

Evaluación Técnico-económica de Alternativas para el Aprovechamiento del Potencial de  
Producción de Biogás en el Departamento de Santander

Juan Diego Ferreira Ballesteros y Jorge Luis Sierra Reyes

Trabajo de grado en Ingeniería Química

Director

Carlos Eduardo García Sánchez

PhD. Ingeniería Química

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería Química

Bucaramanga

2021

**Dedicatoria**

*A mis padres y hermanos, mi principal motivación y los formadores de lo que soy ahora como persona. Sin su apoyo incondicional no habría podido alcanzar esta meta.*

*A Alejandro Cadena, Kevin Martínez y mi compañero de tesis Jorge Luis Sierra por haberme impulsado incontables veces, por las risas compartidas y por todos los grandes momentos vividos.*

*A todos aquellos amigos que la universidad me dio, por haber hecho de mi etapa universitaria la mejor que he vivido.*

*A mi mascota Milan, por darme muchos momentos de felicidad y ser una compañía constante durante tantos años.*

*Juan Diego Ferreira Ballesteros*

**Agradecimientos**

*A la Universidad Industrial de Santander, nuestra Alma Máter, donde pudimos formarnos integralmente.*

*Al director de esta tesis, el profesor Carlos Eduardo García, por su acompañamiento a lo largo de este trabajo.*

*A los profesores y directivos de la Escuela de Ingeniería Química por el compromiso y profesionalidad mostrado siempre durante esta etapa formativa.*

**Tabla de Contenido**

Introducción .....	11
1.Principales Sustancias Indeseadas y su Remoción .....	13
1.1.Ácido sulfhídrico (H <sub>2</sub> S) .....	13
2.Requerimientos de Pureza en Aplicaciones del Biogás .....	15
3.Objetivos .....	18
3.1.General .....	18
3.2.Específicos .....	18
4.Descripción Metodológica .....	19
4.1.Determinación de las biomاسas con mayor potencial para la generación de biogás en Santander .....	19
4.1.1.Estimación del potencial de generación de biogás a partir de las biomاسas seleccionadas .	19
4.1.2.Estudio de la composición del biogás crudo .....	20
4.2.Diseño y simulación de las plantas de tratamiento y reformado de biogás .....	20
4.2.1.Selección de las tecnologías de tratamiento y reformado de biogás .....	20
4.2.2.Desarrollo de las simulaciones .....	20
4.3.Análisis de las alternativas de aprovechamiento propuestas .....	21
5.Resultados .....	21
5.1.Determinación de las biomاسas con mayor potencial para la producción de biogás en Santander	21
5.1.1.Estimación del potencial de producción de biogás a partir de gallinaza en Santander .....	24

5.1.2.Estimación del potencial de producción de biogás a partir de efluentes de extracción de aceite de palma en Santander .....	25
5.1.3.Estudio de la composición del biogás crudo .....	26
5.2.Diseño y Simulación de las Plantas de Tratamiento y reformado de Biogás .....	28
5.2.1.Selección de las tecnologías de tratamiento y reformado de biogás.....	28
5.2.2.Desarrollo de las simulaciones.....	30
5.3.Análisis de las Tecnologías de Aprovechamiento Propuestas .....	38
5.3.1.Análisis técnico de las simulaciones .....	38
5.3.2.Análisis económico de las simulaciones.....	40
6.Conclusiones .....	43
Referencias Bibliográficas .....	45
Apéndices.....	49

