tiene valores de 42 – 48 %, que pueden llegar a 52 – 53%, momento en que se comienzan a notar dificultades en la estabilidad de su combustión en la caldera. Los residuos forestales tienen una humedad de 45 – 55 %. Muchas biomásas necesitan ser secadas, ya que hay una dependencia clara

entre contenido de humedad y el poder calorífico, y cuanto mayor sea el poder calorífico, menor será el consumo de biomasa.

Tabla 7.8. Humedad típica de diferentes biomásas.

Feedstock	Moisture Content by Weight (%)
Food wastes:	
Fruits	
Apple pomace ⁽⁵⁾	72
Cherry ⁽²⁾	37.8
Orange peels ⁽²⁾	10.8
Melon shell ⁽²⁾	27.6
Nuts	
Black walnut shell ⁽²⁾	11.6
Peanut Hulls ⁽⁵⁾	9
Peanut Skins ^(5, 6)	8
Vegetables	
Wet potato wastes ⁽⁶⁾	86
Other	
Sugar Cane Bagasse ⁽⁹⁾	42-48
Fish waste ⁽²⁾	76
Fruit & vegetable waste - grocery store ⁽²⁾	88
Forest Products:	
Fuel Chips ⁽⁹⁾	45-55
Pine sawmill waste ⁽¹⁾	11.3
Construction waste ⁽⁴⁾	12-17
Bark ⁽⁹⁾	30-60
Pulp & Paper Mill Sludges ⁽⁶⁾	50-70
Agricultural wastes	
Rice husks ⁽¹⁾	10 (as received); 8.5 (air dried)
Corn cob	43 ⁽²⁾ , 10 ⁽⁶⁾
Soy hulls ⁽²⁾	9
Lactating cow manure	88 (as excreted) 98 to 99.7 (from milk house or parlor)

El secado siempre es beneficioso para la conversión termoquímica, y a veces absolutamente necesario, pero el problema es que el secador necesita una fuente de calor que generalmente son los gases de combustión de la caldera. Sin embargo, como las calderas son cada vez más eficientes, y los gases salen cada vez a menor temperatura, ese potencial ya no existe, hay que buscar otra fuente de calor.

La densificación de la biomasa permite fabricar briquetas y pellets (Figura 7.67).

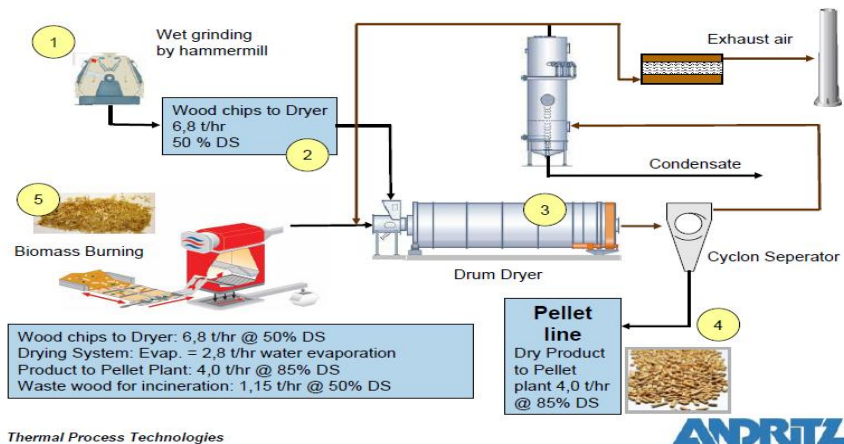


Figura 7.67. Proceso de peletización de biomasa.

No sería atractivo económicamente generar electricidad con pellets porque su costo es altísimo, mejor exportarlo para usos domésticos. Las prensas han reducido mucho su costo, pero observen aquí por ejemplo que, en dependencia de la capacidad de la planta para pellets, briquetas y bripellis (Tabla 7.9) se tendrá el costo estimado del pellet en el rango de 143-159 dólares por tonelada, mucho más caro que la biomasa que debe estar en 20 -40 dólares por tonelada.

Tabla 7.9. Costos de densificación de la biomasa.

Product	Plant Capacity (tons/year)	Capital Costs (\$)	Employees (FTEs)	Estimated Cost Bagged (\$/ton)	Estimated Cost Bulk (\$/ton)	Cost for 100% Cedar (\$/MMBtu Bulk)	Cost for 50/50 Ag-Cedar Blend (\$/MMBtu Bulk)
Pellets	24,000	\$ 5,500,000	15	\$ 159	\$ 135	\$ 8.42	\$ 8.98
Briquettes	25,000	\$ 4,700,000	6	\$ 143	\$ 123	\$ 7.66	\$ 8.17
Bripellis	24,000	\$ 3,000,000	10	\$ 154	\$ 134	\$ 8.36	\$ 8.92

El costo de los pellets depende del tamaño de la planta, lo que se conoce como factor de escala (Figura 7.68). En una planta muy pequeña van a salir muy caros. El costo de la materia prima tiene influencia sobre el costo de los pellets, pero de cualquier manera la peletización inviabiliza algunas aplicaciones, pues el costo de la biomasa peletizada es varias veces superior al costo de la biomasa natural. Como ventajas los pellets tienen menor humedad y son más fácil de usar, pero ya no van a tener un costo de 30 dólares por tonelada como la biomasa “in natura”, si no que va para 50 – 75 USD/t, o más. Así, el costo de los pellets prácticamente más que duplica el costo de la madera como consecuencia de costo de la inversión que hay que hacer y del consumo de energía del proceso.

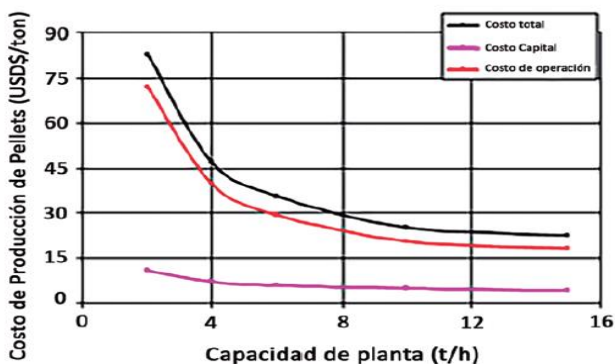


Figura 7.68. Relación entre el costo de los pellets y el tamaño de la planta.

Otro proceso de pretratamiento es la torrefacción, que consiste en el calentamiento de la biomasa hasta 200 y pocos °C, durante el cual no llega a ocurrir pirólisis. En un sistema que necesita una biomasa finamente triturada es mejor hacer un proceso de torrefacción, apenas para fragilizar la biomasa y reducir el consumo de energía en el proceso de trituración. La Figura 7.69 muestra cómo la torrefacción reduce los consumos de energía durante la trituración de la biomasa y los tipos de tecnologías de torrefacción más utilizados.

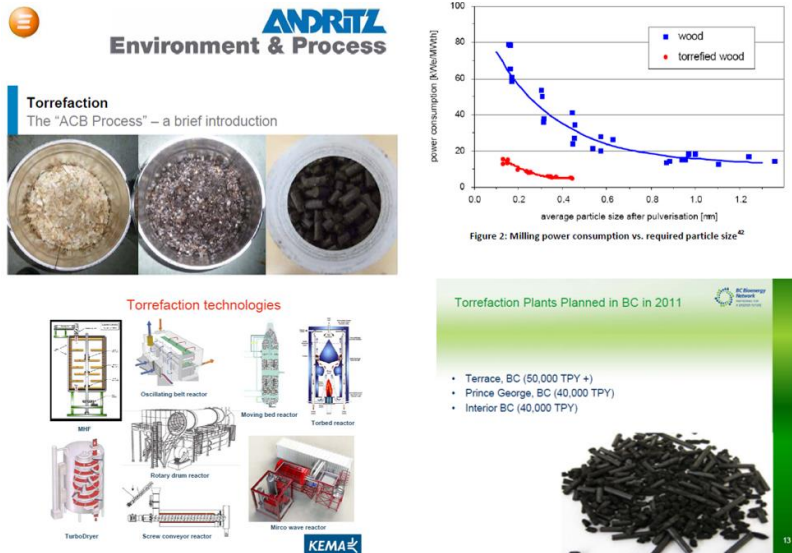


Figura 7.69. Proceso de torrefacción de biomasa.

La biomasa al entrar a la planta debe pasar por un proceso de gestión/pretratamiento. En la Figura 7.70 correspondiente a una central termoelectrica finlandesa, se observa que luego de la llegada de la biomasa en camiones, la misma pasa por una serie de trituradores, sistemas de remoción de metales, etc., y luego es almacenada en silos. Esto porque no puede haber un sistema que alimente directamente la caldera pues se corre el riesgo que la caldera se quede sin combustible. Así, hay que tener silos intermediarios para varias horas y días de funcionamiento de la caldera, y silos pequeños para algunas horas.

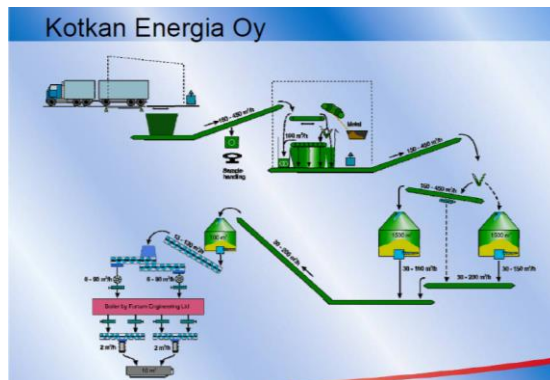


Figura 7.70. Sistema de suministro de biomasa a una central térmica finlandesa.

El costo de adquisición de un secador de 650 t/día es de 5 millones de dólares y ya instalado diez millones. Así, cuando pensamos en un secador no solo es importante seleccionar la fuente de energía para el secado, si no también verificar su costo.

La adecuación granulométrica por trituración es una etapa necesaria durante el pretratamiento. Sin embargo, son pocas las publicaciones que tratan sobre los indicadores de consumo de energía en chipeadores y trituradores de biomasa, y que además dan informaciones sobre sus costos, como

el artículo de Naimi et al. (2006). En él aparece la potencia eléctrica, los costos los números de años de operación y el costo horario. Esta información es algo antigua y habría que actualizar los datos.

5. Madurez de las tecnologías

Recientemente fue publicado un artículo sobre la evaluación del nivel de madurez tecnológica de las tecnologías para generación de electricidad con biomasa (Dovichi et al., 2021). Después de procurar datos en diferentes publicaciones sobre esta cuestión, y encontrar pocos y dispersos, se hizo un cuestionario, y fue enviado a expertos, incluyendo todas las tecnologías existentes, mostradas en la Figura 7.71.

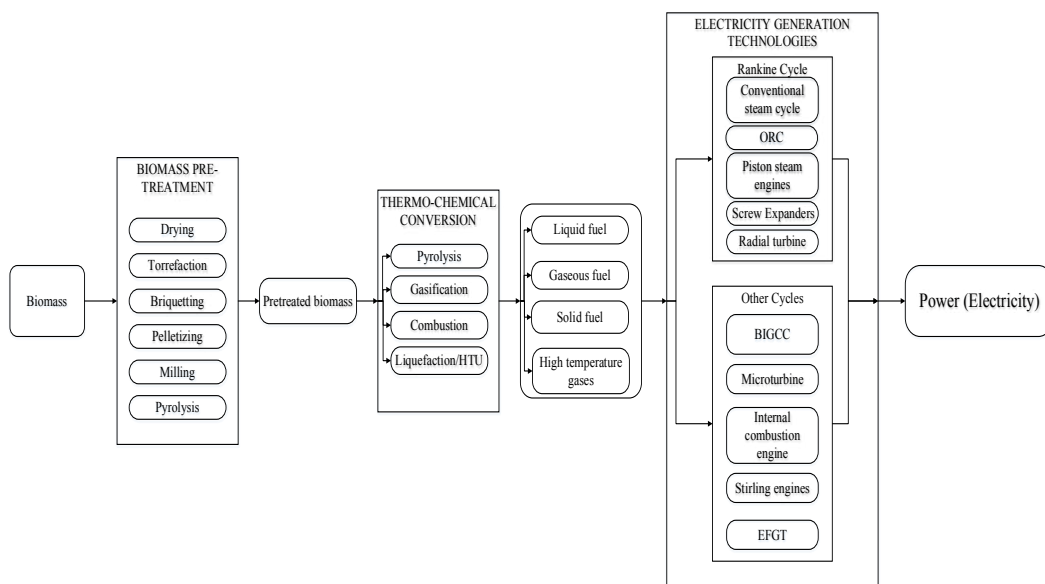


Figura 7.71. Tecnologías para la generación de electricidad con biomasa (Dovichi et al., 2021).

Se les pidió que evaluaran el nivel de madurez (TRL) de las diferentes tecnologías. La metodología utilizada fue originalmente desarrollada por el ministerio de defensa de EE.UU para evaluar el nivel de madurez de tecnologías militares. Un TRL 9 indica que está demostrado que la tecnología puede funcionar en cualquier circunstancia. Para cada una de las tecnologías consideradas, se indica el rango de potencias de aplicación, la eficiencia, la inversión específica y el costo de generación (Tabla 7.10).

En el caso del ciclo Rankine convencional 60% de los encuestados consideran que tiene un TRL 9 y un 30 % un TRL 7. No ocurre lo mismo con el sistema integrado gasificador/ciclo combinado, que muy pocos los consideran maduro. Al sistema ORC un 40% de los encuestados le da un TRL=9, y algo más de un 20 % considera que posee un TRL 7, por lo que se considera ya maduro (Figura 7.72).

Tabla 7.10. Rango de potencias, eficiencias, inversión específica y costos de generación de las tecnologías de generación con biomasa (Dovichi et al., 2021).

Technology	Power capacity (MWe) min/max	Efficiency, (%) min/max	Specific investment cost/ (USD/kWe) (Min-Max)	LCOE (USD/kWh), Mim/Max
Conventional Rankine Cycle – CRC	5- 50	25-36	950-6500	0.06-0.24
Organic Rankine Cycle – ORC	0.001- 3	15-25	6338-12677	0.8-0.22
Steam Piston Engines	0.01- 1.5	15-25	No data	No data
Steam screw expander	0.05- 0.75	6-18	No data	No data
Axial and Radial steam turbine	0.01- 3.5	15- 20	No data	No data
Externally fired gas turbine – EFGT	0.075- 2	14-16	No data	No data
Stirling engines	0.003- 0.075	5-15	No data	No data
Gasifier/internal combustion engine	0.04- 3	14- 30	2460-7100	0.1-0.55
Gasifier/Microturbine	0.03- 0.2	14- 17	No data	No data
BIGCC	5- 50	25- 45	2250-8000	0,11-0,28

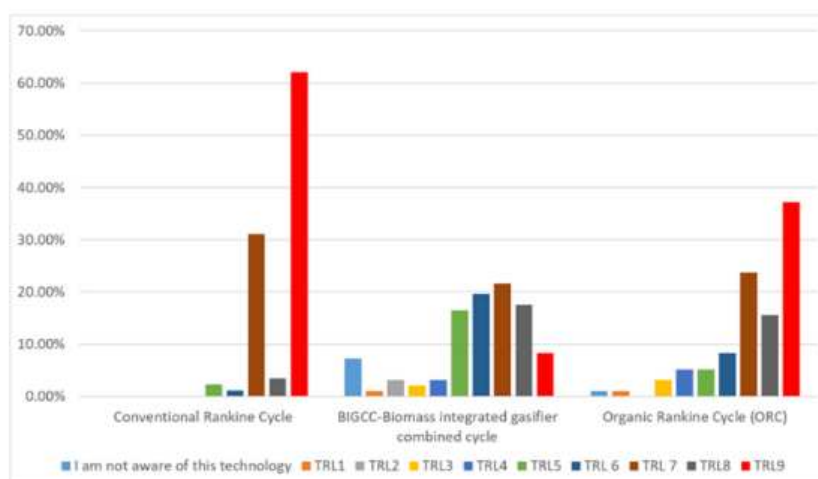


Figura 7.72. Respuestas a los cuestionarios sobre el TRL del Ciclo Rankine Convencional, BIGCC y ORC (Dovichi et al., 2021).

La Figura 7.73 muestra los resultados del estudio para las turbinas de quema externa (EFGT), la que pocos consideran que es una tecnología madura. Lo mismo ocurre con las turbinas radiales. Los motores de pistón se considera que están tecnológicamente maduros, pero comercialmente son muy caros.

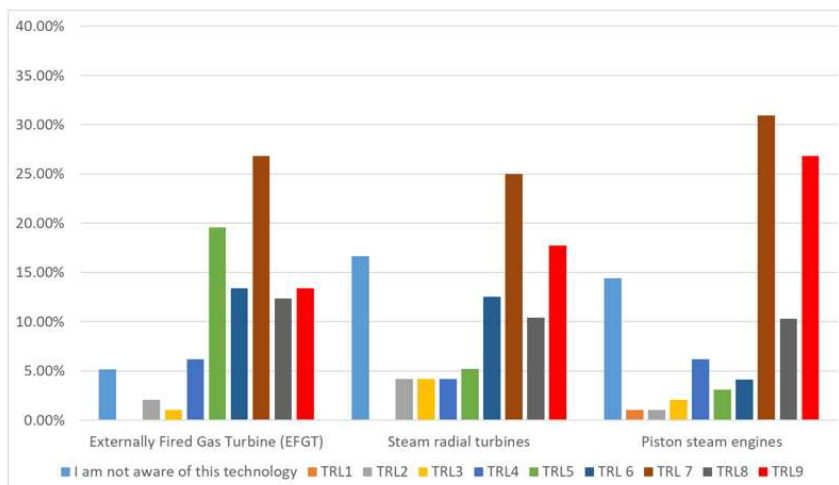


Figura 7.73. Respuestas a los cuestionarios sobre el TRL de EFGT, Turbinas radiales a vapor, y motores a vapor de pistones (Dovich et al., 2021).

Para la gasificación acoplada a motores de combustión interna hay una amplia variedad de valores de TRL (Figura 7.74). Algunos fabricantes tienen modelos muy buenos que ellos mismos evalúan tener un TRL entre 7 y 8, otros les dan un TRL entre 5 y 6. Lo cierto es que algunos prototipos de estas tecnologías sí están maduros. Un informe de la Agencia de Cooperación de Alemania recomienda el siguiente modelo de negocio: no comprar la tecnología gasificador / motor de combustión interna, sino comprar apenas la electricidad generada por el sistema al fabricante para que él solucione los eventuales problemas técnicos que puedan aparecer.

