

SIMULACIÓN DE GASIFICACIÓN INTEGRADA CON UN CICLO COMBINADO
PARA APROVECHAMIENTO DE GASIFICACIÓN DE BIOMASA RESIDUAL.

JOHAN STIVEN AGUDELO MUÑOZ

UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA
ESCUELA DE INGENIERÍAS
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA
MEDELLÍN

2014

SIMULACIÓN DE GASIFICACIÓN INTEGRADA CON UN CICLO COMBINADO
PARA APROVECHAMIENTO DE GASIFICACIÓN DE BIOMASA RESIDUAL.

JOHAN STIVEN AGUDELO MUÑOZ

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Mecánico.

Asesor

CÉSAR NIETO LONDOÑO

Ingeniero Mecánico PhD.

UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA

ESCUELA DE INGENIERÍAS

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA

MEDELLÍN

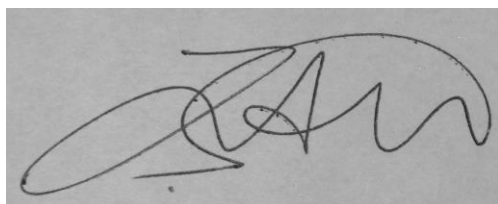
2014

(04 de Noviembre de 2014)

(Johan Stiven Agudelo Muñoz)

“Declaro que esta tesis (o trabajo de grado) no ha sido presentada para optar a un título, ya sea en igual forma o con variaciones, en esta o cualquier otra universidad” Art 82 Régimen Discente de Formación Avanzada.

Firma

A handwritten signature in black ink on a light gray background. The signature is stylized, starting with a large, sweeping loop on the left, followed by several smaller loops and a final flourish on the right. The signature appears to be 'JSA' or similar initials.

A mis Padres y Hermano por su incondicional apoyo y motivación en los momentos
difíciles.

AGRADECIMIENTOS

Al Doctor en Ingeniería César Nieto Londoño, profesor de la Universidad Pontificia Bolivariana, por su colaboración en la dirección y ejecución de este trabajo de grado.

A la Universidad Pontificia Bolivariana, por facilitar sus instalaciones y los recursos necesarios para el desarrollo teórico y experimental de tan interesante tema.

A mis familiares y amigos, quienes hicieron posible superar los obstáculos encontrados, gracias a su constante e incondicional apoyo, sin ellos el desarrollo de esta tesis hubiera sido imposible.

A Dios por darme salud y fortaleza para hacer el proyecto de la mejor manera posible.

RESUMEN

La biomasa residual se ha considerado como una fuente potencial para la producción de energía renovable, ya que desde el punto de vista ambiental, el aprovechamiento energético de la biomasa no contribuye al aumento de los gases de efecto invernadero, dado que el balance de emisiones de CO₂ a la atmósfera es neutro. En efecto, el CO₂ generado en la combustión de la biomasa es reabsorbido mediante la fotosíntesis en el crecimiento de las plantas necesarias para su producción y, por tanto, no aumenta la cantidad de CO₂ presente en la atmósfera [1]. Para obtener la energía que tiene la biomasa es posible implementar un proceso de gasificación, en el cual se somete la biomasa a una combustión parcial con una cantidad mínima de aire, obteniendo una mezcla de gas combustible. Existen diferentes tipos de gasificadores en función de la disposición del lecho donde ocurre la gasificación: de lecho fijo, lecho móvil y de lecho fluidizado.

En este documento se presenta una revisión de esta tecnología y sus posibles variaciones en función de tecnología y tipo de combustible. En una planta IGCC se debe considerar principalmente el tipo de gasificador que se va a utilizar, el gasificante y el tipo de combustible a emplear (biomasa residual o carbón) para determinar el comportamiento global de la misma bajo diversas condiciones de operación. Para observar el funcionamiento de una de estas plantas se realizará una simulación en el programa Thermoflex para estudiar el proceso de gasificación de algunas biomásas potenciales, que se encuentran disponibles en el territorio colombiano. La determinación de la biomasa depende de la producción en toneladas años y de su potencial energético.

Las simulaciones se realizan con tres biomásas, cuatro diferentes tecnologías de gasificación y con una configuración de una planta IGCC existente en los ejemplos de Thermoflex, para determinar si es técnicamente viable esta tecnología en Colombia.

PALABRAS CLAVES: IGCC, GASIFICACIÓN, BIOMASA RESIDUAL, THERMOFLEX.

INTRODUCCIÓN

Debido al calentamiento global causado por los gases de efecto invernadero, en especial del bióxido de carbono y metano, el uso de la biomasa se presenta como una de las opciones para reducir este efecto. En este sentido algunos países, en especial los suscriptos al protocolo de Kioto, lideran el uso de la biomasa como fuente de energía, y han establecido una demanda de este energético, siendo importante realizar su acondicionamiento con el fin de convertirla en una buena opción como fuente renovable de energía.

Actualmente se ha visto la biomasa como una importante fuente energética renovable, ya que esta absorbe el CO₂ generado por otras fuentes de energía como son los combustibles fósiles. Para obtener la energía de la biomasa es necesario hacer un proceso de gasificación, la relevancia de este sistema es que se obtiene un gas de síntesis bajo en contenido de contaminantes. Cuando se integra la gasificación a una planta de generación se obtiene electricidad o calor que son aprovechadas en un proceso industrial o para el uso de la población para satisfacer sus necesidades.

Este proyecto se centra en evaluar la viabilidad del sistema descrito anteriormente mediante una modelación y simulación, considerando una región de Colombia que concentre y genere gran cantidad de biomasa residual, aprovechando este recurso que normalmente se considera como desperdicio de un proceso agroindustrial y que implica un gasto adicional para su disposición final. Con esto se logra, una fuente de energía más limpia y reducir costos, ya que esta fuente de energía no tiene valor adicional. Es de interés realizar este proyecto porque se determinará la tecnología de gasificación que entregue los resultados más convenientes, en cuanto a la eficiencia y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, para la obtención de energía, la que será suministrada a centros de desarrollo, poblaciones urbanas y rurales y líneas de distribución que se encuentren cerca de la planta de generación.

OBJETIVO GENERAL

Evaluar y simular el desempeño de una planta de generación bajo diferentes tecnologías de gasificación y tipos de biomasa residual agroindustrial existente en Colombia y realizar un estudio de viabilidad técnica de este tipo de tecnologías en el país.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Determinar las biomásas residuales en Colombia más importantes en términos de producción anual e identificar su posición y proximidad con centros de desarrollo, poblaciones urbana y rural y líneas de distribución de energía para establecer las condiciones de operación de plantas de generación en al menos tres sitios del territorio colombiano.
- Identificar las tecnologías de gasificación más relevantes y presentes en el código de simulación Thermoflex para desarrollar modelos de las plantas de generación a evaluar bajo las condiciones de los diferentes sitios determinados en el objetivo anterior.
- Configurar y simular una planta típica de generación a partir de gasificación de biomasa residual en el programa Thermoflex, para evaluar el desempeño de la misma bajo diferentes tecnologías de gasificación y biomasa residual.
- Realizar una evaluación de viabilidad técnica para la operación de plantas de generación con gasificación de biomasa residual disponible en Colombia, en términos de recursos disponibles, costo de las tecnologías, proximidad de centros de desarrollo y residuos de biomasa, nivel de contaminación, entre otros.

CONTENIDO

CAPITULO 1. LA BIOMASA COMO FUENTE DE ENERGÍA	16
1.1 BIOMASA RESIDUAL AGRICOLA EN COLOMBIA.	17
1.2 RESIDUOS AGRICOLAS DE COSECHAS Y RESIDUOS AGRÍCOLAS INDUSTRIALES	19
1.3 POTENCIAL ENERGÉTICO DE LA BIOMASA RESIDUAL AGRÍCOLA	21
1.4 UBICACIÓN DE LA BIOMASA RESIDUAL AGRICOLA.	25
1.4.1 TERRITORIO DE LA BIOMASA RESIDUAL AGRICOLA DE LA CAÑA DE AZÚCAR.....	25
1.4.2 TERRITORIO DE LA BIOMASA RESIDUAL AGRICOLA DE LA CAÑA DE PANELA.	27
1.4.3 TERRITORIO DE LA BIOMASA RESIDUAL AGRICOLA DEL CAFÉ.	30
1.5 CONDICIONES DEL TERRITORIO DETERMINADO DE LA BIOMASA RESIDUAL AGRICOLA.....	32
CAPITULO 2. LA TRANSFORMACIÓN ENERGÉTICA DE LA BIOMASA Y SU TECNOLOGÍA.....	35
2.1 PROCESAMIENTO BIOLÓGICO	36
2.2 PROCESAMIENTO TERMOQUÍMICO	36
2.2.1 PROCESO DE GASIFICACIÓN	36
2.3 TECNOLOGÍAS DE GASIFICACIÓN	38
2.4 EL CICLO COMBINADO	41
2.5 UNIDADES DE FRACCIONAMIENTO DE AIRE (ASU)	42
2.6 INTEGRACIÓN DE LA TECNOLOGÍA GICC.....	43

2.7	TECNOLOGIAS DE GASIFICACIÓN EN EL PROGRAMA DE SIMULACIÓN THERMOFLEX.	46
2.7.1	GASIFICADOR TIPO 1.....	46
2.7.2	GASIFICADOR TIPO 2.....	47
2.7.3	GASIFICADOR TIPO 3.....	48
2.7.4	GASIFICADOR TIPO 4.....	49
2.7.5	UNIDAD DE SEPARACIÓN DE AIRE.....	50
2.7.6	SISTEMA DE LIMPIEZA DE GAS.	51
2.8	PLANTA IGCC EN THEMOFLEX	52
CAPITULO 3. CONFIGURACIÓN Y SIMULACIÓN DE LA PLANTA IGCC PARA BIOMASA RESIDUAL.		55
CAPITULO 4. VIABILIDAD TÉCNICA PARA LA OPERACIÓN DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN CON GASIFICACIÓN DE BIOMASA RESIDUAL DISPONIBLE EN COLOMBIA.		70
4.1	ANÁLISIS DE VIABILIDAD TÉCNICA.....	70
4.2	COSTOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA IGCC.	74
4.2.1	COSTOS PREOPERATIVOS.	75
4.2.2	COSTOS OPERATIVOS.	76
4.3	COSTOS PREOPERATIVOS Y OPERATIVOS DE LA CENTRAL IGCC.	77
4.3.1	METODOLOGÍA GENERAL DEL CÁLCULO DE COSTOS.	78
4.4	CÁLCULO DE COSTOS.	79
4.4.1	COSTOS BASE DE INVERSIÓN EN USA.....	79
4.4.2	FACTORES DE NACIONALIZACIÓN DE EQUIPOS.	79
4.4.3	FACTORES DE ESCALACIÓN.....	81
4.4.4	PRESUPUESTO DE COSTOS PARA COLOMBIA.....	81

CONCLUSIONES	85
BIBLIOGRAFÍA	87
ANEXO A. MODELOS DE LAS PLANTAS IGCC QUE SE SIMULARON.	90

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Generación de Biomasa.	17
Figura 2. Procesos de conversión de la biomasa en energía.	35
Figura 3. Tipos de gasificadores.	40
Figura 4. Proceso del ciclo combinado (CC).	41
Figura 5. Esquema y productos de una Planta de Fraccionamiento de Aire.	43
Figura 6. Diagrama de bloques y opciones de integración para una central GICC.	45
Figura 7. Gasificador Tipo 1.	47
Figura 8. Gasificador Tipo 2.	48
Figura 9. Gasificador Tipo 3.	49
Figura 10. Gasificador Tipo 4.	50
Figura 11. Unidad de separación de aire.	51
Figura 12. Sistema de limpieza del gas de síntesis.	52
Figura 13. Ejemplo S8-05A. Planta IGCC 701G EnrichedAirBlown.	54
Figura 14. Composición (CO, CO ₂ , H ₂ y N ₂) del gas de síntesis del gasificador por tipo de tecnología y cultivo generador de biomasa.	57
Figura 15. Composición (CH ₄ y H ₂ S) del gas de síntesis del gasificador por tipo de tecnología y cultivo generador de biomasa.	58
Figura 16. Composición (CO, CO ₂ , H ₂ y N ₂) del Gas de síntesis del gasificador por tipo de tecnología y carbón.	59
Figura 17. Composición (CH ₄ y H ₂ S) del Gas de síntesis del gasificador por tipo de tecnología y carbón.	59

Figura 18. Flujo másico de CO_2 que sale de la turbina de gas, para la simulación de las diferentes tecnologías y combustibles.....	61
Figura 19. Cantidad de SO_2 [ppmv @ 6% O_2] que sale de la turbina de gas para la simulación de las diferentes tecnologías y las tres biomásas.....	62
Figura 20. Cantidad de SO_2 [ppmv @ 6% O_2] que sale de la turbina de gas para la simulación de las diferentes tecnologías y los dos carbones.....	63
Figura 21. Flujo másico de los residuos agroindustriales suministrado al gasificador.....	64
Figura 22. Flujo másico de los carbones suministrados al gasificador.....	65
Figura 23. Eficiencia del gasificador con las diferentes biomásas.....	66
Figura 24. Eficiencia del gasificador con los dos carbones.....	66
Figura 25. Eficiencia de la planta de generación IGCC con las diferentes tecnologías de gasificación y biomásas.....	67
Figura 26. Eficiencia de la planta de generación IGCC con los dos carbones.....	68
Figura 27. Potencia neta de la planta de generación IGCC con las diferentes tecnologías de gasificación y biomásas.....	68
Figura 28. Potencia neta de la planta de generación IGCC con los dos carbones.....	69
Figura 29. Costos de energía para algunos sistemas de generación.....	84
Figura 30. Planta IGCC con Gasificador Tipo 1.....	90
Figura 31. Planta IGCC con Gasificador Tipo 2.....	91
Figura 32. Planta IGCC con Gasificador Tipo 3.....	92
Figura 33. Planta IGCC con Gasificador Tipo 4.....	93

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Distribución de la superficie en actividades agrícolas según departamento. Año 2011.....	18
Tabla 2. Cantidad y Poder Calorífico Inferior para biomasa residual agrícola en Colombia.	20
Tabla 3. Potencial Energético para la biomasa agrícola de los cultivos más representativos de Colombia.	23
Tabla 4. Caracterización en base seca de la biomasa agrícola para los tres cultivos con mayor potencial energético, análisis básico y análisis próximo.	24
Tabla 5. Caracterización en base seca de la biomasa agrícola para los tres cultivos con mayor potencial energético, análisis último.....	25
Tabla 6. Departamentos con mayor área y producción de caña de azúcar.	26
Tabla 7. Departamentos con mayor área y producción de caña de panela.	28
Tabla 8. Departamentos con mayor área y producción de Café.	30
Tabla 9. Condiciones atmosféricas de los territorios seleccionados para el estudio de operación de la planta de generación.	34
Tabla 10. Principales reacciones de gasificación.....	38
Tabla 11. Ventajas de los ciclos combinados.	42
Tabla 12. Caracterización de los combustibles usados en la simulación de las tecnologías de gasificación.	56
Tabla 13. Límite de emisiones de gases contaminantes.....	73
Tabla 14. Desempeño de la tecnología IGCC.....	78
Tabla 15. Costos base de inversión, AO&M IGCC.....	80

Tabla 16. Factores de afectación del costo FOB.....	81
Tabla 17. Costos de instalación ajustados para Colombia.	82
Tabla 18. Costos AO&M ajustados para Colombia.	83
Tabla 19. Costo de generación (cUS\$/kWh) en un sistema de gasificación.....	83

CAPITULO 1. LA BIOMASA COMO FUENTE DE ENERGÍA

La biomasa es un recurso de energía renovable, constituida por todo tipo de materia orgánica de origen animal o vegetal, proveniente de procesos biológicos utilizable como fuente de energía. El proceso que lleva a su formación gracias a la energía solar se observa en Figura 1.

La biomasa desde el punto de vista energético, se caracteriza por tener un bajo contenido de carbono, un elevado contenido de oxígeno y un alto contenido de compuestos volátiles, estos formados por largas cadenas de hidrocarburos (C_nH_m), dióxido de carbono (CO_2) e hidrogeno (H_2) los cuales concentran una gran parte del poder calorífico de la biomasa. Además, en muchos casos presenta un bajo contenido de cenizas y casi nulo contenido de azufre. El poder calorífico de la biomasa depende mucho del tipo que se considere y de su humedad. Estas características la convierten en un recurso muy atractivo para el aprovechamiento energético.

Con respecto al medio ambiente, el aprovechamiento energético de la biomasa no contribuye al aumento de los gases de efecto invernadero, dado que el balance de emisiones de CO_2 a la atmósfera es neutro [2]. Esto es gracias a que el CO_2 generado de la combustión de la biomasa es reabsorbida mediante la fotosíntesis en el crecimiento de las plantas necesaria para su producción, y por lo tanto no aumenta la cantidad de CO_2 presente en la atmósfera [3], siempre y cuando exista un balance cero entre la biomasa producida por el medio natural y la usada en la producción de la energía.

La biomasa se puede clasificar dependiendo de su fuente en: biomasa natural, proveniente de fuentes forestales poco intervenidas por el hombre; biomasa residual, como es el caso de residuos agrícolas, residuos urbanos y residuos ganaderos y biomasa cultivada [4], por ejemplo, los cultivos energéticos, plantas de rápido crecimiento y la generada por microorganismos como se muestra en la Figura 1.

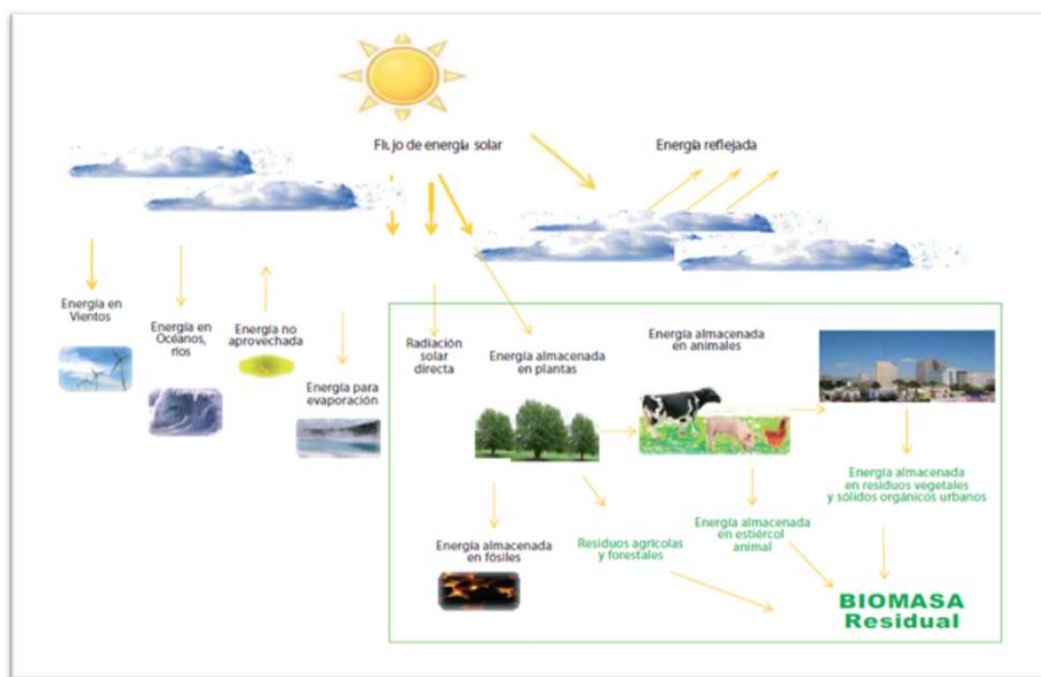


Figura 1. Generación de Biomasa.

Fuente: [4].

En este proyecto se valora la biomasa residual agrícola como un posible combustible, ya que se busca utilizar esos residuos que en muchos casos no se aprovechan o se utilizan como simples abonos para la agricultura.

1.1 BIOMASA RESIDUAL AGRÍCOLA EN COLOMBIA.

Existen dos subproductos que conforman la biomasa residual agrícola para la producción de energía, los cuales son: los residuos agrícolas de cosechas (RAC) que se obtienen de la recolección y transformación de las cosechas, y los residuos agrícolas industriales (RAI) que se obtienen de las actividades agroindustriales. En Colombia se cuenta con gran cantidad de biomasa residual agrícola, ya que es un país dedicado a la agricultura.

En la Tabla 1 se presenta la actividad agrícola de Colombia para 22 departamentos. Claramente se observa una mayor actividad de cultivos permanentes (son aquellos cultivos que tienen una duración o ciclo productivo mayor a un año) sobre los cultivos transitorios (son aquellos cultivos que tienen un periodo vegetativo o cuyo cultivo dura menos de un

año), los departamentos donde se hace evidente esta diferencia son los del Eje Cafetero y Antioquía, consecuencia de la vocación cafetera de la región y la considerable superficie sembrada en plátano y frutales.

Por otro lado, los departamentos que presentan una marcada actividad relacionada con los cultivos transitorios son Sucre, Tolima y Cundinamarca, en estos departamentos es mucho mayor la proporción de hectáreas dedicadas a cultivos de ciclo corto sobre las hectáreas dedicadas a los cultivos permanentes.

En el 2011 el país reportó 2.430.026 hectáreas destinadas al cultivo de especies transitorias y permanentes como la caña de azúcar, la palma de aceite, la caña panelera, el café, el banano y el plátano [5], en el Gráfico 1 se muestra los porcentajes de estos cultivos en el territorio Colombiano.

Tabla 1. Distribución de la superficie en actividades agrícolas según departamento. Año 2011.

Actividad Agrícola en Hectáreas					
Departamento	Transitorios	Permanentes	Barbecho	Descanso	Total agrícola
Total Nacional	708,369	1,721,657	392,553	92,847	2,915,424
Antioquia	21,045	234,801	8,490	2,709	267,045
Atlántico	3,319	3,427	552	2,845	10,142
Bolívar	52,447	48,227	28,295	1,315	130,284
Boyacá	50,806	37,279	16,376	7,885	112,346
Caldas	1,539	88,634	1,183	2,753	94,109
Cauca	17,086	86,084	7,992	7,105	118,266
Cesar	40,163	87,429	8,777	558	136,928
Córdoba	54,638	18,534	16,907	2,474	92,552
Cundinamarca	69,511	63,539	24,987	5,957	163,994
Huila	23,177	154,476	13,575	11,928	203,157
La Guajira	4,840	8,288	1,328	11	14,468
Magdalena	6,359	50,077	13,572	14,318	84,325
Meta	46,462	155,330	94,771	3,904	300,467
Nariño	49,411	52,443	20,162	249	122,264
Norte de Santander	25,918	72,772	6,879	1,634	107,203
Quindío	1,107	43,013	2,950	573	47,642
Risaralda	4,034	66,405	1,444	2,142	74,025
Santander	21,217	182,032	5,286	1,983	210,519
Sucre	57,612	5,533	14,742	262	78,149
Tolima	99,203	105,958	28,838	18,317	252,316
Valle del Cauca	18,340	106,248	7,404	3,323	135,315
Casanare	40,135	51,128	68,043	602	159,908

Modificada de: [5].

