ANÁLISIS EXERGÉTICO DE LA GENERACIÓN DE VAPOR MEDIANTE LA COMBUSTIÓN DE GAS DE GASIFICACIÓN EN LECHO FIJO DE LOS RESIDUOS DE LA AGROINDUSTRIA DEL MAÍZ



PRESENTADO POR: GERMAN ELÍAS ARGUMEDO BERONA MANUEL ENRIQUE MORA AGAMEZ

MONOGRAFÍA PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE INGENIERO MECÁNICO

DIRECTOR: Ing. STIVEN JAVIER SOFÁN GERMAN

CODIRECTOR: Ing. JESÚS DAVID RHENALS JULIO

UNIVERSIDAD DE CÓRDOBA FACULTAD DE INGENIERÍA DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA DIPLOMADO DE EFICIENCIA ENERGÉTICA INDUSTRIAL MONTERÍA – COLOMBIA

AGRADECIMIENTOS

Agradecer primeramente a Dios, por permitirme llegar a donde estoy, por cursar esta carrera de Ingeniería Mecánica.

A mis padres, María Berona y Germán Argumedo, y mi hermana Angelica María Argumedo, por ayudarme y apoyarme en toda mi carrera, en los momentos felices y difíciles, por motivarme y que gracias a ellos llegue a donde estoy.

A los ingenieros Stiven Sofán, Jesús Rhenals, Taylor De la Vega y Jorge M. Mendoza, por su apoyo incondicional en la realización de este trabajo, su ayuda y las lecciones dadas.

A mi amigo Manuel Mora, por medirse junto conmigo en este trabajo. A mis amigos Juan Aldair Arrieta, Carlos Puche, Kenia Hernández y muchos otras más, por acompañarme en el camino del conocimiento.

Germán Elías Argumedo Berona

Agradecer primeramente a Dios, por permitirme llegar a donde estoy, por cursar esta carrera de Ingeniería Mecánica.

A mi familia, por ser un apoyo incondicional en este proceso que no ha sido nada fácil, especialmente a mis abuelas que siempre me han aconsejado para ser una mejor persona.

A los ingenieros de esta maravillosa carrera que me han forjado para ser lo que soy hoy en día, en especialmente a los ingenieros Stven Sofán, Jesús Rhenals, Taylor De la Vega y Jorge M. Mendoza, que nos han acompañado en este proceso.

A mis amigos personales, por ser un apoyo en todo este proceso académico, en especial a mi compañero Germán, por ser parte fundamental en la culminación de mi carrera para ser un profesional.

Manuel Enrique Mora Agámez

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN14
OBJETIVOS16
1.1 OBJETIVO GENERAL16
1.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS16
2 REVISIÓN DE LITERATURA
2.1 MARCO TEORICO17
2.1.1 El Maíz17
2.1.2 Aspectos generales de la biomasa17
2.1.3 Biomasa
2.1.4 Métodos de análisis de composición19
2.1.5 Gasificación
2.1.6 Gasificador de lecho fijo23
2.1.7 Gas de síntesis
2.1.8 Caldera
2.1.9 Exergía25
2.2 Antecedentes generales relacionados a nuestra investigación
3 MATERIALES Y METODOS
3.1 Propiedades termoquímicas de los residuos agroindustriales del Maíz

3.1.1	Análisis próximo y análisis elemental
3.1.2	Poder calorífico
3.1.3	Características físicas de la biomasa
<i>3.2</i> M	odelo computacional
3.2.1	Selección del gasificador31
3.2.2	Consideraciones
3.2.3	Descripción del modelo de gasificación y caldera
3.2.4	Desarrollo del modelo de gasificación y caldera en Aspen Plus®
3.3 Aı	nálisis exergético
3.3.1	Consideraciones
3.3.2	Análisis energético
3.3.3	Cálculo de la exergía
4 ANÁL	ISIS Y RESULTADOS
<i>4.1</i> Ef	iciencia gasificador45
4.1.1	Eficiencia energética45
4.1.2	Eficiencia exergética45
<i>4.2</i> Ef	iciencia caldera46
4.2.1	Eficiencia energética46
4.2.2	Eficiencia exergética47
<i>4.3</i> Ef	iciencia del sistema47

4.3.1	Eficiencia energética del sistema	
4.3.2	Eficiencia exergética del sistema	48
4.4 A	nálisis de sensibilidad	51
4.5 V	alidación	55
CONCLUS	SIONES	58
REFEREN	ICIAS	

LISTADO DE TABLAS

	Pag.
Tabla 1. Análisis ultimo y próximo de mazorca de maíz	
Tabla 2. Distribución del tamaño de partícula de mazorca de maíz procesad	<i>a</i> 31
Tabla 3. Lista de operaciones unitarias utilizadas en el diagrama de flujo en	Aspen Plus®. 34
Tabla 4. Exergía química estándar de algunos componentes	40
Tabla 5.Componentes ingresados a Aspen Plus®	43
Tabla 6. Fracciones molares del syngas obtenido en Aspen Plus®	43
Tabla 7. Energías de entrada y salida del sistema	44
Tabla 8. Exergías de entrada y salida del sistema	44
Tabla 9. Discriminación de energías de entrada y salida del subsistema de g	asificación45
Tabla 10. Discriminación de las exergías de entrada y salida del subsistema gasificación	<i>de</i> 46
Tabla 11. Eficiencia y exergía destruida del subsistema de gasificación	46
Tabla 12. Valores discriminados para las energías de entrada y salida del su caldera	ıbsistema de la 46
Tabla 13. Valores de exergía para las entradas y salidas de la caldera	47
Tabla 14. Eficiencia y exergía destruida para la caldera	47
Tabla 15. Valores de energía de entrada y salida del sistema	48
Tabla 16. Exergías de las corrientes de entrada y salida del sistema	48

Tabla 17. Variación del ER y el flujo de aire	51
Tabla 18. Variación de la exergía destruida y la eficiencia exergética de los subsis	temas vs
<i>ER</i>	
Tabla 19. Comparación de resultados del proceso de gasificación	55
Tabla 20. Comparación de la eficiencia exergética	57

LISTA DE FIGURAS

8.
Figura 1.Diagrama de los diferentes tipos de biomasa19
Figura 2. Representación esquemática de: a) gasificador de corriente ascendente y b) gasificador de corriente descendente24
Figura 3. Diagrama esquemático de la cámara de combustión y el intercambiador de calor en la caldera
Figura 4. Esquema de un gasificador de corriente descendente en Aspen Plus®32
Figura 5. Diagrama de flujo en Aspen Plus®33
Figura 6. Diagrama de flujo en Aspen Plus®35
Figura 7. Diagrama de la etapa de postratamiento37
Figura 8. Diagrama para la etapa de caldera
Figura 9. Exergía destruida de los subsistemas49
Figura 10. Valores de las eficiencias exergéticas de los subsistemas50
Figura 11. Diagrama de Sankey del proceso50
Figura 12. Flujo másico de aire vs fracciones molares del Syngas52
Figura 13. Grafica de ER vs Eficiencia54
Figura 14. Poder calorífico del syngas en función de la ER55
Figura 15. Comparación de resultados obtenidos para el LHV56
Figura 16. Gráfico de comparación de la eficiencia exergética57

LISTA DE NOMENCLATURAS Y ABREVIACIONES

LHV: Poder Calorífico inferior HHV: Poder Calorífico superior **MJ:** Mega Julios kJ: kilo Julios Nm³: Metro cúbico normal **kW:** kilowatts T: Toneladas Ha: Hectáreas η_{EN} : Eficiencia energética η_{EX} : Eficiencia energética **En**out: Energía de salida \dot{En}_{in} : Energía de entrada **E**x_{out}: Exergía de salida $E\dot{x}_{in}$: Exergía de entrada $E\dot{x}_d$: Exergía destruida **Ex**system: Exergía sistema **Exmaterial**: Exergía de flujo **Exheat**: Exergía de Calor **Ex**work: Exergía de Trabajo $\dot{Ex_{ph}}$: Exergía física $E\dot{x}_{ch}$: Exergía química *m*: Flujo másico h: Entalpía especifica **h**_o: Entalpía estado estándar **T**_o: Temperatura de referencia s: Entropía especifica

s_o: Entropía estado estándar **M**: flujo molar **ER**: Equivalente ratio **β**: Calidad del material de alimentación **C**_p: Calor especifico a presión constante E: Energía *T_i*: *Temperatura inicial* T_f : Temperatura final P: Presión **En**biom: Energía biomasa **En**air: Energía aire de alimentación 1 **En***cool*: Energía cooler **En_{H20}**: Energía agua de salida **En**biom: Energía biomasa **En**_{syng}: Energía syngas **En**biom: Energía biomasa **En**_{air2}: Energía aire alimentación 2 Enfeed: Energía agua de alimentación a la caldera Enflue: Energía gases de escape **En**steam: Energía vapor de agua Exbiom: Exergía biomasa Exair: Exergía aire de alimentación 1 **Excool**: Exergía cooler Ex_{H20}: Exergía agua de salida Exbiom: Exergía biomasa

 Ex_{syng} : Exergía syngas Ex_{biom} : Exergía biomasa Ex_{air2} : Exergía aire alimentación 2 Ex_{feed} : Exergía agua de alimentación a la caldera Ex_{flue} : Exergía gases de escape Ex_{steam} : Exergía vapor de agua Efi_Ex_{gasif} : Eficiencia exergética gasificador Efi_Ex_{boil} : Eficiencia exergética caldera Ex_{dgasif} : Exergía destruida gasificador Ex_{dboil} : Exergía destruida caldera

RESUMEN

El objetivo de esta monografía aplicativa es hacer un análisis exergético a la generación de vapor mediante la gasificación de residuos industriales del maíz como biomasa de trabajo; para alcanzar dicho objetivo primeramente se realizó una caracterización de la biomasa para determinar los análisis últimos y próximos, con la finalidad de obtener la composición química de la tusa del maíz. Luego se realizó un modelo computacional en Aspen Plus® donde se arrojaron los datos de un syngas con un poder calorífico inferior (LHV) de 6.18 MJ/Nm³, el cual posteriormente se inyectó a una caldera para la generación de vapor del sistema. Luego de esto se realizó un análisis exergético con los datos arrojados en la simulación que, que arrojó como resultado que 14.37 kW son los utilizados en la generación de vapor, así mismo se determinó que la eficiencia exergética del sistema es de 35%, en gran parte debido a irreversibilidades y exergía destruida.

Palabras claves: Aspen Plus®, análisis exergético, calderas, gasificación, syngas.

ABSTRACT

The objective of this applicative monograph is to carry out an exergy analysis of steam generation through the gasification of industrial corn residues as working biomass; To achieve this objective, a characterization of the biomass was first carried out to determine the last and next analyzes, in order to obtain the chemical composition of the corn cob. Then a computational model was made in Aspen Plus® where the data of a syngas with a lower heating value (LHV) of 6.18 MJ/Nm³ were produced, which was later injected into a boiler for the generation of steam in the system. After this, an exergy analysis was carried out on the data obtained in the simulation, which showed that 14.37 kW are used in steam generation, and it was also determined that the exergetic efficiency of the system is 35%, largely part due to irreversibility's and exergy destroyed.