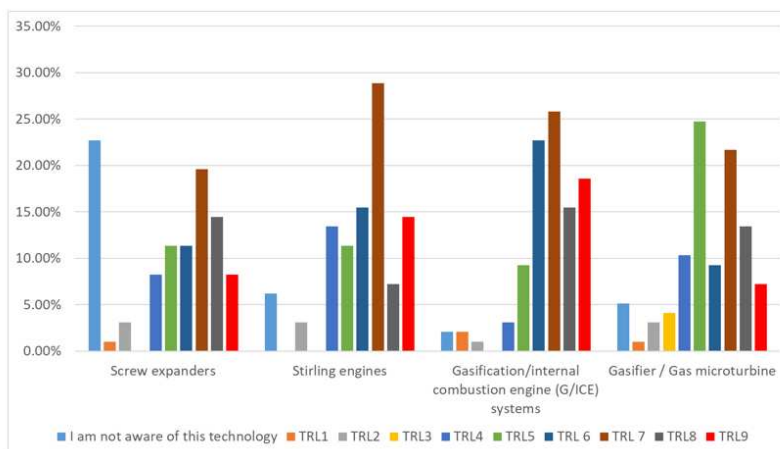


Figura 7.74. Respuestas a los cuestionarios sobre el TRL de expansores de tornillo, Motores Stirling, sistemas G/MCI y gasificador/microturbina (Dovich et al., 2021).

Los datos obtenidos fueron tratados matemáticamente y calculados valores ponderados del TRL: 8.22 para el Rankine convencional, 7.38 para ORC, 7.18 para motores a pistón y 6.84 para los sistemas de gasificación/motores de combustión interna. El método aplicado claro está que tiene cierta subjetividad, atenuada por el hecho de haberse enviado un gran número de cuestionarios. Se debe

tratar siempre que las preguntas sean claras. Un detalle interesante es el porcentaje de los encuestados que desconoce una u otra tecnología; así por ejemplo un 22 % de los encuestados desconoce la tecnología de expansores con tornillos sin fin (Tabla 7.11).

Tabla 7.11. Valores ponderados del TRL (Dovichi et al., 2021).

Technology	Weighted TRL	Maturity Level	Percentage of experts that declared not to be aware of evaluated technology (%)
Conventional Rankine cycle	8.22	High	0.00
BIGCC-Biomass integrated gasifier combined cycle	6.38	Medium to high	7.22
Organic Rankine Cycle (ORC)	7.38	High	1.03
Externally fired gas turbine (EFGT)	6.51	Medium to high	5.15
Steam radial turbines	6.68	Medium to high	16.67
Piston steam engines	7.18	High	14.43
Screw expanders	6.36	Medium to high	22.68
Stirling engines	6.38	Medium to high	6.19
Gasification/internal combustion engine (G/ICE) systems	6.84	Medium to high	2.06
Gasifier / Gas microturbine	5.95	Medium	5.15

Se puede concluir que el ciclo Rankine convencional y el ORC son tecnologías claramente maduras. La tecnología gasificador /motor está bien encaminada y tiene madurez tecnológica con un valor de medio para alto. Ya los motores a pistón poseen una madurez alta, con la desventaja de caracterizarse por capacidades pequeñas, un costo muy alto, y existir poquísimos fabricantes en el mundo. Se observa que las tecnologías que no son maduras tienden a tener costos de generación superiores (Figura 7.75).

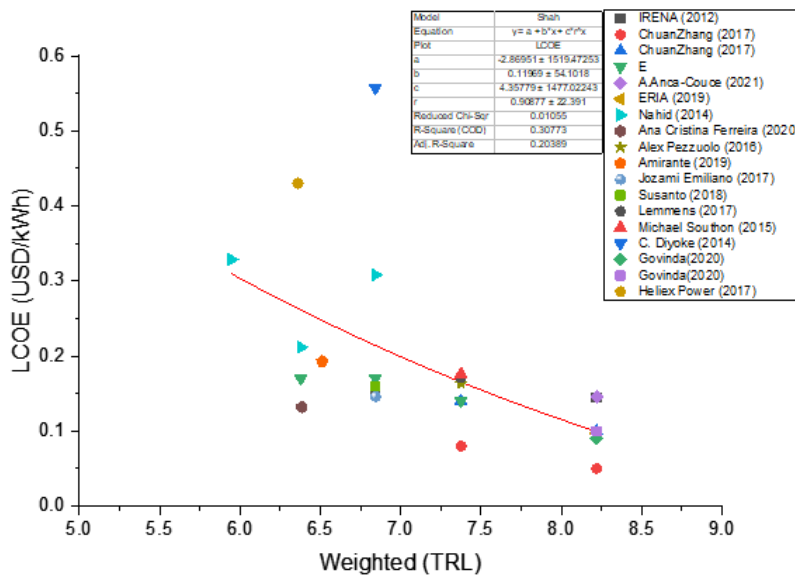


Figura 7.75. Relación entre el LCOE y el valor ponderado del TRL (Dovichi et al., 2021).

6. Selección de las tecnologías de generación y determinación de la potencia y eficiencia.

Para conseguir definir la tecnología a utilizar se construyeron curvas de eficiencia eléctrica vs potencia, en base a datos reportados en la literatura técnica e internet, para los sistemas con ciclo Rankine convencional, ORC y gasificador/motor, y las ajustamos con modelos matemáticos (Figura 7.76). En algunos gráficos los datos presentan una dispersión considerable, principalmente en la zona de menores potencias, pues son instalaciones de laboratorio que no acaban caracterizando bien la eficiencia de sistemas comerciales. Para el caso del CRC fue difícil encontrar la ecuación de ajuste de los datos.

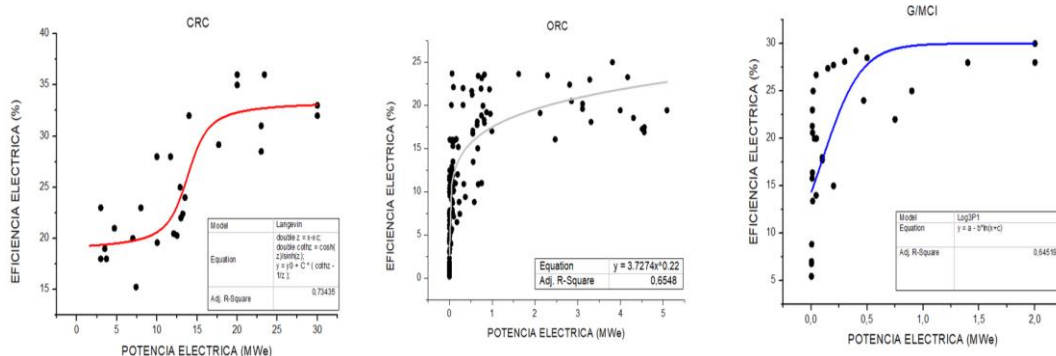


Figura 7.76. Curvas eficiencia eléctrica vs potencia para CRC, ORC y G-MCI.

El modelo llamado de dosis/respuesta aplicado en estudios médicos, ayudó a separar los datos en tres rangos: hasta 10 MWe donde las presiones en CRC son generalmente muy bajas y las eficiencias no llegan a 20%. A partir de 10 MWe comienza a ser interesante la implementación de altas presiones, y podemos llegar a un 30% de eficiencia. Para potencias superiores a 20 MWe cuando ya es común usar el calentamiento regenerativo y el recalentamiento podemos llegar a 30 y poco por ciento. Existen tres plantas de este tipo en Alemania y todas llegan casi a 35% de eficiencia. Es posible colocar estos tres gráficos juntos como mostrado en la Figura 7.77.

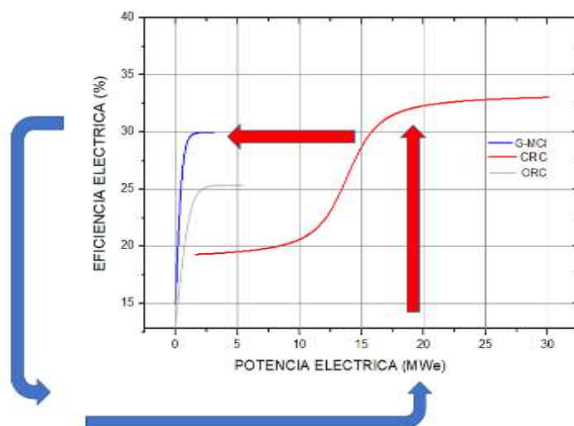


Figura 7.77. Diagrama lógico de la metodología propuesta.

La Figura 7.78 muestra además la lógica del método propuesto, junto a las curvas para el CRC, ORC y gasificador/motor con los respectivos rangos de potencia eléctrica que cubren. El gasificador/motor se muestra atractivo por su alta eficiencia, pero tiene aquellos problemas que mencionamos. Para potencias pequeñas cualquiera de los dos el ORC o gasificador/motor tiene eficiencias superiores al CRC. Cuál es la lógica del cálculo: A partir de una cantidad dada de biomasa, ésta se multiplica por su poder calorífico y por una eficiencia asumida para darle el puntapié inicial al proceso. Esto va a resultar en una potencia eléctrica. Ahí se sigue la flecha en sentido vertical hasta cortar una de las tres curvas (CRC, ORC o G/MCI), se gira 90 grados a la izquierda y se obtiene un valor más real de la eficiencia eléctrica, se repite el proceso con este nuevo valor de eficiencia (se le vuelve a multiplicar por la cantidad disponible de biomasa y su poder calorífico para obtener un nuevo valor de la potencia eléctrica). Luego de algunas interacciones se llega a un valor definitivo de potencia eléctrica y eficiencia que corresponde con la cantidad de biomasa, y además queda definido si la tecnología a utilizar es un CRC, un ORC o gasificador / motor.

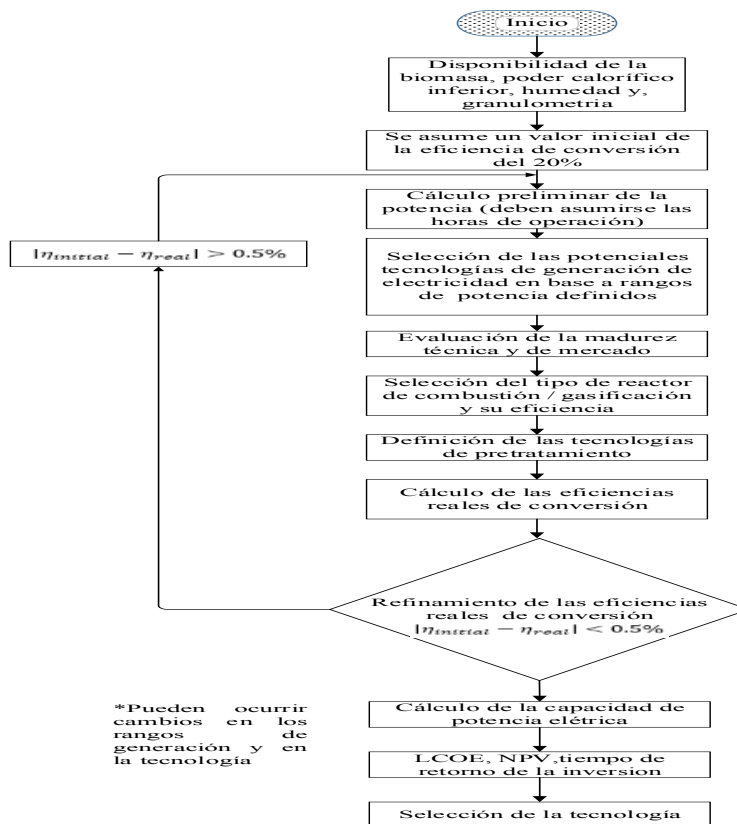


Figura 7.78. Diagrama de flujo de la metodología propuesta para el dimensionamiento inicial de sistemas de generación con biomasa.

A partir de la disponibilidad de biomasa, su poder calorífico inferior, humedad y granulometría, se asume un valor inicial de la eficiencia de la conversión. Luego se hace un cálculo preliminar de la potencia eléctrica, una selección preliminar de la tecnología, se evalúa la madurez técnica y de mercado, el tipo de reactor a usar, la tecnología de pretratamiento, y el cálculo la eficiencia de conversión,

y luego se refina este resultado en aproximaciones sucesivas. Cuando se decide qué tecnología va a asumir, se calcula la capacidad, la potencia eléctrica, el costo de inversión y de operación, y se selecciona la tecnología definitiva a utilizar. El uso de los diagramas eficiencia/potencia para las tres tecnologías maduras diagramas se realiza por separado en un software que se denomina Skylab.

Se propone utilizar estas curvas de eficiencia eléctrica vs potencia para definir cuál es la tecnología, la potencia eléctrica, y la eficiencia que se puede obtener de una determinada cantidad de biomasa disponible. Esta biomasa hay que someterla a un pretratamiento y esto complica un poco las cosas. Para verificar esta metodología se utilizaron algunos datos de centrales a biomasa en el mundo, con datos sobre la potencia eléctrica real que se obtiene a partir de una determinada cantidad de biomasa, y aplicando el software, se observó que en general coincide la potencia real con la calculada.

Se puede concluir que la mayoría de las plantas de generación de electricidad con biomasa utilizan sistemas basados en combustión y gasificación (CR, ORC y gasificador/motor). No existe información confiable sobre los costos de estos sistemas, pues para algunas tecnologías existen pocos fabricantes, y por eso conseguir precios representativos es complicado. Presentamos una metodología que permite a partir de la pila de biomasa, cuál sería la potencia, la eficiencia y cual la tecnología utilizar. Estas eran las preguntas que nos hacíamos al inicio, claro está que cuando vaya a emprender el proyecto definido va a haber que modelar, hacer cálculos, consultar fabricantes, pero ya con la metodología que proponemos se tiene un resultado preliminar sobre que tecnología usar y cuál sería la potencia, eficiencia y tecnología.

Para concluir esta sección se sugiere revisar un artículo de Dikoye et al. (2014), que explica de forma detallada cómo calcular el costo nivelado de generación, para el ejemplo de un sistema gasificador/motor. Asimismo, un documento del banco mundial de Govinda Tisilmina (2020) se titula “Desmistificando los costos de las tecnologías de generación de electricidad”. Esto es importante porque en algún momento se deberá verificar la viabilidad económica de un proyecto y calcular el costo nivelado de generación.

7. Revisión de la sección

Opciones para tratar el agua utilizada para el lavado del gas de gasificación.

La tendencia es realizar un lavado del gas con biodiesel, o con aceites vegetales, los que tienen una gran afinidad con el alquitrán, y luego este fluido junto con los compuestos removidos, se puede usar como combustible en un motor o se puede quemar en el propio gasificador. Si utilizamos agua para el lavado del gas, habría que someter ésta a un tratamiento químico de decantación o tratamiento de oxidación porque los alquitranes son compuestos orgánicos con efecto cancerígeno.

Comentarios sobre el proceso de Fischer–Tropsch

Hay un artículo excelente sobre esta tecnología (Rauch et al., 2013). El proceso FT consiste en lo siguiente: se parte del hidrógeno, monóxido de carbono y metano presentes en el gas de síntesis que sale del gasificador. A partir de ese carbono, ese hidrógeno, y de ese oxígeno, se va a sintetizar, a

fabricar cualquier hidrocarburo. Cuando se sintetiza diésel, por el método FT, no es biodiésel; el biodiésel es una cosa que parece Diesel y el motor funciona, pero no es un hidrocarburo, sino un éster. El Diesel sintetizado por Fischer–Tropsch sí es un hidrocarburo, es idéntico al Diesel fósil con la ventaja de que no contiene azufre, porque la biomasa no tiene azufre. En este proceso hay que regular la relación CO_2 / H_2 , y hay que tener mucho cuidado con la limpieza del gas para que no se envenenen los catalizadores. Si se utilizan gasificadores con antorchas de plasma, que pueden llegar a tener temperaturas de 5000°C , las partículas se funden, y los alquitranes se queman. Es por eso que el gas de un gasificador plasma es extremadamente limpio, y si después se trata en un reactor, FT compacto, se podría finalmente convertir los residuos sólidos urbanos en un combustible. El gasificador plasma no tiene problema con la granulometría, ni con la humedad, pues a 5000°C , cualquier cosa que se coloque, se gasifica. Hoy el combustible líquido obtenido por la ruta Fischer–Tropsch es mucho más caro que un combustible fósil, pero eso irá cambiando con el tiempo. En la medida en que se vuelva realidad la teoría del pico del petróleo, y que se alcance su máxima producción, los precios del mismo serán mayores, y esto hará con que estas tecnologías sean viables. Es el llamado break even point.

La tendencia de exportar los pellets, ¿se limita solo por los altos costos financieros o por limitantes tecnológicas?

Solo por causa de los altos costos. No hay limitantes tecnológicas. El pellet es mucho mejor que la madera pues tiene una granulometría uniforme y baja humedad. Sería una alternativa excelente si no fuera por su costo. El uso de los pellets se justifica apenas para algunas aplicaciones tales como la sustitución del gas natural o leña para la calefacción de residencias, horneado de pan etc. Hay navíos trasatlánticos que transportan pellets, y ha habido que hacer investigaciones detalladas sobre el proceso de auto ignición de este material.

Las tecnologías más recomendables en los sectores rurales fuera de la red

En los sectores rurales las potencias eléctricas necesarias serían menores, y en este caso tendrían bastantes perspectivas los motores a vapor, los motores de tornillo sin fin. La biodigestión también es interesante en este caso. Sin embargo, es preciso aquí considerar la codigestión porque las excretas necesitan de materias lignocelulósicas para mantener una relación adecuada de C/N (carbono / nitrógeno). Hay que insistir en la electrificación rural porque se necesita desarrollar el campo, incluyendo el uso de los residuos agrícolas. Es muy difícil encontrar un lugar donde realmente se esté aprovechando y generando electricidad a partir de residuos agrícolas.

Con respecto a la generación de dioxinas que se emiten en los procesos de combustión, ¿éstas aparecen cuando se gasifica biomasa?

La gasificación es una buena alternativa para pequeñas escalas. Si se hace un análisis de qué hacer con los residuos sólidos urbanos aparecen como opciones la incineración y los rellenos sanitarios, con todos los problemas de fugas de metano que estos últimos presentan. Muchas ciudades de pequeño y mediano porte, requieren tecnologías para tratar los residuos sólidos urbanos. Todo indica que debe hacerse énfasis en el reciclado y en la separación de los orgánicos biodegradables para su

tratamiento en una planta de biogás, con la biodigestión implementada en reactores. Después de esto quedarían los residuos combustibles en una cantidad que no sería suficiente para la incineración, y se podría pensar por ejemplo en gasificadores. En Japón hay más de 70 gasificadores de RSU. La gasificación puede ser interesante para el tratamiento de RSU y la generación de electricidad. Esta tecnología emite menos dioxinas como consecuencia de las menores temperaturas que utiliza y del medio reductor predominante en el reactor.