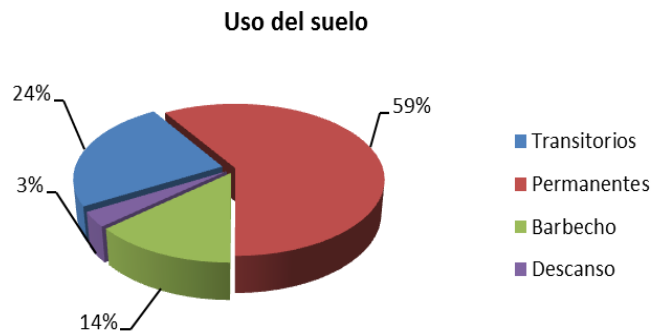


Gráfico 1. Distribución de la superficie en uso agrícola.

Se tiene que para los cultivos transitorios son el arroz y el maíz y para los cultivos permanentes son el banano, el café, la caña de azúcar, caña de panela, la palma de aceite y el plátano. De alguno de estos cultivos se determinará la biomasa que se va utilizar en el presente trabajo, para realizar el estudio de implementación de un sistema de gasificación integrado a un proceso de generación.

1.2 RESIDUOS AGRICOLAS DE COSECHAS Y RESIDUOS AGRÍCOLAS INDUSTRIALES

La cantidad de RAC y de RAI que se obtienen de los diferentes cultivos que se han mencionado anteriormente para el año 2011 se presentan en la

Tabla 2 con su poder calorífico inferior correspondiente.

El uso de la biomasa residual agrícola como fuente de energía involucra conocer su Poder Calorífico Inferior (PCI), esta es la variable que permite cuantificar la energía liberada en los procesos de la combustión de la materia. En Colombia se encuentra biomasa residual con PCI que oscilan entre 1.808 kcal/Kg para raquis de banano y 4.456 kcal/Kg para el bagazo de café.

Tabla 2. Cantidad y Poder Calorífico Inferior para biomasa residual agrícola en Colombia.

Fuente de Biomasa	Tipo de residuo	Origen del residuo	Cantidad de residuo [t/año]	PCI [KJ/Kg]
Arroz	Tamo	RAC	3394107.31	13537.42
	Cascarilla	RAI	288617.93	15666.22
Maíz	Rastrojo	RAC	587863.98	14812.28
	Tusa	RAC	170064.29	14738.63
	Capacho	RAC	132864.14	16584.42
Banano	Raquis	RAC	2093070.21	7862.64
	Vástago	RAC	10458662.59	8836.40
	Rechazo	RAI	312719.19	10819.00
Café	Pulpa	RAI	1365354.01	18517.50
	Cisco	RAI	131768.61	19264.57
	Tallos	RAC	1937276.11	19062.23
Caña de azúcar	Hojas	RAC	74068863.34	16018.10
	Bagazo	RAI	60929554.07	19374.24
Caña de panela	Hojas	RAC	4568861.72	16018.10
	Bagazo	RAI	3080859.97	19374.24
Palma de aceite	Cuesco	RAI	236712.83	17340.04
	Fibra	RAI	686504.47	18584.22
	Raquis	RAI	1161250.06	17484.69
Plátano	Rechazo	RAC	443133.67	7569.73
	Raquis	RAC	2954227.73	8507.57
	Vástago	RAI	14771136.87	8038.65

Modificada de: [5].

El uso de la biomasa residual agrícola como fuente de energía involucra conocer su Poder Calorífico Inferior (PCI), esta es la variable que permite cuantificar la energía liberada en los procesos de la combustión de la materia. En Colombia se encuentra biomasa residual con PCI que oscilan entre 1.808 kcal/Kg para raquis de banano y 4.456 kcal/Kg para el bagazo de café.

1.3 POTENCIAL ENERGÉTICO DE LA BIOMASA RESIDUAL AGRÍCOLA

Es importante conocer el potencial energético de la biomasa residual agrícola, ya que este es de gran ayuda para la selección de la biomasa que se va utilizar en el presente análisis en función de las herramientas de simulación disponibles.

El potencial energético relaciona distintas variables para un cultivo, las cuales son el área sembrada, su producción y rendimiento, y para los residuos que este genera, la cantidad de toneladas y el poder calorífico inferior. Conociendo el potencial energético de los cultivos trabajados en este proyecto, se podrá determinar los tres cultivos que serían más viables en función de su disponibilidad e indicados para realizar un proceso de gasificación en Colombia para la generación de energía.

El cálculo del potencial energético (PE) de la biomasa residual agrícola, establece la energía almacenada en su forma primaria y susceptible de ser utilizada en un proceso de transformación como el termoquímico. Básicamente, el modelo matemático es una función de “la masa del residuo” y de “su contenido energético”, el cual se calcula evaluando el Poder Calorífico Inferior (PCI). El PE se obtiene con el siguiente modelo de cálculo [3]:

$$PE = (M_{rs}) * (E)$$

Ecuación (1)

Donde,

PE: Potencial energético [TJ/año]

Mrs: Masa de residuo seco [t/año]

E: Energía del residuo por unidad de masa [TJ/t]

La energía del residuo es equivalente al Poder Calorífico Inferior (PCI), cuyas unidades están expresadas en TJ/t de residuo seco.

Para conocer la masa del residuo seco se tiene la siguiente ecuación:

$$M_{rs} = A * M_{rg} * Y_{rs}$$

Ecuación (2)

Mrs: Masa de residuo seco [t/año]

A: Área cultivada [ha/año]

Rc: Rendimiento del cultivo [t producto principal / ha sembrada]

Mrg: Masa de residuo generada del cultivo [t de residuo/ t de producto principal]

Yrs: Fracción de residuo seco [t residuo seco/t de residuo húmedo]

La ecuación (2) aplicada a un tipo de cultivo por residuos se expresa como:

$$M_{rs} = \alpha * A * R_c * \sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^m M_{rgki} * Y_{rski}$$

Ecuación (3)

El valor de α es igual a $1 \cdot 10^{-6}$ y corresponde a la constante de conversión de unidades. El contador “k” hace referencia a la clasificación de la biomasa ya sea residual agrícola y/o de cosecha. El contador “i” hace referencia a los tipos de biomasa residual en cada una de las clasificaciones.

Una vez obtenida la masa del residuo de biomasa agrícola seca anual, el potencial energético global de la biomasa residual agrícola, conformada por los residuos de cosecha y agroindustriales para los ocho cultivos del estudio, se evalúa mediante la siguiente sustitución:

$$PE_{BRA} = \alpha * A * R_C * \sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^m M_{rgki} * Y_{rski} * PCI_{ki}$$

Ecuación (3) en (1).

En la Tabla 3 se presenta el potencial energético para la biomasa residual que se genera de los ocho cultivos más representativos de Colombia.

Tabla 3. Potencial Energético para la biomasa agrícola de los cultivos más representativos de Colombia.

Cultivo	Área sembrada [ha]	Producción [t]	Rendimiento [t/ha]	Potencial Energético [TJ/año]
Arroz	357083,00	1442079,00	4,04	16314,9
Maíz	339451,00	629345,00	1,85	9566,43
Banano	81432,00	2093544,00	25,71	7344,58
Café	922365,00	642390,00	0,70	33389,55
Caña de azúcar	226895,00	22767015,00	100,34	1030600,57
Caña de panela	232385,00	1216091,00	5,23	65181,55
Palma de aceite	491791,00	1096135,00	2,23	20105,1
Plátano	420318,00	2957039,82	7,04	10374,79

Modificada de: [5].

Las tres biomásas residuales agrícolas con mayor potencial energético son las obtenidas de los cultivos de la caña de azúcar, la caña de panela y el café, como se observa en el Gráfico 2.

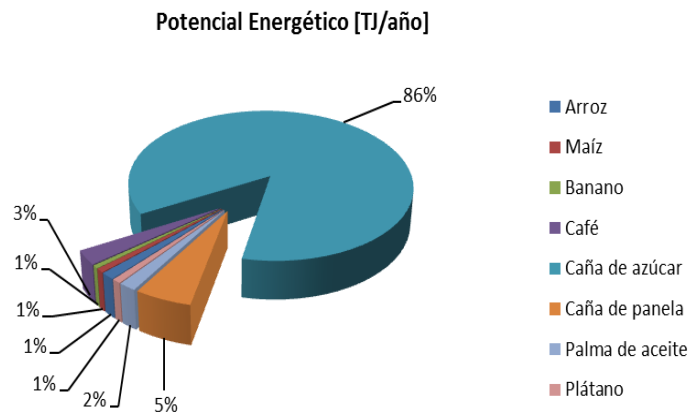


Gráfico 2. Potencial Energético de la biomasa agrícola.

Para las biomásas residuales agrícolas anteriores se tiene su caracterización en base seca en la .

Tabla 4 y Tabla 5, la cual es necesaria para el proceso termoquímico de gasificación a evaluar durante la simulación termodinámica a implementar.

Tabla 4. Caracterización en base seca de la biomasa agrícola para los tres cultivos con mayor potencial energético, análisis básico y análisis próximo.

Cultivo	Residuo	Clasificación	Análisis básico		Análisis próximo		
			Humedad [%]	Sólidos Totales [%]	Material Volátil [%]	Carbono fijo [%]	Cenizas [%]
Caña de azúcar	Hojas	RAC	69,46	30,54	81,49	8,95	9,57
	Bagazo	RAI	43,49	56,51	91,72	4,81	3,47
Caña de panela	Hojas	RAC	68,50	31,50	84,86	7,87	7,28
	Bagazo	RAI	43,39	56,61	96,79	1,61	1,60
Café	Pulpa	RAI	80,62	19,38	85,72	7,07	7,21
	Cisco	RAI	10,42	89,58	98,82	0,51	0,67
	Tallos	RAC	29,01	70,99	89,35	4,60	2,60

Modificada de: [5].

Tabla 5. Caracterización en base seca de la biomasa agrícola para los tres cultivos con mayor potencial energético, análisis último.

Cultivo	Residuo	Clasificación	Análisis último					Potencial Energético [TJ/Kg]
			Carbono Orgánico Total [%]	Hidrógeno [%]	Oxígeno [%]	Nitrógeno [%]	Azufre [%]	
Caña de azúcar	Hojas	RAC	50,06	5,76	33,66	0,92	0,09	362339,7
	Bagazo	RAI	58,73	6,75	30,66	0,38	0,04	668260,8
Caña de panela	Hojas	RAC	38,21	4,39	49,01	1,10	0,04	50110,19
	Bagazo	RAI	49,27	5,67	42,87	0,58	0,04	15071,35
Café	Pulpa	RAI	51,80	5,95	37,21	1,06	0,09	4899,84
	Cisco	RAI	57,69	6,63	33,10	0,53	0,03	2273,95
	Tallos	RAC	52,50	6,03	35,01	0,69	0,10	26215,76

Modificada de: [3].

1.4 UBICACIÓN DE LA BIOMASA RESIDUAL AGRICOLA.

La ubicación de la biomasa residual agrícola de los tres cultivos con el mayor potencial energético que se determinaron anteriormente definirá el territorio para el que se realizará el estudio de la posible implementación de generación. De esta forma, se considerarán efectos de reducción costos debido a la proximidad de la planta respecto a la fuente de materia prima, todo en función de dar lugar a un proceso de gasificación eficiente.

1.4.1 TERRITORIO DE LA BIOMASA RESIDUAL AGRICOLA DE LA CAÑA DE AZÚCAR.

Los residuos agroindustriales del cultivo de caña de azúcar (bagazo), se utilizan como fertilizantes o como combustible para las calderas de los mismos ingenios azucareros, lo que es bueno, ya que aprovechan el potencial energético de éstos, pero es más negativo, ya que por el proceso de combustión se generan los gases de efecto invernadero.

Para la biomasa residual generada de la cosecha y del procesamiento industrial del cultivo de caña de azúcar se presentan los departamentos con mayor área sembrada, mayor producción y por consiguiente mayor potencial energético en la Tabla 6.

El departamento con la mayor área sembrada y la mayor producción es Valle de Cauca, según datos estadísticos para el 2011 se tiene que hay 1.774.879,92 hectáreas y produce 16.897.408,79 toneladas al año [6].

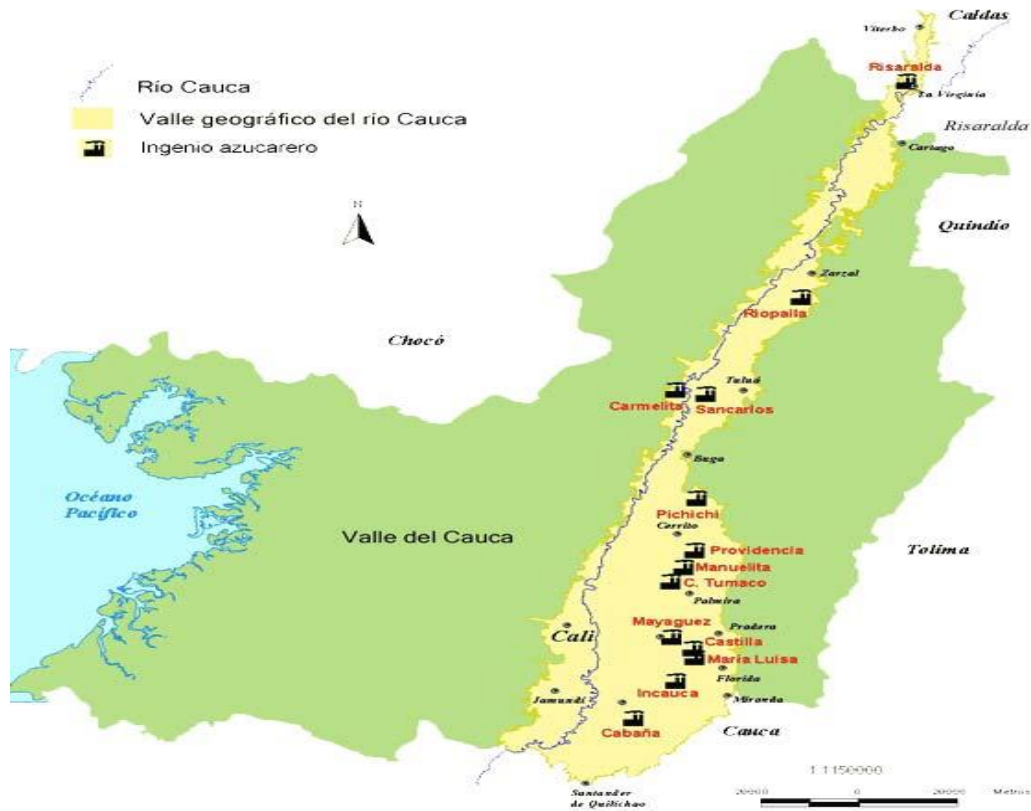
Tabla 6. Departamentos con mayor área y producción de caña de azúcar.

Cultivo Caña de Azúcar		
Departamento	Área Sembrada [ha]	Producción [t]
Caldas	3.033,82	339.750,81
Cauca	42.842,33	5.085.133,70
Norte de Santander	743,15	38.257,50
Quindío	262,56	28.488,09
Risaralda	2.886,31	377.976,77
Valle del Cauca	174.879,92	16.897.408,79

Modificada de: [5].

Con la ubicación de los ingenios azucareros del Valle del Cauca que se muestra en el Mapa 1, se determina el territorio en el cual sería más idóneo y viable la implementación de la

planta, ya que estos concentran la mayor cantidad de residuos de cosecha e industriales de la caña de azúcar.



Mapa 1. Ingenios azucareros del Valle del Cauca.

Fuente: [7].

1.4.2 TERRITORIO DE LA BIOMASA RESIDUAL AGRICOLA DE LA CAÑA DE PANELA.

Para la biomasa residual generada de la cosecha (hojas) y del procesamiento industrial (bagazo) del cultivo de caña de panela se presentan los departamentos con mayor área sembrada, mayor producción y por consiguiente mayor potencial energético en la

Tabla 7.

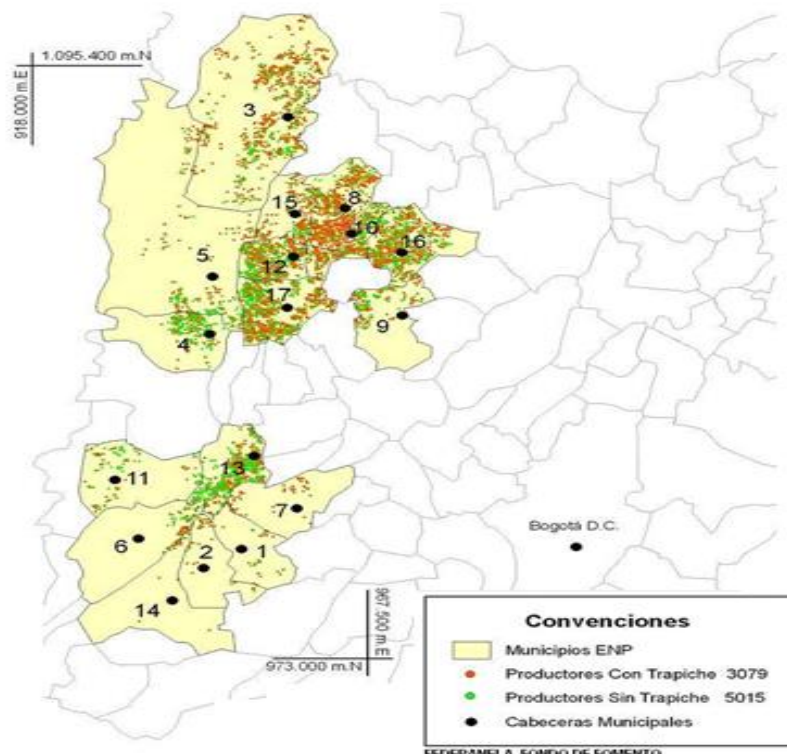
Tabla 7. Departamentos con mayor área y producción de caña de panela.

Cultivo Caña de Panela		
Departamento	Área Sembrada [ha]	Producción [t/a]
Antioquia	37.713,20	148.949,27
Boyacá	23.670,00	159.751,90
Caldas	11.195,00	49.179,75
Cauca	16.799,69	58.766,91
Cundinamarca	42.714,92	186.815,44
Nariño	17.738,50	100.854,50
Risaralda	4.025,20	26.114,78
Santander	24.099,50	232.111,00
Tolima	11.679,75	54.243,62

Modificada de: [5].

El departamento con la mayor área sembrada y la mayor producción es Cundinamarca, según datos estadísticos para el 2011 se tiene 42.714,92 hectáreas y produce 186.815,44 toneladas al año [6].

Con la ubicación de los productores de panela de Cundinamarca que se muestra en el Mapa 2, se determina el territorio en el cual sería más idóneo y viable para la implementación de la planta, ya que estos concentran la mayor cantidad de residuos de cosecha e industriales de la caña de panela.



Mapa 2. Productores de panela en Cundinamarca

Modificado de: [8].

Los puntos negros que se encuentran enumerados en el mapa corresponden a las cabeceras municipales de Cundinamarca que tienen actividad con el cultivo de la caña panelera y son los siguientes: 1. Anapoima, 2. Apulo, 3. Caparrapi, 4. Changuani, 5. Guaduas, 6. Jerusalén, 7. La Mesa, 8. La Peña, 9. La Vega, 10. Nimaima, 11. Puli, 12. Quebradanegra, 13. Quipile, 14. Tocaima, 15. Utica, 16. Vergara, 17. Villeta.

Las cabeceras municipales donde más se cultiva la caña de panela y se produce la panela son La Peña, Nimaima, Quebradanegra, Utica, Vergara y Villeta. Las cuales hacen parte de una provincia de Cundinamarca llamada Gualivá. Hay una gran ventaja ya que todas estas están cerca, lo que sería un territorio estratégico para implementar la planta de generación.

1.4.3 TERRITORIO DE LA BIOMASA RESIDUAL AGRICOLA DEL CAFÉ.

Para la biomasa residual generada de la cosecha (tallos) y del procesamiento industrial (pulpa) del cultivo de café se presentan los departamentos con mayor área sembrada, mayor producción y por consiguiente mayor potencial energético en la Tabla 8.

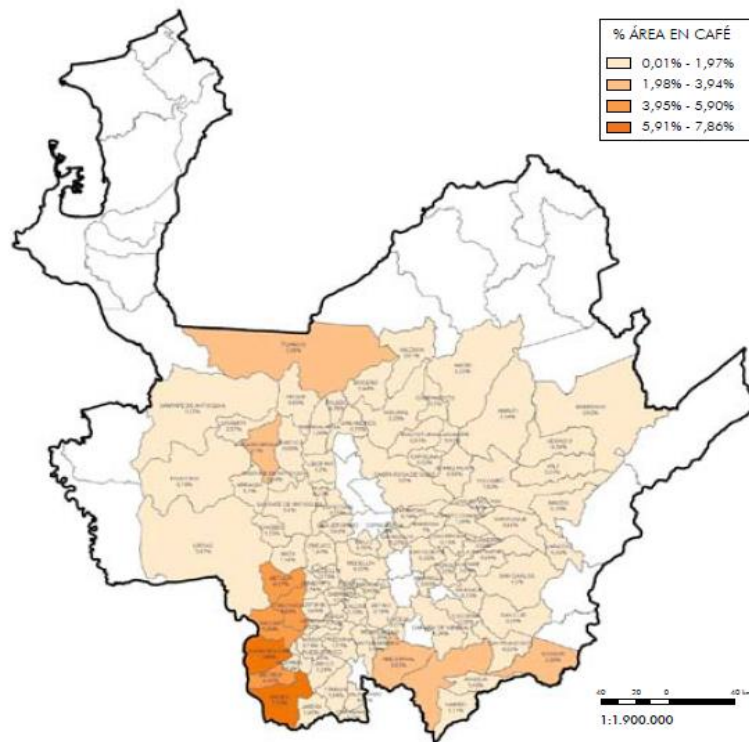
Tabla 8. Departamentos con mayor área y producción de Café.

Cultivo Café		
Departamento	Área Sembrada [ha]	Producción [t]
Antioquia	136.930,35	115.267,98
Boyacá	11.396,47	5.643,39
Caldas	80.750,87	78.805,87
Cauca	71.879,14	41.645,39
Cesar	26.189,00	11.035,85
Cundinamarca	46.083,78	32.780,35
Huila	129.152,80	88.283,07
Magdalena	19.234,00	13.301,60
Nariño	34.420,80	24.073,95
Norte de Santander	32.903,54	12.332,00
Quindío	31.079,50	20.814,11
Risaralda	53.235,51	49.042,31
Santander	45.244,74	22.089,82
Tolima	109.856,90	52.114,40
Valle del Cauca	77.210,60	65.475,63

Modificada de: [5].

El departamento con la mayor área sembrada y la mayor producción de café es Antioquia, ya que según datos estadísticos para el 2011 tiene 136.930,35 hectáreas y produce 115.267,98 toneladas al año, seguido de Huila con 129.152,80 hectáreas y una producción de 88.283,07 toneladas al año [6].

En el Mapa 3 se tienen los municipios cafeteros de Antioquia, del cual se determina el territorio más adecuado para la implementación de planta de generación a partir de la gasificación de la biomasa procedente del cultivo de café.