**Lista de Tablas**

Tabla 1. Principales biomasas del departamento de Santander (sector pecuario) .....	22
Tabla 2. Principales biomasas del departamento de Santander (sector agrícola) .....	22
Tabla 3. Estimación del potencial de biogás avícola Lebrija 2.020.....	24
Tabla 4. Estimación del potencial de producción de biogás a partir de POME en Santander .....	26
Tabla 5. Composición del biogás a generar [18]–[20].....	27
Tabla 6. Composición del biogás a simular .....	27
Tabla 7. Tecnologías de enriquecimiento de metano [5].....	28
Tabla 8. Principales condiciones de operación (absorción con agua) .....	31
Tabla 9. Principales condiciones de operación (absorción con DEPG).....	33
Tabla 10. Principales condiciones de operación absorción química con aminas .....	36
Tabla 11. Reacciones de conversión (reactor CRV-100).....	37
Tabla 12. Reacción de equilibrio (ERV-100 y ERV-101).....	38
Tabla 13. Comparación de las fracciones molares obtenidas para cada tecnología de tratamiento .....	39
Tabla 14. Fracciones molares obtenidas en el proceso de reformado.....	39
Tabla 15. Costo de los equipos proceso de absorción con agua .....	40
Tabla 16. Costo operacional del proceso .....	41
Tabla 17. Producción avícola municipal en Santander.....	49
Tabla 18. Factores de producción de excretas y de biogás [15] .....	50
Tabla 19. Especificaciones de la CREG para redes aisladas .....	53
Tabla 20. Especificaciones de la CREG para redes interconectadas .....	54

**Lista de Figuras**

Figura 1. Diagrama de la metodología del proyecto.....	19
Figura 2. Indicadores de producción de biomasa y consumo energético [17].....	25
Figura 3. PFD de la planta de tratamiento por absorción con agua .....	31
Figura 4. PFD de la planta de tratamiento por absorción con DEPG .....	33
Figura 5. PFD de la planta de tratamiento por absorción con DEA .....	35
Figura 6. PFD de la planta de reformado de biogás.....	37
<b>Figura 7.</b> <i>Participación municipal en la producción de aceite de palma en Santander</i> [13].....	51
Figura 8. Fracción molar de metano vs. flujo de solvente (absorción con agua) .....	52
Figura 9. Fracción molar de metano vs. flujo de solvente (absorción con DEPG).....	53
Figura 10. Fracción molar de metano vs flujo de solvente (absorción con DEA).....	53

**Lista de Apéndices**

Apéndice A. Censo Avícola Departamento de Santander .....	49
Apéndice B. Factores de Producción. m <sup>3</sup> de Biogás por kg de Excreta.....	50
Apéndice C. Participación Municipal en la Producción de aceite de Palma en Santander .....	51
Apéndice D. Casos de estudio en Hysys para la determinación del flujo adecuado de solvente .	52
Apéndice E. Especificaciones de calidad exigidas por la comisión de regulación de energía y gas (CREG) para redes aisladas e interconectadas.....	53

### Resumen

**Título:** Evaluación Técnico-económica de Alternativas para el Aprovechamiento del Potencial de Producción de Biogás en el Departamento de Santander\*

**Autores:** Juan Diego Ferreira Ballesteros – Jorge Luis Sierra Reyes\*\*

**Palabras Clave:** Absorción Física, Absorción Química, Reformado de Biogás, Dietanolamina (DEA), DEPG.

**Descripción:**

El biogás es un biocombustible generado por la acción biológica de microorganismos anaerobios sobre la materia orgánica. Debido a su origen y a los productos obtenidos en la generación de biogás, este permite suplir necesidades energéticas y aprovechar la materia residual eficientemente. La mezcla de gases resultantes en la generación de biogás consiste principalmente de metano (50-75% vol.) y de dióxido de carbono (25-50% vol.), siendo el primero el componente energético del biogás. Pequeñas cantidades de agua, sulfuro de hidrógeno, amoníaco y trazas de otros gases se consideran impurezas dentro del biogás y pueden afectar los equipos ocasionando corrosión, desgaste mecánico e incluso pueden dar cabida a emisiones no deseadas cuando este es quemado. Actualmente, en el departamento de Santander se generan grandes cantidades de residuos orgánicos que no se gestionan de manera adecuada y que podrían usarse en la generación de biogás. Por los motivos mencionados, en el presente trabajo se evaluaron diferentes alternativas que permitan aprovechar el potencial de producción de biogás en el departamento.