Referencias

- Centeno-González, F.O., Silva Lora, E.E., Villa Nova, H.F., Ratner, A., Ghamari, M. CFD modeling of combustion of sugarcane bagasse in an industrial boiler *Fuel*, 2017, 193, pp. 31–38.
- Chowdury, N., *Advances and trends in wood biomass gasification*, MSc thesis, Tecnico Lisboa, 2014.
- Díaz Pérez, Á.A., Escobar Palacio, J.C., Venturini, O.J., Silva Lora, E.E., Almazán del Olmo, O.A., Thermodynamic and economic evaluation of reheat and regeneration alternatives in cogeneration systems of the Brazilian sugarcane and alcohol sector. *Energy*, 2018, 152, pp. 247–262
- Diyoke, C. , Idogwu, S. , Ngwaka, U.C. Economic assessment of biomass Gasification for rural electrification in Nigeria, *International Journal of Renewable Energy Technology Research* Vol. 3, No. 1, January 2014, PP: 1 - 17, ISSN: 2325 - 3924 (Online)
- Dovich Filho, F.B., Lora, E.E.S., Palacio, J.C.E., Venturini, O.J., Jaén, R.L., An approach to technology selection in bioelectricity technical potential assessment: A Brazilian case study, *Energy*, 2023, 272, 126995.
- Dovich Filho, F.B., Castillo Santiago, Y., Silva Lora, E.E., Escobar Palacio, J.C., Almazán del Olmo, O.A., Evaluation of the maturity level of biomass electricity generation technologies using the technology readiness level criteria, *Journal of Cleaner Production*, 2021, 295, 126426.
- François, J., Abdelouahed, L., Mauviel, G., Patisson, F., Mirgaux, O., Detailed process modeling of a wood gasification combined heat and power plant. *Biomass and Bioenergy*, 2013, 51, pp.68-82. (10.1016/j.biombioe.2013.01.004). (hal-00858640).
- Leme, M.M.V., Venturini, O.J., Lora, E.E.S., de Moura, D.C., de Moura, L.F., Electricity generation from pyrolysis gas produced in charcoal manufacture: Technical and economic analysis, *Journal of Cleaner Production*, 2018, 194, pp. 219–242.
- Lemmens, S., *The Organic Rankine Cycle: technical characteristics, applications and economics*, Ph. D Thesis, Universiteit Antwerpen, 2017.
- Lettner, F., Timmerer, H., Haselbacher, P., Guideline for safe and eco-friendly biomass gasification, *Intelligent Energy – Europe (IEE)*, Deliverable 8: Biomass gasification – State of the art description, 2007. https://www.build-a-gasifier.com/PDF/Gasification_Guide_D08_State_of_the_Art_Description_V09e.pdf
- Rauch, R., Kiennemann, A., Sauciuc, A., Chapter 12 - Fischer-Tropsch Synthesis to Biofuels (BtL Process). *The Role of Catalysis for the Sustainable Production of Bio-fuels and Bio-chemicals*, 2013, Pages 397-443

Timilsina GR. (2020). Demystifying the Costs of Electricity Generation Technologies. Policy Research Working Paper 9303. Development Economics Development Research Group. World Bank.

<https://openknowledge.worldbank.org/server/api/core/bitstreams/0b41c6a3-3d1c-53e1-8993-24b09b25f46c/content>.



Capítulo VIII, 2023. Pp 320-350. En: *Conversión energética de la biomasa: bases para su aprovechamiento. Guía científico-técnica.* ISBN 978-84-15413-60-8. Red Iberoamericana de Tecnologías de Biomasa y Bioenergía Rural. Ediciones CYTED.



VIII. Análisis de Ciclo de Vida (ACV)

Electo Silva Lora

Núcleo de Excelencia en Generación Termoeléctrica y Distribuida, Instituto de Ingeniería Mecánica, Universidad Federal de Itajubá, Av BPS 1303, CP50, 37500-903, Itajubá-MG, Brasil, electo@unifei.edu.br.

Resumen. Este capítulo describe la estructura y etapas de la realización de un estudio de LCA. Se definen los conceptos la meta, objetivos y unidad de referencia y límites del sistema. Se discuten diferentes aspectos del inventario del ciclo de vida (IACV), del diagrama de flujo de proceso, la calidad de los datos y las incertidumbres. Se presentan los fundamentos del balance de energía y gases de efecto invernadero y de los indicadores de sostenibilidad basados en el IACV. Finalmente se aborda la evaluación de los impactos del ciclo de vida de productos y procesos, las categorías de impacto y sus definiciones; y los ecoindicadores / modelos. El capítulo concluye con diferentes ejemplos de trabajos del NEST / UNIFEI en LCA.

1. Introducción

1.1. Concepto

El concepto de desarrollo sostenible es polémico. Por un lado, es positivo. En general de alguna manera, el desarrollo contribuye a aumentar la expectativa de vida, aunque tiene grandes aspectos negativos, asociados a destruir bosques, pérdida de biodiversidad, plagas y enfermedades, etc. ¿Entonces qué es el desarrollo sostenible? ¿Qué es lo que hay que sostener o mantener? Tenemos que mantener la naturaleza, el soporte de la vida, los servicios de los ecosistemas, los recursos, las cuestiones relacionadas con la cultura y los lugares donde habitamos. Hay que desarrollar a los seres humanos, la expectativa de vida, educación, la economía, pues sin una economía fuerte no hay desarrollo y sociedad. Una definición de lo que es la sostenibilidad y el desarrollo sostenible se puede ver en Kates et al (2005).

La sustentabilidad según Tim Jackson, escritor y economista inglés, “es el arte de vivir bien dentro de los límites ecológicos”, es decir tener un nivel de vida cada vez mejor, pero dentro de ciertos límites de soporte y resiliencia, de nuestro medio ambiente. Las Naciones Unidas establecen 17 Objetivos del Desarrollo Sostenible -ODS- que indican qué es lo que tenemos que hacer para cambiar el cuadro de hoy, de donde es evidente y claro que nuestro desarrollo no es sostenible, evidenciado esto por todos los problemas que tenemos.

El Análisis de Ciclo de Vida (ACV) es una metodología que permite cuantificar y comparar los impactos ambientales del suministro de bienes y servicios para nuestra sociedad. Estos bienes y servicios no aparecen de la nada, todos tienen una vida que comienza por el desarrollo del producto, la extracción de los recursos, la producción, el uso, el consumo y finalmente el destino final. La Figura 8.1 muestra en el tiempo las etapas de la concepción del producto, el crecimiento de la producción, la madurez y la declinación, y a la vez una caricatura que representa el ciclo de vida, desde la concepción del producto (la cuna), la extracción de las materias primas, su fabricación, el uso, destino final, desarte, o sea la tumba.

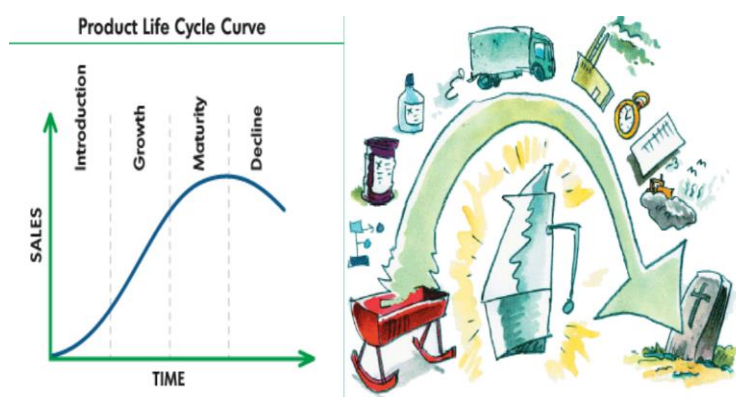


Figura 8.1 Ciclo de vida de un producto de la “cuna” a la “tumba”.

Esto es un paralelismo de nuestro propio ciclo de vida. Desde el vientre de nuestra madre, nuestro crecimiento y desarrollo, hasta nuestra muerte.

Entonces en qué consiste el ACV (Figura 8.2): primero en cuantificar todas las entradas y salidas de energía, de materias primas, de residuos, de emisiones y de productos para intentar definir cuál es el impacto que esto tiene sobre la salud humana los ecosistemas, y sobre el uso de recursos. Existe una variedad enorme de modelos, llamados métodos, para la evaluación de impactos ambientales. Por eso es difícil escoger cuál es el modelo que más se adecua al problema que estamos evaluando.

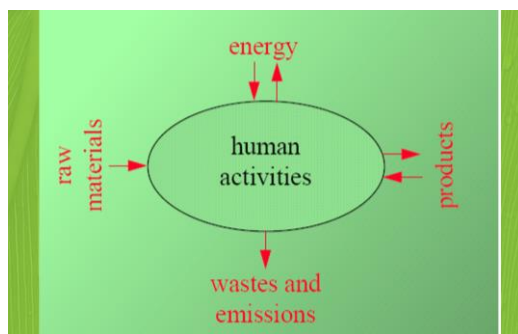


Figura 8.2. Elementos principales (entradas y salidas) de un ciclo de vida.

El ACV podría definirse como una “metodología que permite evaluar los efectos ambientales de un producto, o actividad, de manera holística, analizando el ciclo de vida completo de un producto, proceso, o actividad en particular”. Esta es la definición de la Agencia Ambiental de los Estados Unidos (EPA). Se puede dividir el ciclo de vida en diferentes etapas, pero es típico tener una etapa de extracción de las materias primas, de procesamiento de los materiales, de manufactura o fabricación del producto, de la distribución y almacenamiento de ese producto, de su uso y disposición final. La única recomendación es que sean etapas para las cuales existan datos disponibles y cada una de esas etapas va a consumir materias primas. Cada etapa del ciclo de vida va a tener emisiones al aire, al agua y residuos sólidos.

1.2. Historia

El ACV surgió en el año 63, cuando Harold Smith elaboró uno de los primeros reportes sobre la cuestión, relacionado este con los requerimientos de energía para la producción de intermediarios químicos. En 1969 la Coca-Cola precisó decidir si continuaba usando botellas de vidrio, o de plástico pet, e hizo un estudio de todo el ciclo de vida de estos envases: obtención de la materia prima, producción del envase, transporte, reciclado, etc. Ahí llegaron a la conclusión de que las botellas pet eran más correctas ambientalmente. Ahora hay críticos en ese sentido. La Agencia Ambiental de Estados Unidos en los años 70-75 refinó la metodología de la Coca-Cola y creó lo que llamaron sistema para el análisis del perfil de recursos ambientales. Hay otros dos momentos importantes en la historia del ACV: la SETAC (Society for Environmental Toxicology and Chemistry) hizo un seminario en 1990 donde definió ACV de una manera más rigurosa, y en 1997 aparecen las normas ISO14040 sobre el ACV. La ISO 14041 trata la de definición de objetivo y alcance del inventario; la ISO 14042 de la evaluación de impactos y la ISO 14043 de cómo elaborar las conclusiones las recomendaciones y el informe final.

1.3. Ejemplificaciones de uso y aplicación de ACV

Se tiene como ejemplo el ciclo de vida del etanol (Figura 8.3). Su ciclo de vida incluye la preparación de la tierra, el cultivo de la caña y la producción del etanol. Con el bagazo producimos bioelectricidad que sustituye la electricidad fósil, después tenemos el transporte del etanol y finalmente su uso en los motores de los vehículos. En la etapa agrícola, que corresponde al cultivo y cosecha, el crecimiento de la caña fija CO₂ y genera emisiones debido al uso de combustibles fósiles en los tractores y también indirectamente en pesticidas, fertilizantes, energía eléctrica utilizada en irrigación, etc. El procesamiento de la caña también emite CO₂ debido al proceso de fermentación y la combustión en las calderas. Ya la bioelectricidad sustituye la electricidad fósil por tanto son emisiones evitadas de CO₂ equivalente, y el transporte del etanol, que utiliza diésel en los camiones, y finalmente el uso del etanol en los vehículos, que también emiten CO₂. Todo esto referido a la misma unidad denominada unidad funcional que son 1000 litros de etanol.

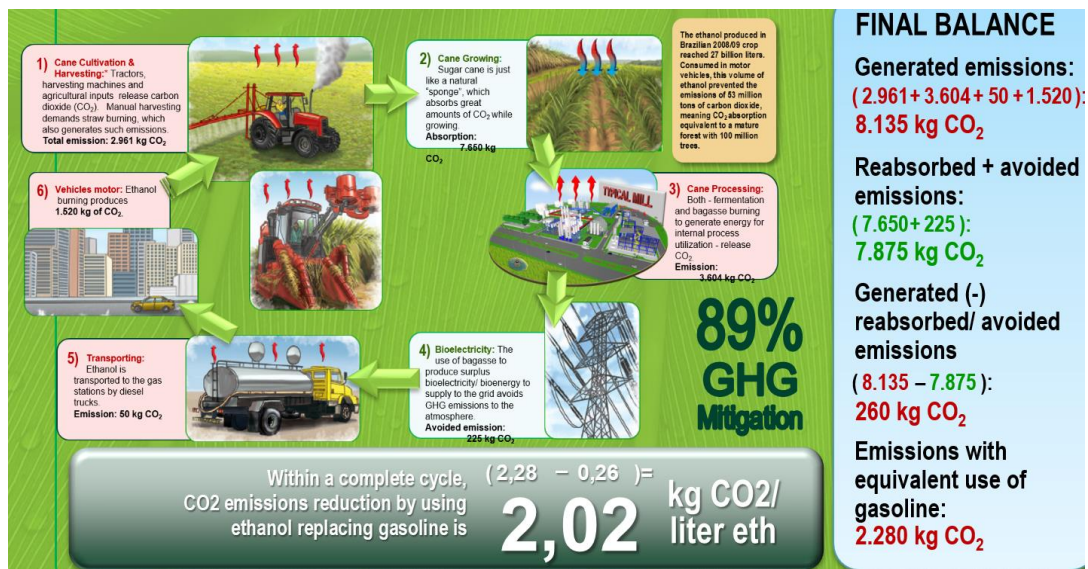


Figura 8.3. Ciclo de vida del etanol y huella de carbono (Oliveiro et al., 2010).

El balance final considera las emisiones de CO₂ generadas en las diferentes etapas: uso de combustibles fósiles en tractores, indirectamente en pesticidas fertilizantes (2961 kgCO₂), el procesamiento de la caña en la central azucarera (3604 kgCO₂), el transporte del etanol (50 k kgCO₂), y el uso en los vehículos (1570 kgCO₂). Tenemos un total de 8135 kg de CO₂ emitidos en el ciclo de vida. Otras etapas absorben y capturan CO₂. La caña cuando crece debido al proceso de fotosíntesis absorbe 7650 kgCO₂; la bioelectricidad que sustituye la electricidad fósil del sistema, a la que corresponden 225 kgCO₂, para un total 7875 kg. El CO₂ generado menos el absorbido implica una emisión neta en el ciclo 260 kgCO₂. ¿Esto es mucho o poco? ¿con qué debe compararse? Se puede comparar con las emisiones del ciclo de vida de la gasolina, pues el etanol sustituye la gasolina en los vehículos, que tiene una emisión equivalente de 2280 kgCO₂. No existe ninguna etapa que absorba CO₂ en el ciclo de vida de la gasolina. Se obtiene 2.28 kgCO₂ por litro de gasolina menos 0.26 por litro, nos da una reducción de emisiones de 2.02 kgCO₂ por litro. Esto permite evaluar cuál es el impacto del uso

del etanol y uno de los impactos es 89% de mitigación de los gases de efecto invernadero. Se pueden considerar otros impactos.

Lo mismo ocurre con otro ejemplo actual, el biojet, o sea el combustible de aviación a partir de la hidrogenación de aceites vegetales. En la Figura 8.4 se muestran las emisiones positivas y negativas en diferentes etapas del ciclo de vida del biojet para diferentes procesos, dependiendo de la forma en que se obtiene el hidrogeno. Descontando de la parte positiva la negativa nos da un valor, indicado por una línea en negro, que es mucho menor que el balance únicamente positivo que tiene el petrojet.

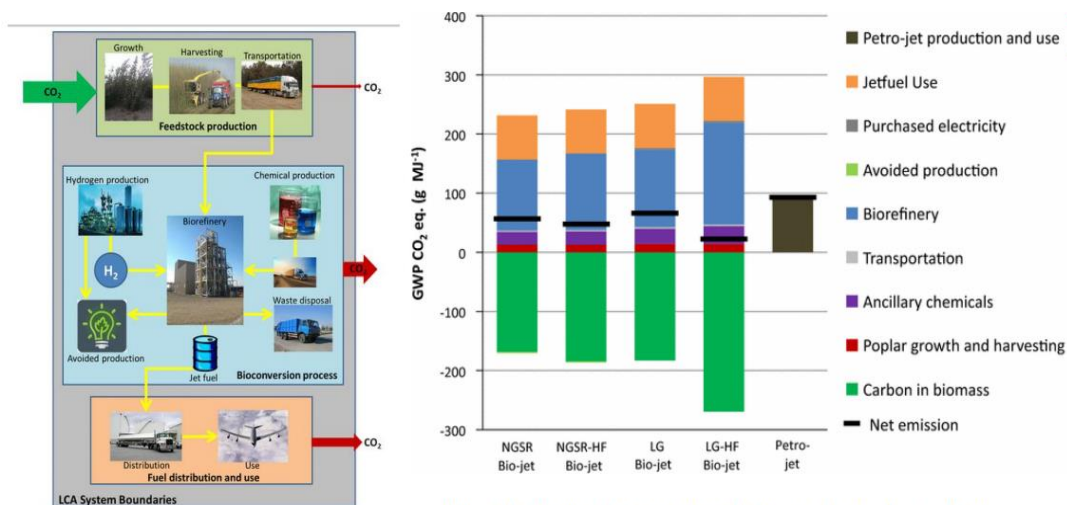


Figure 1: Major elements of a life cycle assessment from production of jet fuel from poplar wood.

<https://biotechnologyforbiofuels.biomedcentral.com/articles/10.1186/s13068-016-0582-2>

Figura 8.4. Huella de carbono del biocombustible de aviación (biojet). (Budsberg et al., 2016)

Los biocombustibles siempre se comparan con el combustible fósil que ellos sustituyen. De todas maneras, el ACV no es una herramienta perfecta, la confiabilidad de los datos y su calidad es cuestionable. Hay unas incertezas considerables. Algunas pueden reducirse otras no, y los programas que ayudan a hacer el ACV últimamente vienen con la posibilidad de aplicar el método de Montecarlo para expresar las incertezas que no se pueden eliminar. Así el resultado se expresa con una variabilidad o una frecuencia de ocurrencia.

La comparación entre diferentes estudios es difícil, las personas adoptan fronteras y unidades de referencia diferentes y no hay un método único aceptado por todos para calcular los impactos ambientales. Los modelos para evaluar los impactos se basan en asumir escenarios y criterios. En este sentido, si se hace un ACV sin ningún raciocinio lógico a la hora de seleccionar las fronteras, la unidad funcional, y el método de evaluación de los impactos ambientales, se pueden obtener resultados contradictorios. Lo que se busca es cuantificar las consecuencias ambientales de los productos y servicios en su ciclo de vida. Esto, desde la extracción de materia prima, pasando por la producción industrial, el uso del producto, y el fin de vida (disposición), o sea desde la cuna a la tumba. Aunque no necesariamente se extiende desde el mismo inicio hasta el final, sino que uno puede adoptar fronteras intermedias dependiendo de lo que se pretenda estudiar.