Mapa 3. Regiones cafeteras de Antioquia.

Fuente: [9].

Los municipios que concentran la mayor área sembrada y la mayor producción de café son los del suroeste de Antioquia, principalmente Andes, Betania, Ciudad Bolívar, Salgar, Concordia y Betulia.

1.5 CONDICIONES DEL TERRITORIO DETERMINADO DE LA BIOMASA RESIDUAL AGRICOLA.

Para la biomasa generada del cultivo de la caña de azúcar (bagazo), la caña de panela (bagazo) y para el café (pulpa) se va a evaluar las condiciones de las regiones determinadas en el capítulo anterior.

Valle del Cauca

El sector azucarero colombiano se encuentra ubicado en el valle geográfico del río Cauca, que abarca 47 municipios desde el norte del departamento del Cauca, la franja central del Valle del Cauca, hasta el sur del departamento de Risaralda. En esta región hay 223.905 hectáreas sembradas en caña para azúcar, de las cuales, el 24% corresponde a tierras propias de los ingenios y el restante 76% a más de 2.000 cultivadores de caña. Dichos cultivadores abastecen a los 13 ingenios de la región [10]. El sector genera cerca de 36.000 empleos directos y 216.000 indirectos. Si se tiene en cuenta la composición demográfica de las familias de la región (4 personas por núcleo familiar), se deduce que más de 1 millón de personas dependen de la actividad azucarera, algo así como el 30% de la población del departamento del Valle del Cauca y el 2,4% de la colombiana [11].

Provincia de Gualivá

La Provincia de Gualivá representa la región de Cundinamarca más productora de caña de panela. La actividad panelera es considerada la segunda agroindustria rural después del café, por el número de establecimientos productivos, el área sembrada y la mano de obra que vincula. Se calcula que esta actividad genera 353.366 empleos directos. Por estas condiciones, el sector panelero es soporte de paz, empleo y desarrollo en diferentes regiones [12].

En el 2010, la Provincia de Gualivá se consolidó como el octavo mercado (107.265 habitantes) más importante de Cundinamarca según el tamaño de su población: concentró el 4,3% del total de los habitantes del departamento. De otro lado, también es importante mencionar que Gualivá es una de las provincias de Cundinamarca con una alta tasa de población (62,4%) concentrada en el área rural, tendencia que está asociada, a una

estructura productiva concentrada en el desarrollo de actividades agropecuarias y ecoturísticas.

Según cifras de la Secretaría de Agricultura de Cundinamarca, durante el 2009 la Provincia de Gualivá se consolidó como la región del departamento con mayores extensiones de tierra dedicadas a la producción agrícola (contaba con 35.765 hectáreas cosechadas), lo que le permitió posicionarse como la Provincia con el segundo mayor índice de utilización de la tierra. En relación con el tipo de cultivo, la mayor parte (92%) de las tierras cosechadas en Gualivá están destinadas al cultivo de productos permanentes, Dentro de los productos permanentes, las cifras de la Secretaría de Agricultura del Departamento hacen evidente que la vocación agrícola más importante de la Provincia de Gualivá es el cultivo de caña panela, en el que la producción regional durante el 2009 ascendió a cerca de 106 mil toneladas (la mayor del departamento) [13].

Suroeste Antioqueño

El Suroeste antioqueño se encuentra localizado entre la vertiente oriental de la cordillera Occidental y la vertiente occidental de la cordillera Central, que conforman el cañón del río Cauca y la cuenca del río San Juan, al suroccidente del departamento de Antioquia.

Actualmente y con base en proyecciones consignadas en el Anuario Estadístico de Antioquia 2007, el Suroeste ocupa el cuarto lugar en población, después de las subregiones del Valle de Aburrá, Oriente y Urabá, con un total de 374.988 habitantes (proyección al 2008). Otro aspecto a resaltar es la presencia de un mayor número de habitantes a nivel rural (198.699), frente a 176.289 del urbano. De todos modos y aunque el 53% de la población tiene carácter rural, las cifras muestran una tendencia progresiva hacia la urbanización.

El Suroeste resulta ser una de las tres subregiones de mayor desarrollo social y calidad de vida del departamento, junto con el Valle de Aburrá y el Oriente. Dicho desarrollo también se debe al papel jugado por las inversiones realizadas por la Federación Nacional de Cafeteros y el Comité Departamental de Cafeteros, por ser esta subregión la de mayor participación en la producción cafetera.

La actividad económica que más población ocupa es el cultivo del café y se desarrolla en franjas altitudinales entre los 1.400 y 2.000 m.s.n.m., aproximadamente, en vertientes de clima medio. Aunque su producción se presenta prácticamente en toda la subregión, actualmente se destacan los municipios de Andes, Bolívar, Salgar, Concordia, Betulia y Betania

La economía cafetera merece especial mención, tanto por lo que ha significado en la conformación de esta subregión, como por su aporte a la producción nacional respecto a un producto bandera de las exportaciones. Hablar del Suroeste antioqueño es sinónimo de café, debido a que la calidad de sus suelos y la dedicación de sus gentes llevó a un crecimiento significativo en la producción del grano en cantidad y calidad, por lo cual la mayoría de sus municipios se dedicó al monocultivo, olvidando las posibilidades de rotación con otros productos. La producción cafetera se convirtió en el tránsito del siglo XIX y mediados del XX en elemento estructurante del territorio, ya que como principal producto de exportación fue factor de innovación subregional y organización del espacio rural [14].

Para cada territorio mencionando anteriormente se debe conocer las condiciones en las cuales estaría la planta de generación operando, para llevar a cabo la simulación y obtener resultados más precisos, dichas condiciones se tienen en la Tabla 9.

Tabla 9. Condiciones atmosféricas de los territorios seleccionados para el estudio de operación de la planta de generación.

Condiciones del territorio	Producto Agrícola		
	Caña de azúcar	Caña de panela	Café
Altitud [ft]	980	1.235	5.256
Temperatura [°F]	77	75	68
Humedad relativa [%]	75	80	79
Temperatura de bulbo húmedo [°F]	71	70	63
Presión [psia]	14,18	14,05	12,11

CAPITULO 2. LA TRANSFORMACIÓN ENERGÉTICA DE LA BIOMASA Y SU TECNOLOGÍA.

Con el fin de transformar la biomasa en combustibles sólidos, líquidos y gaseosos, se han desarrollado diversos procesos y tecnologías. Existen dos grupos principales en los que se pueden clasificar los procesos de conversión existentes: biológicos y termoquímicos que se ilustran en la Figura 2.

La transformación energética de la biomasa genera principalmente biocombustible y biogás, a partir de los cuales se puede obtener calor, electricidad o fuerza motriz [15].

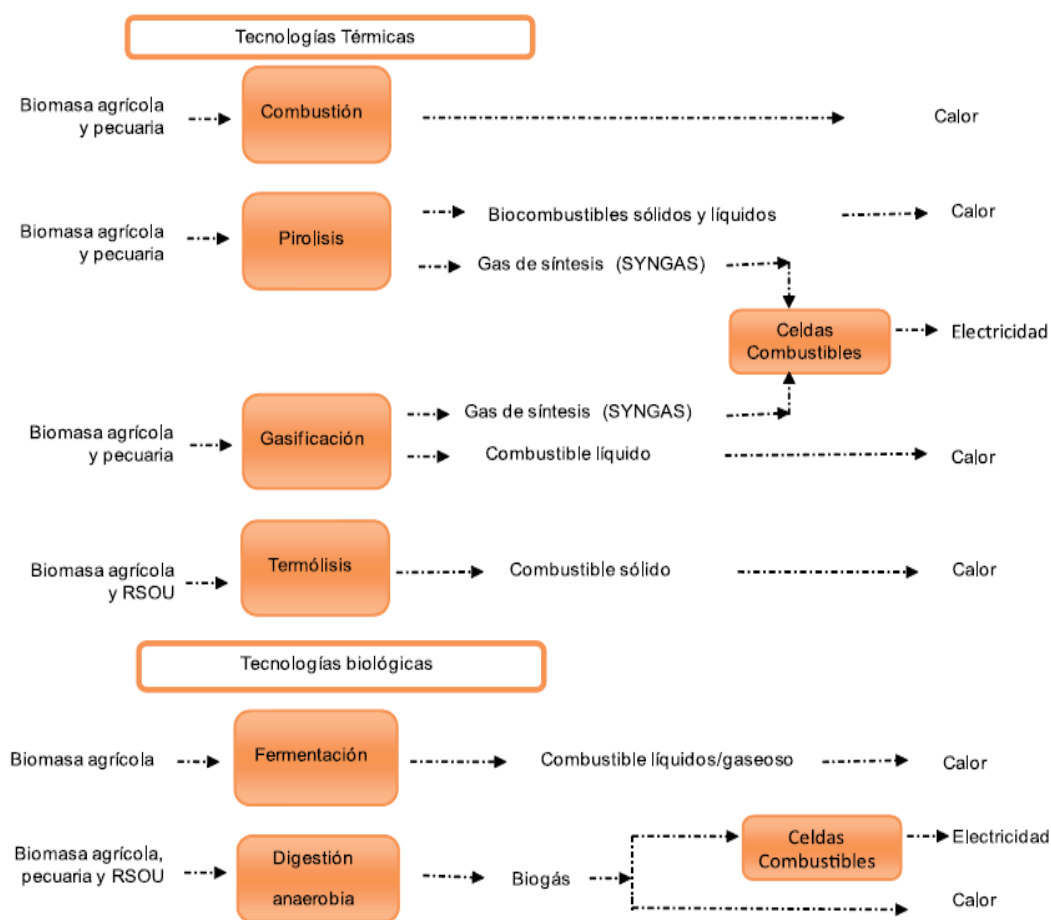


Figura 2. Procesos de conversión de la biomasa en energía.

Fuente: [4].

2.1 PROCESAMIENTO BIOLÓGICO

Este tipo de procesamiento está dividido en dos clases de procesos: fermentación anaeróbica (en ausencia de aire), en la cual la biomasa se deposita en una cámara hermética o biodigestor, y después de cierto tiempo de residencia se obtiene como producto un gas combustible denominado biogás. Como otro producto del proceso se obtiene un residuo que presenta una alta calidad como fertilizante, denominado bioabono.

En la fermentación alcohólica, se obtiene como producto del proceso alcohol como combustible o carburante para motores de combustión interna o plantas de generación de energía [16].

2.2 PROCESAMIENTO TERMOQUÍMICO

Este tipo de procesamiento está dividido en pirólisis, gasificación, licuefacción y combustión. Se refieren a la conversión de la biomasa por medio de reacciones químicas, propiciadas por la adición de calor y/o la exposición a agentes de reacción, mediante las cuales se libera energía directamente o se convierte la biomasa en combustible sólido, líquido o gaseoso [16].

2.2.1 PROCESO DE GASIFICACIÓN

La gasificación es un proceso de transformación donde la materia prima sufre una descomposición termoquímica, a elevadas temperaturas a través de su paso por el reactor, en un gas de síntesis con gran contenido energético; esta se compone de monóxido de carbono, dióxido de carbono, hidrógeno, metano, trazas de etano y eteno, agua, nitrógeno y algunos contaminantes, como pequeñas partículas de carbonizado, ceniza y alquitranes [16].

El proceso de gasificación consta de tres etapas básicas: el secado, la pirólisis y la gasificación. En el proceso de secado el agua es removida a una temperatura superior a los 100 °C. El proceso de pirólisis también denominado carbonización, consiste en el calentamiento de la biomasa, en ausencia o con cantidades controladas de aire, trayendo como consecuencia la separación de la parte volátil [17] .

De acuerdo al agente de reacción empleado, puede establecerse una primera clasificación de los procesos de gasificación, con aire la reacción de gasificación da lugar a una reacción exotérmica, donde se obtiene un gas de bajo poder calorífico. Al implementar oxígeno como agente gasificante se produce un gas de poder calorífico medio, el cual tiene aplicaciones de carácter energético y puede utilizarse como gas de síntesis para la obtención de metanol. Implementando vapor de agua como agente gasificante se produce un gas enriquecido en H_2 y CO que se puede utilizar como gas de síntesis para diversos compuestos como amoníaco, metanol, gasolinas, etc. Empleando hidrógeno como agente gasificante se produce un gas de alto contenido energético que por tener altos porcentajes de metano, puede utilizarse como sustituto del gas natural [18].

De acuerdo al tipo de gasificador, alimentación de combustible y agente gasificante, las tres etapas se presentan en determinadas zonas o regiones del sistema, en donde finalmente se desarrollan las principales reacciones químicas que rigen la gasificación, estas se pueden ver en la

Tabla 10.

Los gasificadores de biomasa operan calentando el residuo en un ambiente en el cual los residuos sólidos se desdoblan hasta formar un gas de síntesis inflamable. Esta opción ofrece ventajas evidentes sobre la combustión directa. El gas de síntesis puede ser limpiado y filtrado para remover componentes químicos indeseados y además se puede utilizar sistemas más eficientes (por ejemplo en sistemas de Gasificación Integrada con Ciclo Combinando IGCC) hasta alcanzar eficiencias de hasta un 60 % [4].

Tabla 10. Principales reacciones de gasificación.

Oxidación heterogénea		ΔH
Combustión	$C + O_2 \rightarrow CO_2$	$-394 \frac{MJ}{kmol}$
Combustión incompleta	$C + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow CO$	$-111 \frac{MJ}{kmol}$
Reacciones heterogéneas en equilibrio		
Reacción de Boudouard	$C + CO_2 \rightarrow 2CO$	$+172 \frac{MJ}{kmol}$
Reacción agua-gas	$C + H_2O \rightarrow CO + H_2$	$+131 \frac{MJ}{kmol}$
Reacción de metanación	$C + 2H_2 \rightarrow CH_4$	$-72 \frac{MJ}{kmol}$
Oxidación homogénea		
Oxidación del monóxido de carbono	$CO + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow CO_2$	$-283 \frac{MJ}{kmol}$
Metanización	$CO + 3H_2 \rightarrow CH_4 + H_2O$	$-206 \frac{MJ}{kmol}$
Oxidación del hidrógeno	$H_2 + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow H_2O$	$-242 \frac{MJ}{kmol}$
Oxidación del metano	$CH_4 + \frac{3}{2}O_2 \rightarrow CO + 2H_2O$	$-519 \frac{MJ}{kmol}$
Reacciones homogéneas en equilibrio		
Reacciones agua-gas	$CO + H_2O \rightleftharpoons CO_2 + H_2$	$-41 \frac{MJ}{kmol}$
	$CH_4 + H_2O \rightleftharpoons CO + 3H_2$	$-206 \frac{MJ}{kmol}$

Fuente: [19].

2.3 TECNOLOGÍAS DE GASIFICACIÓN

Existe un gran número de sistemas de gasificación diferentes. En función del régimen de flujo, se puede hablar de tres tipos de gasificadores:

- Lecho fijo. El carbón se alimenta seco por la parte superior del reactor, y desciende lentamente reaccionando con los gases que fluyen en contracorriente a través del lecho. En su camino descendente, el carbón experimenta de forma sucesiva los procesos de secado, calentamiento, pirólisis, gasificación y combustión. Las cenizas pueden extraerse secas o fundidas. El gas producto tiene baja temperatura (400-500°C), y contiene cantidades importantes de alquitranes y aceites.
- Lecho fluidizado. Las partículas de combustible se introducen en un flujo ascendente de gas, en el que se encuentran suspendidas mientras se produce la reacción. La temperatura de operación es inferior a la de fusión de las cenizas del combustible (800-1.050°C), para que éstas se puedan descargar en forma seca o aglomerada.
- Lecho arrastrado. El carbón y los agentes gasificantes fluyen en la misma dirección, con velocidades muy superiores a las que se dan en el resto de tipos de gasificadores. La alimentación del carbón pulverizado, que puede ser seca (con nitrógeno) o húmeda (en mezcla con agua), se realiza a través de quemadores de oxidación parcial. La temperatura de operación es muy elevada (1.200-1.600°C), y las cenizas se extraen fundidas por la parte inferior.

Los tres tipos de gasificadores estaban ya desarrollados en los años 1950. Sin embargo, en los años 1970 y 1980 se adaptaron los diseños para trabajar en condiciones de alta presión, permitiendo aumentar la capacidad de producción y el rango de aplicaciones posibles [20].

En la Figura 3 se puede observar un esquema de los tres tipos de gasificadores mencionados anteriormente.

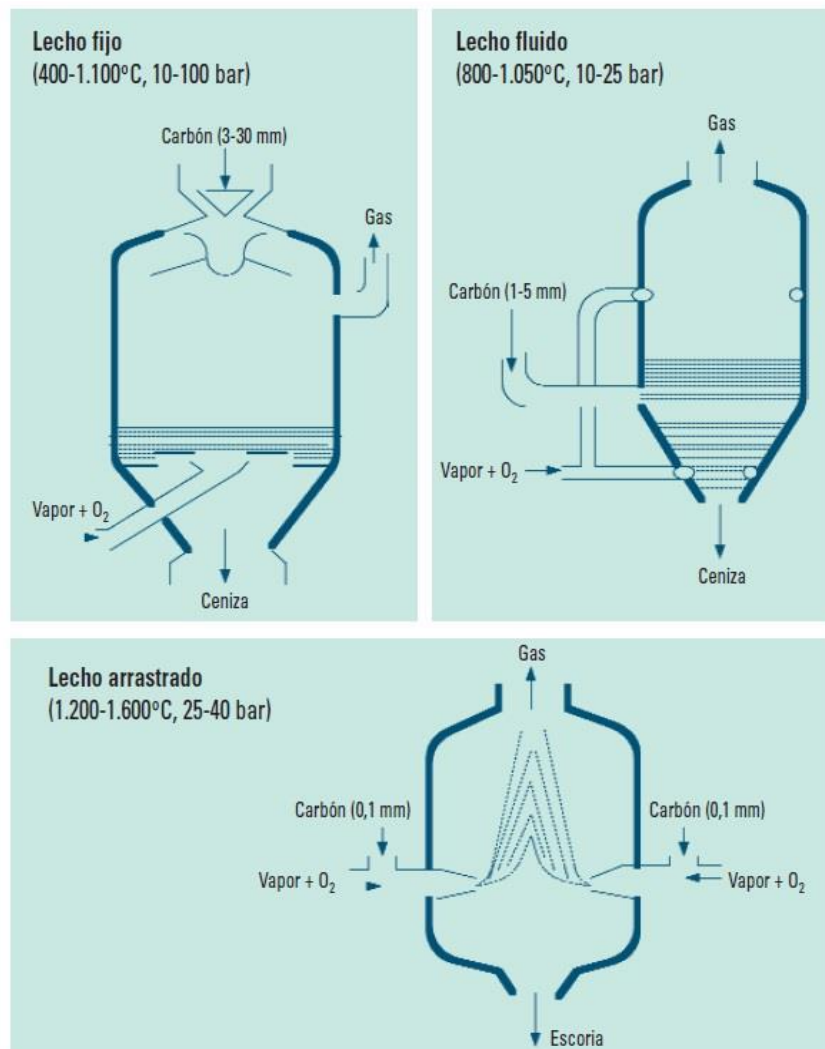


Figura 3. Tipos de gasificadores.

Fuente: [20]

La gasificación es un proceso termoquímico que en los últimos años ha tomado mucho interés, ya que integrado a un ciclo combinado se convierte en una tecnología conocida como IGCC, la cual permite el aprovechamiento de recursos energéticos (carbón, coque de petróleo, biomasa) en una central térmica, con la eficiencia y los beneficios ambientales propios del ciclo combinado [21].

2.4 EL CICLO COMBINADO

Consiste en la combinación de turbinas de gas con turbinas de vapor. En este proceso las altas temperaturas de los gases de escape de la turbina de gas se aprovechan, mediante una Caldera de Recuperación (HRSG), para generar el vapor de agua que se expande en la turbina de vapor. Se conjugan así las ventajas de los ciclos termodinámicos de gas y de vapor, ya que se logra una alta temperatura de absorción en el ciclo de la turbina de gas y una baja temperatura de cesión en el ciclo de vapor, logrando elevar el rendimiento hasta valores superiores al 55% [20].

La relación de potencia entre turbina de gas y turbina de vapor suele ser de 2 a 1. En cuanto a la configuración del ciclo, es posible una disposición de eje único, en la que ambas turbinas se sitúan sobre el mismo eje, accionando un alternador común [20]. En la Figura 4 se muestra el esquema de un ciclo combinado.

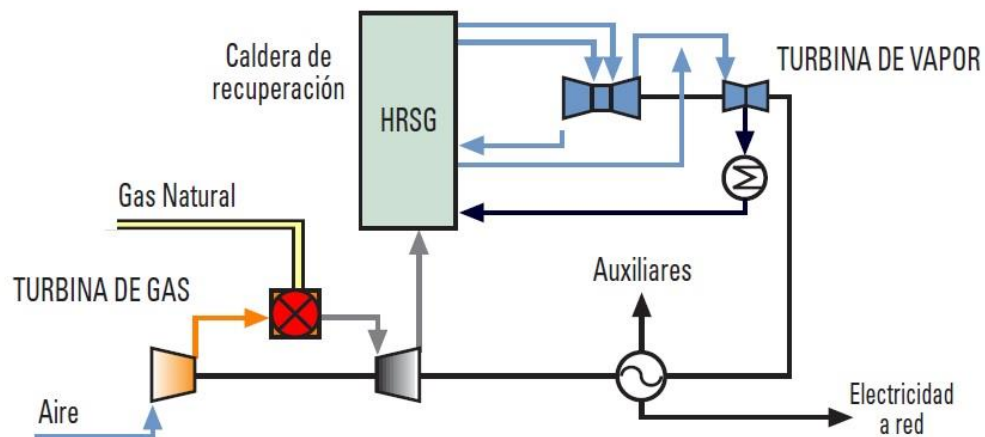


Figura 4. Proceso del ciclo combinado (CC).

Fuente: [20]

En la Tabla 11 se han resumido las ventajas que presentan los ciclos combinados, frente a las centrales térmicas clásicas.

Tabla 11. Ventajas de los ciclos combinados.

Ventajas de los Ciclos Combinados	Ciclos Combinados	Centrales clásicas de ciclo agua/vapor
Mayor eficiencia energética. (Neta, %PCI)	55-57%	35-40%
Menores emisiones atmosféricas, en especial de CO ₂	350 g CO ₂ /kWh	850 g CO ₂ /kWh
Menor consumo de agua, por ser menor la necesidad de refrigeración	435 m ³ /h (400 MW)	875 m ³ /h (400 MW)
Bajo coste de inversión específico	400-600 €/kW	>1000 €/kW
Menor plazo de construcción	2 años	3-4 años
Alto grado de automatización: bajo coste fijo de operación	5 €/kW-año	27 €/kW-año
Mayor aceptación social, bajo requerimiento de espacio: facilidad de ubicación próxima al consumo	100.000 m ² (400 MW)	260.000 m ² (400 MW)

Modificado de: [20]

2.5 UNIDADES DE FRACCIONAMIENTO DE AIRE (ASU)

Para mantener las altas temperaturas necesarias en todo proceso de gasificación, se requiere un agente oxidante, que puede ser aire, oxígeno o aire enriquecido en oxígeno. Inicialmente, los primeros gasificadores, que eran de lecho fijo y a presión atmosférica, empleaban aire. Sin embargo, con el desarrollo industrial del proceso Linde-Frankl en la década de 1930, las plantas de producción de oxígeno mediante destilación del aire en condiciones criogénicas se convierten en un sistema económico. Desde ese momento se vuelven a construir muy pocos gasificadores con aire, puesto que el hecho de emplear oxígeno tiene las ventajas de:

- Poder calorífico del gas de síntesis muy superior (9-13 MJ/Nm³ frente a 4,5 MJ/Nm³).