Keywords: Aspen Plus, exergetic analysis, boilers, gasification, syngas.

INTRODUCCIÓN

Los residuos sólidos agroindustriales o biomasa residual son hoy una fuente tradicional de energía renovable de gran participación en la canasta energética mundial, siendo protagonista especialmente en países subdesarrollados y en vía de desarrollo (Quintero Lopez, 2017), en vista de esto uno de los principales productos de la agroindustria es el maíz, llegando a ser el cereal más cultivado del planeta, por tanto, la cantidad de residuos agroindustriales de las misma es elevada.

En ese orden, según datos del Departamento de Agricultura de los Estados Unidos (USAD), la producción estimada de maíz en el mundo entre 2018 – 2019 fue de 1124 millones de toneladas, de estos los cuatro principales productores del mundo acaparan más de dos tercios de producción mundial, siendo en su orden: Estados Unidos, China, Brasil y Argentina (McCormick, 2020).

Ahora dentro del caso de Colombia, se tiene que para el año 2019 la producción de maíz en el país fue de 1.604.792 toneladas, distribuidas a lo largo de 386.440 Ha (Fenalce, 2020). El departamento de Córdoba es un departamento agroindustrial por excelencia destacándose los cultivos de maíz, arroz, plátano, yuca, entre otros; debido a estas actividades la generación de residuos agroindustriales en muy elevada. Se toma como caso específico el maíz, cuya producción para el año 2019 fue de 122.000 T cosechadas a lo largo de 55.400 Ha (Fenalce, 2020). En la actualidad, la quema de residuos agrícolas, como lo es la tusa, tallos, hojas y cascara, continúa siendo la forma más económica y fácil de deshacerse o reducir el volumen de material combustible producto de las actividades agrícolas (CCA, 2014), esto conlleva a la perdida de extracción de energía, al transformar esta biomasa en gas gasificado para su uso en la producción de energía o como combustible para su uso en quemadores, motores de

14

combustión interna, entre otros. Dentro de los desechos del maíz, la tusa comprende el 17% de la masa total de la producción (Arango & González, 2016).

Debido a esto, hay una tendencia cada vez mayor hacia el futuro de la utilización de gases gasificados de biomasas para generación de energía, producción de calor, generación de vapor, procesos de secado, entre otros; gracias a esto se está haciendo uso de los residuos agroindustriales, donde se generan grandes cantidades de biomasas que anteriormente se desechaban.

Dentro de esto, la generación de vapor ocupa un lugar muy importante y es utilizada en las industrias que van desde la generación de energía a partir de turbinas, procesos de precalentamiento, secado y demás. Debido a esto, se necesitan formas de generación de vapor para estos diferentes usos, cuyo coste no sea muy elevado y su generación no conlleve a perdida de la eficiencia energética de las industrias donde sea utilizada, así como a la contaminación ambiental (TLV, 2021).

Por lo que se toma como objetivo de este trabajo el análisis exergético de la generación de vapor mediante la combustión de gas de gasificación de los residuos de la agroindustria del maíz; por tanto, este trabajo se divide en cuatro partes comprendidas en la revisión de literatura en la cual se muestra los tópicos utilizados en este trabajo como las investigaciones en la cual se soporta, la metodología en la cual se plantea el los condiciones y modelos utilizados, los resultados que son arrojados tras la aplicación del modelo y las conclusiones a las cuales se llega a través de la realización de todo el proceso, todo esto con el fin de evaluar la energía que los gases de combustión pueden aportar a la generación de vapor y a su vez mejorar la eficiencia de este último.

OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Analizar exergéticamente la generación de vapor por medio de la combustión de gas de gasificación de los residuos de la agroindustria del maíz.

1.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Determinar las propiedades termoquímicas de los residuos de la agroindustria del maíz.
- Desarrollar un modelo computacional de la combustión de gas de gasificación para la generación de vapor.
- Evaluar el comportamiento exergético del proceso de la combustión del gas de gasificación para la generación de vapor.

2 REVISIÓN DE LITERATURA

2.1 MARCO TEORICO

2.1.1 El Maíz

El maíz es una planta monocotiledónea muy cultivada a lo largo de todo el mundo, siendo uno de los alimentos de consumo básico en muchas poblaciones. Así mismo, goza de gran importancia económica mundial ya sea como alimento humano, para el ganado o como materia prima de un gran número de productos industriales (Sánchez Ortega, 2014).

El maíz es uno de los granos más requeridos a nivel mundial. En los últimos años el maíz ha adquirido otros usos importantes diferentes a lo alimentario y se ha venido utilizando como sustituto del petróleo y sus derivados, definidos como recursos no renovables (Hoyos Gómez & Ocampo, 2018).

Según datos del Departamento de Agricultura de los Estados Unidos (USAD) la producción mundial de maíz para 2019/2020 estuvo alrededor de 1.134 millones de toneladas (Maluenda Garcia, 2019). Para el caso de Colombia, los datos del Ministerio de Agricultura, muestran que para el año 2018 la producción de maíz en el país fue de 1.5 millones de toneladas, de igual forma este informe muestra que el departamento de Córdoba es uno de los mayores productores del país, con una producción de 125.004 T, con un rendimiento de 5.10 T/Ha (Minagricultura, 2019).

2.1.2 Aspectos generales de la biomasa

La energía con biomasa se define como la energía solar almacenada en los seres vivos por medio de la fotosíntesis, lo que significa que puede encontrarse en estado natural en los vegetales, pero también se puede obtener biomasa de origen animal dada al proceso de digestión realizado. La principal forma de obtención de biomasa proviene de residuos de procesos agrícolas y que pueden ser usados en la generación de energía eléctrica para alimentar sistemas de calefacción y refrigeración, entre otros. Para obtener dicha energía se deben realizar procesos termoquímicos entre los que se encuentra gasificación y combustión, de igual forma puede ser usada como combustible de manera directa para la producción de calor. También se puede trasformar la biomasa en biocombustibles como es el caso del bioetanol y el biodiesel, Cuando se utiliza para generar electricidad se emplea a través de sistemas que evaporan el agua contenida circulando el vapor a través de turbinas (De la Vega González & Mestra Morgan, 2020).

2.1.3 Biomasa

La biomasa se define como la materia orgánica originada en un proceso biológico, espontaneo o provocado, utilizable como fuente de energía, pero también se define como el material orgánico de origen biológico más importante el cual es el producto por las plantas al sintetizar luz, agua y CO2 mediante el proceso de fotosíntesis, en el que la energía solar queda almacenada en enlaces químicos, que a su vez puede ser liberada en forma de biocombustibles mediante procesos como la combustión, la digestión, la descomposición o bien mediante su hidrólisis y fermentación (Arango & González, 2016).

Dentro de la biomasa se encuentra el término biomasa residual vegetal y son aquellos subproductos generados de actividades ganaderas, agrícolas, agroindustriales, domésticas, entre otros, como se muestra en la figura 1. Los residuos agrícolas se obtienen de restos de cultivos o limpiezas que se realizan para evitar plaga, estos restos se clasifican en dos grupos: herbáceos y residuos leñosos, Los residuos herbáceos que no se destinan al proceso de alimentación pueden ser utilizados para la generación de energía (Arango & González, 2016).



Figura 1.Diagrama de los diferentes tipos de biomasa. Fuente:(Rhenals Julio & Torres Montes, 2016).

2.1.4 Métodos de análisis de composición

Existen varios métodos de análisis para determinar la composición de los compuestos orgánicos, algunos son análisis experimentales definidos por procedimientos estandarizados donde se toman muestras del material y son llevadas a laboratorio para evaluar sus propiedades en condiciones controladas, y otros son métodos teóricos desarrollados a través de la modelación de resultados determinados experimentalmente, los cuales emplean ecuaciones y correlaciones entre las propiedades de los constituyentes de la sustancia y las propiedades específica a determinar. En la mayoría de los casos los análisis teóricos tienden a arrojar resultados poco precisos, con errores de hasta el 50 %, por lo tanto, no se consideran como estudios muy precisos, dado que las condiciones de desarrollo de la modelación influyen en los resultados (De la Vega González & Mestra Morgan, 2020).

Dado que es de utilidad conocer la composición de la biomasa por su proyección a ser usada como combustible, puede realizarse una caracterización termoquímica que brindará información acerca de las fracciones de elementos que la forman, carbono (C), hidrógeno

19

(H), oxígeno (O), nitrógeno (N) o azufre en caso de contenerlo y de la capacidad energética que posee. Esta puede realizase a través de tres ensayos, análisis próximo, análisis último y ensayo de poder calorífico, realizados de acuerdo a los procedimientos establecidos por sus respectivas normas (De la Vega González & Mestra Morgan, 2020).

Análisis Próximo: este análisis expresa la composición de la biomasa en términos de los componentes generales, como el carbono fijo (FC), el material volátil (VM), la humedad (MC) y las cenizas (A), de manera que la suma del porcentaje corresponde al 100%, como se nota en la ecuación (1).

$$FC + VM + MC + A = 100\%$$

Donde el carbono fijo representa el carbón sólido de la biomasa e incluye el carbón transformado en el proceso de análisis, el material volátil se refiere al vapor condensable y no condensable que libera la biomasa cuando es sometido a calor, las cenizas que son residuos y la humedad de equilibrio de la sustancia (Rhenals Julio & Torres Montes, 2016). **Análisis elemental**: La finalidad de este análisis es determinar la composición del combustible con base a sus elementos más básicos, exceptuando la humedad y el contenido de cenizas. Con este análisis se puede estipular los porcentajes en peso de materia, las cantidades de carbono, hidrógeno, oxígeno, nitrógeno y azufre presentes, Así como se muestra en la ecuación (2) (De la Vega González & Mestra Morgan, 2020).

$$C + H + O + N + S + MC + A = 100\%$$
 (2)

Poder calorífico: Es una propiedad que indica la cantidad de energía que es capaz de liberar una unidad de masa o volumen de una sustancia cuando es quemada por completo. Se distinguen dos tipos de poderes caloríficos, el poder calorífico superior (HHV) y el poder calorífico inferior (LHV), los cuales varían dependiendo de la humedad en los productos de la combustión. La diferencia entre los valores radica en que el poder calorífico superior toma como referencia el enfriamiento de los productos hasta la temperatura inicial del proceso (25°C), por lo tanto, este incluye el calor de vaporización que desprende el vapor al momento de realizar el cambio de estado, mientras que el poder calorífico inferior no considera esta energía, dado que durante la combustión los productos son expulsados a temperaturas muy superiores a las iniciales. La relación entre los poderes caloríficos puede ser descrita por la ecuación (3) presentada a continuación, donde H y M son los porcentajes de hidrógeno y humedad, respectivamente, hg es la entalpia de formación del vapor de agua (De la Vega González & Mestra Morgan, 2020).

$$LHV = HHV - h_g(\frac{9H}{100} - \frac{M}{100})$$
(3)

2.1.5 Gasificación

La gasificación es un proceso de conversión termoquímica comercializado que generalmente se emplea para producir gas de síntesis a partir del carbón. Esta tecnología se ha aplicado ahora a una variedad de materias primas de biomasa durante las últimas dos décadas. La gasificación de biomasa ha estado atrayendo una atención significativa recientemente como un medio para producir energía renovable / combustibles a partir de biomasa y también para reducir las emisiones globales de gases de efecto invernadero.