2. Principales etapas del ACV

Las etapas principales de un ACV (Figura 8.5) son: la definición del objetivo y del alcance, el inventario, la evaluación de impactos y luego su interpretación. Las flechas en la figura van en dos sentidos, y eso nos indica que esto es un proceso de aproximaciones sucesivas. Se puede llegar a la interpretación y concluir que el objetivo y el alcance no parecen correctos, rehacer el inventario, o cambiar el método de evaluación de impactos. Así uno se va aproximando a una solución más o menos definitiva.

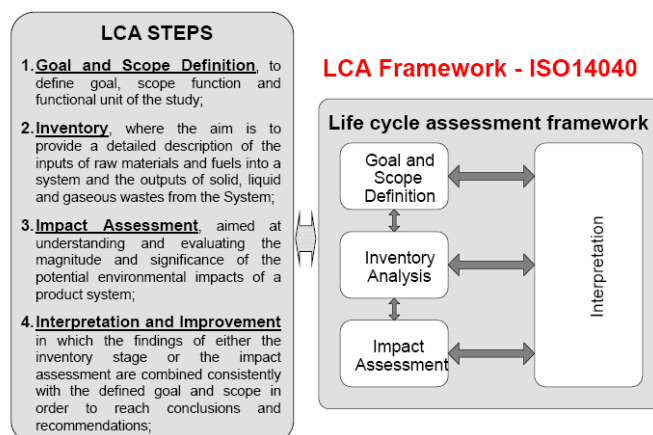


Figura 8.5. Las 4 etapas del ACV.

2.1. Definición de objetivo y alcance

Entonces, la primera etapa consiste en definir el objetivo, el alcance, las fronteras y la unidad funcional. Definir dónde comienza y termina el análisis que se pretende, cuáles son las fronteras, cuál es la unidad que va a constituir la referencia de todos los datos, llamada unidad funcional y también cuáles son las etapas del proceso, dónde comienza y dónde termina. Hay que declarar estos presupuestos y todo esto hay que justificarlo. En muchas ocasiones la evaluación de impactos es difícil de interpretar porque se obtienen resultados conflictivos y es necesario revisar las etapas anteriores. La meta, el público foco y la aplicación pretendida, pueden ser diferentes, pues se puede hacer un estudio para los usuarios del producto, para los fabricantes, para los empresarios o para los políticos. Hay que definir para quién es este estudio, el horizonte temporal: ¿por cuántos años? Por ejemplo, si se hace un estudio para palma africana debemos considerar un horizonte de 25 años.

2.2. Inventario

Va a ser necesario cuantificar todas las emisiones, todos los consumos de materiales y de energía, y esa etapa se denomina inventario. El inventario no es una etapa apenas auxiliar, pues permite ya calcular varios indicadores importantes: el balance de gases de efecto invernadero, el balance de energía y la eficiencia energética del ciclo de vida. Esta etapa de inventario ya nos da la posibilidad de calcular algunos indicadores de sostenibilidad, discutidos y organizados en Mayer et al. (2020). Se debe decidir cómo asignar cargas ambientales a los coproductos (no utilizamos el término subproductos porque es un término peyorativo). Por ejemplo, en una central azucarera se tiene una etapa agrícola común, y al final se tendrán varios coproductos: azúcar, electricidad, tableros, alcohol etc. ¿Cómo

se dividirán las emisiones y los consumos de la etapa agrícola entre esos coproductos? Esto es un problema serio del ACV. Se puede hacer por atribución lógica o menos lógica, o se puede ser de una manera consecuencial. Es complicado hacer una división de una serie de cuestiones de una etapa entre coproductos de otras etapas subsiguientes. En relación con la unidad funcional esta es la unidad que permea todo el estudio, pues todos los datos se refieren a una única unidad que puede ser kWh si fuera electricidad, MJ si fuera un combustible, kilómetros rodados si fueran automóviles o toneladas. Se puede escoger entre varias alternativas, pero siempre en correspondencia con el objetivo que se acaba de declarar.

En relación con la definición de las fronteras (Figura 8.6) lo más común es hacer un análisis de la cuna a la tumba; es decir, desde la extracción de los recursos hasta el descarte de los productos. En algunos estudios no es necesario llegar hasta el final. Por ejemplo, en un análisis de ACV de un biocombustible, no interesa la parte de su uso en el automóvil, y el estudio puede terminar en el proceso productivo. Sería un estudio desde la cuna hasta un portón o puerta. Inclusive se puede estudiar apenas la etapa productiva, pues todo el resto sería igual. Sería un análisis de un portón a otro portón, o sea "gate to gate".

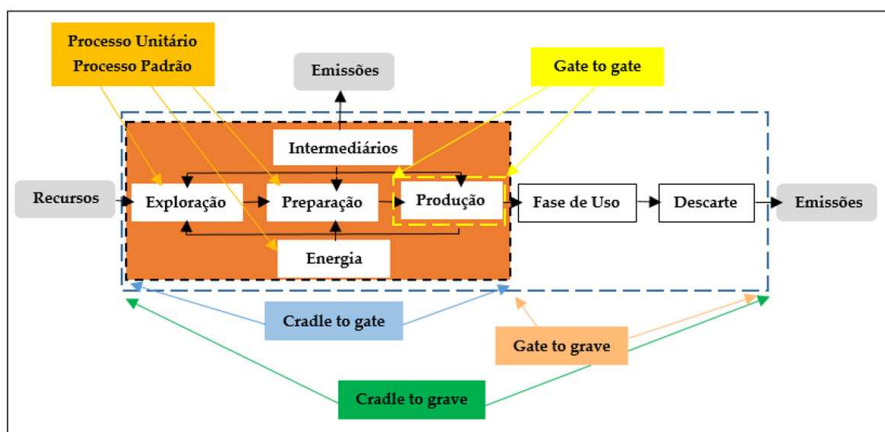


Figura 8.6. Definición de fronteras de un ACV. (Acero et al., 2015)

El ejecutor de cada estudio define sus fronteras, cuidando de no entrar en contradicción con el objetivo y la unidad funcional declarados, o con el método de evaluación de impactos. Es difícil responder a la pregunta: ¿por qué se utilizó ese método de evaluación de impactos, y no otro? Generalmente el único argumento es que en la mayoría de los estudios semejantes ese fue el método utilizado. En realidad, habría que fundamentar por qué, diciendo que el método escogido evalúa de manera más rigurosa los principales impactos ambientales de ese ciclo de vida, por ejemplo.

En la Figura 8.7 se muestra un ejemplo lo que parece ser un proyecto de unos alumnos de ingeniería ambiental. Se trata de una planta de tratamiento de efluentes donde se ven las entradas y las salidas en las diferentes etapas, y este es precisamente el inventario (ICV), lo que entra y lo que sale, en las diferentes etapas.

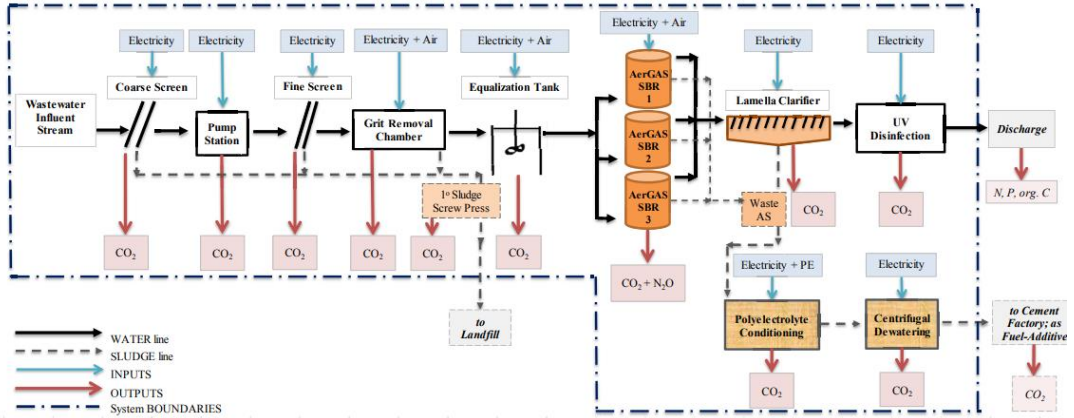


Figura 8.7. Inventario de un ACV de un Sistema de tratamiento de efluentes (Dulekgurgen et al., 2016).

En la Figura 8.8 se indican las etapas para la realización de un inventario, de acuerdo con la Asociación Brasileña de Normas técnicas – ABNT. Hay una serie de programas que nos ayudan a hacer el ACV, el más conocido de todos es el Simapro, también hay un programa gratuito: el OPENLCA.

Los datos colectados hay que validarlos para tener una idea si son confiables o no. ¿Cómo se hace esta validación? Comparando nuestros datos con otros datos, volviendo a indagar con las mismas personas, haciendo la planilla de nuevo, llenando el inventario de nuevo, buscando en el mismo lugar otras personas para verificar si las respuestas difieren.

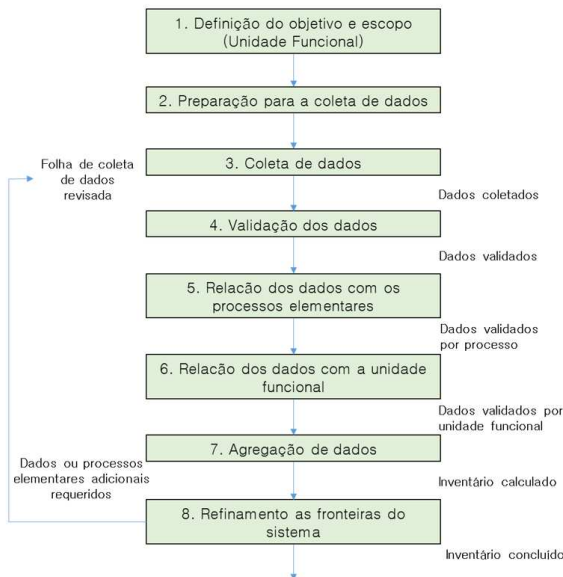


Figura 8.8. Etapas del proceso de elaboración de un ICV según la ABNT (2009).

Y en esta etapa de inventario se puede hacer un balance de GEIs y de emisiones de CO₂ considerando, como vimos en el ciclo de vida del etanol que hay etapas que emiten y etapas que absorben GEIs, todo esto expresado en CO₂ equivalente, ponderadas las emisiones de otros GEIs considerando

el GWP- Global Warming Potential de cada uno. El balance de GEIs es una medida de la diferencia entre las emisiones y cantidades absorbidas de GEIs a lo largo del ciclo de vida del producto o sistema analizado, de acuerdo con la ecuación siguiente (Lee et al., 2013), donde e_i son todas las emisiones de CO₂ generadas en las diferentes etapas del ACV consideradas la frontera del sistema: extracción del cultivo, procesamiento, transporte y distribución, uso, cambio de uso de la tierra, etc. Además, e_0 son todas las reducciones de emisiones de CO₂ del ciclo de vida, como por ejemplo, aquellas provenientes de captura y sustitución de carbono, electricidad en exceso, entre otros.

$$E = \sum e_i - \sum e_0$$

A partir de los datos del inventario es posible calcular una serie de indicadores energéticos, tales como la eficiencia energética del ciclo de vida, la relación de energía fósil, la relación líquida de energía, el balance líquido de energía, y otros (Figura 8.9). Hay una gran cantidad de indicadores que se resumen en Mayer et al. (2020).

Alguns indicadores energéticos propostos em ACVs sobre biocombustíveis são apresentados a seguir:

- *Life Cycle Energy Efficiency* (LCEE) (Eficiência Energética do Ciclo de Vida): é definido por Mata et al. (2013), como a relação entre a produção total de energia 9saída0 e a energia total de entrada.

$$LCEE: \frac{\text{Energía total de saída}}{\text{Energía total de entrada}} \quad (21.5)$$

- *Fossil Energy Ratio* (FER) (Relação de Energia Fóssil): É definido por Mata et al. (2013), como a energia do combustível produzido por unidade de energia fóssil utilizada na sua produção (Mata et al., 2013).

$$FER: \frac{\text{Energía do combustível de saída}}{\text{Energía fóssil de entrada}} \quad (21.6)$$

- *Net Energy Ratio* (NER) (Relação de Energia Líquida): É definido por Fore (2011) como a energia bruta produzida por unidade de energia bruta usada.

$$NER: \frac{\text{Energía bruta de saída}}{\text{Energía bruta de entrada}} \quad (21.7)$$

$$\text{Biofuel NER: } \frac{\text{Energía do biocombustível}}{(\text{EcFc} + \text{ExFx} + \text{EpFp})} \quad (21.8)$$

- *Net Energy Balance* (NEB) (Balanço Energético Líquido): É definido por Fore (2011) como a relação da energia em MJ produzida, pelo biocombustível consumido em MJ.

$$NEB: \frac{(\text{Energía bruta de saída} - \text{Energía bruta de entrada})}{\text{Energía do biocombustível}} \quad (21.9)$$

Figura 8.9. Indicadores energéticos propostos en ACVs sobre biocombustibles.

Es importante diferenciar el ACV alocacional (ALCA) y consecucional (CLCA). Por ejemplo, si se utiliza maíz para fabricar biocombustibles, el precio del maíz en el mercado sube, el precio de la carne de puerco sube y se reduce la cría de puercos, porque hay menos maíz. Aunque se hayan definido las fronteras de un ciclo de vida, éste inevitablemente interactúa con el mercado externo, está inserto en él. Si se analiza la producción de bioetanol, se obtendrá etanol y las vinazas como coproductos, de los cuales se puede elaborar compost (Figura 8.10). Se podría hacer una división por masa y decir que todos los impactos de la parte agrícola se dividen a la mitad, o se puede hacer un análisis energético, o un análisis económico considerando el costo de cada producto. Todo esto sin salir de las

fronteras del ciclo de vida. Si miramos más allá de las fronteras del ciclo de vida: este compost sustituye una cantidad determinada de fertilizantes, y estos fertilizantes utilizan combustibles fósiles en su fabricación, por lo tanto, este compost va a sustituir o evitar las emisiones correspondientes. De esa manera vamos a tener una forma de evaluar esa asignación de impactos por el efecto que tiene el compost de sustituir combustibles utilizados en la fabricación de fertilizantes industriales.

De esta manera, el análisis puede limitarse a las fronteras del ciclo de vida y es un análisis por asignación, o puede salir de las fronteras siendo un análisis consecuencial, ya que se evalúa el co-producto considerando las consecuencias que tiene su salida al mercado. Por ejemplo, el compost va a sustituir una cantidad determinada de fertilizantes, que no sería necesario fabricar, y tendríamos emisiones evitadas de GEIs.

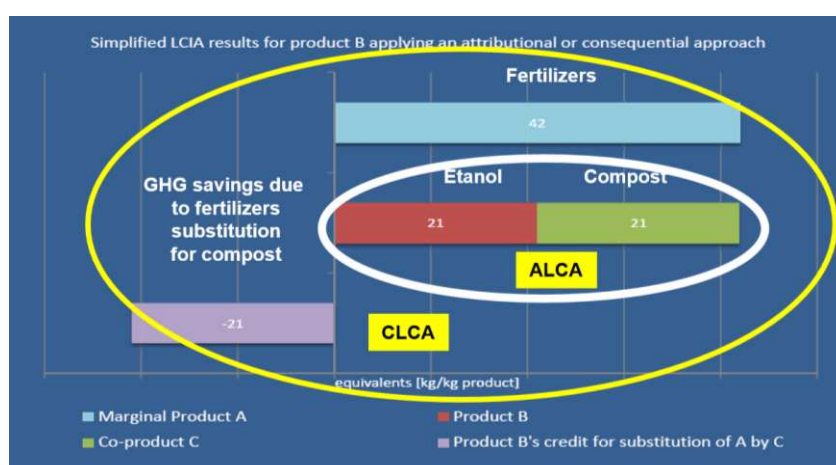


Figura 8.10. ALCA y CLCA en la producción de bioetanol. (Schweinle et al., 2012)

Si se toma el ejemplo de una fábrica de bioetanol, y se considera un producto principal: el etanol y dos coproductos: los residuos de la destilería (la vinaza), y la paja de la caña (Tabla 8.1), podemos hacer una distribución de los impactos de la etapa agrícola atendiendo al contenido energético de estos coproductos: 36% correspondería al etanol, 22% a las vinazas y 42% a la paja. Atendiendo a los precios del mercado tendríamos la siguiente distribución: 70, 18 y 12 %. Estos dos serían análisis dentro de las fronteras, atribucionales, o por asignación. Expandiendo las fronteras del sistema podemos considerar que un kilo de paja sustituye 0,87 kilos de madera y un kg de residuos de destilería utilizados para producir alimentos animales sustituyen 0,34 kilos de harina de soja. Este sería un análisis más allá de las fronteras, o sea un análisis consecuencial.

La dificultad de usar diferentes métodos de asignación está en que los resultados obtenidos son diferentes (Figura 8.11). Si se van a calcular los gramos de CO₂ equivalentes por MJ de etanol dividiendo los impactos ambientales en la etapa agrícola por partes iguales, por el contenido energético, por el precio de mercado o por la sustitución, y lo comparamos con los impactos de la gasolina, se observa que en este paso se tiene una reducción de emisiones de GEIs de 50%, 65%, 82 % y 77 % respectivamente. ¿Cuál de estas formas de abordar el problema es la correcta?

Tabla 8.1. Abordajes de la asignación de coproductos durante el ACV del bioetanol.

Table. Distribution of inputs and outputs on products based on their energy content and market prices

Allocation:	Energy content	Market price
Bioethanol	36 %	70 %
Distiller's waste	22 %	18 %
Straw	42 %	12 %

Table. Substitution approach

Substitution approach:		
1 kg Straw	--->	0,87 kg wood
1 kg Distiller's waste	--->	1,34 kg soya meal

El método de sustitución de productos, o consecuencial, es el más correcto, siempre y cuando se seleccionen de manera fundamentada los productos en el mercado que los coproductos irían a sustituir. Este análisis es complicado, pero parece ser la manera más correcta. Si todos los coproductos son combustibles, el contenido energético puede ser la mejor referencia. El método de asignación por valor económico de los coproductos es muy interesante. Lo cierto es que continúa siendo un problema complicado porque los resultados del cálculo de los impactos son diferentes.

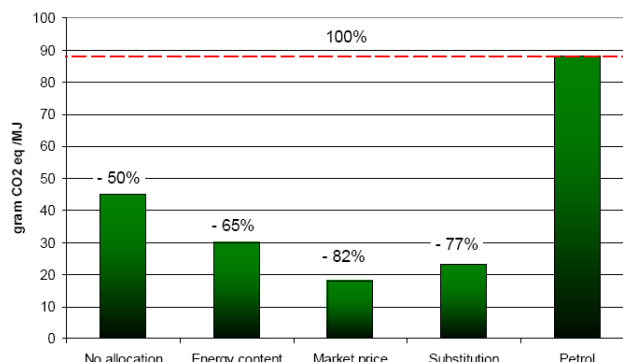


Fig. GHG emission per 1 MJ of bioethanol

Figura 8.11. Influencia del método de asignación sobre los resultados del LCI del bioetanol (Borjesson, 2008).