Por no estar diluido con N_2 , el caudal de gas de síntesis es mucho menor (50% aprox.), reduciéndose por tanto radicalmente las dimensiones y los costos de las unidades de recuperación de calor y limpieza del gas [20]. El proceso de una Unidad de Fraccionamiento de Aire (ASU) actual, junto con los productos que pueden obtenerse, se muestra en la Figura 5.

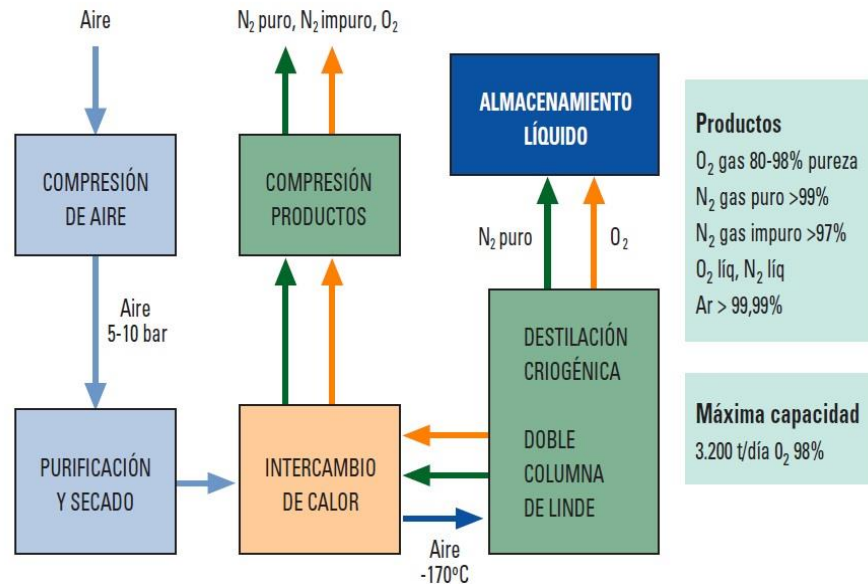


Figura 5. Esquema y productos de una Planta de Fraccionamiento de Aire.

Fuente: [20].

2.6 INTEGRACIÓN DE LA TECNOLOGÍA IGCC.

La tecnología IGCC permite el uso de combustibles sólidos (carbón, coque de petróleo, biomasa) o líquidos en una central térmica con la eficiencia y los beneficios ambientales propios de los ciclos combinados. Para ello, supone la integración de las tres tecnologías anteriores, de forma que el combustible es gasificado con el oxígeno producido en una Planta ASU, y el gas de síntesis producido es enfriado, y limpiado exhaustivamente de partículas sólidas y contaminantes para su combustión en la turbina de gas de un ciclo combinado [20].

Existen múltiples variaciones sobre el esquema básico de un IGCC, siendo el aspecto fundamental del diseño el grado de integración entre las unidades. Se puede hablar de tres niveles de integración:

- Integración de los sistemas agua-vapor de la Isla de gasificación y del ciclo combinado. El agua de alimentación de calderas se precalienta en una sección de la caldera de recuperación del ciclo combinado (HRSG) y se envía a gasificación, donde se produce vapor saturado por intercambio de calor con el gas crudo. Este vapor saturado se exporta a la HRSG, para su sobrecalentamiento y expansión en la turbina de vapor, generando electricidad adicional.
- Integración lado nitrógeno entre ASU y ciclo combinado. El N_2 impuro, subproducto de la ASU, es comprimido y mezclado con el gas de síntesis para reducir las emisiones de NO_x y aumentar la potencia en la turbina de gas.
- Integración lado aire entre ASU y ciclo combinado. De forma parcial o total, el aire comprimido que requiere la ASU es extraído del compresor de la turbina de gas [20].

En la Figura 6 se presenta una configuración típica de central IGCC, y los distintos niveles de integración posibles.

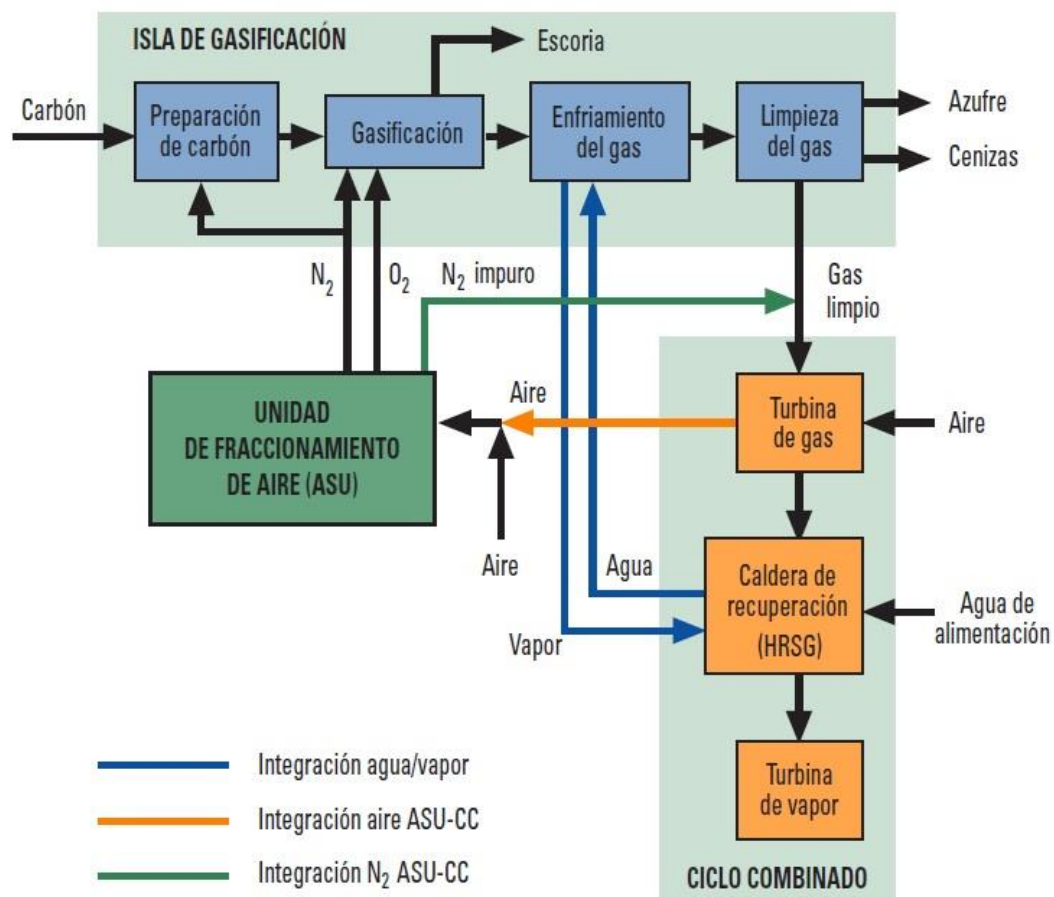


Figura 6. Diagrama de bloques y opciones de integración para una central GICC.

Fuente: [20].

Las principales ventajas de la tecnología IGCC frente a las tecnologías convencionales de generación de electricidad a base de combustibles sólidos, tales como mejor desempeño en eficiencia energética y menor emisión de contaminantes y de gases de efecto invernadero, están dadas en gran medida, por la posibilidad de complementar el ciclo de vapor con el ciclo de gas [21].

El comportamiento de una planta IGCC es afectada por diferentes aspectos tecnológicos y operacionales, como son el tipo de gasificador, el agente gasificante, las condiciones ambientales y la demanda de potencia. Considerar todo este conjunto de variables dificulta el proceso de análisis y diseño de esta clase de tecnologías, haciendo necesario el uso de programas de simulación termodinámica, como Thermoflex.

Thermoflex es un programa modular con una interfaz gráfica que le permite ensamblar un modelo de iconos que representan más de ciento setenta y cinco componentes diferentes. El programa abarca tanto el diseño y la simulación fuera de diseño, y los modelos de todo tipo de plantas de energía, incluidos los ciclos combinados, los ciclos de vapor convencionales, y repotenciación. También puede modelar sistemas de centrales térmicas generales [22].

Las simulaciones termodinámicas se utilizan para estimar el comportamiento general de las plantas de gasificación en función de disponibilidad de recursos energéticos, operacionales y las condiciones ambientales. A través de Thermoflex es posible determinar el comportamiento bajo diferentes condiciones de aire, combustible, nitrógeno, oxígeno, vapor y las tasas de flujo de agua. Además, es posible ampliar a escala equipos que participan en los ciclos de generación de energía mediante balances de energía y precisión en masa. Con respecto a las simulaciones termodinámicas pueden ayudar a establecer el comportamiento de la cinética de fenómenos complejos presentes en el proceso de gasificación [23].

Thermoflex se utiliza en este trabajo para la simulación del proceso de gasificación a través de diferentes tecnologías comerciales disponibles en su base de equipos y para la simulación termodinámica de la generación de energía del ciclo combinado con las biomásas determinadas en el capítulo 1.

2.7 TECNOLOGIAS DE GASIFICACIÓN EN EL PROGRAMA DE SIMULACIÓN THERMOFLEX.

2.7.1 GASIFICADOR TIPO 1.

El Tipo 1 es un gasificador de una etapa, con soplado de oxígeno y con un enfriador opcional radiante y/o por convección de gas de síntesis, que genera vapor a alta presión. Un ejemplo típico es un gasificador GE (antes Texaco) [22].

El gasificador tipo 1 tiene cinco puertos obligatorios y seis opcionales, como se ve en la Figura 7. Las entradas para el combustible, oxígeno y agua de suspensión son conexiones necesarias, como son las salidas de gas de síntesis bruto y escorias.

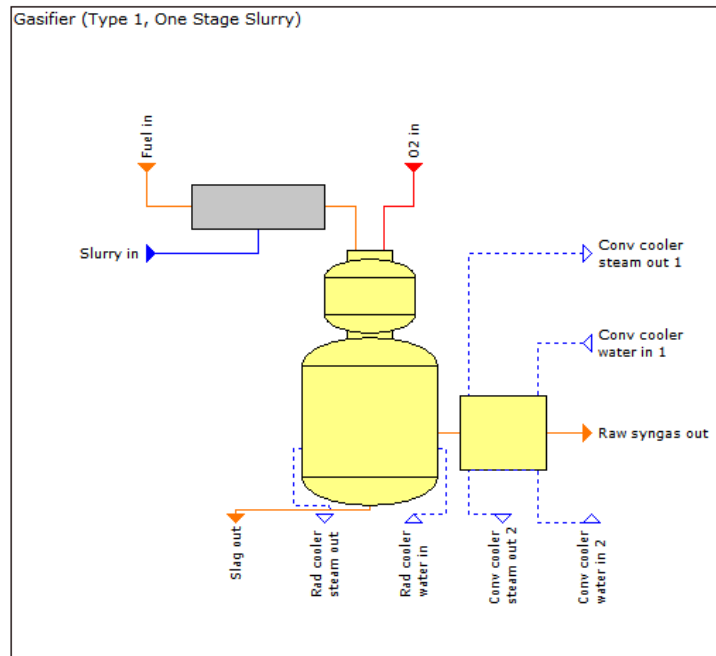


Figura 7. Gasificador Tipo 1.

Fuente: [22].

2.7.2 GASIFICADOR TIPO 2

El Tipo 2 es un gasificador de una etapa, alimentado en seco, con soplado de oxígeno y con un enfriador opcional por convección de gas de síntesis. Un ejemplo típico es un gasificador tipo Shell. El gas de síntesis es recirculado desde la salida del enfriador al recipiente del gasificador para reducir la temperatura del gas de síntesis que sale del gasificador [22].

Las entradas para el combustible, el oxígeno y el nitrógeno son conexiones necesarias, como son las salidas de gas de síntesis bruto y escorias. El puerto de inyección de vapor es también un nodo de conexión obligatoria. El gasificador Tipo 2 tiene una pared de membrana enfriada por agua que requiera una conexión de puertos de agua y vapor, como se observa en la Figura 8.

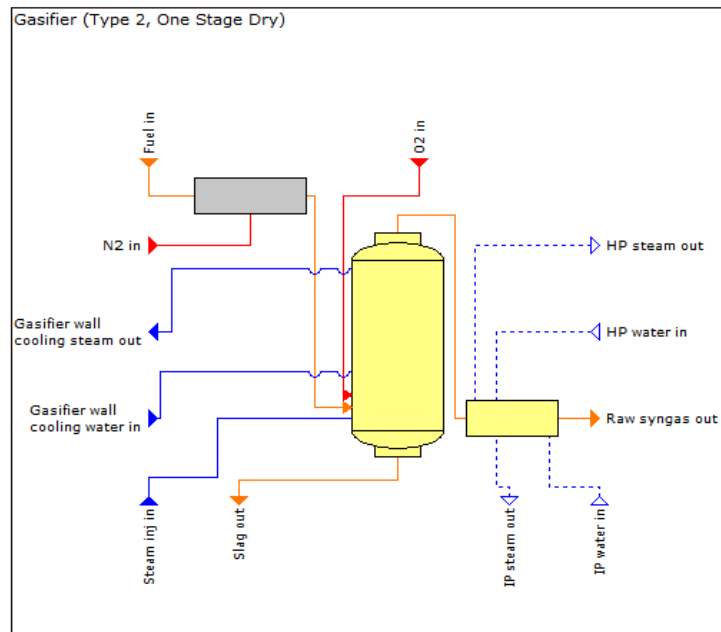


Figura 8. Gasificador Tipo 2.

Fuente: [22].

2.7.3 GASIFICADOR TIPO 3

El Tipo 3 es un gasificador de dos etapas, alimentado en suspensión, con soplado de oxígeno y con un enfriador opcional por convección de gas de síntesis para producir vapor. Es representativa del gasificador E-Gas. Un compuesto de combustible, agua y oxígeno es alimentado al gasificador en la primera etapa. Un compuesto de combustible y agua sin oxígeno adicional es alimentado a la segunda etapa. Vapor, en uno o dos niveles de presión, se genera en el refrigerador por convección de gas de síntesis.

Este equipo presenta nueve puertos, como se observa en la Figura 9. Las entradas para el combustible, oxígeno y agua de suspensión son conexiones obligatorias, como son las salidas de gas de síntesis bruto y escorias [22].

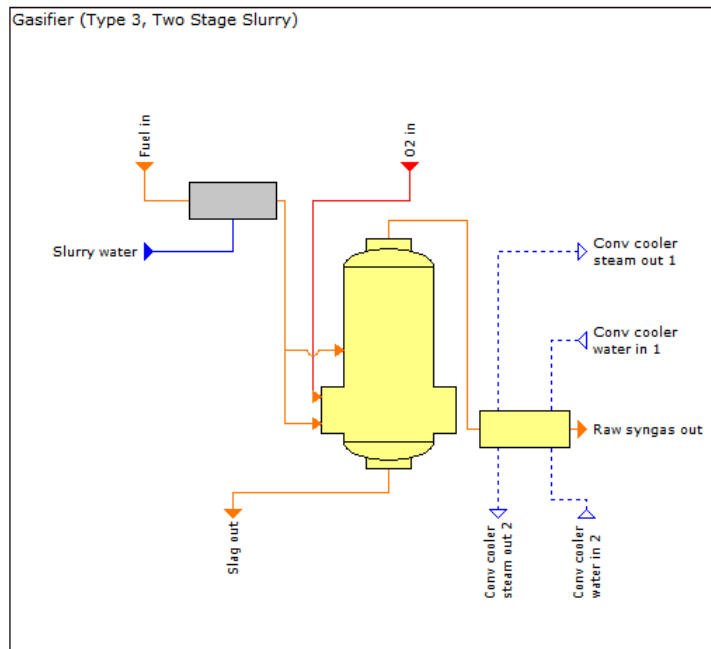


Figura 9. Gasificador Tipo 3.

Fuente: [22].

2.7.4 GASIFICADOR TIPO 4

El Tipo 4 es un gasificador de dos etapas, alimentado en seco y con un enfriador por convección de gas de síntesis. Conocido como un gasificador “enriquecido con aire soplado”. El oxidante es una determinada mezcla de aire y oxígeno. Un ejemplo típico es el gasificador MHI, como se observa en la Figura 10. Aire, oxígeno y combustible se alimentan a la primera etapa del gasificador. El combustible se alimenta a la segunda etapa sin aire u oxígeno. Se requiere inyección de vapor en el gasificador si no hay humedad suficiente en el propio combustible [22].

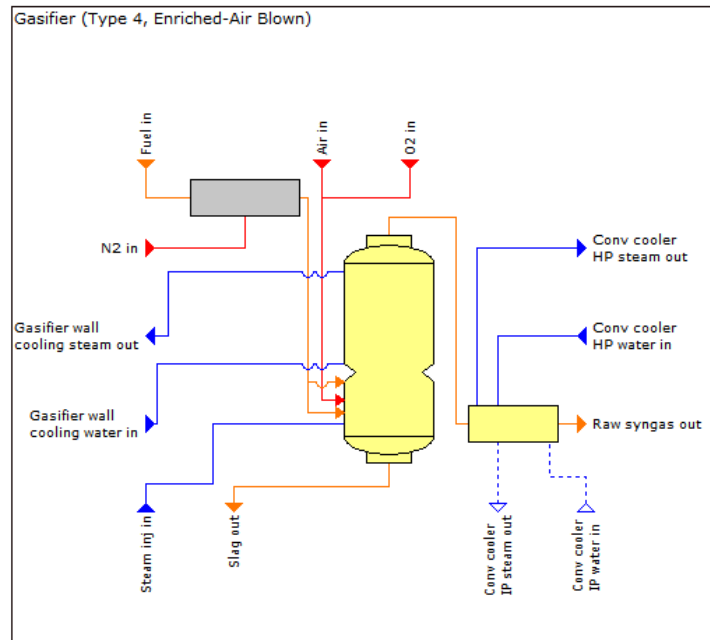


Figura 10. Gasificador Tipo 4.

Fuente: [22].

2.7.5 UNIDAD DE SEPARACIÓN DE AIRE.

La Unidad de Separación de Aire (ASU) es un componente que produce oxígeno y nitrógeno. El aire es comprimido y enfriado antes de ser entregado a la unidad de separación criogénica, que se modela como un recuadro negro. El producto gaseoso fluye del ASU, disponible de una modesta presión y cerca de la temperatura atmosférica, se comprime antes de llegar a ser usado finalmente por la planta IGCC. Dióxido de carbono, argón, agua y nitrógeno no utilizado son descargados al ambiente [22]. En la Figura 11 se muestra la configuración de la ASU.

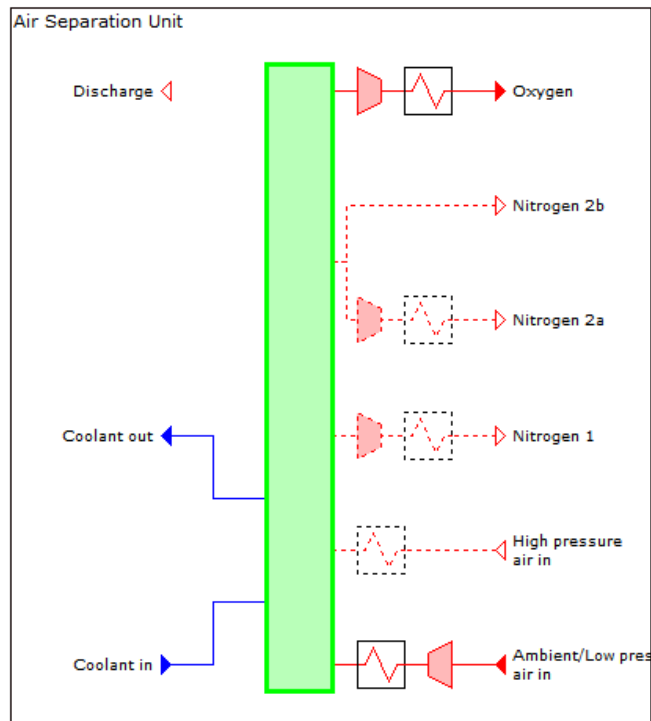


Figura 11. Unidad de separación de aire.

Fuente: [22].

2.7.6 SISTEMA DE LIMPIEZA DE GAS.

El Sistema de limpieza de gas tiene entradas para procesos que tratan el gas de síntesis crudo antes de ser enviado al bloque de potencia como gas de síntesis limpio [22]. En la Figura 12 se muestran el sistema de limpieza del gas de síntesis.

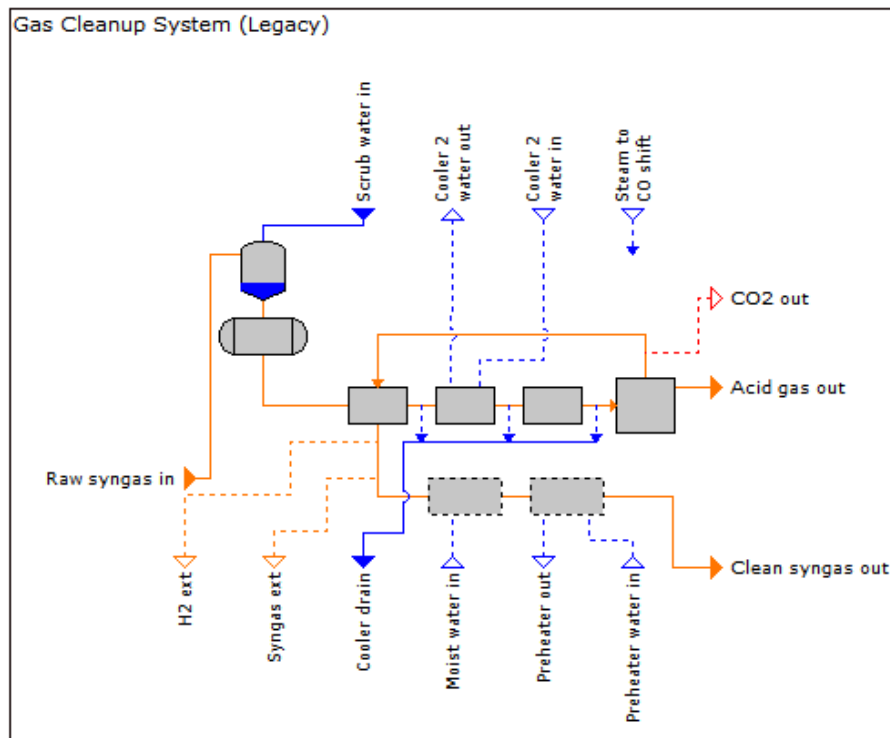


Figura 12. Sistema de limpieza del gas de síntesis.

Fuente: [22].