Se identificaron los sectores con mayor generación de residuos orgánicos en el departamento, que, a su vez, sean aptos para la generación de biogás, encontrándose que el departamento cuenta con una amplia producción en los sectores avícola y palmero, los cuales podrían generar 3685 m<sup>3</sup>/h y 2415 m<sup>3</sup>/h de biogás. Se llevaron a cabo simulaciones en el software Aspen Hysys v8.8, en las cuáles el biogás se sometió a procesos de valoración empleando las tecnologías de absorción física con agua, absorción física con DEPG, absorción química con Dietanolamina (DEA) y reformado. Mediante un análisis técnico, se determinó que la tecnología de absorción con agua a 10°C y 10 bar es la opción más prolífica para darle un valor agregado al biogás al aumentar su composición molar hasta 96% de CH<sub>4</sub>, permitiendo que este pueda usarse en generación eléctrica, generación combinada de calor y energía o incluso inyectarse a gasoductos.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería Química. Director PhD Ingeniería Química Carlos Eduardo García Sánchez

**Abstract**

**Title:** Technical-economic Evaluation of Alternatives for the Exploitation of Biogas Production Potential in the Department of Santander\*

**Authors:** Juan Diego Ferreira Ballesteros – Jorge Luis Sierra Reyes\*\*

**Key Words:** Physical Absorption, Chemical Absorption, Biogas Reforming, Diethanolamine (DEA), DEPG.

**Description:**

Biogas is a biofuel generated by the biological action of anaerobic microorganisms on organic matter. Due to its origin and the products obtained in the generation of biogas, it allows to meet energy needs and take advantage of residual matter efficiently. The gas mixture resulting from the generation of biogas consists mainly of methane (50-75% vol.) And carbon dioxide (25-50% vol.), The former being the energy component of the biogas. Small amounts of water, hydrogen sulfide, ammonia and traces of other gases are considered impurities within the biogas and can affect the equipment causing corrosion, mechanical wear and can even give rise to unwanted emissions when it is burned. Currently, in the department of Santander large amounts of organic waste are generated that are not managed properly and that could be used in the generation of biogas. For these reasons, in the present work different alternatives were evaluated that allow to take advantage of the biogas production potential in the department.

The sectors with the highest generation of organic waste in the department were identified, which, in turn, are suitable for the generation of biogas, finding that the department has extensive production in the poultry and palm sectors, which could generate 3,685 m<sup>3</sup> / h and 2415 m<sup>3</sup> / h of biogas. Simulations were carried out in the Aspen Hysys v8.8 software, in which the biogas was subjected to evaluation processes using the technologies of physical absorption with water, physical absorption with DEPG, chemical absorption with Diethanolamine (DEA) and reforming. Through a technical analysis, it was determined that absorption technology with water at 10°C and 10 bar is the most prolific option to give added value to biogas by increasing its molar composition to 96% CH<sub>4</sub>, allowing it to be used in electricity generation, combined heat and power generation or even injected into gas pipelines.

---

\* Deegre Work

\*\* Faculty of Physicochemical Engineering, School of Chemical Engineering. Director PhD Chemical Engineer Carlos Eduardo García Sanchez

## Introducción

La creciente demanda energética mundial, junto a la necesidad de mitigar los efectos del cambio climático causado en gran medida por la dependencia de combustibles fósiles, la ineficiente gestión de residuos y el crecimiento poblacional, han llevado a que en los últimos años se desarrollen iniciativas que promuevan el uso e implementación de energías renovables, que permitan suplir necesidades energéticas y aprovechar la materia residual eficientemente.

En búsqueda de una mayor sostenibilidad energética, el biogás se presenta como una alternativa al uso de combustibles fósiles, principalmente al gas natural. El biogás es generado mediante la digestión anaerobia de materia orgánica, comúnmente de origen residual, y como subproducto del proceso para su obtención se genera un digestato, el cual puede ser usado como fertilizante. Debido a su origen y a los productos obtenidos en la generación de biogás, este puede contribuir con el cumplimiento de tres necesidades básicas: mejorar las condiciones sanitarias mediante el control de los desechos orgánicos, generar energía renovable y suministrar biofertilizante para los cultivos [1].

En el departamento de Santander existe una gran producción agropecuaria y agroindustrial, principalmente en los sectores avícola, bovino, palmero, cacaoero y cafetero, los cuales generan grandes cantidades de residuos que no se disponen de manera adecuada y que, por sus propiedades fisicoquímicas, podrían ser utilizados en la generación de biogás [2], [3].