Un estudio muy interesante es el de una instalación que produce biogás y a partir de él electricidad: cual método de asignación utilizar: ¿un abordaje atribucional, o sea por asignación de pesos, o un abordaje consecuencial? (ver Rehl et al., 2012). Al final de cuentas, una planta de biogás produce electricidad y un residuo que puede ser utilizado como fertilizante. Se puede hacer un análisis de esta planta aislándose del mundo, y distribuyendo toda una serie de impactos comunes, entre esos dos subproductos, o considerar que finalmente si se genera electricidad, se va a sustituir una cierta cantidad, y si se produce fertilizantes, se reducirá el uso de fertilizantes minerales. La unidad funcional es MJ, en este caso tanto los resultados de la demanda de energía primaria, como de las emisiones de

CO₂ en el ciclo de vida de ese MJ de energía son bien diferentes para el abordaje atribucional y consecuencial. Entonces no se trata de un análisis teórico, o de la preferencia por la asignación de valores por criterios económicos, o de masa, o energéticos; o que se prefiera analizar cuáles son los productos del mercado que estos coproductos sustituyen, y evaluar las emisiones atendiendo a esta sustitución. Hay que definir en qué caso es mejor utilizar un método de asignación, y en qué caso un método de sustitución de productos.

2.3. Evaluación de impacto

Una vez concluido el inventario, ya con todos los datos, ahora interesa conocer los impactos ambientales sobre la salud, los recursos y la calidad del ecosistema. Pero dado que ese salto es muy arriesgado, primero se va a ir a una evaluación de impactos midpoints, o sea intermediarios, evaluando diferentes categorías de impacto (Figura 8.12).

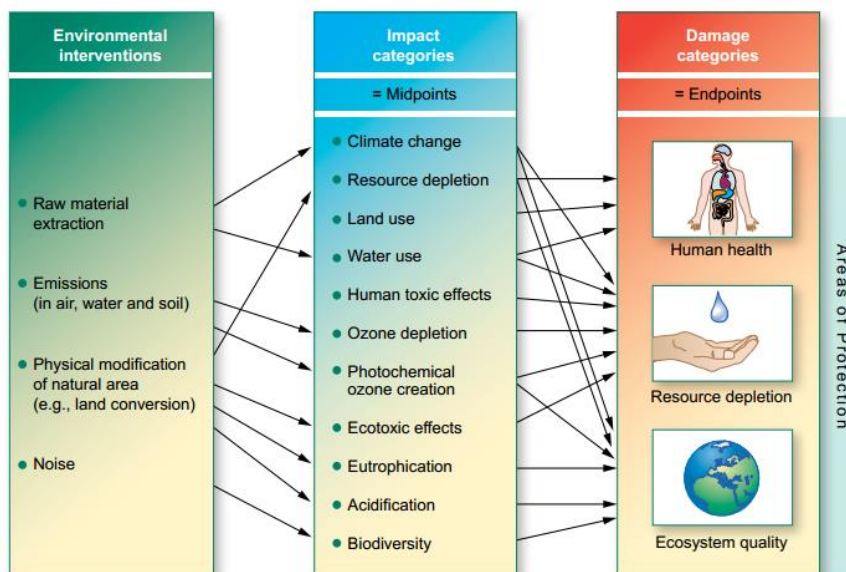


Figura 8.12. Evaluación de impactos midpoint (intermediaria-impactos) y end point (terminal-daños). (Jolliet et al., 2003)

Se procura analizar cómo los datos del inventario influyen sobre categorías ambientales, tales como: cambio climático agotamiento de recursos, uso de la tierra, uso del agua, efectos tóxicos sobre los humanos, agotamiento de la capa de ozono, formación de ozono fotoquímico, efectos tóxicos para los ecosistemas, eutrofización, acidificación, afectaciones de la biodiversidad, etc. Hasta aquí se puede llegar con cierta seguridad, ya que se pueden agrupar los datos del inventario por categorías y calcular un indicador que muestre cuál es el impacto sobre cada una de estas categorías. En algunos casos es más fácil, en otros más complicado, pero llegar a las categorías de daño: impacto sobre la salud humana, el agotamiento de recursos, y la calidad del ecosistema, es extremadamente complicado.

Es por eso que existen diferentes métodos o modelos para hacer esto. El que se muestra en la Figura 8.13 se denomina ReCiPe. En el flujograma se muestra el inventario con todos los datos que se colectaron en las diferentes etapas, agrupadas en categorías de impactos. No todos corresponden exactamente a las mismas categorías. Para cada categoría habrá un indicador que calcular.

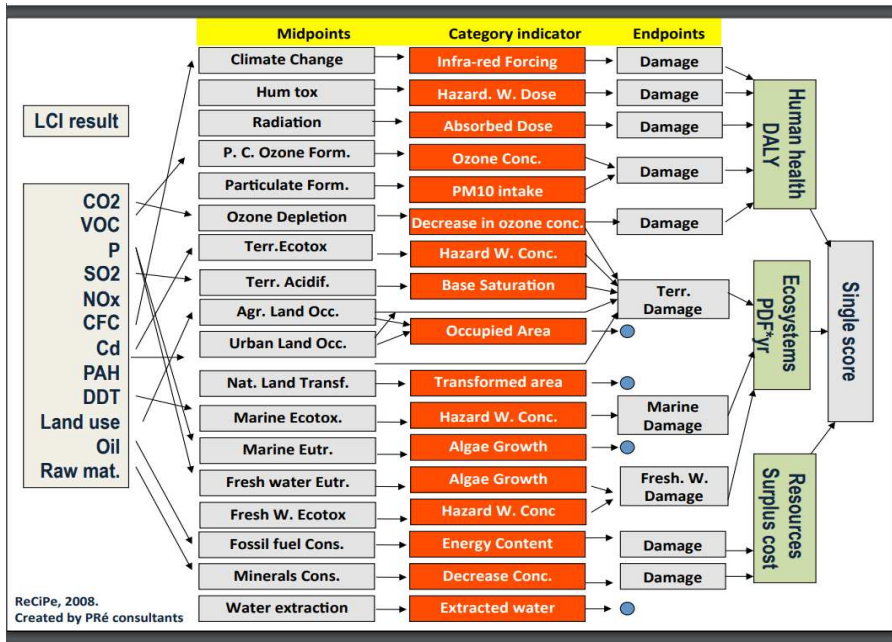


Figura 8.13. Etapas del ACV completo utilizando el método ReCiPe.

¿Cómo influye el cambio climático sobre la toxicidad humana? Lo que se quiere saber es cuál es la afectación de la salud humana en años de vida perdidos o años de vida en que las personas se quedan inválidas. ¿Cuál es el daño sobre los ecosistemas, la probabilidad de la desaparición de diferentes especies? ¿y cuál es el consumo en exceso de recursos, porque estos se están agotando? También se quiere obtener como resultado un número que indique cuál es el valor de los impactos totales de las diferentes alternativas que estamos evaluando, o sea un single score (nota única). Hay algunos métodos que permiten calcular una nota única para evaluar la sostenibilidad o los impactos de esta variante. Pero ha habido que asumir e imaginar tantas cosas por el camino que esta puntuación es altamente subjetiva.

Primero que nada, hay que entender la definición de cada una de estas categorías de impactos, pues se deberá escoger en un determinado momento las que se van a considerar en cada estudio (Tablas 8.2 y 8.3). En el caso de la toxicidad humana, que son los efectos tóxicos de productos químicos en seres humanos, los indicadores de impacto son la incidencia de cáncer, enfermedades respiratorias, otros efectos no cancerígenos, y los principales agentes arsénico, dicromato de sodio, mercurio. La categoría de daño en este caso es la salud humana, sus unidades los kilogramos de 1.4

diclorobenceno equivalente, un producto muy tóxico, que permite ponderar la toxicidad de otros productos.

Tabla 8.2. Descripción de las categorías de impactos (I). Fuente: Acero et al 2015

Categoría de impacto	Definición	Indicador de impacto	Principales agentes	Categoría de dano	Unidade
Toxicidade humana	Efeitos tóxicos de produtos químicos em seres humanos	Câncer, doenças respiratórias, outros efeitos não carcinogênicos.	Arsênico, dicromato de sódio, mercúrio.	Saúde humana	• kg 1,4-DB eq • DALY
Depleção de recursos abióticos	Diminuição da disponibilidade de recursos não biológicos (não renováveis) como resultado de seu uso insustentável	Diminuição de recursos	Iodo, chumbo, prata.	Danos aos recursos naturais e possível colapso do ecossistema	• kg Sb eq • kg de minerais • MJ de combustíveis fósseis • m ³ consumo de água.
Ecotoxicidade	Efeitos tóxicos de produtos químicos em um ecossistema	Perda de biodiversidade e/ou extinção de espécies	Metais pesados	Danos à qualidade do ecossistema e extinção de espécies	• kg 1,4-DB eq • PDF (fração de espécies potencialmente desaparecidas) • PAF (fração de espécies potencialmente afetadas)
Acidificação	Redução do pH devido aos efeitos acidificantes das emissões antrópicas	Aumento da acidez em sistemas de água e solo	NO _x , SO _x	Danos à qualidade dos ecossistemas e diminuição da biodiversidade	kg SO ₂ eq

También se utiliza como indicador el DALY (Disability Adjusted Life Years), o sea el número de años de vida perdidos total o parcialmente.

La ecotoxicidad considera los efectos tóxicos de productos químicos en el ecosistema, la pérdida de la biodiversidad o extinción de especies, los principales agentes son los metales pesados y aquí también tenemos como indicador el 1.4 diclorobenceno equivalente, o la fracción de especies que potencialmente pueden desaparecer o ser afectadas. ¿Cómo evaluar alguno de estos indicadores? hay que analizar esto cuidadosamente. Después hay que normalizarlos para poderlos sumar, caso se quiera llegar a una puntuación única, porque, de cualquier manera, hay que recorrer este camino.

Tabla 8.3. Descripción de las categorías de impactos II.

Eutrofização	Acumulação de nutrientes em sistemas aquáticos	• Aumento das concentrações de nitrogênio e fósforo • Formação de biomassa	N, P, K	Danos à qualidade do ecossistema	• kg PO ₄ ³⁻ eq • kg N eq
Aquecimento Global	Alteração da temperatura global causada por gases de efeito estufa	Mudanças na temperatura global e surgimento de fenômenos climáticos	CO ₂ , N ₂ O, CH ₄	• Diminuição da biodiversidade em geral • Anomalias térmicas • Anormalidade de fenômenos climáticos (por exemplo, ciclones mais poderosos, tempestades torrenciais, etc.)	kg CO ₂ eq
Depleção da camada de ozônio	Diminuição da camada de ozônio estratosférico devido a emissões antropogênicas de substâncias que destroem o ozônio	Aumento da radiação UV-B ultravioleta e número de casos de doenças de pele	Emissões de CFCs	Saúde humana e qualidade do ecossistema	kg CFC-11 eq
Material particulado	Partículas em suspensão extremamente pequenas (inaláveis) originadas de processos antropogênicos como combustão, extração de recursos, etc	Aumento de partículas suspensas no ar em diferentes tamanhos (PM10; PM2,5; PM0,1)	NO ₂ , SO ₄ ²⁻ , metais, partículas de poeira	Saúde humana	Kg de partículas

En la Tabla 8.3 se describen otras categorías de impacto: calentamiento global, agotamiento de la capa de ozono y material particulado. El material particulado, principalmente, aquellas partículas con diámetro menor de 2.5 micrones, se ha descubierto recientemente que pasan al torrente sanguíneo y provocan demencia, Alzheimer y otras enfermedades. Entonces hay que clasificar y agrupar estos datos de inventario en clases atendiendo a los efectos que causan, caracterizarlos es decir calcular un indicador de impacto y normalizarlo. No es posible sumar estos indicadores, pues tienen unidades diferentes y hay que normalizarlos, llevarlos a valores adimensionales, y finalmente ponderarlos (asignarle pesos) porque al final, se debe escoger lo que se considera más importante: la salud humana, el ecosistema o los recursos. O si se le dará el mismo valor a los tres; eso depende del usuario.

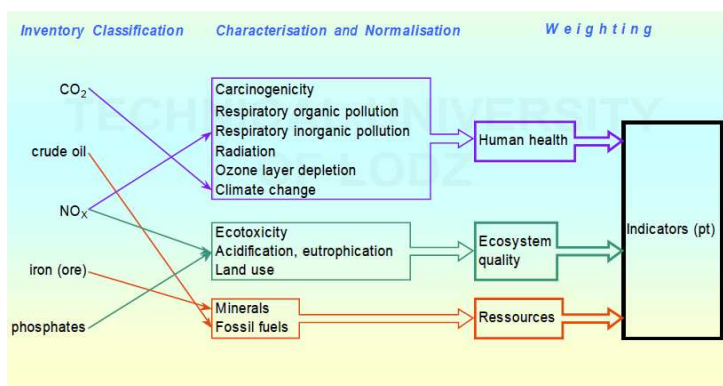


Figura 8.14. Caracterización y ponderación en el método Ecoindicador 99.

La Figura 8.14 muestra, para el ejemplo del método de evaluación de impactos Ecoindicador 99, cómo los datos del inventario se agrupan durante la caracterización en aquellos que afectan la salud humana, los ecosistemas (ecotoxicidad) y el consumo de minerales y combustibles (recursos), su disponibilidad o costo futuros. En la Figura 8.15 se muestra el cuadro completo para el mismo indicador.

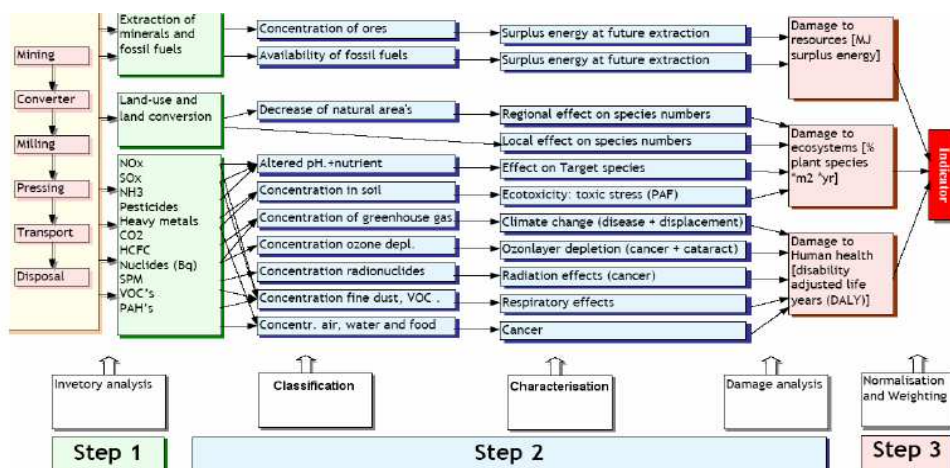


Figura 8.15. Cuadro completo de las etapas y categorías del método Eco-Indicador 99. Fuente:

<http://www.pre.nl/eco-indicator99/default.htm>

La Figura 8.16 muestra un ejemplo de definición de categorías intermedias y finales para dos compuestos existentes en un inventario: los CFC y NOx. Los CFC destruyen el ozono y esto se mide como potencial de agotamiento del ozono, un indicador intermedio. Como indicador final (endpoint), se asume que con menos ozono en la troposfera aumenta la radiación UV, lo que provoca más casos de cáncer de piel, daño a los cultivos y a la vida marítima. El NOx provoca eutrofización que se mide como potencial de eutrofización y provoca, además, acidificación que se mide como el potencial de acidificación. Estos son indicadores intermedios. En las categorías terminales vemos que el uso de fertilizantes (nutrientes) puede causar el crecimiento acelerado de las algas, que puede envenenar el ganado, y la lluvia ácida puede dañar los ecosistemas, los bosques, etc. La Figura 8.17 describe con mayor detalle la evaluación de los impactos intermedios y terminales de los CFC.

Emission	→ Midpoint	→ Endpoint
Example CFC	Destroy ozone, measured in ozone depletion potential	Less ozone allows increased radiation which leads to skin cancer, crop damage, marine life damage etc.
NOx	Eutrophication, measured in eutrophication potential	Excessive use of e.g. fertilizers can cause unnaturally algae blooms in watercourses and seas. E.g. acid rain can cause damage to ecosystem; forests and fish kills in lakes and seas.
	Acidification, measured in acidification potential	

Figura 8.16. Categorías intermedias y finales correspondientes a las emisiones de CFC y NOx.

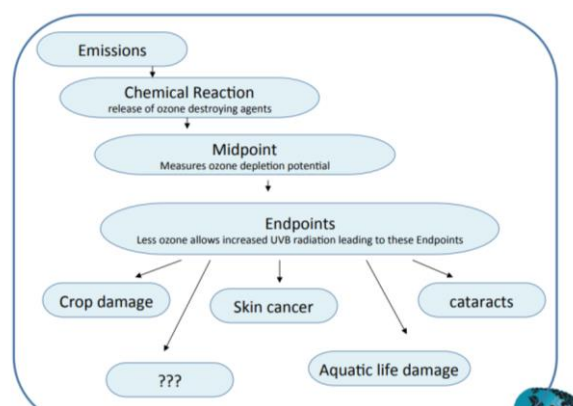


Figura 8.17. Impactos intermedios y finales de los CFC.

Otro ejemplo relacionado con los GEIs se muestra en la Figura 8.18. Los resultados del inventario corresponden a las emisiones de CO₂, CH₄, N₂O, y CFC. Todos estos gases tienen un impacto sobre el aumento de la fuerza radiante y el aumento de la radiación infrarroja que llega a la superficie de la tierra, y ese sería el midpoint la categoría de impacto intermedio. El indicador de esta categoría sería el GWP expresado en kgCO₂ equivalente. Ya cuando aumenta la temperatura ambiente ocurren daños a la salud, a los ecosistemas, a los cultivos etc., que serían los indicadores de las categorías Endpoint. Aquí la incerteza en la determinación del impacto es alta, al contrario de las categorías

midpoint, para la cual es relativamente baja. Es por eso que algunos modelos solamente llegan hasta este punto y no se atreven a ir más para allá, porque el camino es largo, tortuoso y peligroso.

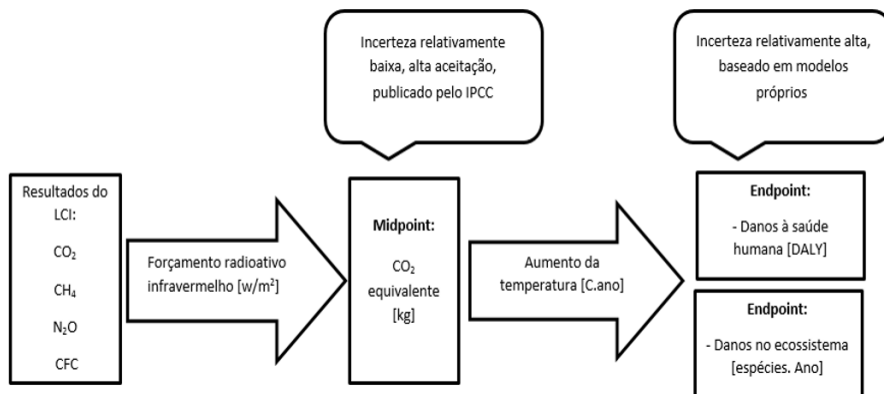


Figura 8.18. Midpoint and Endpoint para la categoría de calentamiento global (Goedkoop et al., 2013).