2.8 PLANTA IGCC EN THERMOFLEX

En términos generales, una central típica de Gasificación Integrada en Ciclo Combinado, comprende las siguientes unidades básicas:

- ❖ Unidad de separación de aire
- ❖ Unidad de gasificación y limpieza del gas de síntesis
- ❖ Unidad de generación eléctrica
- ❖ Unidad de equipos auxiliares

Para la configuración de la planta IGCC, con la cual se va a realizar la simulación, se toma un ejemplo de una planta que proporciona Thermoflex (S8-05A IGCC 701G EnrichedAirBlown), como se ilustra en la Figura 13. Esta configuración entrega la mayor

eficiencia neta en comparación con los demás ejemplos, pero el combustible que se alimenta es carbón y en nuestro caso será biomasa residual agrícola.

La planta IGCC, cuenta con una turbina de gas (GT) Mitsubishi 701G, recalentamiento con dos presiones y ciclo combinado. El sistema de gasificación incluye un gasificador definido por el usuario (de dos etapas, alimentación en seco y soplado de aire), con capacidad de 3850 toneladas por día, un enfriador de gas de síntesis convectivo, una pequeña unidad de separación de aire y un macro componente de sistema de limpieza del gas.

La planta tiene una producción neta de 510 MW (561 MW brutos) con una eficiencia LHV neta de 48,3% (53,1% bruto).

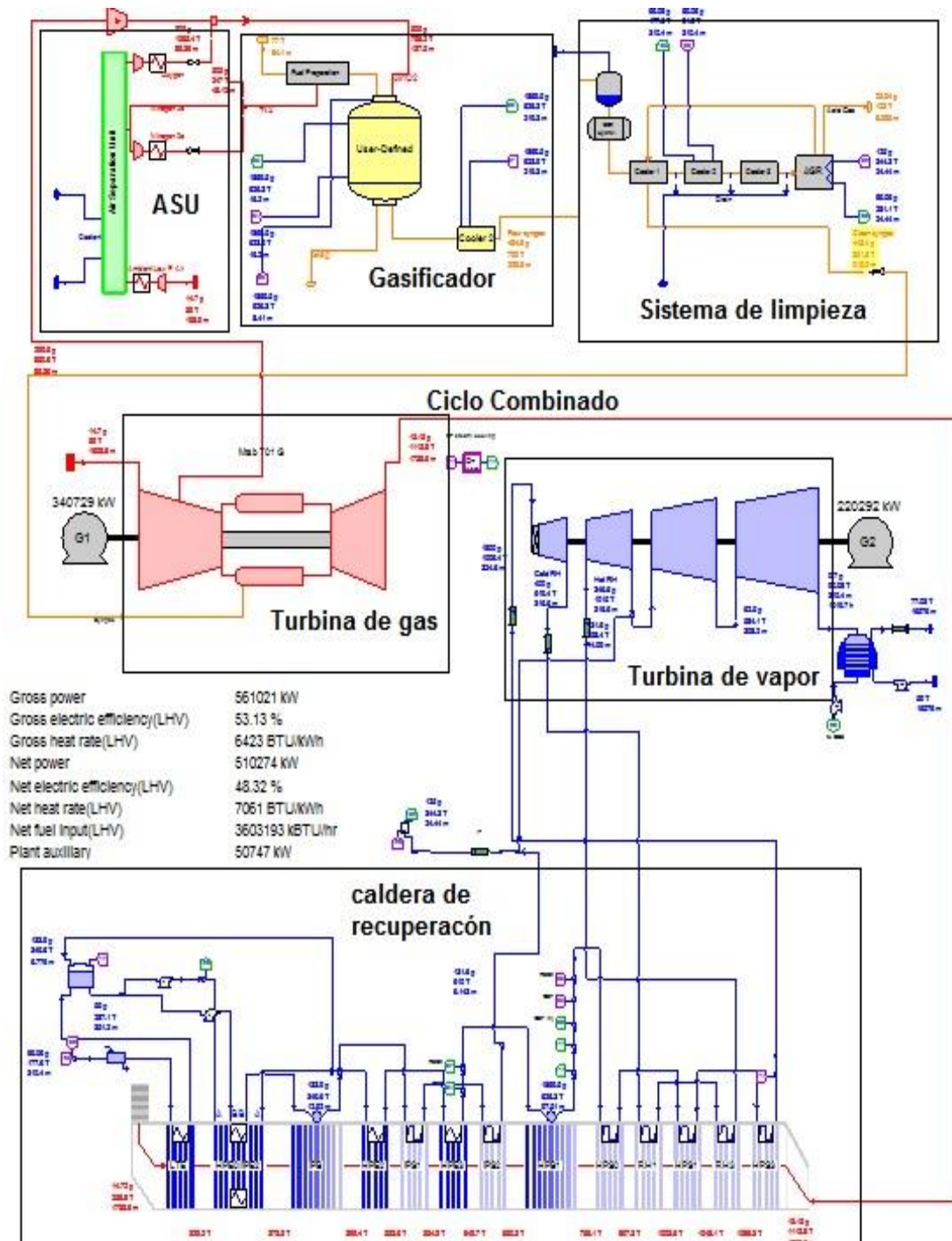


Figura 13. Ejemplo S8-05A. Planta IGCC 701G EnrichedAirBlown.

Fuente: [22].

CAPITULO 3. CONFIGURACIÓN Y SIMULACIÓN DE LA PLANTA IGCC PARA BIOMASA RESIDUAL.

Para obtener los diferentes modelos de las plantas IGCC, se configura la planta descrita en el capítulo anterior con los diferentes tipos de gasificadores que se encuentran en Thermoflex mencionados anteriormente, para su simulación, ver Anexo A. Algunos de los componentes del ejemplo que se tomó como referencia, cambian debido a que la licencia con la cual se realizaron las simulaciones es educativa, pero realizan las mismas funciones a las de la licencia comercial.

Las simulaciones se realizaron con la biomasa que generan los tres cultivos que se determinaron en el capítulo 1 y con dos tipos de carbón que se encuentran disponibles en Thermoflex, con el nombre el Cerrejón 1 y el Cerrejón 2. En la Tabla 12 se muestra la caracterización de la biomasa y de los carbones antes mencionados.

Las condiciones ambientales de los territorios donde estarían las plantas IGCC en operación se muestran en la Tabla 9. Las simulaciones se desarrollaron a partir del modelo de la planta IGCC que se encuentra en Thermoflex como el ejemplo S8-05A, el cual se cambia solo el tipo de gasificador, las condiciones de operación y el combustible.

El primer paso es simular cada planta IGCC, variando la biomasa residual agrícola y la tecnología de gasificación, y posteriormente se realiza la simulación con los dos tipos de carbones.

El segundo paso es tabular y graficar los resultados de la composición del gas de síntesis que sale del gasificador y de los gases de combustión que salen de la turbina a gas, para su análisis.

Tabla 12. Caracterización de los combustibles usados en la simulación de las tecnologías de gasificación.

Especies % Mol	Biomasa del Café (RAI pulpa)	Biomasa de la caña de azúcar (RAI bagazo)	Biomasa de la caña de panela (RAI bagazo)	Carbón el cerrejón 1	Carbón el cerrejón 2
Humedad	10,0	10,0	10,0	9,0	8,6
C	51,8	50,06	38,21	66,52	67,89
H	5,95	5,76	4,39	4,46	4,56
N	1,06	0,92	1,1	1,18	1,13
O	23,89	23,6	38,98	8,45	8,21
Cl	-	-	-	0,06	0,04
S	0,09	0,09	0,04	0,73	0,77
Ceniza	7,21	9,57	7,28	9,6	8,8
HHV (BTU/lb)	9.124	8.775	5.470	11.669	12.000

Modificado de:[4] [22].

Los resultados de las simulaciones de las plantas de IGCC con las diferentes biomásas residuales agrícolas, los dos carbones y las diferentes tecnologías de gasificadores se presentan a continuación.

En la Figura 14 y la Figura 15, se muestran los resultados de la composición del gas de síntesis obtenido de la simulación con los cuatro tipos de tecnologías y de la biomasa de los tres cultivos determinados anteriormente. En la Figura 14 se presentan los compuestos monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO₂), hidrogeno (H₂) y nitrógeno (N₂) y en la Figura 15 se presentan los compuestos metano (CH₄) y ácido sulfhídrico H₂S del gas de síntesis del gasificador para su análisis.

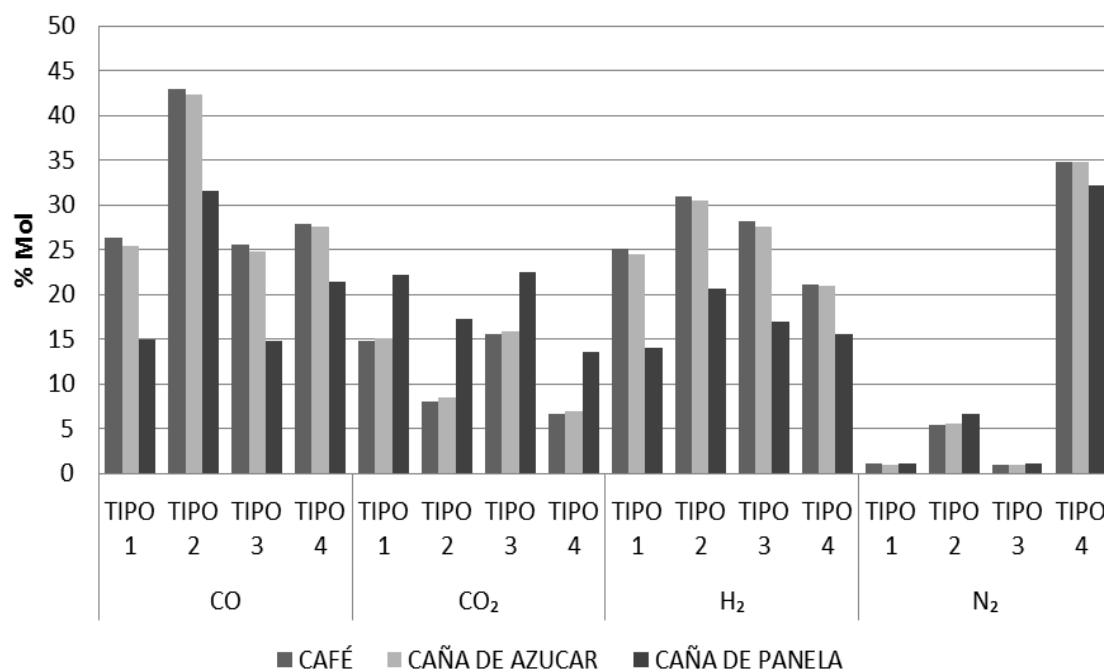


Figura 14. Composición (CO, CO₂, H₂ y N₂) del gas de síntesis del gasificador por tipo de tecnología y cultivo generador de biomasa.

Para la producción de Metanol a partir de la gasificación de residuos, el gas de síntesis se sugiere que tenga una relación molar H₂/CO cercana a dos y que las cantidades de nitrógeno diluido, azufre y agua en el gas deben ser bajas [24]. Para el análisis de la composición del gas de síntesis del gasificador se resalta que a mayor CH₄ y/o H₂ mejor el gas y entre más H₂S, NO_x y/o material particulado, deficiente, pues no está haciendo una buena conversión, o la biomasa (combustible) puede que presente algún contenido de esto y no sea bueno para usar luego en la turbina.

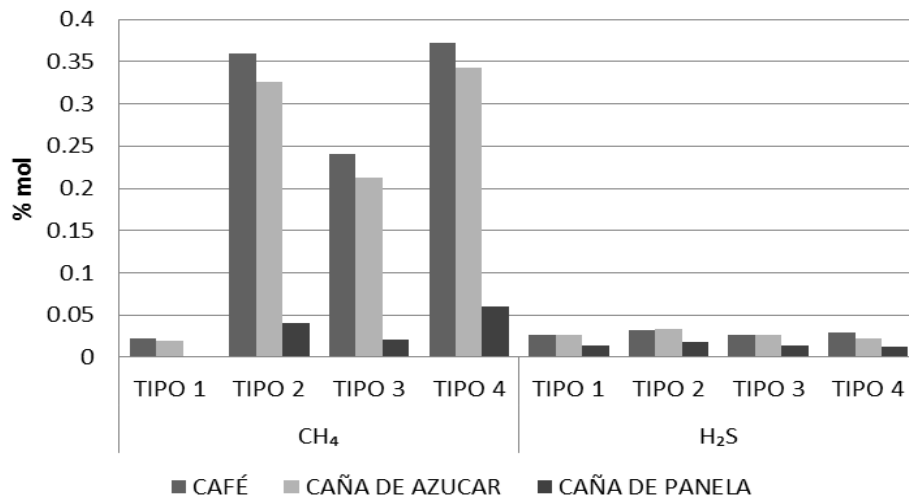


Figura 15. Composición (CH₄ y H₂S) del gas de síntesis del gasificador por tipo de tecnología y cultivo generador de biomasa.

En la Figura 16 y la Figura 17, se muestran los resultados de la composición del gas de síntesis obtenido de la simulación de los cuatro tipos de tecnologías y de los dos carbones determinados anteriormente. En la Figura 16 se presentan los compuestos CO, CO₂, H₂ y N₂ y en la Figura 17 se presentan los compuestos CH₄ y H₂S del gas de síntesis del gasificador para su análisis.

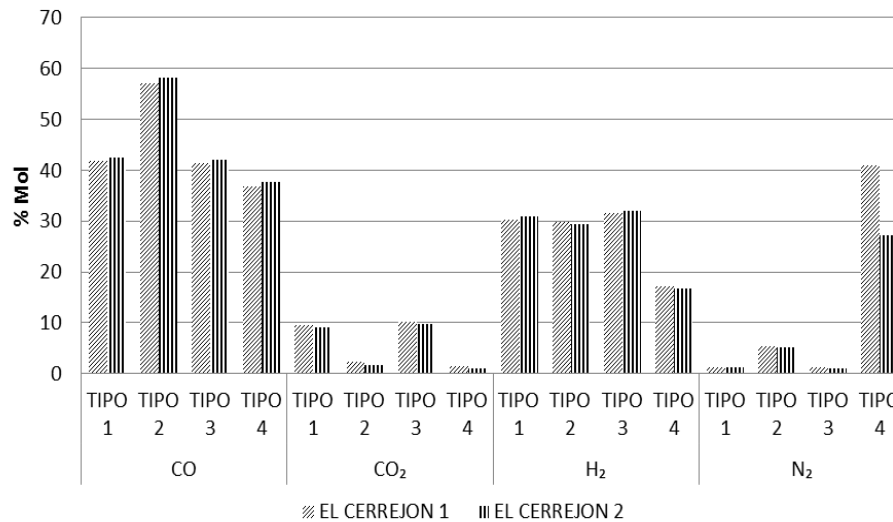


Figura 16. Composición (CO, CO₂, H₂ y N₂) del Gas de síntesis del gasificador por tipo de tecnología y carbón.

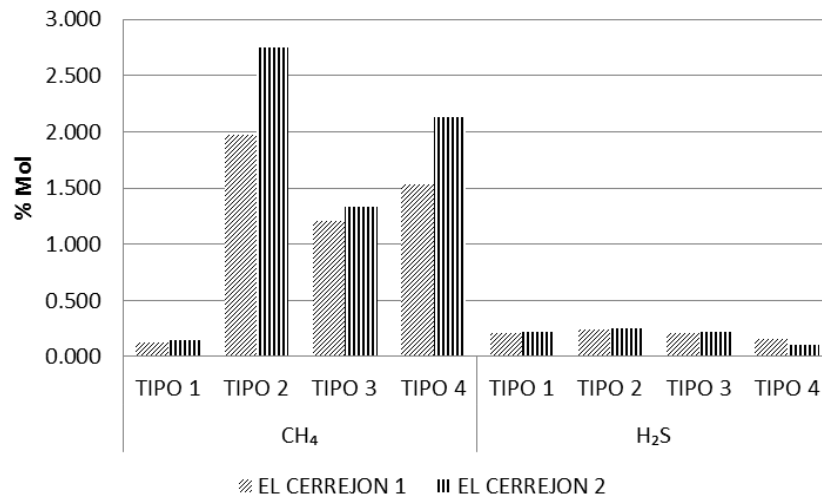


Figura 17. Composición (CH₄ y H₂S) del Gas de síntesis del gasificador por tipo de tecnología y carbón.

Las tecnologías de gasificación que entregan los mejores resultados de acuerdo a las simulaciones realizadas, en cuanto a la composición del gas de síntesis y su aprovechamiento en una planta de generación, son la Tipo 2 y la Tipo 4, tanto para las biomazas residuales agrícolas como para los dos carbones de referencia analizados, ya que de estas se obtiene el mayor % Mol de CH₄ y H₂. Aunque estas también tienen puntos en

contra, por ejemplo la tecnología Tipo 2 entrega los mayores % Mol de CO y la tecnología Tipo 4 entrega los mayores % Mol de N₂.

La tecnología Tipo 1 es la que genera el menor % Mol de CH₄ lo que descarta esta tecnología para ser una opción para la gasificación de combustibles sólidos (biomasa residual agrícola y carbón).

La tecnología Tipo 3 presenta buenos resultados tanto para la biomasa como para los carbones en la composición del gas de síntesis, con valores un poco por debajo de la tecnología Tipo 2 y Tipo 4.

La biomasa residual agrícola que entregó en los resultados de las simulaciones la composición del gas de síntesis con las mejores características es la generada del cultivo de café con la tecnología Tipo 2 y la Tipo 4. Mientras que la biomasa que entregó la peor composición del gas de síntesis es la generada por la caña de panela con las cuatro tecnologías propuestas anteriormente.

El carbón que presentó en los resultados de la simulación la composición del gas de síntesis con las mejores características es el Cerrejón 2 con la tecnología Tipo 2, ya que de este se obtiene el mayor % Mol de CH₄.

En relación a los gases de combustión, se analizaron dos gases que son de gran preocupación, ya que estos producen consecuencias negativas en el medio ambiente y en los seres humanos. Uno de estos gases es el dióxido de carbono (CO₂) que es de los principales gases que ayuda en la generación del efecto invernadero y el otro gas es el dióxido de azufre (SO₂) que al estar expuesto en el aire reacciona y genera ácido sulfúrico (H₂SO₄) que es uno de los gases que provoca la lluvia ácida.

En la Figura 18 se muestra los valores obtenidos del flujo másico del CO₂ que sale de la turbina de gas que pertenece a la planta IGCC en las simulaciones realizadas para los cuatro tipos de tecnologías y los combustibles propuestos anteriormente (biomasa residual agrícola y carbón).

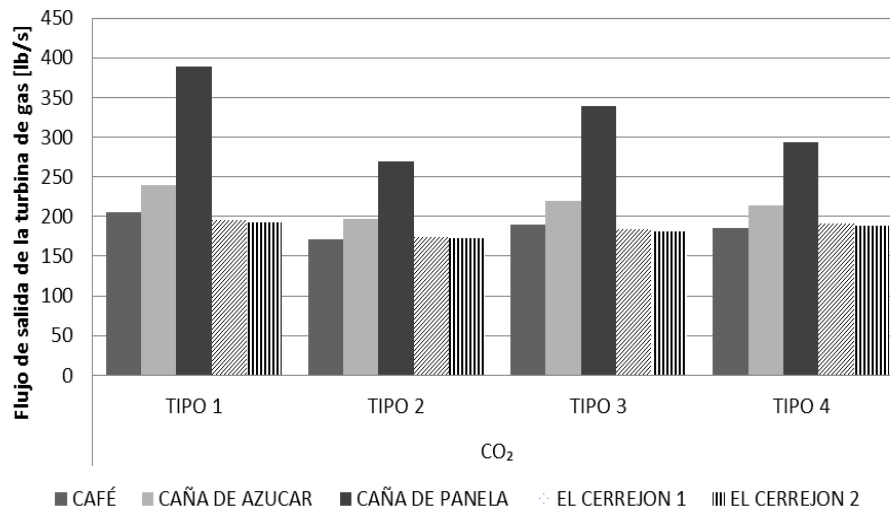


Figura 18. Flujo másico de CO_2 que sale de la turbina de gas, para la simulación de las diferentes tecnologías y combustibles.

El mayor flujo másico de CO_2 se obtuvo de la biomasa que se genera del cultivo de la caña de panela para todas las tecnologías de gasificación que se simularon, pero con la tecnología que se obtuvo mayor fue con la tipo 1, lo que indica que no sería una buena opción utilizar esta biomasa ya que genera mucha contaminación a comparación con los demás combustibles.

El menor flujo másico de CO_2 se obtuvo de la biomasa que se genera del cultivo de café con la tecnología de gasificación tipo 2, lo que indica que esta biomasa se puede utilizar en los casos que se desee obtener bajos índices de contaminación.

En el caso de los carbones el flujo másico de CO_2 estuvo igual y por debajo de algunas biomazas en casi todas las tecnologías de gasificación simuladas. El Cerrejón 2 fue el carbón que entregó menor flujo másico con la tecnología Tipo 2 aunque la diferencia fue muy poca con respecto al obtenido del Cerrejón 1.

En la Figura 19 se muestra los valores obtenidos de las ppmv de SO_2 que sale de la turbina de gas que pertenece a la planta IGCC en las simulaciones realizadas para los cuatro tipos de tecnologías y las biomazas.

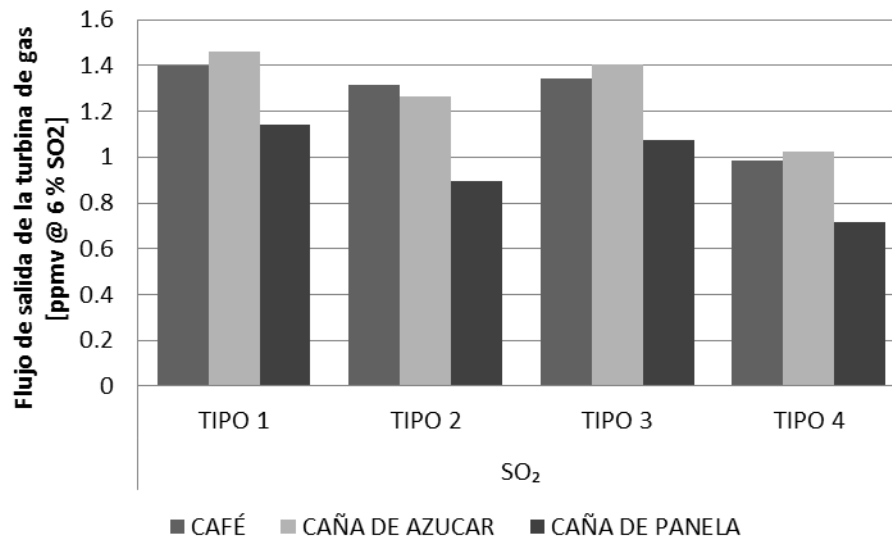


Figura 19. Cantidad de SO₂ [ppmv @ 6% O₂] que sale de la turbina de gas para la simulación de las diferentes tecnologías y las tres biomazas.

Los resultados obtenidos son muy similares en las simulaciones para las cuatro tecnologías de gasificación con las tres biomazas, pero la tecnología Tipo 1 entregó los valores más altos y la Tipo 4 los valores más bajos con todas las biomazas.