La gasificación de biomasa se ha realizado en diferentes tipos de gasificadores como reactores de lecho fijo, reactores de lecho móvil, reactores de lecho fluidizado y reactores de flujo arrastrado. Entre ellos, el reactor de lecho fijo tiene muchas ventajas, como diseño simple, flexibilidad de combustible, bajas condiciones de operación y alto rendimiento de gas de síntesis (Dhanavath et al., 2018).

La gasificación se puede dividir en las siguientes etapas: secado, pirólisis, combustión y reducción (Amaro et al., 2021).

Secado: Es la etapa cero del proceso de gasificación, su finalidad es suprimir la humedad contenida en la biomasa. Se suele dar en condiciones de presión atmosférica, en un rango de temperatura de 100 °C a 200 °C. La humedad ideal para gasificar oscila entre el 10 % y 20%, dado que cada kilogramo de humedad en la biomasa requiere de 2260 kJ de energía para evaporarse y permitir iniciar la conversión, es por ello que el exceso de humedad en un orden superior al 20 % es desfavorable en el rendimiento del proceso, debido a que se producen pérdidas de energía. Una vez terminada esta etapa la humedad ronda el 5 % (Rhenals Julio & Torres Montes, 2016).

Pirolisis: Es un proceso de degradación térmica de la materia en ausencia de oxígeno y agente gasificante, a temperaturas que oscilan entre los 200 y 600 °C. Es un proceso endotérmico que descompone el material volátil de la biomasa para formar residuos carbonosos (char), hidrocarburos condensados y ligeros y otros gases, mediante la adición de calor autotérmicamente o alotérmicamente (Rhenals Julio & Torres Montes, 2016).

Gasificación/combustión: Es una etapa de oxidación parcial que se desarrolla a temperaturas entre los 700 y 1200 °C. En esta etapa los subproductos de la pirolisis como el char, tars y los gases empiezan a reaccionar y fraccionarse en presencia del agente gasificante y calor, formando concentraciones de CO, CO₂, H₂, H₂O, CH₄, entre otros gases. Además, se libera gran cantidad de calor, el cual sirve para proporcionar la energía para el funcionamiento estable del reactor (Rhenals Julio & Torres Montes, 2016).

Reducción: Posterior a la etapa de oxidación se empiezan a dar una serie de reacciones reductoras, a una temperatura entre los 800 y 1000 °C, donde se continua descomposición de los hidrocarburos pesados en gases más simples (Rhenals Julio & Torres Montes, 2016).

2.1.6 Gasificador de lecho fijo

Los gasificadores de lecho fijo generalmente emplean aire como agente gasificante. Algunas ventajas del uso de gasificadores de lecho fijo son: bajo contenido de alquitrán en el gas de síntesis, alta eficiencia térmica, alta eficiencia de conversión de carbono, baja demanda de oxidante y vapor. Estos se dividen en dos: corriente ascendente y corriente descendente.

Dentro de la corriente descendentes tenemos que los gasificadores producen gas de síntesis con bajo contenido de alquitrán (1-5%), en comparación con otras tipologías de gasificadores, por lo que pueden reducir los esfuerzos para que la limpieza de gases sea adecuada para motores y turbinas de gas. Sin embargo, en los gasificadores de corriente descendente se encuentran inconvenientes como el bloqueo de la rejilla, la canalización y la formación de puentes, típicamente para materias primas con baja densidad aparente. Otra desventaja es los gasificadores solo adecuados para materias primas con bajo contenido de humedad. La materia prima con un contenido de humedad superior al 30% produce gas productor de baja calidad, por lo tanto, baja eficiencia de gasificación. La materia prima con mayor contenido de humedad. Esto significa que se utiliza más energía térmica del proceso de oxidación para secar la materia prima con mayor contenido de humedad.(Susastriawan et al., 2017). A continuación, en la figura 2 se mostrarán los dos tipos de gasificadores que se encuentran.



Figura 2. Representación esquemática de: a) gasificador de corriente ascendente y b) gasificador de corriente descendente. Fuente: (Amaro et al., 2021)

2.1.7 Gas de síntesis

El gas de síntesis (Syngas, en inglés) es un combustible gaseoso obtenido a partir de sustancias ricas en carbono (hulla, carbón, coque, nafta, biomasa) sometidas a un proceso químico a alta temperatura. Contiene cantidades variables de monóxido de carbono (CO) e hidrógeno (H₂).

El gas de síntesis consiste principalmente en H_2 , CO, CH₄ y CO₂, y es accesible para la fabricación de materias primas químicas, en sustitución del gas natural y el suministro de energía. Posee menos de la mitad de densidad de energía que el gas natural. Se ha empleado y aún se usa como combustible o como producto intermedio para la producción de otros productos químicos.(Hu et al., 2021).

2.1.8 Caldera

La caldera es una cámara de combustión unida a un intercambiador de calor (Figura 3) en donde se produce una transferencia de calor, la cual juega un papel central en el diseño y funcionamiento de las calderas (Terhan & Comakli, 2017).



Figura 3. Diagrama esquemático de la cámara de combustión y el intercambiador de calor en la caldera. Fuente: (Terhan & Comakli, 2017)

Una caldera es una caja formada por tubos que usa fuego dentro de la misma para calentar agua en vapor; por lo general estas están hechas con materiales aislantes como (ladrillo, refractarios y revestimientos) con el fin de no permitir la fuga del calor. Las dimensiones físicas y el tipo de combustibles varían según la necesidad que se tenga, si se desea generar: vapor, agua o calor (Wang et al., 2020).

2.1.9 Exergía

La exergía se define como el trabajo útil teóricamente máximo que se puede extraer con respecto al medio, que puede reflejar la calidad y el grado de energía. El método puede utilizarse para caracterizar el potencial de trabajo de un dispositivo o sistema, reflejando su madurez y utilización, por lo que tiene una amplia gama de aplicaciones en la construcción de ciclos, diseño conceptual y optimización de sistemas (Liu et al., 2020).

La exergía puede proporcionar un medio para medir los impactos potenciales en el medio ambiente de una fuente de energía. A diferencia de la energía, la exergía no es una cantidad conservada y un balance de exergía puede dar cuenta de las entradas, pérdidas y desperdicios de un proceso. Al analizar y mejorar la eficiencia exergética de un proceso, se puede reducir el consumo de combustible al mismo tiempo que se satisfacen las mismas demandas de energía. (Compton & Rezaie, 2017).

2.1.9.1 Análisis de exergía

El análisis de exergía, basado en la segunda ley de la termodinámica, tiene las ventajas especiales de estimar la calidad energética e identificar las fuentes de degradación termodinámica como la destrucción de exergía y las pérdidas al entorno (Park et al., 2014). Por lo tanto, puede proporcionar la posible dirección para mejorar el rendimiento termodinámico del sistema (Mojaver et al., 2019). También se ha ampliado para evaluar los aspectos de impacto ambiental, capital, desarrollo sostenible, así como procesos de conversión de energía (Kumar, 2017).

2.2 Antecedentes generales relacionados a nuestra investigación

A continuación, se resaltarán distintas investigaciones que son relevantes en nuestro estudio de análisis exergético de la generación de vapor en una caldera mediante un gasificador de lecho fijo usando residuos agroindustriales de maíz como biomasa

En 2021, Fan et al., presentan una estrategia de optimización energética global mediante la integración de combustión en bucle químico (CLC) con el proceso power generation system PGS(CLC-PGS) basado en análisis de exergía. Primero, el sistema CLC-PGS se simula utilizando el software Aspen Plus® y sus resultados de simulación de estado estable se utilizan para el análisis de exergía global. En segundo lugar, los fenómenos de deposición de carbono que dan como resultado un contacto insuficiente entre el portador de oxígeno (OC) y el metano (CH₄) y, por lo tanto, una baja conversión de CH₄ se consideran en la optimización de CLC-PGS. La tasa de circulación de OC aumenta para abordar el problema de la deposición de carbono y aliviar la destrucción de la exergía. Finalmente, la presión y el nivel de líquido del tambor en el generador de vapor de recuperación de calor (HRSG) se seleccionan como variables clave mediante el método de transferencia de entropía para el diseño del esquema de control (Fan et al., 2021).

En 2020, X. Zhang et al., realizaron un modelo de sistema acoplado de gasificación de biomasa acoplado a una caldera de carbón se establece en Aspen Plus y se valida con éxito mediante datos experimentales. Un gasificador de paja de 20 T/h funciona a la capacidad nominal y el gas de paja se introduce en la caldera funcionando a diferentes cargas. La relación de cocción aumenta con la reducción de la carga de la caldera. Los resultados indican que los principales parámetros, como la temperatura de combustión del horno, la temperatura de los gases de combustión y el NO y SO₂ disminución de las emisiones con la reducción de la carga de la caldera. En comparación con la combustión de carbón puro, la cocción puede reducir la temperatura de combustión del horno y aumentar la temperatura de los gases de combustión (X. Zhang et al., 2020).

En 2020, Liu et al., establecieron una simulación de proceso en sistema de caldera de lecho fluidizado circulante (CFB) de carbón supercrítico de CO_2 (S – CO_2) de 600 MW con la reacción de combustión detallada y el intercambio de calor, en base a lo cual se detallan las distribuciones de exergía de la caldera., así como su dependencia de las distintas condiciones de funcionamiento se estudiaron exhaustivamente. Los resultados mostraron que la caldera que representa la mayor pérdida de exergía tiene una eficiencia de exergía de aproximadamente 57.7%, que es más alta que la de las calderas de carbón pulverizado con ciclo de vapor o S – CO_2 ciclo de 3 a 5% puntos (Liu et al., 2020).

En 2019, López y Sofán, se realizaron pruebas experimentales en un reactor de gasificación multizona cuyo agente gasificante fue aire y utilizando tusa de maíz como biomasa, se realizaron diferentes relaciones de aire-combustible obteniendo un poder calorífico diferente en cada prueba. Se utilizaron (1, 2, 2.8, 3.5) kg de biomasa en la zona de gasificación y razón de 2,343 kg/h en la zona de combustión, los valores obtenidos del poder calorífico fueron

(1,981, 5,184, 4,214, 2,026) (MJ/kg). Siendo el mejor balance cuando se alimentó con 2 kg en la zona de gasificación (López García & Sofán Germán, 2019).