En relación con la normalización, como ya se ha mencionado, dado que cada una de estas categorías tiene unidades diferentes y se deben llevar todas a una misma unidad, cada categoría se expresa en por ciento del valor total de esa categoría en una determinada región. ¿Cómo se podría sumar DALY, con MJ de combustible, o con la fracción de especies potencialmente desaparecidas? Se muestra una Tabla 8.4 que menciona cuál es el impacto de la categoría de cambio climático en kilos de CO₂ equivalente en Europa y en el mundo; la toxicidad humana en kilogramos de 1.4 dicloro benceno en Europa y en el mundo. Si se divide el valor que se tiene en el ciclo de vida sobre este valor va a eliminar las unidades, y va a tener valores adimensionales muy pequeños, 2.29E-05, 1.49 E-05.

Tabla 8.4. Factores de normalización de diferentes categorías de impactos para Europa y para el mundo.

impact category	unit	EU25+3	world	EU25+3 (% of world)
climate change				
TH = 20 yr	kg CO ₂ eq.	6.57E+12	5.76E+13	11
TH = 100 yr	kg CO ₂ eq.	5.21E+12	4.18E+13	12
TH = 500 yr	kg CO ₂ eq.	4.49E+12	3.36E+13	13
ozone depletion	kg CFC-11 eq.	6.79E+06	2.10E+08	3
acidification				
TH = 20 yr	kg SO ₂ eq.	2.23E+10	3.01E+11	7
TH = 100 yr	kg SO ₂ eq.	2.36E+10	3.18E+11	7
TH = 100 yr	kg SO ₂ eq.	2.49E+10	3.36E+11	7
TH = 500 yr	kg SO ₂ eq.	2.84E+10	3.78E+11	8
freshwater eutrophication	kg P eq. (to freshwater)	3.47E+08	3.77E+09	9
marine eutrophication	kg N eq. (to freshwater)	5.89E+09	5.71E+10	10
respiratory effects				
photochemical oxidant formation	kg NMVOC eq.	2.80E+10	3.51E+11	8
particulate matter formation	kg PM ₁₀ eq.	8.12E+09	9.92E+10	8
human toxicity				
TH = 100 yr	kg 1,4-DCB eq. (to urban air)	1.24E+11	1.20E+12	10
TH = infinite	kg 1,4-DCB eq. (to urban air)	2.27E+12	8.86E+12	26
freshwater ecotoxicity				
TH = 100 yr	kg 1,4-DCB eq. (to freshwater)	5.83E+09	2.94E+10	20
TH = infinite	kg 1,4-DCB eq. (to freshwater)	6.03E+09	3.07E+10	20
marine ecotoxicity				
TH = 100 yr	kg 1,4-DCB eq. (to seawater)	8.98E+09	2.85E+10	32
TH = infinite	kg 1,4-DCB eq. (to seawater)	1.78E+12	6.24E+12	29
terrestrial ecotoxicity				
TH = 100 yr	kg 1,4-DCB eq. (to industrial soil)	4.07E+09	3.72E+10	11
TH = infinite	kg 1,4-DCB eq. (to industrial soil)	6.37E+09	5.09E+10	13
ionising radiation	kBq U-235 eq. (to air)	2.90E+12	7.97E+12	36
agricultural land occupation	m ² ×year	2.10E+12	3.30E+13	6
urban land occupation	m ² ×year	1.89E+11	4.71E+12	4
fossil energy resource depletion	kg Sb eq.	7.23E+11	7.78E+12	9

Las categorías de impacto adimensionales (Tabla 8.5) ya pueden sumarse, restarse, multiplicarse y compararse. Los valores son normalizados utilizando como referencia esa categoría en una determinada región.

Tabla 8.5. Ejemplo de normalización de los resultados de un ACV. (Borjesson (2008))

Impact category	Quantity	Unit	Normalization Factors	Normalized Values
Climate Change (GWP 100)	0.156335657	Kg CO2 equivalent	6.83E+03	2.29E-05
Photo-oxidant formation	0.000119795	Kg ethylene equivalent	8.04	1.49E-05
Acidification Potential	0.000320742	Kg SO2 -equivalent	5.29E+01	6.06E-06
Eutrophication Potential	4.3899E-05	kg PO43- equivalent	2.28E+01	1.93E-06

Después de analizar las categorías de impactos, su caracterización y normalización surgen algunas preguntas. Cómo un dato del inventario, por ejemplo, una emisión de algunos kg/s de óxidos de nitrógeno, influye sobre la salud humana?, Para esto es necesario elaborar modelos estadísticos sobre la relación entre emisiones, concentración de contaminantes y las afectaciones a la salud en diferentes lugares; una cuestión muy complicada. Hay muchos métodos de evaluación de impactos, como muestra la Tabla 8.6.

Tabla 8.6. Métodos de evaluación de impactos y categorías que consideran.

METHODS	Acidification	Blue/ Green Water Use	Climate change	Cumulative Energy Demand	Resource depletion	Ecotoxicity	Eutrophication	Human toxicity	Ionising Radiation	Land use	Odour	Ozone layer depletion	Particulate matter/ Respiratory inorganics	Photochemical oxidation
CML 2001 (baseline)	✓	-	✓	-	✓	✓	✓	✓	-	-	-	✓	-	✓
CML 2001 (non baseline)	✓	-	✓	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	-	✓
eco-indicator 99 (E)	✓	-	✓	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	-	✓	✓	-
eco-indicator 99 (H)	✓	-	✓	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	-	✓	✓	-
eco-indicator 99 (I)	✓	-	✓	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	-	✓	✓	-
Eco-Scarcity 2006	-	-	-	-	✓	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EDIP 2003	✓	-	✓	-	-	✓	✓	✓	-	-	-	✓	-	✓
EPA-default methods	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	-	-	-	✓	✓	✓
ILCD 2011, endpoint	✓	-	✓	-	-	-	✓	✓	✓	✓	-	✓	✓	✓
ILCD 2011, midpoint	✓	-	✓	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	-	✓	✓	✓
ReCiPe Endpoint (E)	✓	-	✓	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	-	✓	✓	✓
ReCiPe Endpoint (H)	✓	-	✓	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	-	✓	✓	✓
ReCiPe Endpoint (I)	✓	-	✓	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	-	✓	✓	✓
ReCiPe Midpoint (E)	✓	-	✓	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	-	✓	✓	✓
ReCiPe Midpoint (H)	✓	-	✓	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	-	✓	✓	✓
ReCiPe Midpoint (I)	✓	-	✓	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	-	✓	✓	✓
TRACI 2.1	✓	-	✓	-	✓	✓	✓	✓	-	-	-	✓	✓	✓
USEtox	-	-	-	-	-	✓	-	✓	-	-	-	-	-	-

Table 1: Availability of impact categories per method. ✓ represents that the impact category is contained in the correspondent method and - that not.

Se observa cómo estos pueden considerar la conversión de los datos del inventario en categorías intermedias y/o finales, considerando diferentes conjuntos de categorías de impacto: acidificación, uso de agua azul y verde, cambios climáticos, demanda acumulativa de energía, agotamiento de recursos, ecotoxicidad, eutrofización etc. Algunos modelos como el CML 2000 y o EDIP solamente llegan a categorías intermedias, otros llegan a categorías terminales, algunos tienen las dos. De cualquier manera, es interesante tener acceso a una descripción detallada de estos métodos de evaluación de impacto. Se recomienda leer Hischer et al (2010). Esta información permite justificar por qué se escogió un método y no otro.

Diferentes métodos de evaluación de impactos consideran la categoría de impacto de la eutrofización, resultante de lanzar nitrógeno y fósforo a los cuerpos de agua. En la Figura 8.19 se muestran las consecuencias de la eutrofización y cuáles de ellas son consideradas por los diferentes métodos: apenas 6. El problema es complejo y no es posible considerar todas sus consecuencias, entonces si se tiene un problema de eutrofización, se analiza cuál de estos métodos de evaluación de impacto permitiría cuantificar mejor los impactos ambientales relacionados.

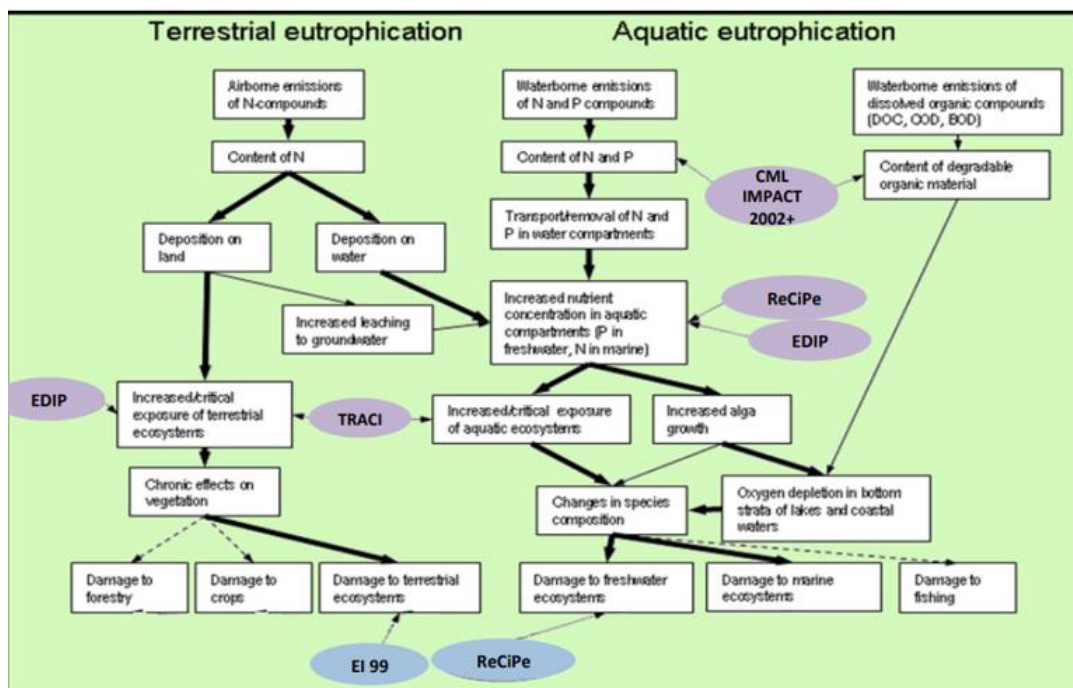


Figura 8.19. Eutrofización: Aspectos evaluados por diferentes métodos (European Commission, 2010)

Todos los métodos de evaluación de impactos tienen sus ventajas y sus desventajas. Por ejemplo, el Impact 2002 la fortaleza es que la ecotoxicidad y la toxicidad humana están muy bien modelados. La debilidad es que no tiene categorías terminales para eutrofización y acidificación acuática. No se trata de escoger un método u otro de manera aleatoria pues cada uno tiene sus virtudes. Así algunos de estos métodos se adecuan mejor al problema que se está analizando y hay que considerar esto.

2.4. Interpretación

En la etapa de interpretación, al final del ACV, es necesario hacer un análisis de consistencia, verificar si los resultados están completos o no, además de un análisis de sensibilidad y de incertezas. Esto permite saber cuáles son los datos del inventario que tienen mayor influencia sobre la evaluación de impactos, y los que deben ser refinados.

3. Ejemplos de estudios de ACV

Se considera como ejemplo un ACV sobre biodiesel obtenido a partir de algas, plantas con dimensiones celulares micrométricas que tienen contenidos enormes de lípidos en su citoplasma. La estrategia sería cultivar algas, cosecharlas, hacer un proceso de *leasing* (ruptura de la pared del citoplasma para derramar los aceites), el proceso de separación de aceite y el proceso de transesterificación. Estas serían las etapas a considerar en un ACV (Figura 8.20).

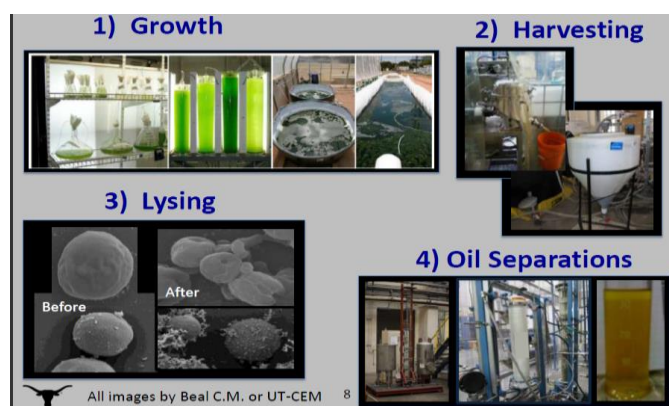


Figura 8.20. Etapas de la obtención de biodiesel de algas.

En todas las etapas del ciclo de vida del biodiesel de aceite de algas se consume energía, nutrientes, O₂, solventes, metanol etc. En muchos casos el balance energía puede llegar a ser negativo, pues se consume más energía de la que las algas producen. Existen diferentes alternativas para el cultivo, para la cosecha, para la extracción de los lípidos, para las conversiones, etc. pero todos estos procesos consumen demasiada energía. Collet et al. (2014) compararon la producción de biodiesel de algas, con otros recursos como palma, la soya, la canola e inclusive con el diésel fósil mediante el método ReCiPe Midpoint (Figura 8.21).

En dicho estudio no se consiguió llegar a un resultado unívoco, claro y fue preciso elaborar la siguiente conclusión de compromiso: el biodiesel de microalgas se caracteriza por impactos significativamente mayores que los otros tipos de biodiesel en algunas categorías, en otras tiene impactos ligeramente mayores y en otros impactos menores. ¿Esta es la respuesta a la pregunta cuál de este biodiésel es mejor? Desde el punto de vista ambiental lo mejor sería definir cuáles son las categorías de impacto que todavía deben ser mejoradas en el caso de las microalgas, para que el biodiesel de esta materia prima pueda compararse con los otros.

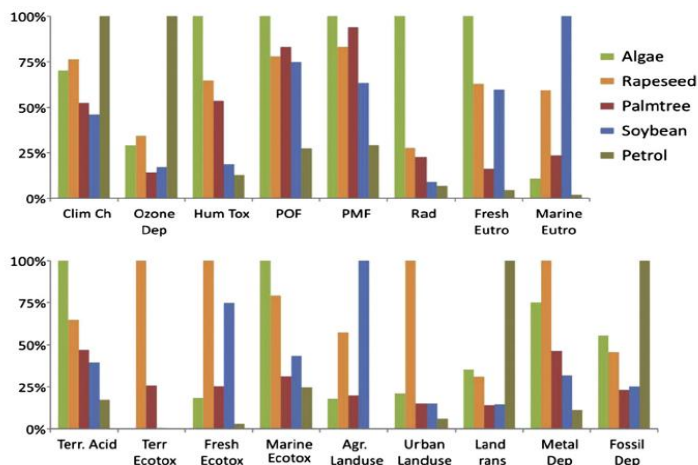


Figura 8.21. Impactos ambientales para la producción y combustión de 1 MJ de combustible de transporte con el método de midpoint de Recipe (Collet et al., 2014).

Otros estudios se enfocaron en el análisis del ciclo de vida de la disposición y tratamiento de la vinaza. Se conoce que por cada litro de etanol producido hay 10 - 13 litros de vinazas. Hay que ver qué se hace con esas vinazas, que tienen un contenido enorme de orgánicos, independientemente del proceso que las genera, y también tienen otros componentes, en gran cantidad, como por ejemplo potasio (Tabla 8.7). No se pueden lanzar a los ríos y lagunas, hay que tratarlas.

Tabla 8.7. Propiedades de la vinaza obtenida a partir de la fabricación de etanol por diferentes materias primas. Rocha et al (2010).

Parameter	Unit	Molasses	Compound	Broth
pH	-	4.40	4.10	3.70
COD	kg O ₂ /m ³	65,000	45,000	24,000
Total Solids	kg/m ³	81,500	52,700	23,700
Volatile Suspended Solids	kg/m ³	60,000	40,000	20,000
Fixed Solids	kg/m ³	21,500	12,700	3,700
Nitrogen	kg N/m ³	0.77	0.46	0.28
Phosphorus	kg P ₂ O ₅ /m ³	0.19	0.24	0.20
Potassium	kg K ₂ O/m ³	6.00	3.06	1.47
Calcium	kg CaO/m ³	2.45	1.18	0.46
Magnesium	kg MgO/m ³	1.04	0.53	0.29
Sulfate	kg SO ₄ /m ³	3.73	2.67	1.32
Organic substance	kg/m ³	52.04	32.63	23.44
Iron	ppm Fe	80.00	78.00	69.00
Copper	ppm Cu	5.00	21.00	7.00
Zinc	ppm Zn	3.00	19.00	2.00
Manganese	ppm Mn	8.00	6.00	7.00
Carbon	kg C/m ³	17,050	10,400	9,550
Relation C/N	-	16.14	16.42	20.39

Existen cuatro maneras principales de tratar o disponer finalmente las vinazas y el análisis de ciclo de vida puede dar una respuesta sobre cuál resulta más conveniente: fertirrigación con vinazas (FCDCC); digestión anaerobia y la generación de biogás (ABDCC); combustión para generar electricidad (SCCBA); concentración hasta 40% y su uso como fertilizante (SCD TT) (Rocha et al., 2010).

La alternativa FCDCC, la fertirrigación con vinazas, requiere observar una serie de normas que regulan cuál es la cantidad de vinaza que se puede aplicar por hectárea y eso depende de la composición y del tipo de suelos. La segunda alternativa es la digestión anaerobia y la generación de biogás (ABDCC). Después tenemos el escenario de la concentración hasta 40% y su uso como fertilizante (SCDTT), lo que permite una forma de utilización más controlada como fertilizante del suelo. Finalmente tenemos la concentración por evaporación y la combustión para generar electricidad (SCCBA). La vinaza concentrada al 60 % parece petróleo y podemos quemarla en una caldera generar electricidad. Se hicieron los inventarios de estas cuatro alternativas. En el inventario debe ser considerada la cogeneración por cuanto se produce biogás en el escenario ABDCC y se consume vapor para la concentración de la vinaza en los escenarios SCDTT y SCCBA, se genera más o menos electricidad. La unidad funcional utilizada fue 1m³ de vinaza, el método de evaluación de impactos el indicador 99 y utilizamos como software para realizar el análisis de los datos el Simapro 7. El escenario SCDTT, concentración para uso como fertilizante, tuvo el mejor desempeño ambiental y le sigue el escenario ABDCC, la digestión anaerobia.