Actualmente, grandes cantidades de biogás suelen utilizarse en aplicaciones de poco valor como la generación de calor en quemadores convencionales, o simplemente es quemado con el fin de disminuir las emisiones de metano [3]. En el presente documento, se proponen alternativas de

tratamiento y reformado de biogás que permitan su aprovechamiento en aplicaciones que le otorguen un mayor valor agregado.

La mezcla de gases resultantes en la generación de biogás consiste principalmente de metano (50-75% vol.) y de dióxido de carbono (25-50% vol.). El biogás también contiene pequeñas cantidades de agua, sulfuro de hidrógeno, amoníaco y trazas de otros gases que se consideran impurezas y pueden afectar los equipos ocasionando corrosión y desgaste mecánico; incluso pueden dar cabida a emisiones no deseadas cuando el biogás es quemado [4]. Generalmente, el biogás crudo generado en plantas no es apto para su uso directo debido a los compuestos que lo constituyen [5].

## 1. Principales Sustancias Indeseadas y su Remoción

### 1.1. Ácido sulfhídrico ( $H_2S$ )

La presencia del ácido sulfhídrico durante la utilización del biogás puede provocar corrosión; además, la combustión del biogás con contenido de ácido sulfhídrico genera emisiones de óxidos de azufre al ambiente que pueden producir ácido sulfúrico al mezclarse con agua [6]. Los diferentes métodos para la eliminación del  $H_2S$  se pueden dividir en biológicos, físicos y químicos, y la selección de la tecnología adecuada depende básicamente del uso y tratamiento posterior que se desee dar al biogás. La remoción biológica consiste en la oxidación biocatalítica del sulfuro de hidrógeno para formar azufre elemental, este principio puede ser aplicado directamente en el digestor o en un filtro biológico después de este. La remoción física se basa en el uso de tecnologías de absorción del  $H_2S$  en agua, soda cáustica o disolventes orgánicos; también hace parte de estas técnicas la absorción en carbón activado, la cual es una técnica de desulfuración fina donde se da la oxidación catalítica del ácido sulfhídrico sobre la superficie del carbón activado. Dentro de los métodos químicos para la remoción del ácido sulfhídrico, se destaca la adición de iones de hierro al digestor en forma de  $FeCl_2$ ,  $FeCl_3$  o  $FeSO_4$ , esto produce sulfuro de hierro ( $FeS$ ), que precipitará en el digestor, para posteriormente eliminarse con el digestato; este tratamiento puede aplicarse también después del digestor al hacer reaccionar el ácido sulfhídrico con materiales recubiertos de óxido de hierro [4].

### 1.1.2. Agua ( $H_2O$ )

La presencia de vapor de agua en el biogás crudo puede causar problemas de corrosión en las tuberías debido a la formación de ácido carbónico cuando reacciona con el dióxido de carbono; además, puede llevar a la disminución del contenido energético del gas. El agua puede ser

removida cambiando parámetros que afecten la solubilidad del agua en el gas, como lo son, temperatura y presión; permitiendo así que el vapor de agua se condense y pueda ser separado. El vapor de agua también puede ser removido mediante secado por adsorción o absorción, utilizando comúnmente las técnicas de adsorción con gel de sílice o carbón activado y la deshidratación por glicol, respectivamente. En esta operación, otras impurezas como amoníaco, siloxanos y partículas pueden eliminarse en conjunto con el agua [4].

### ***1.1.3. Dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>)***

Si el contenido energético del biogás es importante (cuando se usa como combustible o se piensa inyectarlo en las tuberías de gas natural), el CO<sub>2</sub> es considerado una impureza que debe ser removida debido a que disminuye la energía volumétrica del biogás [4].