En 2018, Dhanavath et al., investigaron sobre la gasificación con vapor de oxígeno de la torta de semillas prensada Karanja mediante estudios experimentales y de modelos y comparar los resultados de estos estudios con los de otras materias primas como la cáscara de arroz, el aserrín y la cáscara de girasol. El trabajo experimental se realizó en un reactor de lecho fijo y se creó el modelo de simulación de procesos en Aspen Plus®. Finalmente, se realizó un ejercicio de validación y evaluación comparativa mediante la validación del modelo Aspen Plus® utilizando resultados experimentales (Dhanavath et al., 2018)

En 2017, Gagliano et al., Realizaron un artículo que propone un modelo basado en el equilibrio, desarrollado por el software comercial Aspen Plus®, de un gasificador en co - corriente alimentado con residuos agrícolas, que permite estimar la composición química y el valor de calentamiento del gas de síntesis producido. La validación del modelo se realizó mediante la comparación con datos experimentales, de dos biomasas con diferente contenido de humedad y diferentes condiciones de gasificación, para dieciséis casos comparados. El objetivo del proceso de gasificación de biomasa es convertir combustibles sólidos de biomasa en gas de síntesis de poder calorífico medio (Gagliano et al., 2017)

En 2016; Juan Arango y Luis Gonzales evaluaron el potencial energético de la gasificación en lecho fijo para cuatro biomasas residuales, La caracterización se llevó a cabo en un gasificador tipo Downdraft con un consumo de biomasa promedio de 60 kg/h, en el cual se varío las posiciones de válvula y las entradas de aire con el fin de modificar el factor de la relación de equivalencia. Se obtuvo como resultado que por su composición física y poder calorífico, los residuos de algodón y ajonjolí no pudieron ser gasificados, mientras que con los residuos del maíz y el coco se obtuvo un poder calorífico promedio de 3064,61 y 2542,88

28

kJ/kg con una eficiencia de gasificación del 20,5525 y 13,6008% respectivamente (Arango & González, 2016).

Finalmente, en 2015, Nadir & Ghenaiet, realizan una comparación termodinámica entre los óptimos de tres configuraciones de HRSG que operan a la temperatura de los gases de escape (TOT) de 350 °C a 650 °C. Los resultados de la optimización, utilizando el método PSO (Particle Swarm Optimization), muestran que agregar otro nivel de presión permite lograr una mayor presión en la entrada de la turbina de alta presión, produciendo más cantidades de vapor, destruyendo menos exergía y finalmente produciendo un trabajo más específico independientemente de TOT. Para un valor dado de 600 ° C representativo de TOT de turbinas de gas recientes, se muestra que la adición de un nivel de presión aumenta el trabajo específico de aproximadamente 17 kJ/kg, lo que representa un beneficio de aproximadamente 10% para el ciclo de vapor (Nadir & Ghenaiet, 2015).

3 MATERIALES Y METODOS

3.1 Propiedades termoquímicas de los residuos agroindustriales del Maíz.

Como punto de partida se obtuvo una caracterización física y termo – química de la biomasa residual del maíz, para ello se realizó una búsqueda en la literatura disponible, basados mediante el análisis próximo y el análisis elemental.

3.1.1 Análisis próximo y análisis elemental

Tras la revisión de la literatura se encontró la caracterización de la mazorca de maíz como combustible sólido.

Análisis Próximo (%p)		Análisis Ultimo (%p)	
Humedad	10.1	С	46.59
Material Volátil	80.06	Н	5.97
Carbono Fijo	17.82	Ν	0.51
Ceniza	2.12	0	44.81

Tabla 1. Análisis ultimo y próximo de mazorca de maíz.

Fuente: (Biagini et al., 2015)

3.1.2 Poder calorífico

De acuerdo a la revisión de literatura, se obtuvo que para la tusa de maíz el poder calorífico superior (HHV) e inferior (LHV) de 18.56 MJ/kg y 17.33 MJ/kg, respectivamente (Biagini et al., 2015). Este valor considerable de poder calorífico presente en la tusa de maíz lo hace tener un potencial enorme de transformación en bioenergía a partir de las tecnologías adecuadas (Biswas et al., 2017).

3.1.3 Características físicas de la biomasa

De acuerdo a la revisión de literatura, se determinó la densidad aparente y características granulométricas de la tusa de maíz; así se estableció el valor 240 kg/m³ para la densidad aparente, con una distribución de tamaño de partícula como se muestra en la tabla 2, donde

no hay partícula grande (es decir, con una dimensión mayor de 63 mm), mientras que la cantidad de partículas finas (<8 mm) es significativa (Biagini et al., 2015).

Distribución Tamaño de Partícula (%p)		
> 63 mm	0.0	
8 – 63 mm	75.1	
3.15 – 8 mm	13.4	
< 3.15 mm	11.5	

Tabla 2. Distribución del tamaño de partícula de mazorca de maíz procesada.

3.2 Modelo computacional

Dentro de la literatura existen gran cantidad de programas para el desarrollo de simulaciones de procesos de gasificación y su posterior uso en calderas y turbinas, para la generación de energía, calor, potencia, entre otros. Generalmente, los investigadores y profesionales utilizan Aspen Plus®, Computational Fluid Dynamics (CFD, compuesto por GAMBIT® y FLUENT®), paquetes de software como ChemCAD® y MatLab® para desarrollar y optimizar sus modelos de gasificación. Aunque el CFD es un software poderoso, estos programas tienen altos requisitos computacionales. Por otro lado, Aspen Plus® es uno de los modeladores de procesos más sofisticados, el cual ha demostrado su capacidad para el desarrollo y simulación de modelos de gasificación. Debido a su vasta capacidad y resultados precisos en el modelado de procesos (Begum et al., 2013).

3.2.1 Selección del gasificador

Dentro de la literatura revisada se selecciona un gasificador de lecho fijo descendente. En la figura 4 se muestra las zonas características de un gasificador de lecho fijo tipo Downdraft, estas son: secado, pirólisis, oxidación y reducción, como el software Aspen Plus® no dispone

Fuente: (Biagini et al., 2015)

de un bloque para la gasificación, este se representa mediante dos bloques: RYield para las zonas de secado y pirolisis, mientras que el bloque RGibbs para las de oxidación y reducción. (Gagliano et al., 2017).



Figura 4. Esquema de un gasificador de corriente descendente en Aspen Plus®. Fuente: (Gagliano et al., 2017)

3.2.2 Consideraciones

Para la modelación del gasificador (Begum et al., 2013; Gagliano et al., 2017; Keche et al.,

2015) se consideran los siguientes supuestos:

- El modelo está en estado estacionario y alcanza el equilibrio.
- Todos los gases se comportan de manera ideal.
- Se supone que los alquitranes son insignificantes en el gas de síntesis.
- El tiempo de residencia es lo suficientemente largo para alcanzar el equilibrio termodinámico en el bloque R-Gibbs.
- No hay perdidas de presión en el sistema y es un proceso isotérmico.
- Los Chars solo contiene carbón y cenizas; la ceniza es inerte y no participa en reacciones químicas.

3.2.3 Descripción del modelo de gasificación y caldera

Para simular el proceso de gasificación y caldera, se desarrolla un modelo cinético de equilibrio libre utilizando el software Aspen Plus®. El diagrama de flujo del sistema de gasificación y la caldera desarrollada en el software Aspen Plus® se ilustra en la figura 5.



Figura 5. Diagrama de flujo en Aspen Plus®. Fuente: Autores, 2021.

La biomasa se especifica como un componente no convencional en el software Aspen Plus® y se define mediante el uso del análisis último y análisis próximo y el poder calorífico superior (HHV) obtenido (Faraji & Saidi, 2021). Se han utilizado los modelos HCOALGEN y DCOALIGT para calcular la entalpía y densidad de biomasa y cenizas que se consideran sólidos no reactivos y no convencionales (Dhanavath et al., 2018; Faraji & Saidi, 2021). Además se utiliza la ecuación de estado de Peng – Robinson con función de Boston – Mathias (PR – BM) (Fernandez-Lopez et al., 2017; Pala et al., 2017). La PR-BM se recomienda para aplicaciones de procesamiento de gas, refinerías y petroquímicas, como plantas de gas, conversión de petróleo crudo y plantas de etileno. Este método se utiliza para mezclas no polares o ligeramente polares como hidrocarburos y gases ligeros como CO₂, H₂S y H₂. Con PR-BM, se pueden esperar resultados razonables a todas las temperaturas y presiones (Pala et al., 2017).

A continuación, en la tabla 3 se muestra los bloques de operaciones unitarias utilizadas para el montaje de la simulación, así como los nombres asignados y la función que cumple cada uno dentro de la misma.

ID	ID asignado	Descripción	
predeterminado			
RYield	DECOMP	Descomponer la biomasa no convencional en	
		componentes convencionales	
RGibbs	GASIFICA	Simula las reacciones entre componentes	
		convencionales mediante la minimización de	
		energía libre de Gibbs y la restricción del equilibrio	
		químico.	
	COMBUSTE	Simula la cámara de combustión de la caldera	
SSplit	CYCLONE	Separe los sólidos de los gases calientes.	
Flash2	SEPARATO	Separe el agua del gas de síntesis frío para eliminar	
		la humedad.	
Heater	COOLER	Enfriar el gas de síntesis caliente a temperatura	
		ambiente para eliminar la humedad.	
MHeatX	HEX	Simula el intercambio de los gases calientes y el	
		agua, para producir vapor.	

Tabla 3. Lista de operaciones unitarias utilizadas en el diagrama de flujo en Aspen Plus®.

Fuente: (Han et al., 2017); Autores, 2021.

3.2.4 Desarrollo del modelo de gasificación y caldera en Aspen Plus®

El modelo de gasificación se desarrolló en tres etapas básicas: la gasificación de biomasa, postratamiento del syngas y la caldera. En la primera etapa, la biomasa se descompondrá en elementos básicos y luego reaccionará con el agente de gasificación para producir una mezcla de gases calientes, partículas sólidas y humedad. Posteriormente en la segunda etapa, se enfriará la mezcla de la etapa anterior, se separarán los sólidos y se eliminará la humedad

para producir syngas (Han et al., 2017). Y finalmente en la última etapa estará compuesta por la caldera, donde se quemará el syngas para producir vapor.

3.2.4.1 Etapa del gasificador

En la figura 6, se observa el diagrama del gasificador montado en el software Aspen Plus®, y de manera siguiente se hará una descripción del sistema.



Figura 6. Diagrama de flujo en Aspen Plus®. Fuente: Autores, 2021.

La biomasa entra por entra línea "BIOMASS" que entra al "DECOMP" que es el bloque del reactor RYield en Aspen Plus®, este reactor se usa para simular la descomposición de la biomasa seca en sus componentes elementales, incluidos C, H₂, O₂, N₂, S, ceniza y humedad. Dentro del bloque RYield se usa bloque calculador llamado "COMBUST", programada en lenguaje FORTRAN, para simular la descomposición real de la biomasa a través de una rutina de previamente programada por el usuario.