Por otra parte, Yáñez Angarita et al., (2009) estudian la producción de biodiesel desde palma africana. El biodiesel se puede fabricar de diferentes materias primas que tienen diferente rendimiento agrícola. En el caso de la palma se tiene un contenido de energía en la biomasa residual (racimos, cuercos y fibra) igual o superior al del aceite. El ACV se realizó con datos de 3 extractoras colombianas. Se elaboraron modelos de diferentes sistemas de cogeneración para ver cómo esta influía sobre los impactos ambientales, con diferentes porcentajes de uso de la biomasa disponible porque hay cuestionamientos en relación con el uso de los chachos vacíos –EFB (Empty fruit bunches) que generalmente se dejan en el campo como fertilizante. La relación energía renovable/energía fósil en el ciclo de vida es de 5.54, 4.86, 5.95 para los tres casos analizados. Los mayores consumos de energía están en la etapa agrícola y en la etapa de transesterificación, debido al uso del metanol. La transesterificación es responsable del 48,35 del consumo total de energía fósil y la agricultura por 32,36. Un análisis con puntuación única comparando el biodiésel para los casos en que se hace cogeneración y sin cogeneración con el diésel fósil, se ve en la Figura 8.22.

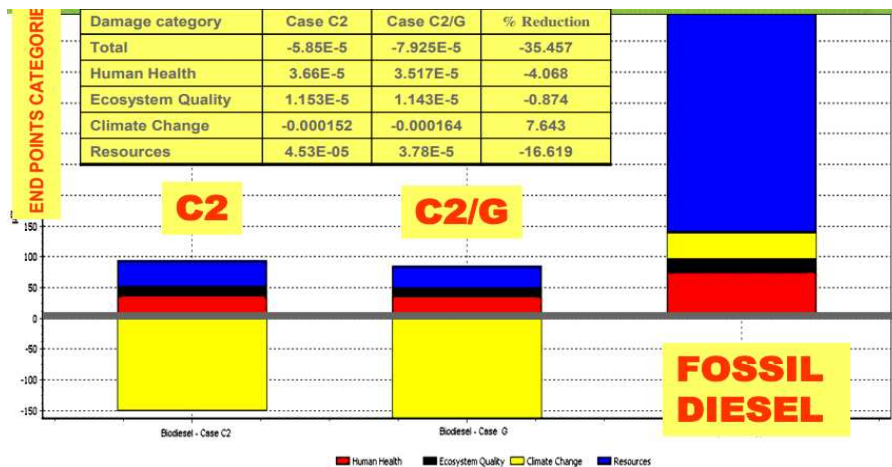


Figura 8.22. Evaluación de impactos por puntuación única.

En Leme et al (2014) se estudia la disposición de los residuos sólidos urbanos para un caso real de una ciudad en el Estado de Minas Gerais en Brasil evaluando dos escenarios: el primero considerando la incineración de los RSU y el segundo su disposición en un relleno sanitario (Figura 8.23). En el caso de la incineración las cenizas volátiles y de fondo van para un relleno sanitario localizado a 54 kilómetros. En los dos casos se consideran las emisiones correspondientes.

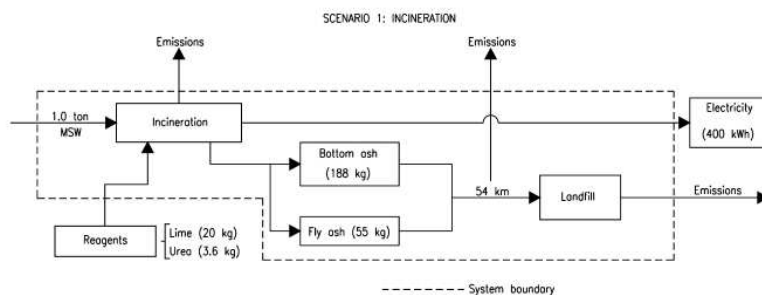


Fig. 2. Boundaries of the Scenario 1.

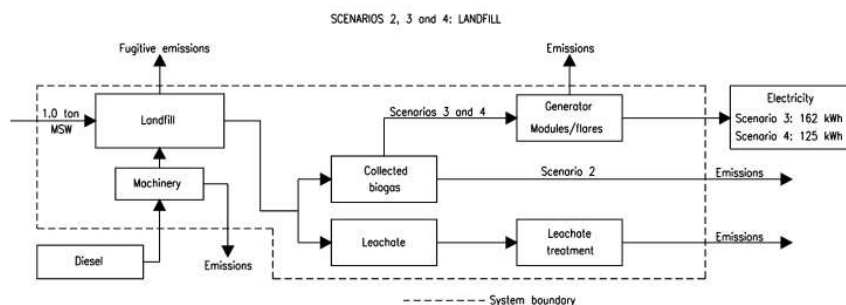


Fig. 3. Boundaries of the Scenarios 2, 3 and 4.

Figura 8.23. Fronteras, inputs y outputs de escenarios de la recuperación de energía de RSU.

Una cuestión poco comentada de los rellenos sanitarios es la eficiencia de colecta del metano que se genera. Este indicador se asumió como 75% y las emisiones furtivas en 25%. Esto no quiere decir que en todos los rellenos sanitarios vamos a tener emisiones furtivas de biogás igual a 25%. Finalmente, el biogás que se utiliza para generación eléctrica es el 46% del total, y el que se quema en la llama es el 29%. Esto es consecuencia de que no se puede tener un número infinito de motores de combustión interna para seguir la curva de generación de metano, sino varios módulos. El metano no utilizado no se aprovecha hay que quemarlo. El relleno sanitario es, sin dudas, mejor que un basurero, pero además de tener emisiones furtivas de metano, no permite utilizar todo el metano que está siendo colectado. Conclusión apenas se utiliza el 46% del biogás para la generación de electricidad.

El análisis técnico-económico de la disposición en relleno sanitario resultó en un costo de generación de 49 dólares por MWh, eficiencia eléctrica 42,9% con un generador de la Caterpillar. Para el escenario con incineración, para la misma composición de los RSU, asumimos una población de 100 mil, 500 mil y de 1 millón de habitantes. El costo de generación va de 397 \$/MWh para 100.000 habitantes, a 233 \$/MWh para 500.000 y finalmente 184 \$/MWh para un millón de habitantes, pudiéndose concluir que la incineración es económicamente más atractiva cuanto mayor sea la población que genera estos residuos sólidos. De cualquier manera, es mucho mayor que el valor correspondiente al

escenario con relleno sanitario. Un análisis de diferentes categorías de impacto, agotamiento de la capa de ozono, potencial de calentamiento global, toxicidad humana y otros, nos permite concluir que generalmente la incineración es mucho mejor ambientalmente que el relleno sanitario. ¿Entonces por qué no se aplica la incineración en Brasil? Un estudio reciente muestra que lo más racional es separar los reciclables, posteriormente hacer una separación de los orgánicos biodegradables a tratar en una planta industrial de biogás y finalmente separar algunos “residuos” que serían gasificados. La planta industrial de biogás evitaría la biodigestión en un relleno, un proceso no controlado en lo más mínimo, donde se acaba aprovechando apenas el 46% del biogás generado en parte por fugas y la otra parte por disponerse de un número limitado de módulos de motores. Como la generación de metano va variando con el tiempo, alcanza un máximo y comienza a disminuir. Se hace necesario aumentar el número de motores a utilizar hasta un punto y luego esta cantidad debe ser reducida.

Otro ejemplo de la literatura sobre ACV, es un meta-análisis, un análisis integral realizado por Rocha et al (2014) de estudios del etanol y el biodiesel, en las condiciones de Brasil. El potencial de calentamiento global en el ciclo de vida de biodiesel de palma y soja en kg de $\text{CO}_2\text{equiv}/\text{MJ}$ de biodiesel se muestra en la Figura 8.24. El biodiesel de palma por el hecho de que este cultivo tiene mayor productividad, y no ser anual, se caracteriza por menores emisiones de GEI en su ciclo de vida.

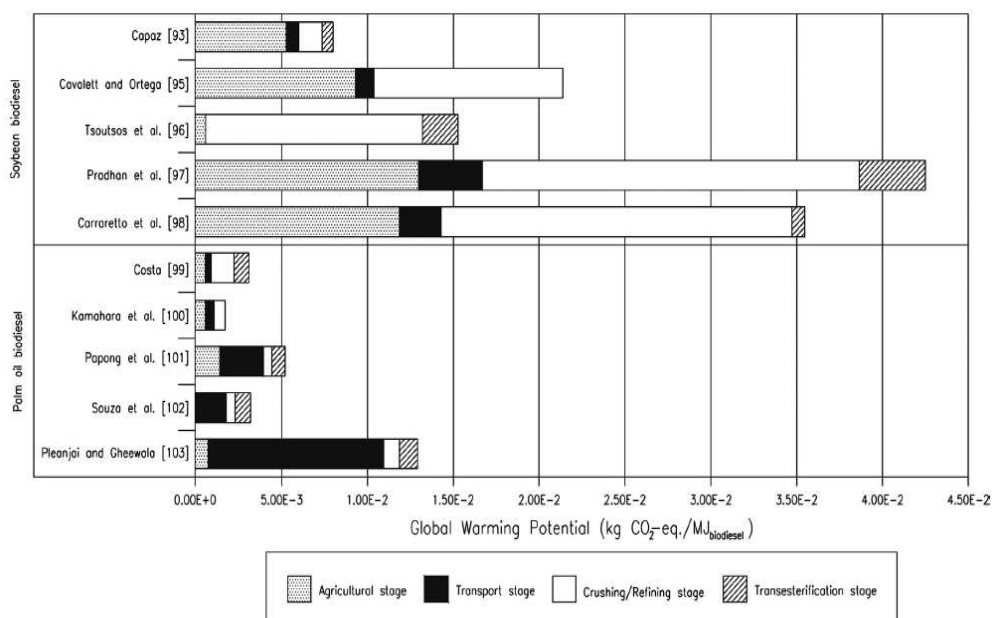


Figura 8.24. Comparación de los resultados del GWP en diferentes estudios Para el ciclo de vida del biodiesel de soja y Palma Africana.

Si se analiza el indicador de energía renovable sobre energía fósil, se observa que para el etanol por cada unidad de energía fósil consumida en el ciclo de vida tenemos 11,99 sin la asignación de los coproductos y 15,78 con la asignación. Es decir que por cada unidad de energía fósil consumida en el ciclo de vida se van a producir 12 o 15 unidades de energía renovable. La bioenergía es un multiplicador de la energía fósil. Sin embargo, para el biodiesel de palma tenemos 3,25 y 7,03. Para el biodiesel de soja el valor de este indicador es bien menor.

Vásquez et al (2019) estudian la sostenibilidad de los combustibles de aviación obtenidos por hidrotratamiento con hidrógeno. Se prevé la obtención de hidrógeno por hidrólisis con electricidad obtenida a partir de energía eólica. Se hizo un comparativo del combustible de aviación obtenido por hidrotratamiento a partir de la palma africana y de la soja considerando las características de la cadena productiva propia de Brasil. Se utilizó un ACV híbrido: algunos coproductos se evaluaron por su contenido energético, y otros por expansión de las fronteras. El análisis fue hecho desde la cuna hasta la tumba. La unidad funcional es un MJ de energía en el biojet, y el flujo de referencia 0.0234 kilos de biojet. Los cultivos de palma africana, conocida en Brasil como “dendezeiro”, están localizados en el norte de Brasil, en el Estado de Pará, en los alrededores de una ciudad llamada Tailândia. El estado de Pará es el mayor productor de palma africana en Brasil con excelentes condiciones edafoclimáticas. En el municipio de Tailândia, además de palma africana, está localizada la empresa Agropalma.

En la Figura 8.25 se observa el sistema productivo de Agropalma: el transporte por camiones, la planta de extracción de aceite, el transporte fluvial, el refinado del aceite, el transporte marítimo, el hidrotratamiento en una refinería de petróleo y finalmente el transporte ferroviario hasta el aeropuerto internacional de El Salvador, donde el biojet sería para suministrar al avión en una fracción que no supera el 50%.

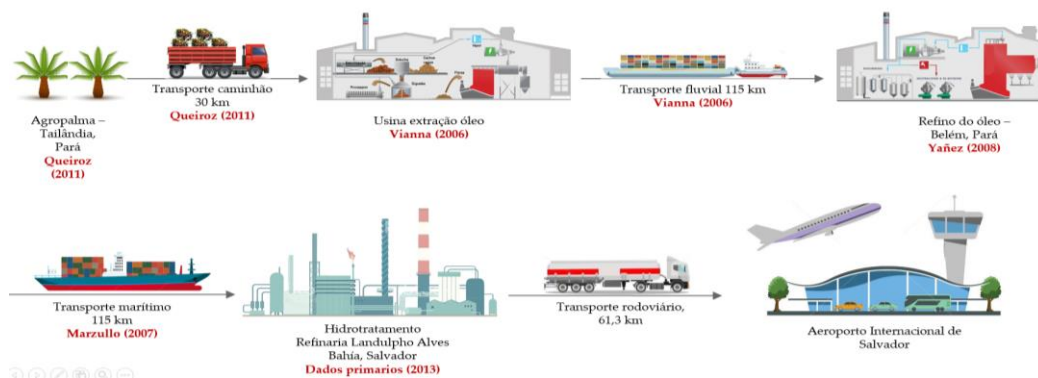


Figura 8.25. Sistema productivo del biojet de palma africana.

La soja se cultiva en el sur de Brasil en Paraná y la Figura 8.26 muestra su sistema productivo. Se muestra la plantación de soja, el transporte por camiones, la planta de extracción en Ponta Grossa, el transporte por carretera hasta la refinería que queda más cerca el transporte por carretera y hasta el Aeropuerto Internacional Alfonso Pena de la ciudad de Curitiba.

¿Cómo fueron evaluados los coproductos? ¿Por qué se dice que es un método híbrido? porque el biojet, la nafta y el propano se evaluaron por su poder calorífico, la torta de palmiste por la sustitución de trigo y el aceite de palmiste por la sustitución de aceite de soja. Y en el caso de la soja, se consideró que la harina de soja evita el uso de granos de soja completo para el alimento animal (Figura 8.27).

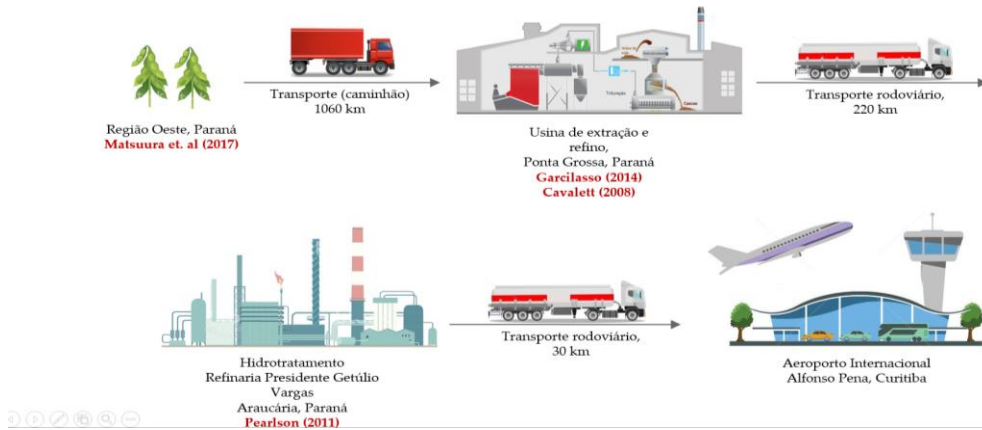


Figura 8.26. Sistema produtivo del biojet de soja.

Se hizo el balance de energía para cada uno de estos biocombustibles: calculando el NER para el biojet de soja y de palma: 5,7 y 2,7 respectivamente; para el caso de referencia con hidrógeno fósil. Cuando se utiliza hidrógeno renovable estos valores pasan a 8,8 y 3,5. Se muestran los resultados comparativos de las categorías de impacto evaluadas: carcinogénicos, no carcinogénicos, efectos respiratorios, radiación ionizante, etc.

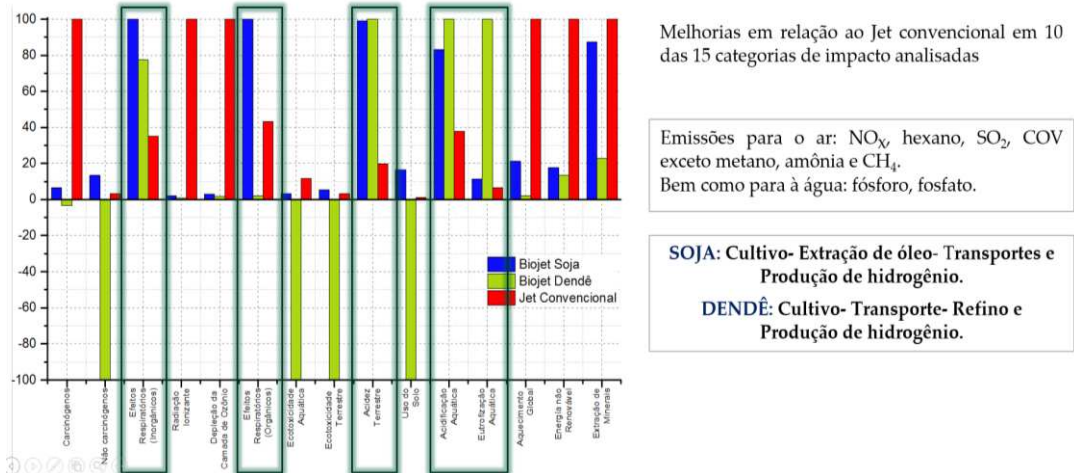


Figura 8.27. Resultado del cálculo de las categorías de impacto por el método híbrido.

La Figura 8.28 muestra los resultados el cálculo de las categorías terminales: salud humana., calidad del ecosistema y cambio climático. La conclusión es que el biojet de palma africana ecológicamente hablando es bastante mejor que el biojet de soja dado principalmente por una mayor productividad agrícola.

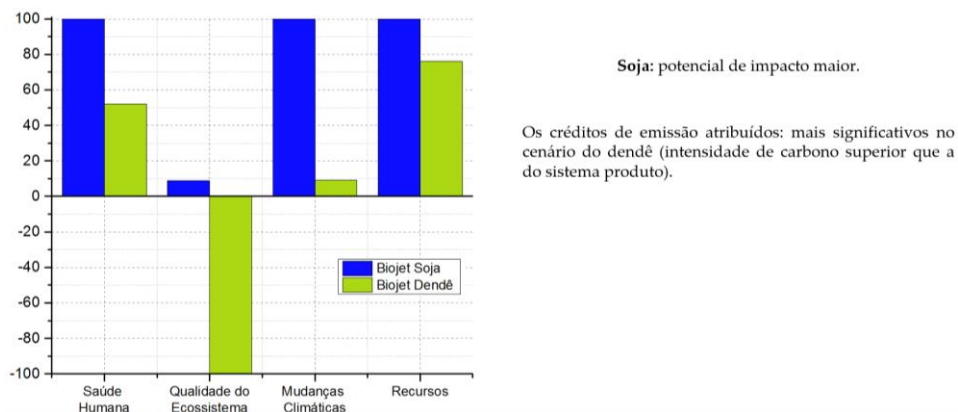


Figura 8.28. Comparativo de las categorías para el biojet de soja y palma.