En la Figura 20, se muestran los valores obtenidos de las ppmv de SO₂ que sale de la turbina de gas, que pertenece a la planta IGCC en las simulaciones realizadas para los cuatro tipos de tecnologías y los dos carbones.

Al igual que para la biomasa los dos carbones entregan resultados similares en la simulación con las cuatro tecnologías, pero la diferencia entre estos está en que los valores de ppmv de SO₂ es aproximadamente 9 veces mayor para los carbones, lo que nos indica que a partir de la utilización del carbón como combustible se produce mayor contaminación y por lo tanto la formación de la lluvia ácida.

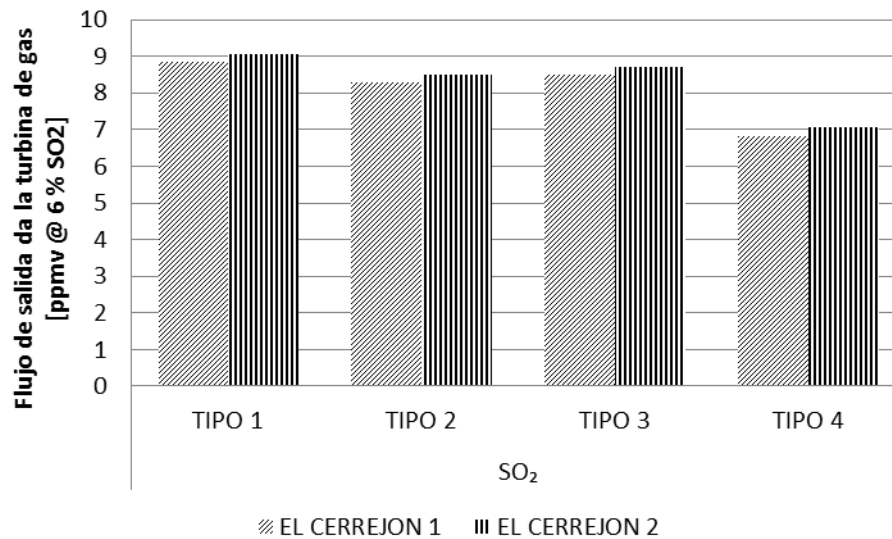


Figura 20. Cantidad de SO₂ [ppmv @ 6% O₂] que sale de la turbina de gas para la simulación de las diferentes tecnologías y los dos carbones.

En la Figura 21, se muestran los valores obtenidos del flujo másico de los residuos agroindustriales de cada cultivo, que es el combustible suministrado al gasificador que pertenece a la planta IGCC en las simulaciones realizadas para los cuatro tipos de tecnologías.

El mayor flujo másico de residuo agroindustrial necesario para el funcionamiento de la planta IGCC se obtuvo de la biomasa que se genera del cultivo de la caña de panela para todas las tecnologías de gasificación que se simularon, pero con la tecnología que se obtuvo mayor fue con la tipo 1, lo que indica que no sería una buena opción utilizar esta biomasa, ya que se requeriría mucha cantidad de ésta para el funcionamiento de la planta IGCC.

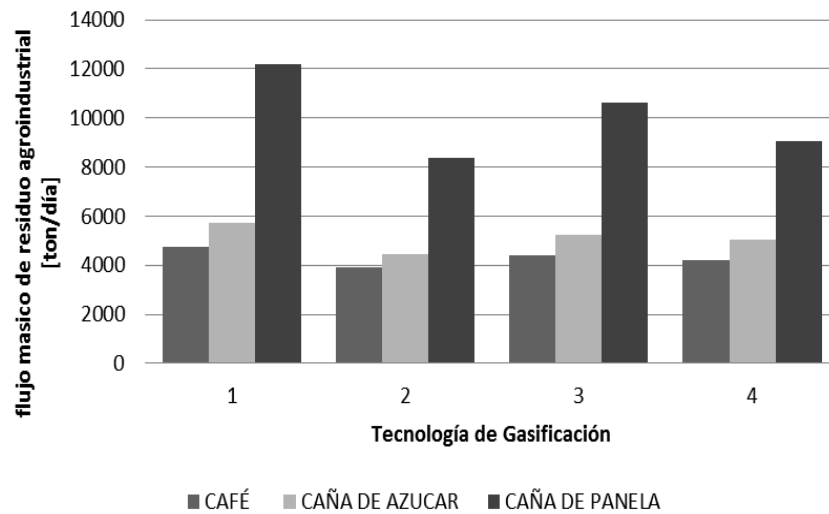


Figura 21. Flujo másico de los residuos agroindustriales suministrado al gasificador.

El menor flujo másico de residuo agroindustrial, se obtuvo de la biomasa que se genera del cultivo de café con la tecnología de gasificación tipo 2, lo que indica que se requiere menor cantidad de biomasa para el funcionamiento de la planta.

En la Figura 22, se muestran los valores obtenidos de los flujos másicos, que son suministrados al gasificador que pertenece a la planta IGCC en las simulaciones realizadas para los cuatro tipos de tecnologías y los dos carbones.

En el caso de los carbones, el flujo másico estuvo por debajo de las biomásas en todas las tecnologías de gasificación simuladas. El Cerrejón 2 fue el carbón que entregó menor flujo másico con la tecnología Tipo 2, aunque la diferencia fue muy poca con respecto al obtenido del Cerrejón 1.

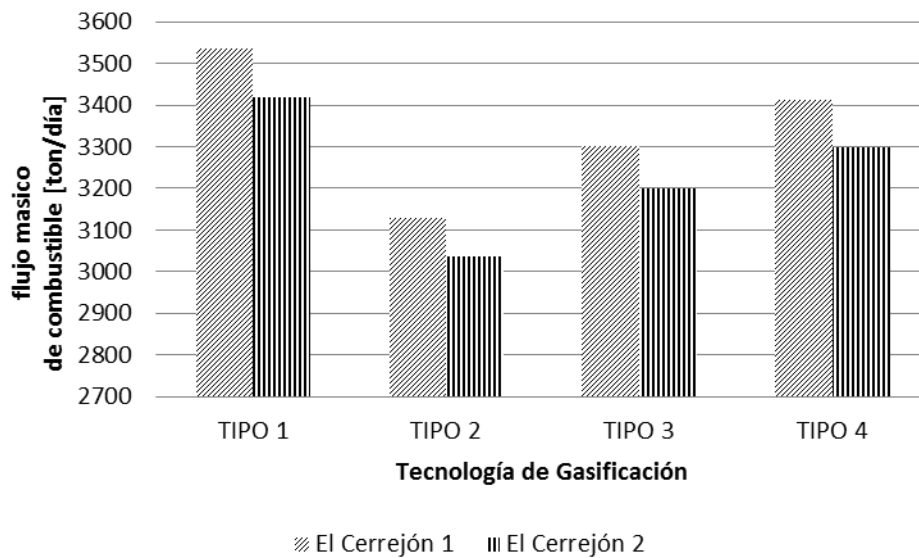


Figura 22. Flujo másico de los carbones suministrados al gasificador.

La eficiencia de la tecnología de gasificación, presenta cuál es el porcentaje del poder calorífico de la biomasa residual que se transforma en gas de síntesis, mientras mayor sea la eficiencia más gas de síntesis se obtendrá de la gasificación. En la Figura 23, se muestra la eficiencia obtenida en la simulación para las diferentes tecnologías de gasificación.

La tecnología de gasificación que entregó la mayor eficiencia, la cual fue de un 83.24 % es la Tipo 2 con la biomasa residual agrícola generada del cultivo de café. Aunque la tecnología Tipo 4 tuvo valor de eficiencia muy cercanos a la Tipo 2. La tecnología con menor eficiencia que fue de 54.5 % es la Tipo 1 con la biomasa generada del cultivo de caña de panela.

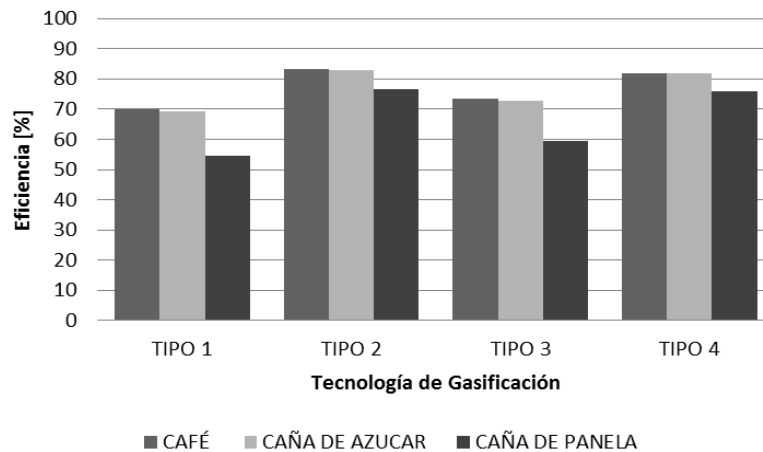


Figura 23. Eficiencia del gasificador con las diferentes biomosas.

En la Figura 24 se presentan las eficiencias obtenidas en la simulación de las tecnologías de gasificación con los dos carbones.

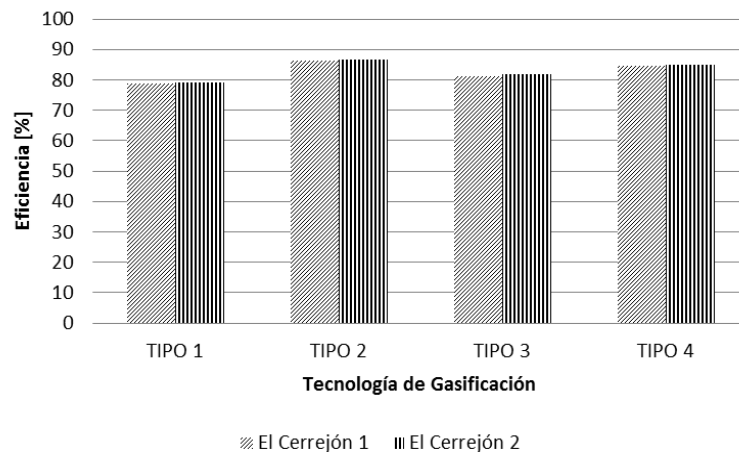


Figura 24. Eficiencia del gasificador con los dos carbones.

Las eficiencias obtenidas para los cuatro tipos de gasificador fueron muy similares, pero el carbón el Cerrejón 2 arrojó mayores eficiencias en las cuatro tecnologías que el carbón el Cerrejón 1. La mayor eficiencia que fue de 86.7 % se obtuvo de la tecnología Tipo 2 con el carbón el Cerrejón 2.

Para los dos tipos de combustibles acá trabajados (biomasa y carbón) la tecnología que entregó la mayor eficiencia fue la Tipo 2, con valores muy similares para ambos, por tanto

esta tecnología sería la más idónea para la gasificación de materiales sólidos y de origen agrícola.

En la Figura 25, se muestran los resultados de la eficiencia neta de la planta IGCC, obtenidos de la simulación, variando la tecnología de gasificación y las tres biomásas.

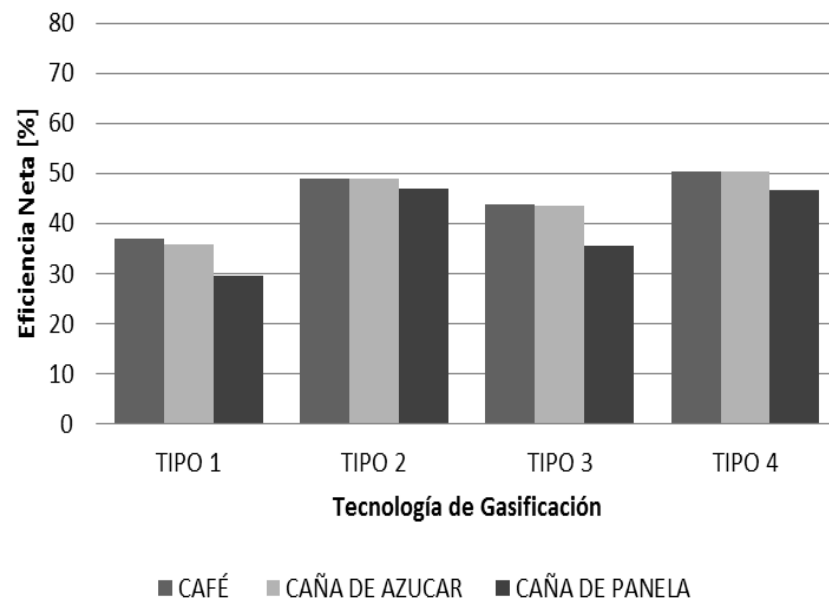


Figura 25. Eficiencia de la planta de generación IGCC con las diferentes tecnologías de gasificación y biomásas.

La tecnología que presentó el valor más alto para la eficiencia neta de la planta con 50.4 % es la Tipo 4 con la biomasa generada del cultivo del café y seguido con el 49.03 % la tecnología Tipo 2. La tecnología con la cual se obtiene menor eficiencia en la planta IGCC es la Tipo 1 con la biomasa generada del cultivo de la caña de panela.

En la Figura 26, se muestran los resultados de la eficiencia neta de la planta IGCC obtenidos de la simulación cambiando la tecnología de gasificación y los dos carbones.

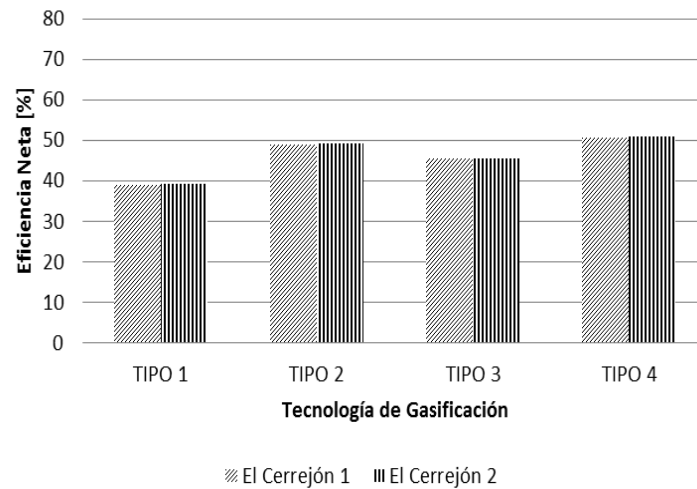


Figura 26. Eficiencia de la planta de generación IGCC con los dos carbones.

La eficiencia neta más alta de 50.8% se obtuvo con la tecnología de gasificación Tipo 4 con el carbón el Cerrejón 2 y la más baja de 39% fue con la tecnología Tipo 1 con el carbón el Cerrejón 1.

En la Figura 27 se muestran los resultados de la potencia neta de la planta IGCC obtenidos de la simulación cambiando la tecnología de gasificación y las biomásas.

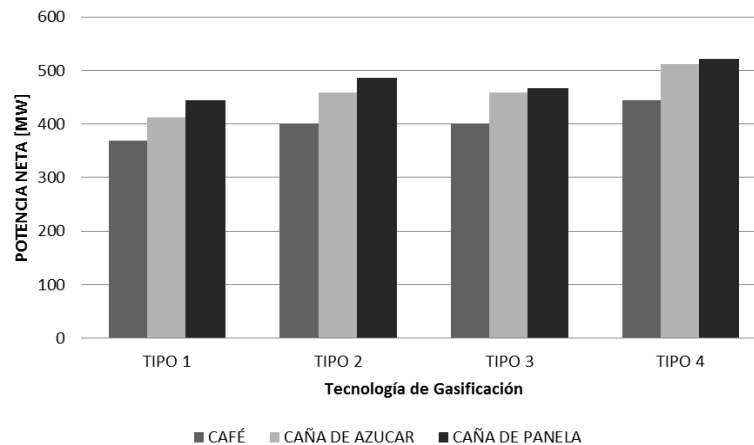


Figura 27. Potencia neta de la planta de generación IGCC con las diferentes tecnologías de gasificación y biomásas.

La tecnología que presentó el valor más alto para la potencia neta de la planta con 521 MW es la Tipo 4 con la biomasa generada da la caña de panela La tecnología con la cual se

obtiene menor potencia neta de la planta con 369 MW es la Tipo 1 con la biomasa generada del cultivo del café.

En la Figura 28 se muestran los resultados de la potencia neta de la planta IGCC obtenidos de la simulación cambiando la tecnología de gasificación y los dos carbones.

La potencia neta más alta de 471 MW se obtuvo con la tecnología de gasificación Tipo 4 y con el carbón el Cerrejón 1 y la más baja de 375 MW se obtuvo con la tecnología Tipo 1 con el carbón el Cerrejón 1.

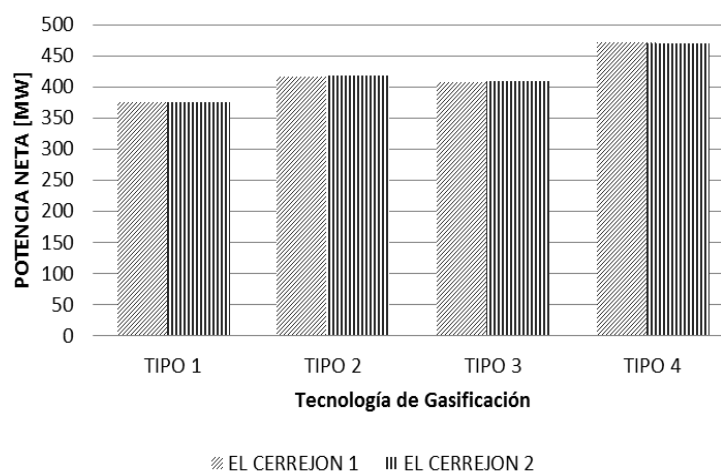


Figura 28. Potencia neta de la planta de generación IGCC con los dos carbones.

Con los anteriores resultados obtenidos de las simulaciones, se llegó, a que las tecnologías de gasificación que presentan mejor desempeño respecto a las otras son la Tipo 2 y Tipo 4.

La tecnología de gasificación Tipo 4 integrada al ciclo combinado, presentó los mejores valores de eficiencia y de potencia neta, pero con respecto a las emisiones contaminantes que se generan de ésta, son más altos en comparación con la tecnología Tipo 2. Por esta razón se elige la tecnología Tipo 2 para ser implementada en la planta de generación IGCC.

En el caso de la biomasa la que entregó mejores resultados es la generada del cultivo de café, que se encuentra en gran concentración en el suroeste antioqueño. Con respecto a los carbones todos los resultados fueron muy similares entre sí, pero el que entregó mejores resultados fue el Cerrejón 2.

CAPITULO 4. VIABILIDAD TÉCNICA PARA LA OPERACIÓN DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN CON GASIFICACIÓN DE BIOMASA RESIDUAL DISPONIBLE EN COLOMBIA.

Del capítulo anterior se determinó que la tecnología de gasificación Tipo 2 y la biomasa que se genera del cultivo del café serían las más idóneas para la implementación y operación de la planta de generación IGCC, que estaría situada en el suroeste de Antioquia.

La planta IGCC con una turbina de gas (GT) Mitsubishi 701G, recalentamiento con dos presiones y ciclo combinado. El sistema de gasificación incluye un gasificador Tipo 2 (de una etapa, alimentado en seco y soplado de oxígeno), con capacidad de 3917 toneladas por día, un enfriador de gas de síntesis convectivo, una pequeña unidad de separación de aire y un macro componente de sistema de limpieza del gas.

La salida neta de la planta es de 402 MW (434 MW brutos) con una eficiencia LHV neta de 49,03% (52.95% bruto).

Para determinar si es viable en Colombia la implementación de la planta IGCC descrita anteriormente, se realizó un análisis de viabilidad técnica, basados en los resultados de la simulación realizada en este trabajo y con información del desempeño técnico de centrales IGCC, que actualmente se encuentran operando, a nivel demostrativo o comercial.

4.1 ANÁLISIS DE VIABILIDAD TÉCNICA

- El Ministerio de Minas y Energía con el acompañamiento de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) han desarrollado la Formulación de un Plan de Desarrollo para las Fuentes no convencionales de Energía en Colombia (FDFNCE), en este incluyen la gasificación de biomasa para la generación de energía [25].
- Por su situación en el trópico, Colombia posee ventajas comparativas en cuanto a la producción de biomasa, y su potencial es suficiente para satisfacer la demanda energética de nuestro país; no obstante, dada su baja densidad energética, es cerca de la

mitad de la del carbón bituminoso y los costos de transporte de suministro a las plantas de procesamiento hacen que esta opción no sea económicamente viable en la actualidad; por esta razón, es importante establecer tecnologías para aumentar la densidad energética y localizar estratégicamente las plantas de generación para que estén ubicadas en el lugar de obtención de la biomasa [25].

En este trabajo se consideró que la central, estaría situada al suroeste de Antioquia, ya que en esta región se concentra la mayor cantidad de biomasa, y además, estaría próxima a vertientes hídricas (río Cauca, río San Juan), para la obtención de agua, reduciendo los costos de transporte y el bombeo del agua a largas distancias. La planta requiere 1.151.598 Toneladas de biomasa al año, para su operación anual, pero este consumo no alcanza ser satisfecho solo en la región del suroeste antioqueño, puesto que solo se produce 115.267,98 toneladas al año. Esto significa que sería necesario transportar más cantidad de biomasa de otras regiones del país, lo que incrementa el costo del combustible o buscar otra alternativa de biomasa residual como la caña de azúcar.

- La eficiencia energética de las centrales que utilizan el ciclo de vapor existentes en el país, bordean el 34%, mientras que la tecnología IGCC han demostrado poder superar el 40% de eficiencia neta [25]. De las simulaciones realizadas en el capítulo 3, se obtuvo para la central IGCC determinada una eficiencia neta de 49%.

Este incremento en la eficiencia es una de las oportunidades para cambiar de tecnologías a nivel mundial y disminuir la presión del efecto invernadero causado por el incremento en la concentración de bióxido de carbono en la atmósfera. Se espera que para el 2015 la tecnología IGCC alcance una eficiencia neta de 49% (tecnología H de turbina de gas) [21].

- Las centrales IGCC que actualmente están en operación comercial permiten concluir que esta tecnología puede ser técnicamente viable en nuestro país. No obstante, se hace necesario superar barreras de tipo tecnológico, como las siguientes:

Inexistencia de personal calificado para operar y sostener la tecnología en el país, específicamente relacionado con los sistemas de separación de aire, gasificación y lavado de gases, lo que conlleva a un alto riesgo de daño físico, mal funcionamiento y/o bajo desempeño [21].

Nula penetración de esta tecnología en el país de centrales a gran escala. Aunque se han realizado varios estudios de gasificación que abarcan desde investigaciones teóricas-prácticas con equipos a escala en laboratorios, hasta aplicaciones comerciales en el sector productivo. Estos trabajos por lo general han sido desarrollados por universidades del país, en conjunto con el Departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación (Colciencias) y entidades adscritas al Ministerio de Minas y Energía como el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas (IPSE) y la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) [1].