A continuación, se definen las ecuaciones que se ingresan en el código de FORTRAN:

$$FACT = (100 - WATER) / 100$$
 (4)

$$H2O = WATER / 100$$
(5)

$$ASH = ULT (1) / 100 * FACT$$
 (6)

$$CARB = ULT (2) / 100 * FACT$$
 (7)

$$H2 = ULT (3) / 100 * FACT$$
(8)

$$N2 = ULT (4) / 100 * FACT$$
(9)

$$SULF = ULT(6) / 100 * FACT$$
 (10)

$$O2 = ULT(7) / 100 * FACT$$
(11)

Fuente: (Aspen Technology Inc., 2013)

De aquí sale una línea llamada "ELEMENTS", la cual alimenta al "GASIFICA", el cual es un reactor RGibbs que se usa para establecer el químico Composición de equilibrio entre reactivos y productos. A este equipo también entra una corriente "AIR", el cual es aire a condiciones ambientales. Finalmente se termina en la corriente "PRODUCT", la cual contiene el syngas con algunas partículas sólidas en su contenido.

3.2.4.2 Etapa del postratamiento

La corriente "PRODUCTS" entra al bloque "SEPARATO", el cual se encarga de separar las partículas sólidas como cenizas que contiene el syngas, aquí se separa en dos corrientes diferentes "HOTSYNGA" y "ASH". La corriente "HOTSYNGA" pasa por un bloque "COOLER" el cual es un intercambiador que permite reducir la temperatura del syngas hasta condiciones ambientes, después pasa a la corriente "COOLSYN" la cual es una mezcla de syngas con agua a temperatura ambiente, la cual debe de extraerse.

Finalmente, la mezcla de syngas y agua que circula por la corriente "COOLSYN", entra al bloque "CLEAR" el cual se divide en dos corrientes "SYNGAS" y "H2O", las cual transportan el syngas libre de humedad y agua, respectivamente; el proceso se observa en la figura 7.



Figura 7. Diagrama de la etapa de postratamiento. Fuente: Autores, 2021.

3.2.4.3 Etapa de la caldera

Una caldera se puede dividir en dos componentes que son cámara de combustión e intercambiador de calor, para poder simular en Aspen Plus® se utiliza un reactor RGibbs y un intercambiador, respectivamente para realizar el proceso como se muestra en la figura 8.



Figura 8. Diagrama para la etapa de caldera. Fuente: Autores, 2021.

Al bloque "COMBUSTE", el cual es el reactor RGibbs entran dos corrientes de "SYNGAS" y "AIR-2", las cuales transportan syngas y aire a condiciones ambientales, respectivamente.

En este bloque se lleva a cabo la combustión y los gases de escape salen por la corriente "COMBGAS".

La corriente "COMBGAS" llega al intercambiador en donde confluyen las corrientes "FEED-H2O", la cual lleva agua a condiciones ambientales; "FLUEGAS" que son los gases de escape que han pasado por el intercambiador; y "STEAM" la cual es el vapor de agua obtenido.

3.3 Análisis exergético

3.3.1 Consideraciones

Para el análisis exergético se tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones propuestas por (Mahapatro et al., 2020), las cuales son:

- El gasificador se considera un sistema y funciona en estado estable.
- Las exergías potencial y cinética son insignificantes.
- El estado de referencia se considera como (Po = 1 atm y To = 293,15 K).
- La ceniza formada es insignificante durante el proceso de gasificación.
- Se supone que el gas de síntesis es un gas ideal para el cálculo.
- Se considera la exergía del material de alimentación.
- El análisis de exergía del gasificador se puede expresar mediante las ecuaciones.

3.3.2 Análisis energético

Para un sistema, la energía total incluye tres partes: la energía inducida por el flujo másico, el trabajo intercambiado con el exterior y la energía perdida al ambiente, por lo que se puede expresar el balance energético (X. Li et al., 2020), como se muestra en la 12.

$$E\dot{n}_{in} + \dot{W_{in}} = E\dot{n}_{out} + \dot{Q_1}$$
(12)

Donde: $E\dot{n}_{in}$ es la tasa de energía del sistema, kW; \dot{W}_{in} es la tasa de trabajo, kW; \dot{Q}_1 es la tasa de calor intercambiado con el ambiente, kW; los subíndices de in, out y 1 significan entradas, salidas y pérdida del sistema.

De esta forma la eficiencia energética de un componente o sistema se define como la relación entre la energía ganada y la energía suministrada (X. Li et al., 2020; Q. Zhang et al., 2018), la cual se define de acuerdo a la ecuación 13.

$$\eta_{En} = \frac{En_{out}}{E\dot{n}_{in}} \tag{13}$$

Asi mismo, para la energía proporcionada por la biomasa como por el syngas, se deben de agregar las entalpias de formación de cada uno de ellos, respectivamente, tal como lo reporta Jaén et al., en su trabajo de 2008; para el caso de la entalpia de formación del syngas este valor fue extraído del software Aspen Plus®, el cual arroja un valor de 2769.69 kJ/kg; por otro lado, para la entalpia de formación dela biomasa, esta se determino a partir del trabajo de Aponte Cárdenas, en el año 2012, del cual se obtuvo un valor de 4334.3 kJ/kg, ambos valores de consigan en la tabla 7.

3.3.3 Cálculo de la exergía

La exergía es el trabajo máximo posible obtenido en un proceso reversible, cuando una corriente de materia o energía en un estado específico se equilibra con el entorno con el que interactúa. La transferencia de exergía total a través de un sistema de flujo o de un volumen de control (exergía de flujo) se lleva a cabo mediante corrientes de material y energía (trabajo y calor) (Dogbe et al., 2018), como se observa en la ecuación 14.

$$Ex_{system} = Ex_{material} + Ex_{heat} + Ex_{work}$$
(14)

La exergía de las corrientes de materia se define en la ecuación 15.

$$Ex_{material} = E\dot{x}_{ph} + E\dot{x}_{ch} \tag{15}$$

39

La exergía física $(E\dot{x}_{ph})$, se define en la ecuación 16 y a se obtiene a través del Aspen property set, EXERGYFL (exergy flow rate) (Dogbe et al., 2018).

$$E\dot{x}_{ph} = \dot{m}[(h - h_o) - T_o(s - s_o)]$$
(16)

La exergía química se calculó con la ecuación 17.

$$E\dot{x}_{ch} = M\left(\sum_{i}^{n} x_{i} e x_{ch,i} + RT_{o} \sum_{i}^{n} x_{i} \ln(x_{i})\right)$$
(17)

Donde: $ex_{ch,i}$ es la exergía química estándar de los componentes de la corriente como se observa en la tabla 5, x_i es la fracción molar de los componentes de la corriente y R es la constante universal de los gases (8.131447 kJ/K*kmol) (Vilardi et al., 2020).

Componente	Standard chemical exergy (kJ/mol)
O ₂ (g)	3.97
CO (g)	275
H ₂ (g)	236.09
N ₂ (g)	0.72
CO ₂ (g)	27.9
H ₂ O (l)	0.9
H ₂ O (g)	9.5
$H_2S(g)$	812
CH ₄ (g)	831.65
SO ₂ (g)	313.4
S (s)	609.6
C (s)	410.26

Tabla 4. Exergía química estándar de algunos componentes.

Fuente: (G. Li et al., 2019).

La exergía química de la biomasa se calcula a partir de la ecuación 18.

$$Ex_{biomass} = m_{biomass} * \beta * LHV_{biomass}$$
(18)

Donde: $m_{biomass}$ es del flujo masico de la biomasa, β es un dado en términos de las relaciones de oxígeno – carbono e hidrogeno – carbono, como se muestra en la ecuación 19 y el *LHV*_{biomass} es el poder calorífico inferior de la biomasa.

$$\beta = \frac{1.0414 + 0.0177(H/C) - 0.3328(O/C)[1 + 0.0537(H/C)]}{1 - 0.4021(O/C)}$$
⁽¹⁹⁾

Donde O, H y C son los porcentajes en peso del oxígeno, hidrogeno y carbono presentes en la biomasa que se obtiene a través del análisis ultimo (Chen & Wang, 2013; Mahapatro et al., 2020; Rupesh et al., 2020).

El calor no es completamente convertible en trabajo, de acuerdo con la segunda ley. Por lo tanto, la exergía del flujo de calor es su potencial de trabajo útil que se define con la ecuación 20 (Dogbe et al., 2018; Ucar & Arslan, 2021).

$$Ex_{heat} = \dot{Q} \left(1 - \frac{T_o}{T} \right) \tag{20}$$

Existen numerosas formas de formular la eficiencia exergética para diferentes instalaciones y componentes; así la relación de exergía total en la salida del sistema y la exergía total en la entrada del sistema se trata mediante la eficiencia exergética (Mitrović et al., 2018), la cual se define en la ecuación 21.

$$\eta_{Ex} = \frac{exergy \ products}{Total \ exergy \ input} = \frac{E_{x,out}}{E_{x,in}}$$
(21)

Para la exergía destruida para un componente o un sistema, se puede obtener de la ecuación 22, la cual es un balance de exergía que se realiza al sistema (X. Li et al., 2020):

$$E\dot{x}_{in} + \dot{W} = E\dot{x}_{out} + E\dot{x}_{heat} + E\dot{x}_d$$
⁽²²⁾

Donde: \dot{Ex}_d es la exergía destruida del sistema o componente.

4 ANÁLISIS Y RESULTADOS

Luego de haber realizado la simulación en el software Aspen Plus® con los datos de entrada que corresponden a los elementos químicos convencionales y elementos no convencionales (Tabla 5) para desarrollar el proceso de gasificación. Así en la tabla 7 se mostrará los componentes químicos que conforman el syngas.

Component ID	Туре	Component name
BIOMASS	Nonconventional	
ASH	Nonconventional	
С	Solid	CARBON-GRAPHITE
H ₂ O	Conventional	WATER
N_2	Conventional	NITROGEN
O_2	Conventional	OXYGEN
СО	Conventional	CARBON-MONOXIDE
CO_2	Conventional	CARBON-DIOXIDE
CH ₄	Conventional	METHANE
S	Conventional	SULFUR
H ₂	Conventional	HYDROGEN
C_2H_4	Conventional	ETHYLENE
C_2H_6	Conventional	ETHANE
C ₂ H ₂	Conventional	ACETYLENE
	Enerta. Automa	. 2021

Tabla 5.Componentes ingresados a Aspen Plus®.

Fuente: Autores, 2021.

Así mismo se obtuvo un flujo volumétrico de 152,4 m³/h de syngas limpio para ser usado dentro de la caldera como combustible, con un LHV_{syngas} de 6285.85 kJ/kg y un peso molecular de 23.95 kg/kmol.