El último ejemplo aborda el ACV comparativo de vehículos convencionales con diferentes alternativas de combustibles en las condiciones de Brasil (de Souza et al., 2018). Se analizaron varios escenarios: un vehículo que utiliza gasolina, etanol, electricidad e hidrógeno, y se calcularon a partir de un inventario las diferentes categorías y se compararon los escenarios. Posteriormente se utilizó un gráfico de radar que permite visualizar simultáneamente los impactos de los diferentes escenarios (Figura 8.29).

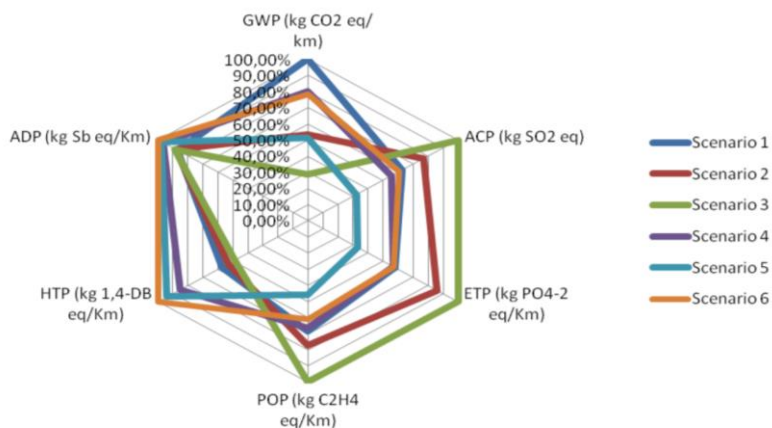


Figura 8.29. Gráfico radar comparando los ACV de los seis escenarios del par vehículo/combustible.

- Escenario 1: Vehículo de combustión interna que utiliza gasolina convencional (E25 - una mezcla de 75% de gasolina y 25% de etanol anhidro) vendida en Brasil.
- Escenario 2: Vehículo de combustión interna que utiliza una mezcla de 50% de etanol (hidratado) y 50% de gasolina E25, también conocido como vehículo flex-fuel.
- Escenario 3: Vehículo de combustión interna que sólo utiliza etanol.
- Escenario 4: Vehículo eléctrico híbrido enchufable (utiliza electricidad y gasolina E25).
- Escenario 5: Vehículo eléctrico (sólo utiliza electricidad).
- Escenario 6: Vehículo a hidrógeno, considerando que el mismo se obtiene por reforma de gas natural.

En los vértices se muestran las diferentes categorías de impacto potencial de calentamiento global- GWP, ACP, ETP, POP, HTP e ADP y se compara cuál de estas alternativas tienen menores impactos. En este caso, es el escenario número 5 correspondiente al vehículo eléctrico.

Un artículo reciente (Martillo Aseffe et al., 2021) sobre la gasificación de tucas de maíz para la recuperación de energía, aplica también el ACV en la cadena de suministro de este producto para las condiciones de Ecuador. Existe mucha más literatura publicada al respecto.

4. Revisión de la sección

Se podría hacer este tipo de estudios de ACV directamente en un simulador de proceso como el ASPEN plus.

Cuando los procesos son desconocidos o se evalúan alternativas de modificación de algún proceso, se puede utilizar el ASPEN plus para determinar muchos de los valores del inventario. Hay datos que se toma directamente de los hechos, o se puede hacer un ACV genérico, elaborando un modelo en ASPEN y hacer ACV de esta alternativa. Se presentan los dos casos, el Aspen es más utilizado en aquellas tecnologías para las que no existen plantas industriales, ni estudios sobre emisiones e indicadores económicos. En el caso de las algas donde probablemente existen poquísimas plantas que realmente producen biodiesel de algas, si es que existe alguna, va a ser necesario elaborar el modelo completo de la planta en ASPEN y calcular los datos del inventario.

¿Se podría introducir en un análisis de ACV el impacto sobre la calidad de vida de las personas y cómo se podrían ponderar?

Hasta aquí solo se ha tratado apenas de la parte ambiental. Hay también un ACV social y un ACV económico. Hay un análisis económico del ciclo de vida y hay un análisis social. En realidad, la sostenibilidad tiene tres pilares: un pilar ambiental, un pilar económico y un pilar social. El análisis de ciclo de vida ha intentado expandirse hacia la parte social.

¿Sería posible dado que hay tanta cantidad de metodologías para practicar el ACV, complementar uno con el otro utilizando las fortalezas de uno y compensando con las del otro?.

Estos programas generalmente tienen bases de datos asociadas, y dan la posibilidad de usar varios de estos métodos. Hay que tener cuidado que no se realice una elección aleatoria, porque cada uno de estos métodos, cada uno de estos modelos de conversión de datos de inventarios en impactos intermediarios o finales tiene sus cosas positivas y sus desventajas. Son tantas las aristas del problema que no se consigue considerarlas todas. Hay algunos métodos que se adaptan mejor para proyectos que usan más el agua, otros hacen más énfasis en procesos de producción con contaminación del aire, y otros se dedican más al uso de la tierra. Dependiendo de cuál es el problema más grave que se quiera focalizar se selecciona un método o dos, si es que quiere comparar los resultados.

En función de poder cuantificar el nivel de avance hacia metas de descarbonización de nuestras actividades económicas o de avance hacia un desarrollo bioeconómico, en qué medida estas metodologías de ACV serían útiles ya que dan resultados tan distintos.

Los resultados son más inciertos para las categorías de impactos ambientales. El balance de GEIs es una cuestión que está bien desarrollada en la mayoría de las metodologías, igual que el balance de energía. Así, lo que se refiere al efecto invernadero y los cambios climáticos puede evaluarse bien haciendo un balance de emisiones de gases de efecto invernadero dentro del ciclo de vida. El problema mayor está en la determinación de los impactos, pues cuando se habla de toxicidad humana, o del por ciento de especies que potencialmente pueden desaparecer en una región, nos damos cuenta que está lidiando con cuestiones muy difíciles de cuantificar, y que cada uno de esos métodos intenta resolver el problema de la mejor manera posible. Cada uno tiene su lógica, que después es mejorada, en una fecha indicada por el año después del nombre.

En los análisis de ACV de la palma y la soja se tuvo en cuenta la deforestación realizada para su producción.

No, esto precisamente tiene que ver con el uso precedente de la tierra, que había allí y esto se evalúa muy críticamente en los programas de palma de Indonesia y de Asia donde ellos probablemente derrumbaron bosques enteros y acabaron con la biodiversidad. El problema es que cuando uno corta un bosque, o cambia el uso de una tierra donde había pastos, por ejemplo, o arbustos, al cortar esa biomasa uno tiene una emisión de CO₂. En los estudios que discutimos esto no fue incluido, pues consideramos que la soja ya estaba allí y que la palma ya estaba allí. No entramos en esta cuestión que es extremadamente polémica y complicada, pero debe ser tomada en cuenta.

Referencias

- Acero et al (2015). LCI methods. Impact Assessment methods in life cycle assessment and their impact categories, Green Delta, <https://www.openlca.org/wp-content/uploads/2015/11/LCA-METHODS-v.1.5.2.pdf>
- Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2009. ABNT NBR ISO 14040: Gestão ambiental - Avaliação do ciclo de vida - Princípio e estrutura. ABNT.
- Kates RW, Parris TM, Leiserowitz AA (2005). What is sustainable development? Environment: science and policy for sustainable development 47, 3, 8-21.
- Borjesson, P., Life cycle assessment of biofuels- how should we calculate, World Bioenergy, 2008, Jonkoping, Sweden.
- Budsberg, E., Crawford, J.T., Morgan, H. et al. Hydrocarbon bio-jet fuel from bioconversion of poplar biomass: life cycle assessment. Biotechnol Biofuels 9, 170 (2016). <https://doi.org/10.1186/s13068-016-0582-2>
- Collet, Pierre & Lardon, Laurent & Hélias, Arnaud & Bricout, Stéphanie & Lombaert-Valot, Isabelle & Perrier, Béatrice & Lépine, Olivier & Steyer, Jean-Philippe & Bernard, Olivier, 2014. "Biodiesel from microalgae – Life cycle assessment and recommendations for potential improvements," Renewable Energy, Elsevier, vol. 71(C), pages 525-533.
- de Souza, L.L.P., Lora, E.E.S., Palacio, J.C.E., Renó, M.L.G., Venturini, O.J. , Comparative environmental life cycle assessment of conventional vehicles with different fuel options, plug-in hybrid and

- electric vehicles for a sustainable transportation system in Brazil, *Journal of Cleaner Production*, 2018, 203, pp. 444–468.
- Dulekgurgen, E., Karahan Özgün, O., Yuksek, G., Pasaoglu, M.E., Unalan, C., Bicer, O.B., Cetinkaya, Z., Isik, I., Oner, B.E., A Final Touch for the Environmental Engineering Students at the Onset of their Profession: Senior-Year Graduation Design Project – Case Study for 2014-2015 Article in *International Journal of Engineering Pedagogy (iJEP)* · May 2016 DOI: 10.3991/ijep.v6i2.5375.
- European Commission - Joint Research Centre - Institute for Environment and Sustainability: International Reference Life Cycle Data System (ILCD) Handbook - General guide for Life Cycle Assessment - Detailed guidance. First edition March 2010. EUR 24708 EN. Luxembourg. Publications Office of the European Union; 2010. <https://epca.jrc.ec.europa.eu/uploads/ILCD-Handbook-General-guide-for-LCA-DETAILED-GUIDANCE-12March2010-ISBN-fin-v1.0-EN.pdf>.
- Fantke, P. (Ed.), Bijster, M., Guignard, C., Hauschild, M., Huijbregts, M., Jolliet, O., Kounina, A., Magaud, V., Margni, M., McKone, T.E., Posthuma, L., Rosenbaum, R.K., van de Meent, D., van Zelm, R., 2017. USEtox® 2.0 Documentation (Version 1), <http://usetox.org>
- Finnveden, G., P. Hofstetter, Jane Crum Bare, L. Basson, A. Ciroth, T. Mettler, J. Seppala, J. Johansson, G. Norris, And S. Volkwein. Normalization, grouping, and weighting in life cycle impact assessment. Chapter 7, H. Haes et al (ed.), *Life Cycle Impact Assessment: Striving Towards Best Practice*. SETAC Press, Pensacola, FL, 177-208, (2002).
- GaBi Education. Handbook for Life Cycle Assessment (LCA) - Using the GaBi Education Software Package. Hauptstraße 111-115. Leinfelden-Echterdingen. Germany, September 2010.
- Goedkoop, M., Heijungs, R., Huijbregts, M., Huijbregts, A., Struijs, J., Zelm, R. ReCiPe 2008 A life cycle impact assessment method which comprises harmonised category indicators at the midpoint and the endpoint level. Ministerie van Volkshuisvesting, Ruimtelijke Ordening en Milieubeheer, Den Hague, 2013.
- Hischier R., Weidema B., Althaus H.-J., Bauer C., Doka G., Dones R., Frischknecht R., Hellweg S., Humbert S., Jungbluth N., Köllner T., Loerincik Y., Margni M. and Nemecek T. (2010) Implementation of Life Cycle Impact Assessment Methods.ecoinvent report No. 3, v2.2. Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf. https://ecoinvent.org/wp-content/uploads/2020/08/201007_hischier_weidema_implementation_of_lcia_methods.pdf.
- Jolliet, O., Margni, M., Charles, R., Humbert, S., Payet, J., Rebitzer, G. and Rosenbaum, R. (2003a). IMPACT 2002+: A new life cycle impact assessment methodology, *International Journal of Life Cycle Assessment*, 8(6), 324–30.
- Lee, S., Park, W., Lee, H., 2013. Life cycle CO₂ assessment method for concrete using CO₂ balance and suggestion to decrease LCCO₂ of concrete in South-Korean apartment. *Energy Build.* 58, 93–102. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2012.11.034>.
- Leme, M.M.V., Rocha, M.H., Lora, E.E.S., Lopes, B.M., Ferreira, C.H., Techno-economic analysis and environmental impact assessment of energy recovery from Municipal Solid Waste (MSW) in Brazil, *Resources, Conservation and Recycling*, 2014, 87, pp. 8–20

- Martillo Aseffe, J.A., Martínez González, A., Jaén, R.L., Silva Lora, E.E., The corn cob gasification-based renewable energy recovery in the life cycle environmental performance of seed-corn supply chain: An Ecuadorian case study. *Renewable Energy*, 2021, 163, pp. 1523–1535
- Mayer, F.D., Brondani, M., Vasquez Carrillo, M.C., Hoffmann, R., Silva Lora, E.E., Revisiting energy efficiency, renewability, and sustainability indicators in biofuels life cycle: Analysis and standardization proposal, *Journal of Cleaner Production*, 2020, 252, 119850
- Olivério, J. L.; Carmo, V. B. do; Gurgel, M. A. A new concept in designing complete sugarcane mills, or ... The DSM – Dedini Sustainable Mill. 27th International Society of Sugar Cane Technologists Congress. Veracruz, México, Março 11, 2010.
- Rehl, J. Lansche, J. Müller (2012). Life cycle assessment of energy generation from biogas—Attributional vs. consequential approach, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 16, Issue 6, Pages 3766-3775. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.02.072>.
- Rocha, M.H., Capaz, R.S., Lora, E.E.S., Renó, M.L.G., Olmo, O.A.D., Life cycle assessment (LCA) for biofuels in Brazilian conditions: A meta-analysis, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014, 37, pp. 435–459
- Rocha, M.H., Lora, E.E.S., Venturini, O.J., ...Santos, J.J.C.S., Moura, A.G., Use of the Life Cycle Assessment(LCA) for comparison of the environmental performance of four alternatives for the treatment and disposal of bioethanol stillage, *International Sugar Journal*, 2010, 112(1343), pp. 611–622
- Schweinle, J., Ahlgren, S., Berndes, G., Borjesson, P., Gaudreault, C., Langeveld, H., Margni, M., Neary, D., Rodl, A., Assessing the environmental performance of biomass supply chains- An effort under construction, IEA Bioenergy Conference, 2012.https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2015/02/V1-Schweinle_EnvironmentalPerformance.pdf
- Silva Lora, E.E., Escobar Palacio, J.C., Rocha, M.H., ...Venturini, O.J., Almazán del Olmo, O., Issues to consider, existing tools and constraints in biofuels sustainability assessments. *Energy*, 2011, 36(4), pp. 2097–2110.
- Vásquez, M.C., Martínez, A., Castillo, E.F., Silva, E.E., Holistic approach for sustainability enhancing of hydrotreated aviation biofuels, through life cycle assessment: A Brazilian case study, *Journal of Cleaner Production*, 2019, 237, 117796.
- Yáñez Angarita, Edgar Eduardo & Silva Lora, Electo Eduardo & da Costa, Rosélis Ester & Torres, Ednildo Andrade, 2009. "The energy balance in the Palm Oil-Derived Methyl Ester (PME) life cycle for the cases in Brazil and Colombia," *Renewable Energy*, Elsevier, vol. 34(12), pages 2905-2913.

EQUIPO EDITORIAL

EQUIPO EDITORIAL

Coordinación General

Silvina M. Manrique^{1,2}

Equipo de Revisión Editorial

Aien Weni Salvo¹,

Camila Binda³,

Carolina del Rosario Subelza¹

Laura Ailen Mosconi¹

Beatriz Balderrama¹,

Sobre las instituciones de pertenencia

¹ Instituto de Investigaciones en Energía No Convencional (INENCO), Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET), Universidad Nacional de Salta (UNSa). Avenida Bolivia 5150, A4408FVY Salta, Argentina. Tel: +54 387 4255424/ Fax +543874255439.

² Departamento de Geología, Geografía y Medio Ambiente, Universidad de Alcalá, E-28871, Madrid, España. Email: silvina.manrique@uah.es

³ Consejo de Investigaciones de la Universidad Nacional de Salta, Avenida Bolivia 5150, A4408FVY Salta, Argentina.

AGRADECIMIENTOS

AGRADECIMIENTOS

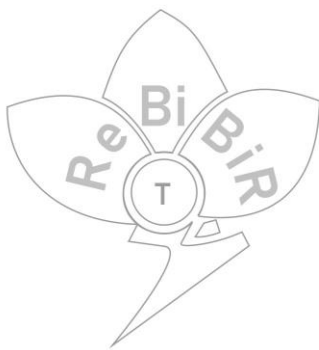
Esta publicación ha sido posible gracias al respaldo del Programa CYTED (Programa Iberoamericano de Ciencia y Tecnología para el Desarrollo) que financia el valioso trabajo regional que lleva adelante la Red ReBiBiR (T).

Un reconocimiento de especial gratitud a los Docentes-Investigadores que participaron de la edición del curso 2021 en directo, y que han tomado la decisión de compartir con generosidad sus conocimientos, logros y aprendizajes con nuestra querida comunidad. Gracias asimismo a cada uno de ellos por su esfuerzo en la edición posterior de las secciones del libro, por su valioso tiempo, su gran compromiso y sus propuestas, ideas y sugerencias, sin las cuales este Libro no hubiera alcanzado la calidad que hoy puede ofrecer.

De manera extensiva, gracias a todos los socios de la Red, ya que, en nuestras mesas de trabajo y reuniones de Coordinación, surgió el germen que hoy se va consolidando poco a poco en las publicaciones y actividades que llevamos adelante.

Al Equipo de Revisión Editorial, un agradecimiento especial por el tiempo y dedicación minuciosa, invertidos en la búsqueda de un material de la mayor calidad posible. Gracias por contribuir a la excelencia de los productos de la Red en un esfuerzo desinteresado.

Asimismo, se reconoce a cada uno de los participantes de los eventos ofrecidos por ReBiBiR (T) durante los años de vida de la Red, que se sumaron con entusiasmo a los debates, formación e intercambios, y nos incentivaron a compartir este material que hoy acercamos; y a partir del cual buscamos la promoción de la planificación, desarrollo y ejecución de sistemas de biomasa y bioenergía que aporten a la sustentabilidad territorial.



Red Iberoamericana de Tecnologías
de Biomasa y Bioenergía Rural

Red Iberoamericana de Tecnologías de Biomasa y Bioenergía Rural (ReBiBiR-T)

Programa Iberoamericano de Ciencia y Tecnología para el Desarrollo (CYTED)

Web oficial: <http://www.cyted.org/es/rebibir>

Blog: <https://redrebibir.wordpress.com/>

Youtube: "red rebibir"

LinkedIn: <https://www.linkedin.com/in/red-rebibir/>

Facebook: <https://www.facebook.com/red.rebibir.9>

Twitter: @rebibir

Descargo de responsabilidad: Las opiniones, conceptos, resultados, tablas, gráficas, ilustraciones y fotografías, que hacen parte de cada uno de los capítulos, son responsabilidad exclusiva de los autores mencionados en los mismos.