El proceso de remoción de CO<sub>2</sub> suele denominarse mejoramiento o *upgrading* y se denomina biometano a aquel biogás cuyo elevado contenido de CH<sub>4</sub> le otorga propiedades similares a las del gas natural. Existen actualmente diversas tecnologías para llevar a cabo este proceso, las más comunes son la adsorción por variación de presión (PSA), absorción con agua y absorción química con aminas. En la primera, se usan zeolitas, carbón activado u otros agentes adsorbentes para retener el CO<sub>2</sub> presente en el biogás, alternando procesos de adsorción y desorción mediante cambios de presión. La segunda, es la tecnología más empleada en Europa y se basa en la mayor solubilidad del CO<sub>2</sub> en agua [5]. En esta tecnología, al igual que en PSA, la separación se ve favorecida por altas presiones y bajas temperaturas. Finalmente, la absorción con aminas puede alcanzar productos de muy alta calidad (>99%), no requiere aumento de presión, pero cuenta con la desventaja de un alto requerimiento energético para la generación de vapor necesario en la regeneración de la amina por desorción, además de la toxicidad de las aminas, y de la disposición final de residuos [4], [5].

## 2. Requerimientos de Pureza en Aplicaciones del Biogás

La aplicación más sencilla que se da al biogás es la obtención de calor para cocinar o calentar agua. El requerimiento de calidad para esta aplicación es bastante bajo y puede operarse con biogás a una presión de 8 a 25 mbar y niveles de  $\text{H}_2\text{S}$  inferiores a 100 ppm para conseguir un punto de rocío de  $150^\circ\text{C}$  [7].

El biogás puede ser usado como servicio público para abastecer diferentes necesidades de combustible. Para este fin, puede ser transportado por redes aisladas o puede ser inyectado a las redes de gas natural domiciliario y usarse en las mismas aplicaciones que éste se usa si se considera que tiene la misma calidad. En Colombia, los niveles de calidad del biogás para estos usos se rigen por las resoluciones 240 de 2016 y 0017 de 2007 emitidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) la cual establece composiciones de los principales componentes del biogás como el  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$  que deberán tener un máximo 45 % mol y  $20 \text{ mg/m}^3$  respectivamente, para su uso en redes aislada. En el caso de la inyección en redes de gas natural, el máximo permitido es de 2 % vol de  $\text{CO}_2$  y  $6 \text{ mg/m}^3$  de  $\text{H}_2\text{S}$  [8], [9].

Uno de los principales desafíos en el tratamiento del biogás es la remoción rentable y eficiente de  $\text{CO}_2$ ; por lo tanto, el reformado de biogás se presenta como una alternativa de aprovechamiento de creciente interés, ya que podría llevarse a cabo sin necesidad de remover previamente el  $\text{CO}_2$  y, por el contrario, podría emplearse como materia prima en este proceso; sin embargo, esta tecnología se encuentra aún en etapa de desarrollo. El reformado es un proceso altamente endotérmico en el que, a elevadas temperaturas y en presencia de catalizadores, el biogás ( $\text{CH}_4$  y  $\text{CO}_2$ ) se convierte en gas de síntesis (mezcla de  $\text{H}_2$  y  $\text{CO}$ ) que puede emplearse en procesos

para producir hidrógeno y generar electricidad en celdas de combustible, así como en la elaboración de combustibles líquidos y productos químicos de alto valor [3], [6].

En el año 2003, Persson [10] evaluó diferentes técnicas para la mejora del biogás basándose en datos referentes a tecnología, economía, calidad del biogás e impacto ambiental de diferentes plantas de tratamiento existentes en Suecia. En el reporte realizado por el Swedish Gas Center se presentaron herramientas comparativas que permiten escoger el tipo de tecnología más adecuado en función de las necesidades y recursos disponibles, observándose que la mejora por absorción con agua es un proceso que puede producir biometano de alta calidad, con bajo coste de inversión y mantenimiento.