Component	Mole fraction
С	0
H ₂ O	0.026
N_2	0.492
O ₂	0
CO	0.030
CO ₂	0.114
CH ₄	0.086

Tabla 6. Fracciones molares del syngas obtenido en Aspen Plus®.

S	0	
H_2	0.252	
C_2H_4	8.76E-09	
C_2H_6	5.14E-07	
C_2H_2	0	
E (A (2021		

Fuente: Autores, 2021.

En este apartado se mostrarán los resultados obtenidos a partir de los análisis energéticos y exergético del subsistema de gasificación. Del balance energético realizado al subsistema de gasificación se obtuvo las energías de entrada y salida, estas se muestran en la tabla 7.

	Mass flow	LHV	h	E	T (°C)	T (°C)	Р	Ср
	(kg/s)	(kJ/kg)	(kJ/kg)	(kW)	$I_i(C)$	$I_{f}(C)$	(atm)	(kJ/kg*°C)
Biomass	0.0225	17330	4334.3	515.12			1	
Air	0.0311		513.55	15.98	25.00	515.52	1	1.047
Products	0.0437	5478.86		239.64			1	1.703
Qcooler				48.09			1	
Syngas	0.0381	6285.85	2769.69	345.23			1	
H2O	0.0056		0.00	0.00	25.00	25.00	1	4.508
Air-2	0.0481		1220.15	58.63	25.00	1229.19	1	1.013
Feed-H2O	0.0472		649.48	30.67	25.00	182.67	1	4.119
Fluegas	0.0862		1332.22	114.81	1229.19	119.85	1	1.201
Steam	0.0472		304.31	14.37	25.00	182.67	1	1.930

Tabla 7. Energías de entrada y salida del sistema.

Fuente: Autores, 2021.

Así mismo, tras un balance exergético del subsistema de gasificación se obtuvieron los valores de exergía para las diferentes corrientes de masa y calor; dicha información esta consignada en la tabla 8.

Stream	Ex_ph (kW)	M (mol/s)	Ex_ch (kW)	Ex_material (kW)
Biomass	0	0.000	458.67	458.67
Air	0	1.078	0.14	0.14
Products	15.07	2.044	242.92	257.99
Qcooler	29.92	0.000	0.00	29.92
Syngas	0	1.732	241.40	241.40
H2O	0	0.312	0.28	0.28

Tabla 8. Exergías de entrada y salida del sistema.

Air-2	0	1.666	0.21	0.21
Feed-H2O	0	2.621	2.36	2.36
Fluegas	2.88	3.346	101.87	104.75
Steam	25.36	2.621	2.36	27.72
Fuente: Autores, 2021.				

4.1 Eficiencia gasificador

4.1.1 Eficiencia energética

Como paso siguiente, en la tabla 9 se discriminan las diferentes energías que entran y salen del subsistema de gasificación, así como la eficiencia, la cual se determina con la ecuación

13.

Tabla 9. Discriminación de energías de entrada y salida del subsistema de gasificación.

Energy gasificador (kW)			
	Enbiom	515.12	
Input	En _{air}	15.98	
	Total	531.10	
Out	En _{cool}	48.09	
	En _{H2O}	0.00	
	Ensyng	345.23	
	Total	393.32	

Fuentes: Autores, 2021.

Con los datos obtenidos, se calcula la eficiencia energética en el subsistema de gasificación, la cual arrojo un valor del 74%.

4.1.2 Eficiencia exergética

Para el cálculo de la eficiencia exergética se discriminaron las exergías de físicas y químicas de entrada y salida del subsistema de gasificador; estos datos están consignados en la tabla 10.

	0 0	
E	xergy gasific	ador (kW)
	Ex_{biom}	458.67
Input	Exair	0.14
_	Total	458.81
	Ex_{cool}	29.92
0	Ex _{H2O}	0.28
Out	Ex _{syng}	241.40
	Total	271.60
E (1 (2021		

Tabla 10. Discriminación de las exergías de entrada y salida del subsistema de gasificación.

Fuente: Autores, 2021.

A partir de la ecuación 21 y 22, determino la eficiencia exergética y la exergía de destrucción,

respectivamente. Estos valores se muestran en la tabla 11.

Tabla 11. Eficiencia y exergía destruida del subsistema de gasificación.

Efi_Ex_{gasif} (%)	$Ex_{dgasif}(kW)$	
59%	187.21	
Fuente: Autores. 2021.		

De lo anterior, la eficiencia exergética del gasificador es de 59%.

4.2 Eficiencia caldera

4.2.1 Eficiencia energética

Como paso siguiente, en la tabla 12 se discriminan las diferentes energías que entran y salen

del subsistema de gasificación, así como la eficiencia, la cual se determina con la ecuación

13.

Tabla 12. Valores discriminados para las energías de entrada y salida del subsistema de la caldera.

Energy boiler (kW)			
	En _{syng}	345.23	
Turnet	En _{air2}	58.63	
Input	Enfeed	30.67	
	Total	434.53	
Out	Enflue	114.81	
	Ensteam	14.37	
	Total	129.18	

Fuente: Autores, 2021.

Así, a partir de la ecuación 13, se obtiene que para el subsistema de la caldera la eficiencia energética es de 30%.

4.2.2 Eficiencia exergética

Para el cálculo de la eficiencia exergética, se muestran los valores de entrada y salida de las exergías en la caldera; esta información se consigna en la tabla 13.

Exergy boiler (kW)		
	Ex _{syng}	241.40
Input	Exair2	0.14
mput	Exfeed	2.36
	Total	243.89
	Ex _{flue}	104.75
Out	Exsteam	27.72
	Total	132.47
Fuente: Autores, 2021.		

Tabla 13. Valores de exergía para las entradas y salidas de la caldera.

A partir de la ecuación 21 y 22, determino la eficiencia exergética y la exergía de destrucción,

respectivamente. Estos valores se muestran en la tabla 14:

Tabla 14. Eficiencia y exergía destruida para la caldera.

Efi_Ex _{boil} (%)	$Ex_{dboil}(kW)$	
54%	111.42	
Fuente: Autores, 2021.		

De esta forma la eficiencia exergética del subsistema de la caldera es del 54%.

4.3 Eficiencia del sistema

En este apartado se calculan las eficiencias energética y exergética en forma general del sistema, teniendo en cuenta las exergías físicas y químicas, así como las exergías de calor que se encuentren en el volumen de control. Estas de describirán a mayor detalle en subapartados siguientes.

4.3.1 Eficiencia energética del sistema

Tras realizar un balance energético del sistema, se determinó las energías para las corrientes de entrada y salida, de esta forma la energía que se proporciona fue de 495.21 kW; todos estos datos son discriminados en la tabla 15.

Energy system (kW)			
	En_biom	389.93	
	En_air	15.98	
Input	En_air2	58.63	
	En_feed	30.67	
	Total	495.21	
	En_cool	48.09	
	En_H2O	0.00	
Out	En_flue	114.81	
	En_steam	14.37	
	Total	177.27	
Eventer Automas 2021			

Tabla 15. Valores de energía de entrada y salida del sistema.

Fuente: Autores, 2021.

De igual forma la eficiencia energética del sistema obtenida a través de la ecuación 13 da como resultado un valor del 36%, lo cual indica que el sistema de manera global tiene perdidas en sus diferentes subsistemas.

4.3.2 Eficiencia exergética del sistema

Posteriormente se procede a obtener las exergías tanto física como química de las corrientes

de entrada y salida del sistema como se muestra en la tabla 16.

Exergy system (kW)			
	Ex_biom	458.67	
Input	Ex_air	0.14	
	Ex_air2	0.21	
	Ex_feed	2.36	
	Total	461.38	
Out	Ex_cool	29.92	
	Ex_H2O	0.28	

Tabla 16. Exergías de las corrientes de entrada y salida del sistema.

	Ex_flue	104.75		
	Ex_steam	27.72		
	Total	162.67		
Fuente: Autores. 2021.				

De esta manera la eficiencia exergética del ciclo se calcula de acuerdo a la ecuación 21, la cual tiene un valor del 35%. Finalmente, la exergía destruida en el ciclo se determina a partir de un balance de exergía en el sistema consignado en la ecuación 22, se obtiene un valor de 298.7 kW.

En las figuras 9 y 10, se mostrarán los gráficos de la exergía destruida de los subsistemas y el porcentaje respectivo de cada una frente el valor total de la exergía de destrucción del sistema; así mismo el valor de las eficiencias exergéticas de cada subsistema.



Figura 9. Exergía destruida de los subsistemas. Fuente: Autores, 2021.

Como se observa en la figura anterior la exergía destruida en el gasificador es mucho mayor que en la caldera, debido a que en el gasificador a las reacciones que se desarrollan internamente generan una mayor exergía destruida, tal como lo describe (Bhattacharya et al., 2014), en cuyo trabajo la mayor parte de la exergía destruida ocurre en la zona del gasificador. En cuanto a la zona de la caldera, la exergía destruida es mucho menor debido a la menor cantidad de reacciones químicas que allí se producen.



Figura 10. Valores de las eficiencias exergéticas de los subsistemas. Fuente: Autores, 2021.

Para mayor ilustración del proceso en la figura 11 se muestra un diagrama de Sankey, el cual permite ver la cantidad de energía que entra al sistema, la exergía, la exergía útil y la exergía destruida del mismo.



Diagrama de Sankey (kW)

4.4 Análisis de sensibilidad

Para este análisis se hace una variación del ER (Equivalente Ratio) versus las fracciones molares de los componentes con el fin de ver su comportamiento a razón del aumento del flujo de aire en el reactor RGibbs. En la figura 12 se muestra esta relación con las diversas especies químicas que conforman el syngas. A continuación, se determina la equivalente ratio (ER) utilizado, el cual tiene un valor de 0.259. Para el análisis de sensibilidad se varió esta tasa desde 0.18 hasta los 0.5 y también la variación de flujo de aire correspondiente, como se muestra en la tabla 17.

ER	A/C REAL	Air (kg/h)	Air (kg/s)	Incremento	
0.18	0.9812	78.50	0.022	0	
0.2	1.0903	87.22	0.024	8.72	
0.22	1.1993	95.94	0.027	8.72	
0.24	1.3083	104.67	0.029	8.72	
0.26	1.4173	113.39	0.031	8.72	
0.28	1.5264	122.11	0.034	8.72	
0.3	1.6354	130.83	0.036	8.72	
0.32	1.7444	139.55	0.039	8.72	
0.34	1.8535	148.28	0.041	8.72	
0.36	1.9625	157.00	0.044	8.72	
0.38	2.0715	165.72	0.046	8.72	
0.4	2.1805	174.44	0.048	8.72	
0.42	2.2896	183.16	0.051	8.72	
0.44	2.3986	191.89	0.053	8.72	
0.46	2.5076	200.61	0.056	8.72	
0.48	2.6166	209.33	0.058	8.72	
0.5	2.7257	218.05	0.061	8.72	
Fuente: Autores, 2021.					