Dentro de los trabajos que se han realizado a nivel nacional cabe destacar, el desarrollo de un proyecto piloto de gasificación de biomasa leñosa en el corregimiento el Totumo municipio de Necoclí (Antioquia), para la generación de energía eléctrica a través de un gasificador de lecho fijo de 40 kW [2].

- En Colombia, las emisiones de contaminantes están reguladas por la resolución 0909 de 2008 del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. Específicamente, para una central termoeléctrica nueva, los límites de emisiones contaminantes están definidos en el artículo 10 *“Estándares de emisión admisibles de contaminantes al aire para centrales nuevas con capacidad instalada igual o superior a 20MW”* [21].

En la Tabla 13 se muestran los límites de las emisiones reguladas en Colombia bajo el decreto anteriormente mencionado.

Tabla 13. Límite de emisiones de gases contaminantes.

Combustible	Estándares de emisión admisible (mg/m³)			Oxígeno de referencia
	Material Particulado	SO₂	NO_x	
Sólido	100	2800	760	6%
Líquido	100	2000	650	3%
Gaseoso	No aplica		300	3%

Fuente: [21].

El valor de la emisión de SO₂ obtenida en la simulación para el caso de la biomasa, fue de 3.56 mg/m³ y para NO_x no se registró ningún valor. Lo que indica que los resultados están muy por debajo de los límites de emisión que contempla la ley.

Con base en la información disponible, se puede afirmar que la tecnología IGCC presenta muchas ventajas en cuanto a su desempeño ambiental, en comparación con las centrales termoeléctricas con tecnología de carbón pulverizado, como las actualmente existentes en Colombia. Las principales ventajas ambientales de la tecnología IGCC se relacionan a continuación [21]:

- Reducción de emisiones de CO₂ alrededor del 28%.
- Reducción de emisiones de SO₂ y NO_x alrededor del 78%.
- Uso más eficiente de combustibles no renovables.
- Menor consumo de agua.
- Menores residuos en el proceso, debido a la posibilidad de convertir estos en subproductos valorizados.
- Nula contaminación de suelos debido a la vitrificación de las cenizas.

- La tecnología permite la captura y almacenamiento de CO₂.
- Proceso de eliminación de mercurio en emisiones de mayor eficiencia.

Teniendo en cuenta lo anterior, se considera que la tecnología IGCC presenta viabilidad técnica y ambiental para la implementación de una central en Colombia.

4.2 COSTOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA IGCC.

En la sociedad actual, los criterios de protección del medioambiente y sostenibilidad son cada vez más tenidos en cuenta como valores esenciales en el desarrollo de toda actividad económica. Por esta razón, en la evaluación actual de los costos en centrales eléctricas debe contemplarse el precio final real de la electricidad, en lugar de únicamente el precio de mercado del kWh generado [20].

En el costo de generación se diferencian dos grandes grupos de costos, dependiendo de los periodos en que son causados, los preoperativos y los operativos. Los primeros corresponden básicamente a las inversiones que se realizan una sola vez y antes de entrar en operación el proyecto. Los segundos corresponden a los costos periódicos, fijos o variables, que garantizan la operación de la central [2].

La determinación de los costos operativos y preoperativos se realiza con base en los siguientes tres grupos de variables:

- Variables geográficas: comprenden básicamente el potencial energético del recurso en la región y la infraestructura disponible en vías de acceso, líneas de conexión eléctrica y gasoductos. Dicha infraestructura disponible incide directamente en los costos preoperativos asociados a las respectivas obras requeridas por las centrales.
- Planta típica: corresponde al conjunto de variables tales como capacidad de generación, factor de planta, vida útil y eficiencia; las cuales definen el sistema de generación considerado. Este tipo de variables tiene una incidencia directa en los diferentes componentes de los costos preoperativos y operativos.
- Regulación y leyes: variables que inciden básicamente en los costos de ley operativos y preoperativos en el proceso de nacionalización y adquisición de ítems importados.

Con el total de los costos preoperativos y el uso de variables económicas como la tasa de descuento y la vida útil de la central, se calcula el costo preoperativo anual. Este costo se suma al costo operativo anualizado para obtener el costo total por año [2].

4.2.1 COSTOS PREOPERATIVOS.

Los costos preoperativos constan de los siguientes ítems [2]:

- Estudios e investigaciones: en este rubro se incluyen los estudios básicos orientados hacia la determinación del potencial del recurso, tales como geología e hidrología.
- Predios: incluye el costo del terreno donde se localiza la planta o de las servidumbres requeridas para las conducciones, instalaciones y líneas de transmisión.
- Infraestructura: comprende las obras de accesos, conexión, requerimientos para la construcción y operación de la planta.
- Obras civiles: considera los costos de la infraestructura física requerida para el aprovechamiento del recurso.
- Equipos nacionales: son equipos de fabricación o adquisición nacional, por lo tanto, se considera el costo del equipo instalado y si se trata de equipos de origen internacional comprados a proveedores en Colombia.
- Equipos importados: para el análisis de costo de los equipos importados se consideraron los siguientes componentes:
 - Costo FOB (free on board): costo en el puerto del país de origen del equipo.
 - Transporte marítimo y seguro: se aplica como un porcentaje al costo FOB del equipo.
 - Arancel: se aplica de acuerdo con la posición arancelaria y el arancel para cada uno de los equipos. Este arancel se aplica al costo FOB más el costo de transporte y seguro marítimo. Se define un porcentaje dependiendo de la tecnología y el tipo de planta.
 - Impuesto al Valor Agregado (IVA): porcentaje aplicado al costo FOB más el costo de transporte y seguro marítimo. Se consideran las excepciones establecidas en la legislación nacional.

- Nacionalización, bodegaje, carta de crédito: se expresa como porcentaje del costo FOB, más transporte, arancel e impuesto IVA.
- Transporte y seguros internos: porcentaje sobre el costo FOB, transporte marítimo, seguros, arancel, IVA y nacionalización.
- Costo de instalación: comprende los materiales y la mano de obra requeridos para llevar la instalación del equipo, depende de cada planta y tecnología.
- Imprevistos: se incluyen dos tipos de imprevistos, los de construcción, los cuales se estiman como un porcentaje del costo total de las obras civiles y de las obras de infraestructura, este depende del tipo de tecnología; y de los equipos, que se estiman como un porcentaje del costo total de los mismos, este depende del tipo de tecnología.
- Financieros preoperativos: es el sobre costo dado por lo escalado de los costos durante el periodo de construcción, cuya duración depende de la tecnología y el tamaño o capacidad de las unidades, así como los intereses preoperativos, normalmente se incluyen dentro de los costos de instalación.

4.2.2 COSTOS OPERATIVOS.

Los costos operativos constan de los siguientes ítems [2]:

- Administración, operación y mantenimiento (AOM), componente fija: corresponde a los costos de funcionamiento de la empresa de generación.
- Administración, operación y mantenimiento (AOM), componente variable: corresponde a un componente producto de la operación de la empresa de generación.
- Combustible: es uno de los componentes más importantes de los costos variables de operación, en particular en la generación térmica, en la generación a partir de motores alternantes y de biomasa.
- Manejo ambiental: en este punto se consideran los costos de los planes de manejo ambiental y de las medidas necesarias para cubrir contingencias en esa área. Al igual que los costos preoperativos ambientales se establecen como un porcentaje de las inversiones requeridas.

- Seguros: corresponden a los gastos por pago de seguros que el proyecto deberá asumir anualmente, para la norma cobertura de riesgos considerados en los diferentes proyectos.
- Cargos de ley operativos: incluye todos los cargos de ley aplicables durante la operación del proyecto, depende de cada tecnología, planta tipo y región. Por ejemplo: impuestos de industria y comercio, impuesto predial, etc.

4.3 COSTOS PREOPERATIVOS Y OPERATIVOS DE LA CENTRAL IGCC.

Con el objeto de presupuestar los costos preoperativos y operativos de la central IGCC determinada anteriormente, para su implementación en Colombia, se toman como referencia la información suministrada por el Departamento de Energía (DOE).

El informe del DOE de Estados Unidos es una fuente de información actualizada y precisa sobre desempeño y costos de centrales IGCC, ejecutado por empresas de consultoría expertas en la materia, con base en casos reales de proyectos que fueron construidos recientemente o que están actualmente en construcción [21].

Con base en la información expuesta en el informe del DOE, se presenta a continuación las principales características técnicas y de desempeño de dos casos de centrales IGCC tratadas en su estudio, los cuales incluyen gasificadores tipo Shell, uno con y otro sin captura de CO₂ (Carbón Dioxide Capture and Storage CCS), para realizar una comparación de los costos, con respecto a la central IGCC determinada con los resultados de la simulaciones del capítulo 3.

De acuerdo al informe realizado por el DOE, el factor de capacidad para una central IGCC es del 80%, para este estudio se tomara este valor para las estimaciones de los costos de la central.

En la Tabla 14 se muestran los resultados de desempeño expuestos por el DOE y los obtenidos de la simulación.

Tabla 14. Desempeño de la tecnología IGCC.

Estudio	DOE		Simulación Thermoflex
Tecnología de Gasificación	Shell		Tecnología Tipo 2 (Shell)
Captura de CO₂ (CCS)	No	Si	No
Capacidad Bruta (MW)	737	673,4	433,7
Carga en equipos auxiliares (MW)	108,2	176,54	32,056
Capacidad Neta (MW)	628,8	496,86	401,73
Heat Rate (BTU/kWH)	8.099	10.924	7.413
Eficiencia Energética (HHV)	42,1	31,2	46,03
Factor de capacidad (%)	80	80	80

Fuente:[26].

4.3.1 METODOLOGÍA GENERAL DEL CÁLCULO DE COSTOS.

Para calcular los costos totales y específicos de instalación de una central térmica en Estados Unidos con las tecnologías IGCC propuestas, el DOE uso los costos más recientes disponibles que están asociados a los sistemas que la integran, fijando a cada uno de ellos los costos de equipos y materiales, mano de obra, ingeniería, impuestos e imprevistos.

Los costos preoperativos y operativos serán ajustados para el contexto colombiano, a partir de los datos calculados por el DOE para Estados Unidos, haciendo uso de la metodología propuesta en el estudio de viabilidad de implementación de la tecnología IGCC en Colombia, presentado en la tesis de Juan Gallego y Juan Gómez.

Para la aplicación de los factores de nacionalización de los equipos se ha seguido el procedimiento de cálculo propuesto en el estudio mencionado anteriormente. Dicho procedimiento considera los costos preoperativos de los equipos importados.

Debido a la entrada en vigencia del Tratado de Libre Comercio (TLC), entre Colombia y Estados Unidos, a partir del 15 de Mayo de 2012 [21], los costos debidos a aranceles de los diferentes equipos y sistemas no son contemplados.

La capacidad efectiva neta, de la planta determinada de la simulación corresponde a 401,73 MW. El informe DOE contempla potencias netas para los casos de las plantas IGCC con tecnología de gasificación Shell de 628,8 MW sin captura de CO₂ y de 496,86 MW con captura de CO₂, razón por la cual es necesario ajustar los valores de los costos en función de la capacidad a evaluar.

4.4 CÁLCULO DE COSTOS.

4.4.1 COSTOS BASE DE INVERSIÓN EN USA

En la FACTORES DE NACIONALIZACIÓN DE EQUIPOS.

El Costo Indirecto de Fabricación (CIF) de la planta se calcula afectando el costo FOB por un factor de nacionalización, que corresponde a la sumatoria de los recargos: transporte marítimo y seguros, costo de nacionalización, bodegaje, comisiones, transporte y seguros internos [21]. En la Tabla 16 se muestran, los factores de afectación del costo FOB.

Tabla 15 se presenta el resumen de los costos preoperativos y operativos calculados por el DOE para los dos casos de las plantas IGCC con tecnología de gasificación Shell.

4.4.2 FACTORES DE NACIONALIZACIÓN DE EQUIPOS.

El Costo Indirecto de Fabricación (CIF) de la planta se calcula afectando el costo FOB por un factor de nacionalización, que corresponde a la sumatoria de los recargos: transporte marítimo y seguros, costo de nacionalización, bodegaje, comisiones, transporte y seguros internos [21]. En la Tabla 16 se muestran, los factores de afectación del costo FOB.

Tabla 15. Costos base de inversión, AO&M IGCC.

COSTOS BASE DE INVERSIÓN, AO&M IGCC				
Caso	IGCC Shell		IGCC Shell	
Captura de CO2	No		Si	
Capacidad Neta (MW)	628,8		496,86	
Combustible	Carbón Illinois #6		Carbón Illinois #6	
Factor de Capacidad	80%		80%	
Costos de Inversión	USD	USD/KW	USD	USD/KW
Costo de Equipos	74.432.000		821.717.000	
Costo de Materiales	65.991.000		69.882.000	
Mano de obra directa e indirecta	255.695.000		29.3196.000	
Ingeniería	98.407.000		110.031.000	
Imprevistos	229.801.000		285.678.000	
Costo Total de la Planta (TPC)	1.394.326.000	2.217	1.580.504.000	3.181
Costos preoperativos	45.778.000		50.138.000	
Inventarios	19.762.000		21.361.000	
Terreno	900.000		900.000	
Capital total requerido (TCR)	1.460.766.000	2.323	1.652.903.000	3.327
Costos de operación y mantenimiento	USD	USD/KW	USD	USD/KW
Personal operativo	5.918.913		6.313.507	
Personal mantenimiento	14.578.930		14.966.466	
Personal administrativo	5.124.461		5.319.993	
Total costos fijos de operación y mantenimiento	25.622.304	40,73	26.599.966	53,53
Costos variables de operación (sin combustible)	USD	USD/KWh	USD	USD/KWh
Agua	942		1.281.009	
Químicos	2.968.988		2.350.349	
Otros combustibles	0		0	
Disposición de recursos	2.497.882		2.668.923	
Material de mantenimiento	27.756.840		28.329.484	
Total costos variables de operación y mantenimiento	34.165.648	0,00775	34.629.765	0,00995

Fuente: [21] [26].

Tabla 16. Factores de afectación del costo FOB

Factores de Nacionalización			
Ítem	Descripción	Recargo	Aplicado a
1	Precio FOB puerto de embarco en USA		
2	Transporte Marítimo y Seguros	10,50%	Ítem 1
3	Arancel	0,00%	Ítem 1 + Ítem 2
4	Costo CIF puerto Colombia		Ítem 1 + Ítem 2 + Ítem 3
5	Costo de nacionalización, bodegaje, comisiones, etc.	2%	Ítem 4
6	Costo Total puerto Colombia		Ítem 4 + Ítem 5
7	Transporte y seguros internos	5%	Ítem 1
8	Costo CIF sitio de instalación		Ítem 6 + Ítem 7

Fuente: [21].

4.4.3 FACTORES DE ESCALACIÓN

Con el objeto de calcular el costo de instalación de la planta determinada en el capítulo 3 y adaptar al caso colombiano, se toma el siguiente modelo de cálculo [21]:

$$Y=A \cdot X^k$$

Donde,

Y = Costo específico de instalación (USD/kW)

X = Capacidad efectiva neta instalada (MW)

A y K = Factores de escalación

Para la planta IGCC con tecnología de gasificación Shell se tiene los siguientes factores:

$$A=8.987,66$$

$$K=-0,21$$

4.4.4 PRESUPUESTO DE COSTOS PARA COLOMBIA

Los costos de inversión se calculan para el caso colombiano con base en la metodología descrita y los supuestos considerados en los numerales anteriores.

Tabla 17. Costos de instalación ajustados para Colombia.

		Tecnología	IGCC Shell		IGCC Shell con captura de CO ₂
		Potencia MW	401,73	628,8	496,86
	Costo USA	Costo Total USD/kW	2.551,6	2.322,5	3.327
Costos Directos	Costo FOB	%	53,79	53,79	53,79
		Valor	1.372,51	1.249,27	1.789,59
	Costo CIF sitio planta	Factor	1,18	1,18	1,18
		USD/kW	1.619,56	1.474,14	2.111,72
	Mat. Y mano de obra	USD/kW	561,91	511,45	732,66
	Subtotal costos directos	CIF+MO+M USD/kW	2.181,46	1.985,6	2.844,38
Costos Indirectos	Servicio + Ingeniería	Factor	0,07	0,07	0,07
		Valor USD/kW	152,7	138,99	199,107
	Imprevistos	Factor	0,16	0,16	0,16
		Valor USD/kW	349,03	317,7	455,10
	Subtotal costos indirectos	USD/kW	501,74	456,69	654,21
Costos Totales		USD/kW	2.683,2	2.442,28	3.498,59

De la Tabla 17, se observa que adicionar un sistema de captura de CO₂ a la planta IGCC, incrementa considerablemente los costos de la generación de energía. En los casos que se utiliza un carbón como combustible, es necesario pensar en adicionar un sistema de captura de CO₂ para que la planta sea más eficiente con respecto al medioambiente.

Los costos de administración, operación y mantenimiento AO&M, se calculan con base en los valores obtenidos por el DOE, ajustándolos mediante factores que reflejan las diferencias entre los costos de personal entre los dos países. Estos factores son tomados del estudio de viabilidad de implementación de la tecnología IGCC en Colombia, presentado en la tesis de Juan Gallego y Juan Gómez.

Tabla 18. Costos AO&M ajustados para Colombia.

		Tecnología	IGCC Shell		IGCC Shell con captura de CO ₂
Costos O&M	Costos Fijos	USD/kW-año	22,4	22,4	35,2
	Costos Variables	USD/kWh	0,00581	0,00581	0,00801

Los costos de la biomasa como combustible es el parámetro más importante en la simulación de los costos de generación de cualquier tecnología basada en la generación con biomasa. El costo de la biomasa depende de muchos parámetros, incluyendo la localización del proyecto, el tipo de biomasa utilizada como materia prima, la cantidad requerida, poder calorífico etc. El costo de la biomasa como combustible puede variar ampliamente, desde 11,1 US\$ / tonelada a 33,3 US\$ / tonelada [25]. Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente y sabiendo que se requiere transportar mucha cantidad de biomasa, el costo de la biomasa generada el cultivo del café es de 23 US\$ / tonelada como valor probable.

Con base en los parámetros de diseño y rendimiento de la Tabla 14, y teniendo en cuenta los gastos de operación y mantenimiento se puede estimar el total de costo de generación, para la planta determinada en el capítulo 3 y para la planta estudiada en el informe del DOE con gasificador Shell, con un sistema de captura de CO₂ y combustible carbón en el caso colombiano, considerando el costo del carbón de 52,47 US\$ / Tonelada [27], los cuales se presentan en la Tabla 19.

Tabla 19. Costo de generación (cUS\$/kWh) en un sistema de gasificación.

Planta IGCC	Shell	Shell con captura de CO ₂
Capacidad MW	401,73	496,86
Capital	3,828	4,992
Costos O&M	0,3196	0,5023
Costos variables	0,5810	0,8010
Costos combustible	0,9408	2,146
Total	5,67	8,44

El costo de generación para una planta IGCC en Colombia, con biomasa de combustible es de 5.67 cUS\$/kWh y para una con carbón de combustible y con un sistema de captura de CO₂ es de 8.44 cUS\$/kWh, como valores probables. En el informe de formulación de un plan de desarrollo para las fuentes no convencionales de energía en Colombia (PDFNCE) presentado por la UPME, estipula que los costos de generación para una planta IGCC con carbón que genera 100 kW y otra de 20 MW son de 10 y 7,85 cUS\$/kWh respectivamente.

En la Figura 29 se presentan el costo de energía (COE) de algunos sistemas de generación existentes en el mundo, como la IGCC con diferentes tecnologías de gasificación (GEE, CoP y Shell), Natural Gas Combined-Cycle (NGCC) entre otras.

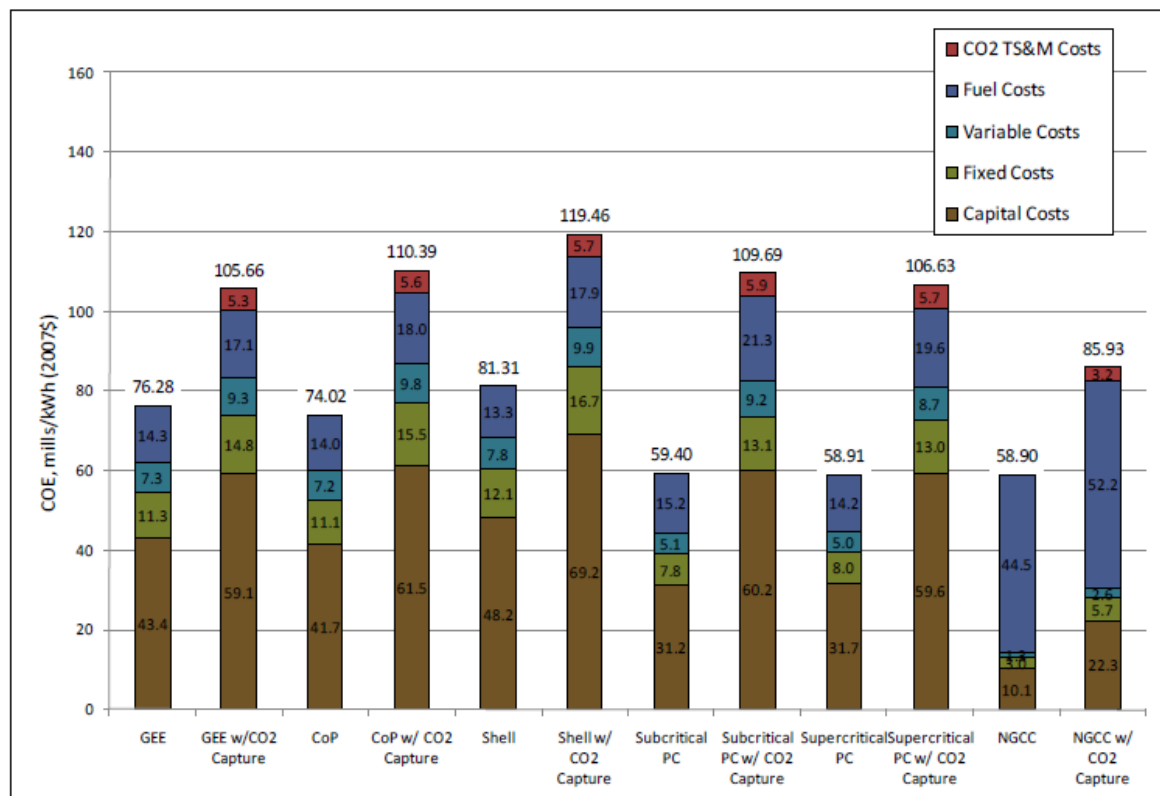


Figura 29. Costos de energía para algunos sistemas de generación.

Fuente: [26].

CONCLUSIONES

Colombia por ser un país que gran parte de su Producto Interno Bruto (PBI) está basado en la agricultura cuenta con los recursos necesarios para el suministro de una central de generación a partir de residuos agroindustriales ya que varias zonas de su territorio son idóneas para tal propósito, como la determinada en este trabajo, que satisfaría la demanda necesaria para el funcionamiento de la planta IGCC.