Se han llevado a cabo investigaciones con el fin lograr la pureza del metano en el biogás comparable a la del gas natural para cumplir los estándares de la red de gas natural. Tawfik, Eldrainy y Attia [11], realizaron simulaciones para determinar la presión óptima para la remoción del CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S en la operación de adsorción por cambios de presión. Construyeron la planta de tratamiento de gases ácidos y fue simulada numéricamente mediante el uso de Aspen Hysys v8.6 y se pudo realizar el diseño adecuado de la planta. El proceso se llevó a cabo en un absorbedor por cambios de presión (PSA) de 20 etapas y un diámetro de bandejas de 1,7 m; se alimentó un flujo de biogás (30 °C y 1,1 bar) con un contenido de CO<sub>2</sub> del 25 %, y 0,04 % de H<sub>2</sub>S, y encontraron que la torre PSA debe trabajar a una presión de 5 bar para obtener el biogás con una pureza de 95 % de metano. En lo referente a estudios sobre el tratamiento del biogás en la Universidad Industrial de Santander, Ardila y Revuelta [12] en el año 2019 diseñaron y simularon procesos de tratamiento de biogás por absorción con agua y PSA considerando diferentes tipos de biomasa, concluyendo que se alcanzan mejores resultados para el biogás mejorado por absorción, con un

porcentaje de purificación superior al 97 % en el caso del biogás proveniente de desechos industriales.

De esta manera, la idea de determinar la viabilidad técnico-económica del aprovechamiento del biogás proveniente de residuos agrícolas del departamento de Santander se convierte en una propuesta atractiva e innovadora para la región. Nuestra propuesta presenta la caracterización, limpieza y mejora del biogás crudo con base en simulaciones en el programa Aspen Hysys v8.8 y así realizar una evaluación de cada una de las alternativas de aprovechamiento del biogás en función del porcentaje de pureza y el gasto económico.

### **3. Objetivos**

#### **3.1. General**

Evaluar técnica y económicamente alternativas para el aprovechamiento del potencial de producción de biogás en el departamento de Santander.

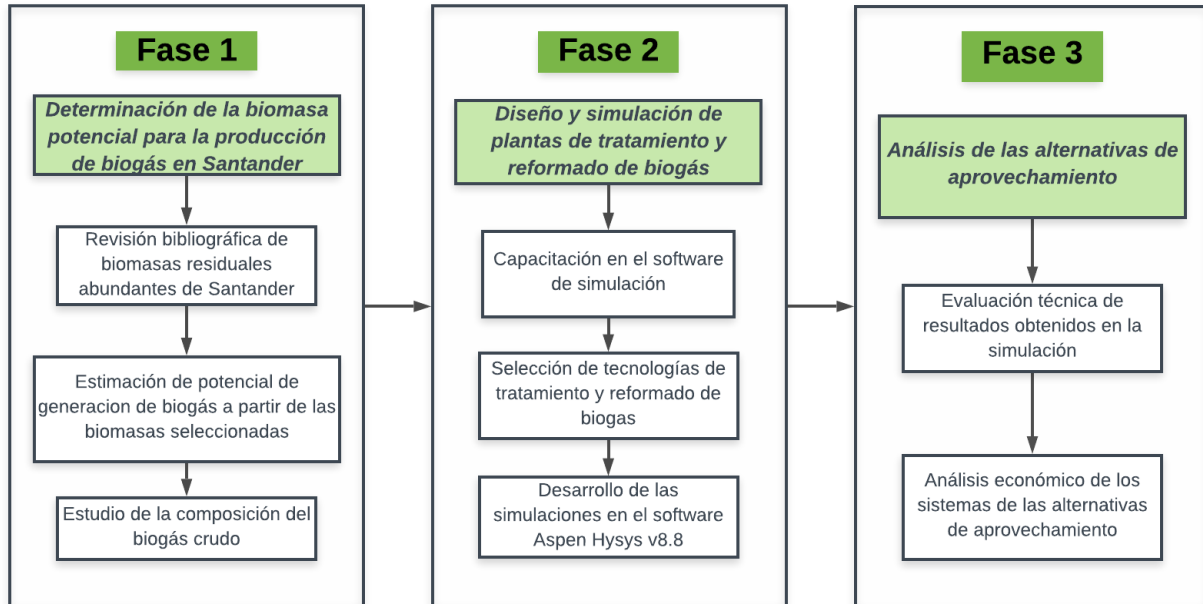
#### **3.2. Específicos**

- Determinar la biomasa residual con mayor potencial para la generación de biogás en Santander.
- Diseñar y simular plantas de tratamiento y reformado de biogás producido a partir de biomásas residuales de Santander.
- Analizar las opciones de aprovechamiento más convenientes para cada biogás desde puntos de vista técnico y económico.