Tabla 17. Variación del ER y el flujo de aire.

Para llevar a cabo en anterior análisis se procedió a ingresar los datos en la herramienta sensibility del software Aspen Plus®, la cual se muestra en la figura 12.



Figura 12. Flujo másico de aire vs fracciones molares del Syngas. Fuente: Autores, 2021.

Del anterior grafico se puede observas los diferentes componentes como CH₄, el cual a medida que aumenta el ER, este va disminuyendo de forma notoria; para el H₂, se observa que a medida que se aumenta el ER también aumenta su fracción molar, llegando a obtener su máximo valor de fracción molar en un ER = 0.32, para ir disminuyendo de forma leve para el resto de valores; para CO₂, se observa que su valor de fracción molar esta alrededor de 0.1, sin embargo a medida que el ER aumenta este valor empieza a disminuir lentamente; para el CO, se observa un comportamiento proporcional, a medida de que aumenta el ER también aumenta su fracción molar; y finalmente, para el N₂, se puede determinar que su comportamiento se mantiene casi constante presentado leves caídas a medidas que el ER aumenta, pero hacia los valores finales vuelve a recuperar su valor inicial.

De igual forma, se procede a realizar una revisión de la eficiencia de los subsistemas tal como se muestra en la tabla 18, esto debido a que el análisis de sensibilidad de aplica en la corriente del syngas, la cual es común entre ambos sistemas; como se aprecia la exergía destruida en el gasificador aumenta a medida que ER también, esto se debe a que aumento de aire hace que haya mayor cantidad de reacciones químicas internas, generando así mayor cantidad de irreversibilidades.

ER	Efi_Ex_gasif	Efi_Ex_boil	Ex_d_gasif	Ex_d_boil
0,18	85%	37%	70,04	228,60
0,2	75%	42%	112,94	185,69
0,22	68%	46%	145,91	152,73
0,24	63%	51%	170,96	127,68
0,26	59%	55%	189,87	108,76
0,28	56%	58%	204,11	94,53
0,3	53%	61%	214,80	83,83
0,32	51%	64%	222,83	75,80
0,34	50%	66%	228,86	69,77
0,36	49%	67%	233,38	65,26
0,38	48%	68%	236,76	61,88
0,4	48%	69%	239,26	59,37
0,42	47%	71%	243,91	54,72
0,44	47%	70%	242,44	56,20
0,46	47%	71%	243,37	55,26
0,48	47%	71%	244,00	54,63
0,5	47%	71%	244,40	54,24

Tabla 18. Variación de la exergía destruida y la eficiencia exergética de los subsistemas vs ER.

Fuente: Autores, 2021.

Así, en la figura 13, se observa el comportamiento de ambos subsistemas en el cual la eficiencia exergética del gasificador va disminuyendo a medida que va a aumentando la equivalente ratio (ER), siendo el caso contrario para la eficiencia exergética de la caldera, la cual presenta un aumento considerable.



Figura 13. Grafica de ER vs Eficiencia. Fuente: Autores, 2021.

Como se observa en la figura 14, el comportamiento del LHV del syngas es decreciente a medida que la ER va en aumento, se muestra que desde ER = 0.35 hasta ER = 0.5, el valor del LHV es constante y es donde sería menor, por lo que seguir aumentando el flujo de aire sería poco eficiente, debido al aumento en la tasa de oxidación de los componentes de syngas, que a su vez disminuye las fracciones molares de los componentes del syngas y por tanto, disminuye el valor del LHV obtenido; por otro lado, se tiene que desde un ER = 0.18 hasta un ER = 0.35, se obtiene valores del LHV mayores, lo cuales decrecen en función del aumento en el valor de ER, por lo cual se obtiene un rango entre ER = 0.2 y ER = 0.3, donde el LHV tiene mayor eficiencia y las concentraciones de sus especies químicas son óptimas, tal como lo reporta Cai et al., en su articulo de 2021.



Figura 14. Poder calorífico del syngas en función de la ER. Fuente: Autores, 2021.

4.5 Validación

Para validar los resultados obtenidos del gasificador y la generación de vapor en la caldera, se tiene Biagini et al., en el año 2015 obtuvo tras un proceso de gasificación con residuos agroindustriales del maíz un gas de síntesis (syngas) con las siguientes características: un flujo volumétrico del 149 m³/h, un peso molecular de 25.2 kg/kmol y un LHV de 5.4 kJ/Nm³; asi mismo, Guo et al., en el año 2014 obtuvo un valor de LHV de 5.45 kJ/Nm³ Estos datos tienen cierta similitud a los que nos arroja el software Aspen Plus®, en el apartado de gasificación con unos parámetros similares, de los cuales obtuvimos los siguientes valores: un caudal de 152.4 m³/h, un peso molecular de 22 kg/kmol y un LHV de 6.18 MJ/Nm³.

	(Biagini	et	al.,	Guo et al., 2014	Autores, 2021
	2015)				
Flujo volumétrico (m ³ /h)	149			-	152.4
Peso molecular syngas	25.2			-	23.95
(kg/kmol)					

Tabla 19. Comparación de resultados del proceso de gasificación.

<i>LHV</i> _{syngas} (MJ/Nm ³)	5.4	5.45	6.18

Fuente: Autores, 2021.

Teniendo así un porcentaje de error de aproximado del 14.4% con respecto a Biagini et al., y de 13.4% con respecto a Guo et al., para el poder calorífico inferior (LHV); un 5% en el peso molecular y, por último, un 2.3% para el caudal del syngas, esto con respecto a Biagini et al. Lo resultados propios que nos arrojó el software Aspen Plus®, fueron muy generales, debido a que no se tuvieron en cuenta algunos factores determinantes dentro del proceso de simulación, dando esto como resultado un elevado un LHV un poco elevado a los encontrado en la literatura científica, pero dentro de un rango aceptable. A continuación, en la figura 13, se mostrará una comparación del LHV obtenido con dos resultados científicos.



Figura 15. Comparación de resultados obtenidos para el LHV. Fuente: Autores, 2021.

Por otro lado, por otro lado Ramos et al., en el 2019 obtuvieron tras un análisis exergético a una caldera alimentada por gases de biomasa que la eficiencia exergética fue de 42.47%, Behbahaninia et al., en el 2017 planteo un método de análisis exergético, donde estudio la generación de vapor en calderas, con la cual obtuvo como resultado una eficiencia exergética del 53.7% y finalmente, Ohijeagbon et al., en el 2013, obtuvo una eficiencia exergética en una caldera de generación de vapor del 38.57%; en nuestro estudio de generación de vapor, nuestros cálculos arrojaron una eficiencia exergética del 54% y una exergía destruida del 54%, debido a las perdidas en la caldera por calor y otro factores que influyen en los resultados, en la tabla 19 y el figura 14, se destacan estos datos.

	(Behbahaninia et al., 2017)	(Ramos et al., 2019)	(Ohijeagbon et al., 2013)	(Autores, 2021)
Eficiencia Exergética (%)	53.7	42.47	38.57	54

Tabla 20. Comparación de la eficiencia exergética.



Figura 16. Gráfico de comparación de la eficiencia exergética Fuente: Autores, 2021.

CONCLUSIONES

Finalmente, se pudieron obtener datos teóricos de un sistema de gasificación acoplado a una caldera que permite generar vapor para su uso en diversas aplicaciones. Es te modelado toma datos experimentales por lo cual puede existir una distorsión con una comparativa real de un sistema igual, la cual se recomienda aplicar para contrastar datos.

Así mismo, se observa que gran parte de la energía que se produce no es utilizada, debido a perdidas e irreversibilidades del sistema; el análisis nos dio como resultado una eficiencia exergética del 35%, esto arroja que el 65% es energía que se genera es de baja calidad que no aporta al proceso. La exergía destruida es aproximadamente 298 kW lo que nos dice toca mejorar el sistema, trabajar los equipos con materiales que no permitan la disipación del calor y así tener un mejor aprovechamiento del mismo, por último, observamos que de toda la energía producida solo 14.37 kW es utilizada para la generación de vapor.

Como recomendación se propone un análisis de este sistema en una herramienta CFD, en la cual se puede diseñar la geometría y así mismo, controlar diversas variables como materiales, aislantes y flujos, esto con el fin de comprobar de manera teórica lo aquí considerado, antes de pasar a una construcción de a escala para su validación experimenta.

REFERENCIAS

Amaro, J., Rosado, D. J. M., Mendiburu, A. Z., dos Santos, L. R., & de Carvalho., J. A. (2021). Modeling of syngas composition obtained from fixed bed gasifiers using Kuhn–Tucker multipliers. *Fuel*. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.119068

Aponte Cárdenas, J. A. (2012). *Caracterización de las propiedades energéticas de Gynerium sagittatum para ser usado como biomasa*. https://repositorio.uniandes.edu.co/bitstream/handle/1992/14993/u615572.pdf?sequen ce=1&isAllowed=y%0Ahttp://biblioteca.uniandes.edu.co/acepto120121101.php?id=1 253

- Arango, J., & González, L. (2016). EVALUACIÓN DEL POTENCIAL ENERGÉTICO DE LA GASIFICACIÓN EN LECHO FIJO PARA CUATRO BIOMASAS RESIDUALES EN EL DEPARTAMENTO DE CÓRDOBA.
- Aspen Technology Inc. (2013). Getting Started Modeling Processes with Solids. *Aspen Technology, Inc.*, 83.
- Begum, S., Rasul, M. G., Akbar, D., & Ramzan, N. (2013). Performance analysis of an integrated fixed bed gasifier model for different biomass feedstocks. *Energies*, 6(12), 6508–6524. https://doi.org/10.3390/en6126508
- Behbahaninia, A., Ramezani, S., & Lotfi Hejrandoost, M. (2017). A loss method for exergy auditing of steam boilers. *Energy*. https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.08.090
- Bhattacharya, A., Das, A., & Datta, A. (2014). Exergy based performance analysis of hydrogen production from rice straw using oxygen blown gasification. *Energy*, 69, 525–533. https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.03.047
- Biagini, E., Barontini, F., & Tognotti, L. (2015). Gasification of agricultural residues in a demonstrative plant: Corn cobs. *Bioresource Technology*, 173, 110–116. https://doi.org/10.1016/j.biortech.2014.09.086
- Biswas, B., Pandey, N., Bisht, Y., Singh, R., Kumar, J., & Bhaskar, T. (2017). Pyrolysis of

agricultural biomass residues: Comparative study of corn cob, wheat straw, rice straw and rice husk. *Bioresource Technology*, *237*, 57–63. https://doi.org/10.1016/j.biortech.2017.02.046