Los residuos agroindustriales son una opción viable para la obtención de un gas de síntesis a partir de la gasificación de estos, ya que hay gran concentración en nuestro país y se estaría aprovechando un desperdicio que no tiene mucho uso actualmente. El carbón es una buena fuente para la obtención de energía por su alto poder calorífico, pero con respeto a la biomasa genera más contaminantes que afectan el medio ambiente, lo que implicaría costos adicionales para reducirlos. Estos costos se ven reflejados en adicionar un sistema de captura de CO₂ y en los costos de mantenimiento, como se determinó en el capítulo 4.

Con la ayuda de softwares como Thermoflex es más sencillo evaluar el cambio de variables que interfieren en el funcionamiento de una planta de generación como la que se evaluó en este trabajo, se ahorra tiempo y mucho dinero con respecto a las modelaciones a grande escala. Las simulaciones realizadas en Thermoflex, permitieron para las biomásas, los dos carbones y las cuatro tecnologías que se modelaron, determinar el gas de síntesis obtenido de la gasificación, el flujo másico requerido de combustible por día, la eficiencia de cada tecnología y eficiencia neta para la planta IGCC. Con estos resultados se determinó que la tecnología de gasificación tipo 2 (Shell) y su adaptación al modelo de la planta IGCC 701 G EnrichedAirBlown, es la más eficiente para este fin.

El software permitió determinar la biomasa con las mejores características para ser utilizada en la gasificación y la zona donde funcionaria la planta IGCC, la cual es la generada del cultivo del café que se encuentra con mayor concentración en el suroeste del departamento de Antioquia, pero para satisfacer la demanda de biomasa de la planta, se requiere

transportar grandes cantidades de residuos de café de otras regiones de Colombia, lo que incrementa el costo del combustible y por ende del kWh.

En términos de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia, se demuestra que la tecnología IGCC es viable en cuanto a los aspectos técnicos en Colombia, ya que se cuenta con los recursos necesarios para su operación. Sin embargo por la falta de estandarización de la tecnología y de la poca penetración de esta en nuestro país, no se cuenta con el personal calificado para la operación y el mantenimiento.

Los costos de una planta IGCC que utiliza biomasa como combustible son mucho menores a la de una planta IGCC que utiliza carbón como combustible, ya que esta requiere de un sistema de captura de CO₂. La CCS aplicada a una planta de energía convencional podría reducir las emisiones de CO₂ a la atmósfera en aproximadamente 80% o 90%. La captura y compresión de CO₂ requiere mucha energía y aumentaría las necesidades de combustible de una central de carbón con CCS en un 25%-40%. Los costos implícitos aumentarían el costo de la energía de una central eléctrica con dicho sistema [28]. Por esta razón es más viable la utilización de biomasa como combustible, aunque su poder calorífico sea menor al del carbón.

Se estima que para el futuro se logre reducir los costos de capital de las plantas IGCC, ya que, con la estandarización de las tecnologías y garantizando su disponibilidad, se logrará una tecnología viable económicamente y competitiva en Colombia, frente a las tecnologías termoeléctricas existentes, como la NGCC, puesto que los altos costos y la inestabilidad en el mercado del gas natural, hacen que sea una opción costosa.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] A. Perdomo, “Evaluación termoeconómica de un sistemas de gasificación de cascarilla de arroz integrado a ciclo combinado para la generación de energía eléctrica en el sector agroindustrial del departamento de Córdoba,,” Universidad Pontificia Bolivariana, 2012.
- [2] Universidad Nacional de Colombia, “CENTRO DE INOVACIÓN TECNOLÓGICA CON ÉNFASIS EN GASIFICACIÓN,” Medellín (Colombia), 2011.
- [3] IEA, “Program Energy Efficiency and Renewable Energy,” U.S, 2010.
- [4] UPME (Unidad de Planeación Minero Energético), “Atlas del Potencial Energético de la Biomasa Residual en Colombia,,” Bogotá (Colombia), 2009.
- [5] DANE-CCI-MADR, “ENCUESTA NACIONAL AGROPECUARIA,” 2012.
- [6] Agronet, “Sistema de Estadísticas Agropecuarias,” 2012. [Online]. Available: www.agronet.gov.co.
- [7] Cenicaña, “La región azucarera de Colombia,” 2012. [Online]. Available: www.cenicana.org.
- [8] Fedepalma, “Productores de panela en Cundinamarca,” 2012. [Online]. Available: www.fedepalma.org.
- [9] Federación Nacional de cafeteros, “Regiones cafeteras de Antioquia,” 2013. [Online]. Available: www.federaciondecafeteros.org.
- [10] Asocaña, “El Sector Azucarero Colombiano en la actualidad,” 2012. [Online]. Available: www.asocana.org.
- [11] Ingenio Risaralda, “El Sector Azucarero Colombiano,” 2012. [Online]. Available: www.ingeniorisaralda.com.

- [12] Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural, “EL SECTOR PANELERO COLOMBIANO,” pp. 1–16, 2006.
- [13] CEPEC (CENTRO DE PENSAMIENTO EN ESTRATEGIAS COMPETITIVAS), “Plan de Competitividad y Desarrollo Económico de la Provincia de Gualivá,” 2011.
- [14] Dirección de Planeación Estratégica Integral, “PERFIL DEL SUROESTE,” no. 094, pp. 1–152, 2009.
- [15] P. Mckendry, “Energy production from biomass (part 1): overview of biomass,” vol. 83, no. July 2001, pp. 37–46, 2002.
- [16] P. Sierra, C. Guerrero, and J. Arango, “Tecnologías para el aprovechamiento de los biocombustibles,” 2009.
- [17] E. Arenas, F. Chejne, and C. Giraldo, “BIOMASA Y CARBÓN UNA ALTERNATIVA ENERGÉTICA PARA COLOMBIA,” 2006. .
- [18] L. E. García Fernández, “Obtención de gas combustible a partir de la gasificación de biomasa en un reactor de lecho fijo,” Universidad Nacional de Colombia, 2011.
- [19] S. R. Rubio, F. E. Sierra, and A. Guerrero, “Gasificación de materiales orgánicos residuales Gasification from waste organic materials,” vol. 31, no. 3, pp. 17–25, 2011.
- [20] M. Treviño, “Tecnología de gasificación integrada en ciclo combinado GICC,” *Aplicación real en España, Club Español de la Energía*, 2003.
- [21] J. Gallego and J. Gómez, “Estudio de implementación de la tecnología IGCC en Colombia,” Universidad Pontificia Bolivariana, 2012.
- [22] THERMOFLOW, “Diseño totalmente flexible y simulación de los ciclos combinados, sistemas de cogeneración, y otros sistemas de energía térmica.” [Online]. Available: <http://www.thermoflow.com>.

- [23] C. Nieto, E. Arenas, A. Arrieta, C. Londoño, and F. Chejne, “SIMULATION OF IGCC TECHNOLOGIES : INFLUENCE OF OPERATIONAL,” 2008.
- [24] G. Cujia and A. Bula, “POTENCIAL OBTENCIÓN DE GAS SE SÍNTESIS PARA LA PRODUCCIÓN DE METANOL A PARTIR DE LA GASIFICACIÓN DE RESIDUOS DE PALMA AFRICANA,” vol. 35, pp. 106–112, 2010.
- [25] UPME (Unidad de Planeación Minero Energético), “FORMULACIÓN DE UN PLAN DE DESARROLLO PARA LAS FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA EN COLOMBIA (PDFNCE),” 2010.
- [26] ESTADOS UNIDOS DE NORTE AMÉRICA. U.S. DEPARTMENT OF ENERGY (DEPARTAMENTO DE ENERGIA), “Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants Volume 1 : Bituminous Coal and Natural Gas to Electricity,” vol. 1, no. November, 2010.
- [27] UPME (Unidad de Planeación Minero Energético), “PRECIOS INTERNOS DE CARBÓN Y COQUE.” [Online]. Available:
http://www.upme.gov.co/generadorconsultas/Consulta_Series.aspx?idModulo=4&tipoSerie=121&grupo=370&FechaInicial=01/01/1990&FechaFinal=31/12/2012.
- [28] UPME (Unidad de Planeación Minero Energético), *PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN - TRASMISIÓN 2010-2014*, no. 571. .

ANEXO A. MODELOS DE LAS PLANTAS IGCC QUE SE SIMULARON.

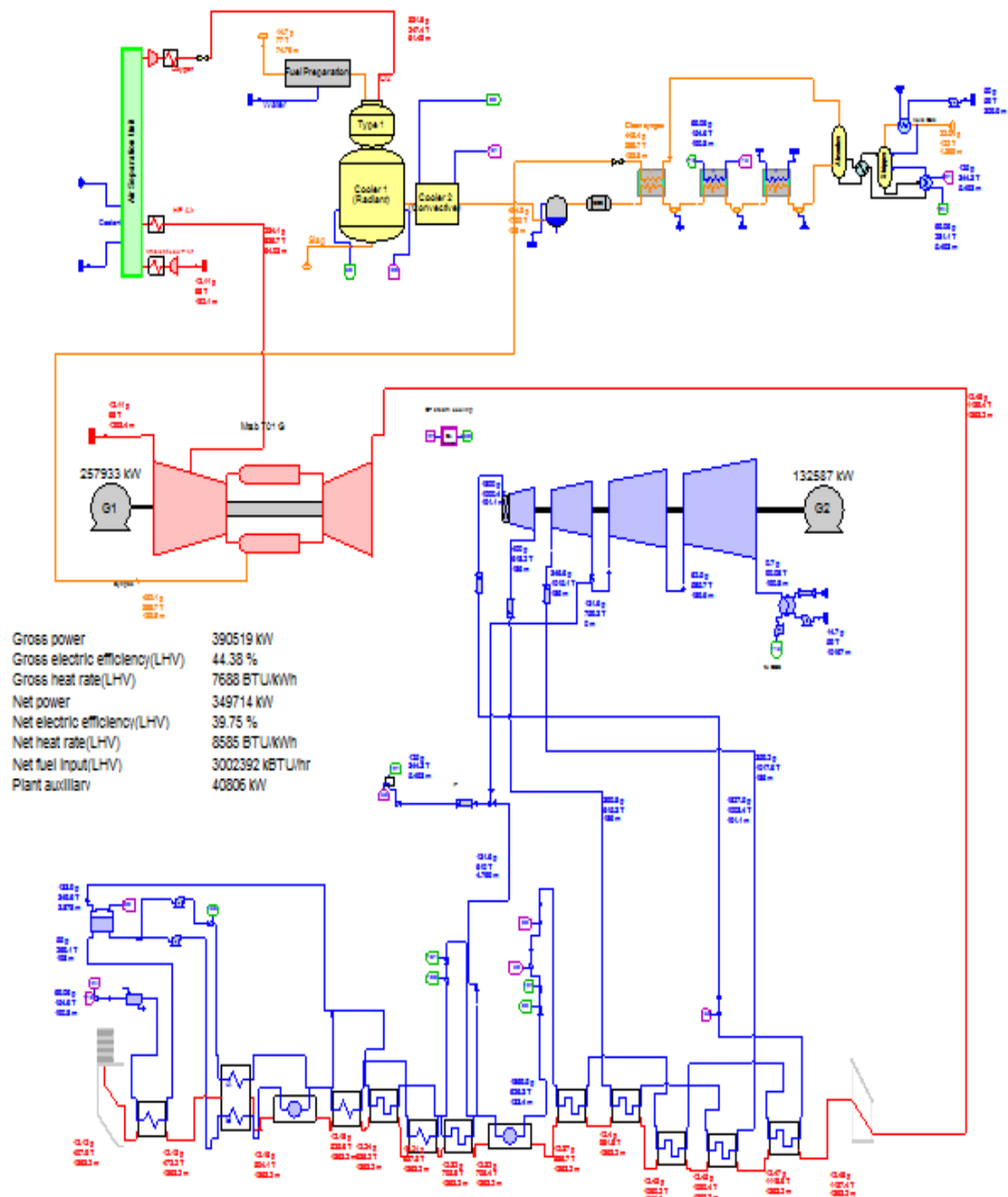


Figura 30. Planta IGCC con Gasificador Tipo 1.

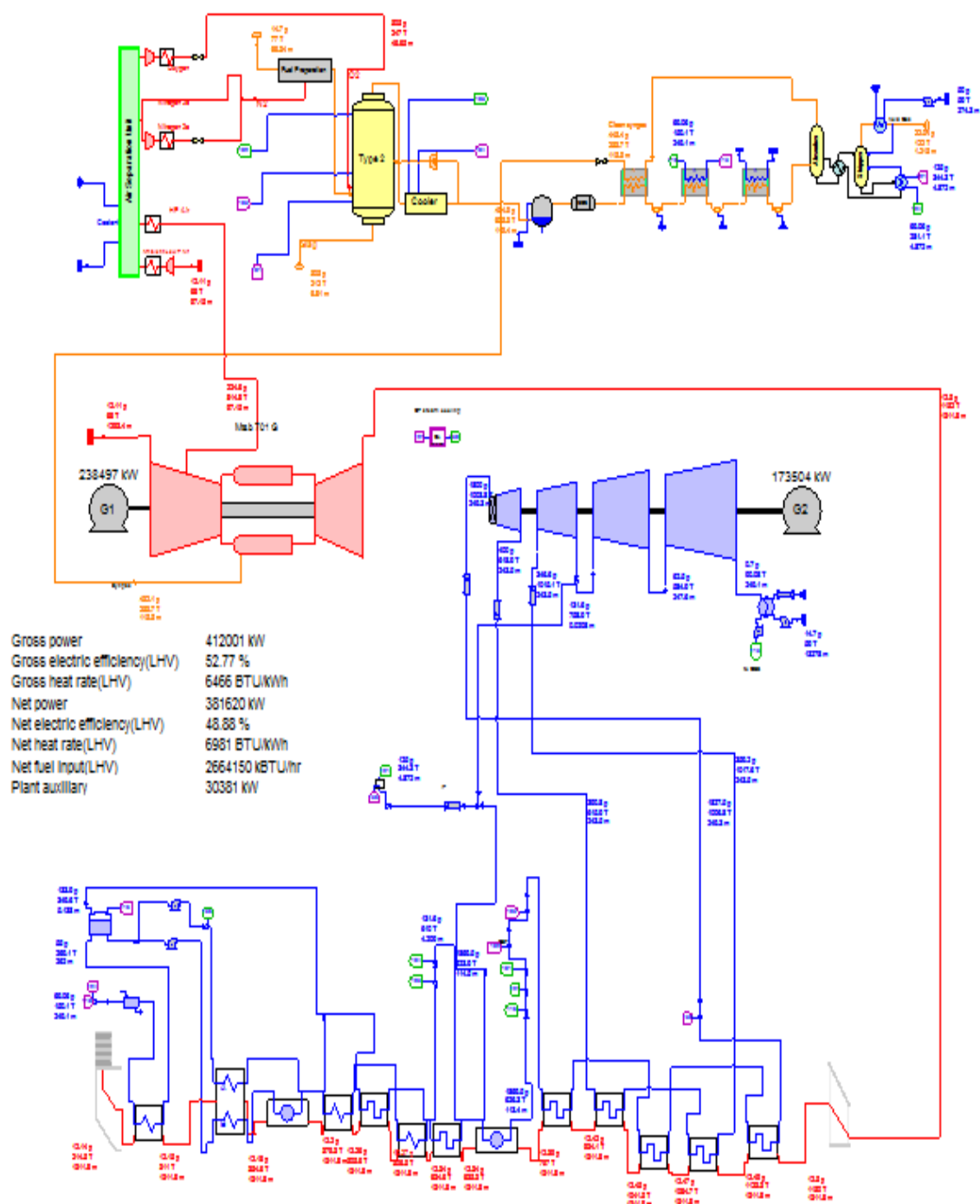


Figura 31. Planta IGCC con Gasificador Tipo 2.

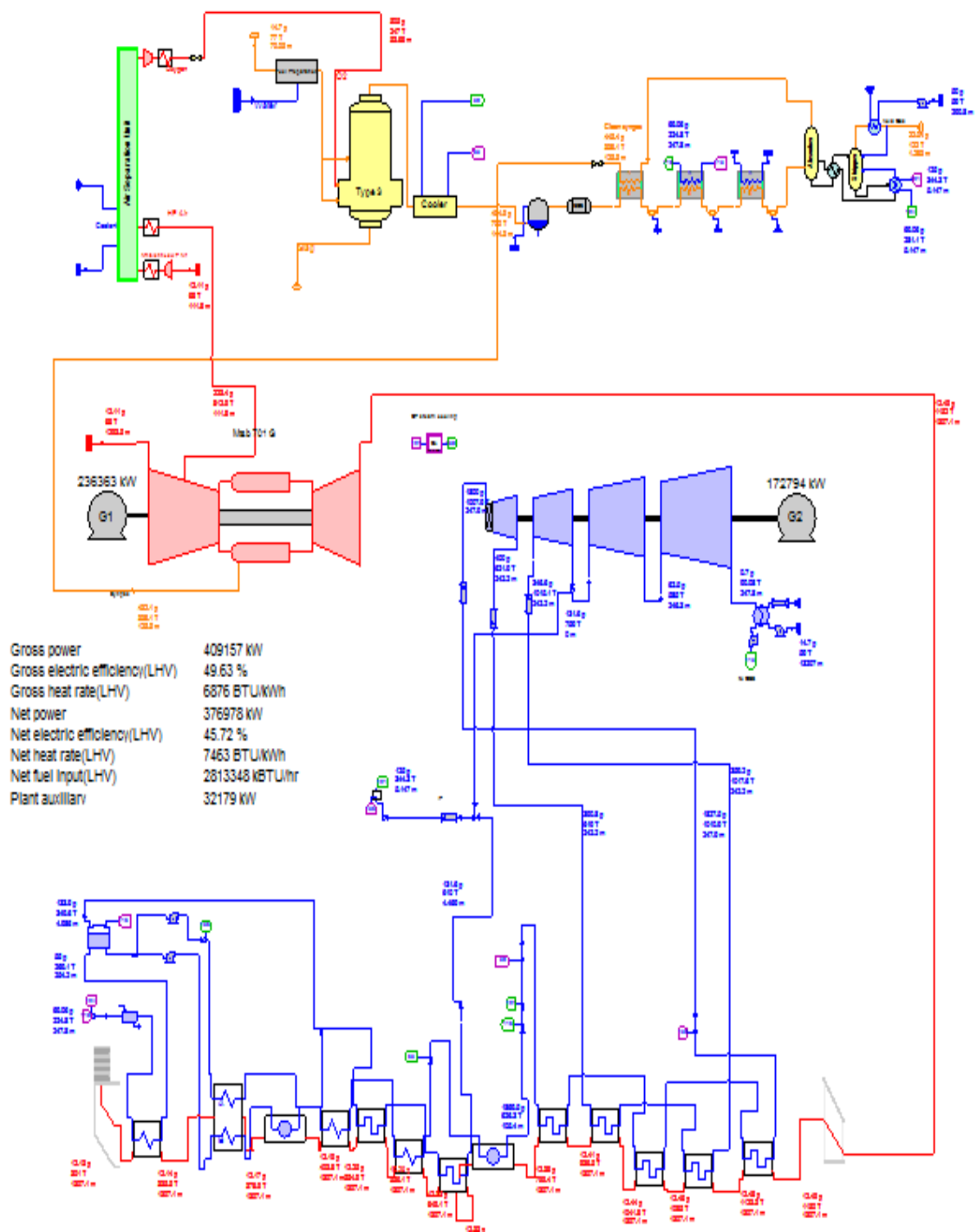


Figura 32. Planta IGCC con Gasificador Tipo 3.

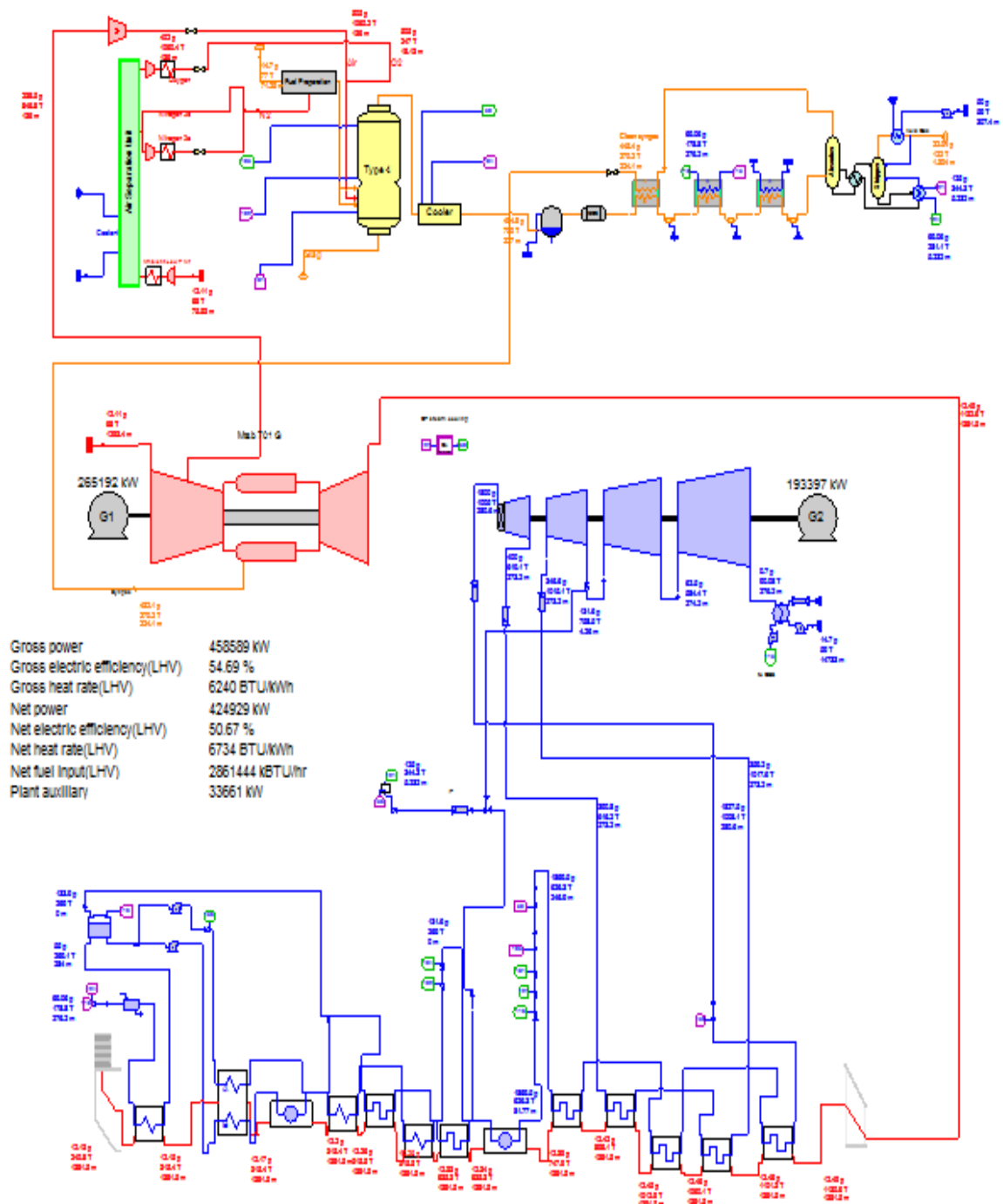


Figura 33. Planta IGCC con Gasificador Tipo 4.