#### 4. Descripción Metodológica

Las etapas involucradas en el desarrollo del trabajo de grado se ilustran en la Figura 1.

**Figura 1. Diagrama de la metodología del proyecto**



##### 4.1. Determinación de las biomásas con mayor potencial para la generación de biogás en Santander

La primera fase de este estudio consistió en la determinación de las biomásas residuales con mayor disponibilidad en el departamento, que, a su vez, sean adecuadas para la generación de biogás. Para esto, se llevó a cabo una extensa revisión bibliográfica, en la cual se tuvieron en cuenta variables como la abundancia y la facilidad de recolección y utilización, las cuales afectan el aprovechamiento de los residuos generados en sectores agropecuarios y agroindustriales.

##### 4.1.1. Estimación del potencial de generación de biogás a partir de las biomásas seleccionadas

Una vez determinadas las biomásas con mayor potencial para generar biogás en Santander, se procedió a estimar dicho potencial u oferta de biogás. Para esto, se llevó a cabo una sectorización

de los focos de producción de dichas biomásas en el departamento, con el fin de conocer la cantidad de residuo que se puede aprovechar de forma eficiente. Posteriormente, se calculó el potencial factible de generación de biogás empleando factores de conversión encontrados en diferentes fuentes bibliográficas.

#### ***4.1.2. Estudio de la composición del biogás crudo***

Con base en la literatura, se identificaron los principales factores involucrados en las variaciones de las propiedades del biogás, y se determinó la composición del biogás a generar a partir de las biomásas seleccionadas.

### **4.2. Diseño y simulación de las plantas de tratamiento y reformado de biogás**

Inicialmente, nos capacitamos y afianzamos nuestras habilidades en el manejo del software Aspen Hysys v8.8 para llevar a cabo la simulación de los sistemas de tratamiento y reformado de biogás propuestos.

#### ***4.2.1. Selección de las tecnologías de tratamiento y reformado de biogás***

Se seleccionaron las tecnologías de tratamiento y reformado de biogás en función de las sustancias a remover, la posibilidad de simular el proceso en el software en Aspen Hysys v8.8, la complejidad del proceso y el nivel de desarrollo con que éste cuente a gran escala. Posteriormente, se llevó a cabo una revisión bibliográfica detallada de los procesos empleados en el tratamiento y reformado de biogás con el fin de conocer las principales variables involucradas en cada proceso y la forma en que operan las plantas industriales comúnmente.

#### ***4.2.2. Desarrollo de las simulaciones***

Finalmente, se diseñaron en su totalidad los diferentes sistemas de tratamiento y reformado a evaluar, se definió la configuración adecuada de cada equipo involucrado en el proceso, se

establecieron las condiciones de operación necesarias y se desarrollaron las simulaciones en Aspen Hysys v8.8.

#### *4.3. Análisis de las alternativas de aprovechamiento propuestas*

En esta fase se analizaron los resultados obtenidos en las simulaciones, en el caso del proceso de tratamiento de biogás se hizo énfasis en la pureza del producto final y, con base en esto, se evaluó su posible uso en redes interconectadas o redes aisladas según corresponda. En el caso del proceso de reformado de biogás se hizo énfasis en la conversión del biogás hacia gas de síntesis y las condiciones de operación a las que debe operar la planta.

Para culminar, se realizó un análisis económico en el software de simulación Aspen Hysys v8.8 con base en los costos asociados a la producción del producto y el precio al que éste podría comercializarse.

## **5. Resultados**

### **5.1. Determinación de las biomásas con mayor potencial para la producción de biogás en Santander**

Inicialmente, se encontró que Santander cuenta con una amplia producción en los sectores avícola, bovino, panelero y palmero [2]. Actualmente, el departamento de Santander es el principal productor avícola y el tercer mayor productor de palma de aceite del país, con un porcentaje de participación en la producción nacional del 24,0% y del 14,35%, respectivamente [13].

La información principal relacionada con la disponibilidad de biomasa para la generación de biogás por parte de los sectores mencionados se resume en las Tablas 1 y 2.