- Cai, J., Zeng, R., Zheng, W., Wang, S., Han, J., Li, K., Luo, M., & Tang, X. (2021).
 Synergistic effects of co-gasification of municipal solid waste and biomass in fixedbed gasifier. *Process Safety and Environmental Protection*. https://doi.org/10.1016/j.psep.2020.09.063
- CCA. (2014). La quema de residuos agrícolas: fuente de dioxinas. In Comisión para la Cooperación Ambiental. Montreal, Canadá. http://www3.cec.org/islandora/en/item/11405-la-quema-de-residuos-agr-colas-es-unafuente-de-dioxinas-es.pdf
- Chen, Z. S., & Wang, L. Q. (2013). Energy and exergy analysis of gas production from biomass intermittent gasification. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 5(6), 1–11. https://doi.org/10.1063/1.4857395
- Compton, M., & Rezaie, B. (2017). Enviro-exergy sustainability analysis of boiler evolution in district energy system. *Energy*. https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.11.139
- De la Vega González, T. de J., & Mestra Morgan, J. F. (2020). Evaluación del desempeño energético de un sistema de refrigeración por absorción híbrido empleando energía solar fotovoltaica y gas de síntesis de un gasificador multizona. https://repositorio.unicordoba.edu.co/handle/ucordoba/2897
- Dhanavath, K. N., Shah, K., Bhargava, S. K., Bankupalli, S., & Parthasarathy, R. (2018).
 Oxygen-steam gasification of karanja press seed cake: Fixed bed experiments, ASPEN
 Plus process model development and benchmarking with saw dust, rice husk and
 sunflower husk. *Journal of Environmental Chemical Engineering*.
 https://doi.org/10.1016/j.jece.2018.04.046

Dogbe, E. S., Mandegari, M. A., & Görgens, J. F. (2018). Exergetic diagnosis and

performance analysis of a typical sugar mill based on Aspen Plus® simulation of the process. *Energy*. https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.12.134

- Fan, C., Cui, Z., Wang, J., Liu, Z., & Tian, W. (2021). Exergy analysis and dynamic control of chemical looping combustion for power generation system. *Energy Conversion and Management*. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113728
- Faraji, M., & Saidi, M. (2021). Hydrogen-rich syngas production via integrated configuration of pyrolysis and air gasification processes of various algal biomass:
 Process simulation and evaluation using Aspen Plus software. *International Journal of Hydrogen Energy*. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.03.047
- Fenalce. (2020). *ESTADÍSTICAS FENALCE*. Indice Cerealista. https://www.fenalce.org/alfa/pg.php?pa=60
- Fernandez-Lopez, M., Pedroche, J., Valverde, J. L., & Sanchez-Silva, L. (2017). Simulation of the gasification of animal wastes in a dual gasifier using Aspen Plus®. *Energy Conversion and Management*. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.03.008
- Gagliano, A., Nocera, F., Bruno, M., & Cardillo, G. (2017). Development of an Equilibrium-based Model of Gasification of Biomass by Aspen Plus. *Energy Procedia*, 111, 1010–1019. https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.264
- Guo, F., Dong, Y., Dong, L., & Guo, C. (2014). Effect of design and operating parameters on the gasification process of biomass in a downdraft fixed bed: An experimental study. *International Journal of Hydrogen Energy*, 39(11), 5625–5633. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.01.130
- Han, J., Liang, Y., Hu, J., Qin, L., Street, J., Lu, Y., & Yu, F. (2017). Modeling downdraft biomass gasification process by restricting chemical reaction equilibrium with Aspen Plus. *Energy Conversion and Management*. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.10.030
- Hoyos Gómez, G. M., & Ocampo, J. E. (2018). Producción y consumo del maíz en Colombia , cadena y propuesta de estrategias para un mejor desempeño de la misma.

BIOGÉNESIS, 95-112.

- Hu, Z., Peng, Y., Sun, F., Chen, S., & Zhou, Y. (2021). Thermodynamic equilibrium simulation on the synthesis gas composition in the context of underground coal gasification. *Fuel*. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.120462
- Jaén, L., Recio, R., Ruiz, O., Termodinámico, A., Gasificador, D. E. U. N., & Modelo, A. (2008). Análisis Termodinámico De Un Gasificador "Ankur" Modelo Wbg-10
 Trabajando Con Diferentes Biomasas. *Tecnología Química*, XXVIII(3), 71–76.
- Keche, A. J., Gaddale, A. P. R., & Tated, R. G. (2015). Simulation of biomass gasification in downdraft gasifier for different biomass fuels using ASPEN PLUS. *Clean Technologies and Environmental Policy*, *17*(2), 465–473. https://doi.org/10.1007/s10098-014-0804-x
- Kumar, R. (2017). A critical review on energy, exergy, exergoeconomic and economic (4-E) analysis of thermal power plants. In *Engineering Science and Technology, an International Journal*. https://doi.org/10.1016/j.jestch.2016.08.018
- Li, G., Liu, Z., Liu, F., Yang, B., Ma, S., Weng, Y., Zhang, Y., & Fang, Y. (2019).
 Advanced exergy analysis of ash agglomerating fluidized bed gasification. *Energy Conversion and Management*. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.111952
- Li, X., Gao, J., Zhang, Y., Zhang, Y., Du, Q., Wu, S., & Qin, Y. (2020). Energy, exergy and economic analyses of a combined heating and power system with turbine-driving fans and pumps in Northeast China. *Energies*, 13(4). https://doi.org/10.3390/en13040878
- Liu, Z., Zhong, W., Shao, Y., & Liu, X. (2020). Exergy analysis of supercritical CO2 coalfired circulating fluidized bed boiler system based on the combustion process. *Energy*. https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118327
- López García, D. E., & Sofán Germán, S. J. (2019). CARACTERIZACIÓN ENERGÉTICA DE LOS RESIDUOS DE LA AGROINDUSTRIA DEL MAÍZ EN UN PROTOTIPO DE GASIFICACIÓN MULTIZONA.

- Mahapatro, A., Kumar, A., & Mahanta, P. (2020). Parametric study and exergy analysis of the gasification of sugarcane bagasse in a pressurized circulating fluidized bed gasifier. *Journal of Thermal Analysis and Calorimetry*, 141(6), 2635–2645. https://doi.org/10.1007/s10973-020-10108-z
- Maluenda Garcia, M. J. (2019). MAIZ 2019/20. PRODUCCION RECORD Y DESCENSO DE STOCKS EN CAMPAÑAS CONSECUTIVAS. 1–7.
- McCormick. (2020). *Todos los datos actualizados sobre la producción de maíz en el mundo*. 14 de Mayo. https://www.mccormick.it/mx/todos-los-datos-actualizados-sobre-la-produccion-de-maiz-en-el-mundo/
- Minagricultura. (2019). Maiz, Dirección de Cadenas Agrícolas y Forestales. *Sioc*, 24. https://sioc.minagricultura.gov.co/AlimentosBalanceados/Documentos/2019-03-30 Cifras Sectoriales Fríjol.pdf#search=frijol
- Mitrović, D. M., Stojanović, B. V., Janevski, J. N., Ignjatović, M. G., & Vučković, G. D. (2018). Exergy and exergoeconomic analysis of a steam boiler. *Thermal Science*, 22, S1601–S1612. https://doi.org/10.2298/TSCI18S5601M
- Mojaver, P., Jafarmadar, S., Khalilarya, S., & Chitsaz, A. (2019). Study of synthesis gas composition, exergy assessment, and multi-criteria decision-making analysis of fluidized bed gasifier. *International Journal of Hydrogen Energy*. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.08.240
- Nadir, M., & Ghenaiet, A. (2015). Thermodynamic optimization of several (heat recovery steam generator) HRSG configurations for a range of exhaust gas temperatures. *Energy*. https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.04.023
- Ohijeagbon, I. O., Waheed, M. A., & Jekayinfa, S. O. (2013). Methodology for the physical and chemical exergetic analysis of steam boilers. *Energy*, 53, 153–164. https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.02.039
- Pala, L. P. R., Wang, Q., Kolb, G., & Hessel, V. (2017). Steam gasification of biomass with subsequent syngas adjustment using shift reaction for syngas production: An Aspen

Plus model. Renewable Energy. https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.08.069

- Quintero Lopez, L. A. (2017). EVALUACIÓN DE POTENCIAL ENERGÉTICO DE LA BIOMASA RESIDUAL DE PALMA AFRICANA EN EL DEPARTAMENTO DEL CESAR. Congreso Internacional De Energías Renovables CIERG - III Versión, 364– 376.
- Ramos, V. F., Pinheiro, O. S., Ferreira da Costa, E., & Souza da Costa, A. O. (2019). A method for exergetic analysis of a real kraft biomass boiler. *Energy*, 183, 946–957. https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.07.001
- Rhenals Julio, J. D., & Torres Montes, M. L. (2016). Análisis exergoeconómico de la gasificación de tusa de maíz empleando vapor de agua como agente gasificante, integrado a un sistema de generación de potencia. https://repositorio.unicordoba.edu.co/handle/ucordoba/669
- Rupesh, S., Muraleedharan, C., & Arun, P. (2020). Energy and exergy analysis of syngas production from different biomasses through air-steam gasification. *Frontiers in Energy*, 14(3), 607–619. https://doi.org/10.1007/s11708-016-0439-1
- Sánchez Ortega, I. (2014). Maíz I (Zea mays). *Reduca (Biología). Serie Botánica*, 7(2), 151–171. http://revistareduca.es/index.php/biologia/article/viewFile/1739/1776%0A%0A
- Susastriawan, A. A. P., Saptoadi, H., & Purnomo. (2017). Small-scale downdraft gasifiers for biomass gasification: A review. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.03.112
- Terhan, M., & Comakli, K. (2017). Energy and exergy analyses of natural gas-fired boilers in a district heating system. *Applied Thermal Engineering*. https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2017.04.091
- TLV. (2021). *Aplicaciones Principales para el Vapor de Agua*. Teoría Del Vapor. https://www.tlv.com/global/LA/steam-theory/principal-applications-for-steam.html

- Ucar, M., & Arslan, O. (2021). Assessment of improvement potential of a condensed combi boiler via advanced exergy analysis. *Thermal Science and Engineering Progress*. https://doi.org/10.1016/j.tsep.2021.100853
- Vilardi, G., Bassano, C., Deiana, P., & Verdone, N. (2020). Exergy and energy analysis of three biogas upgrading processes. *Energy Conversion and Management*. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113323
- Wang, H., Zhang, C., & Liu, X. (2020). Heat transfer calculation methods in threedimensional CFD model for pulverized coal-fired boilers. *Applied Thermal Engineering*. https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2019.114633
- Zhang, Q., Yi, H., Yu, Z., Gao, J., Wang, X., Lin, H., & Shen, B. (2018). Energy-exergy analysis and energy efficiency improvement of coal-fired industrial boilers based on thermal test data. *Applied Thermal Engineering*. https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2018.08.069
- Zhang, X., Li, K., Zhang, C., & Wang, A. (2020). Performance analysis of biomass gasification coupled with a coal-fired boiler system at various loads. *Waste Management*. https://doi.org/10.1016/j.wasman.2020.01.039