**Tabla 1. Principales biomásas del departamento de Santander (sector pecuario)**

Sector	Residuo	Producción de residuo [t/año]	% Participación nacional
Avícola	Estiércol	1.545.541	24%
Bovino	Estiércol	5214237	6,4%

**Tabla 2. Principales biomásas del departamento de Santander (sector agrícola)**

Sector	Residuo	Producción de producto principal [t/año]	% Participación nacional
Palma de aceite	Efluentes de extracción de aceite de palma POME	232.747	14,35%
Caña panelera	Bagazo	202.650	7,84%

A pesar de la amplia producción departamental en los sectores mencionados, no sería válido afirmar que toda la biomasa residual generada por éstos estaría disponible para utilizarse como materia prima para la generación de biogás. Lo anterior se debe a barreras propias de cada sector en el aprovechamiento de los residuos que allí se generan, como lo son la gestión que se da a la biomasa, su dispersión geográfica y la dificultad en su manejo [1].

En el caso particular del sector avícola, la producción se da principalmente en galpones donde se aglomeran grandes cantidades de aves, por lo tanto, bastaría con descontar las aves de traspatio para conocer la oferta departamental de los residuos generados por este sector, los cuales

se componen de estiércol y viruta de madera o cáscara de arroz que componen el suelo de los galpones. En el año 2.019, 1.033.634 aves equivalentes a un 2,1 % de la producción avícola departamental, correspondían a aves de traspatio; lo cual muestra la amplia disponibilidad de la gallinaza y pollinaza en contraste con el sector bovino, del cual menos del 1% de los animales se encuentran estabulizados, por lo cual se considera un residuo de difícil manejo y disposición debido a su dispersión [14].

Por otro lado, dentro de los residuos agrícolas se destacan los efluentes líquidos de plantas extractoras de aceite de palma como una alternativa promisoría para la generación de biogás debido a que, además de contarse con una elevada producción departamental de aceite de palma, los residuos generados en las plantas de extracción se encuentran en lagunas de oxidación donde se facilita la recolección y su posterior aprovechamiento en la generación de biogás. Se considera que toda la biomasa generada por las plantas de extracción en el departamento estaría disponible para valorizarse energéticamente mediante la generación de biogás, por ser un residuo poco disperso y con gran disponibilidad [1], [13].

Lo anterior contrasta con el sector panelero en este caso, este es un sector minifundista donde habría mayor dificultad para la recolección del bagazo y su conversión a biogás. Actualmente, el bagazo generado en los trapiches suele emplearse directamente como combustible de los mismos [1].

Por los factores mencionados (abundancia, facilidad de recolección y utilización) se consideró que las biomásas con mayor potencial para la generación de biogás en el departamento son la gallinaza y los efluentes líquidos de extracción de palma de aceite (POME).

### 5.1.1. Estimación del potencial de producción de biogás a partir de gallinaza en Santander

La recolección y transporte de la gallinaza desde varios puntos del departamento para ubicarla en una sola planta de producción de biogás sería una tarea que demandaría un alto gasto de recursos. Debido a eso, es necesario hacer una sectorización de los predios productores de aves con respecto a la capacidad instalada, con el fin de facilitar la recolección de las excretas para la estimación del potencial del biogás.

Los municipios que cuentan con una mayor producción avícola el departamento, teniendo en cuenta la capacidad instalada, son los municipios de Girón, Piedecuesta, Los Santos y Lebrija (ver anexo 2) [14], siendo este último el municipio con una proyección prolífica para la producción de biogás, puesto que su producción avícola es alta y cuenta con una capacidad instalada aproximada de 13 millones de aves en el 2.019, cifra que corresponde aproximadamente al 25 % de la capacidad instalada de todo el departamento de Santander.

Dado que nuestro estudio busca establecer la oferta de biogás generado a partir de desechos avícolas; en la Tabla 3 se presentan los resultados de la conversión de excretas en metros cúbicos ( $m^3$ ) de biogás haciendo uso de los factores de CUBA SOLAR [15], presentados en el Anexo 1.

**Tabla 3. Estimación del potencial de biogás avícola Lebrija 2.020**

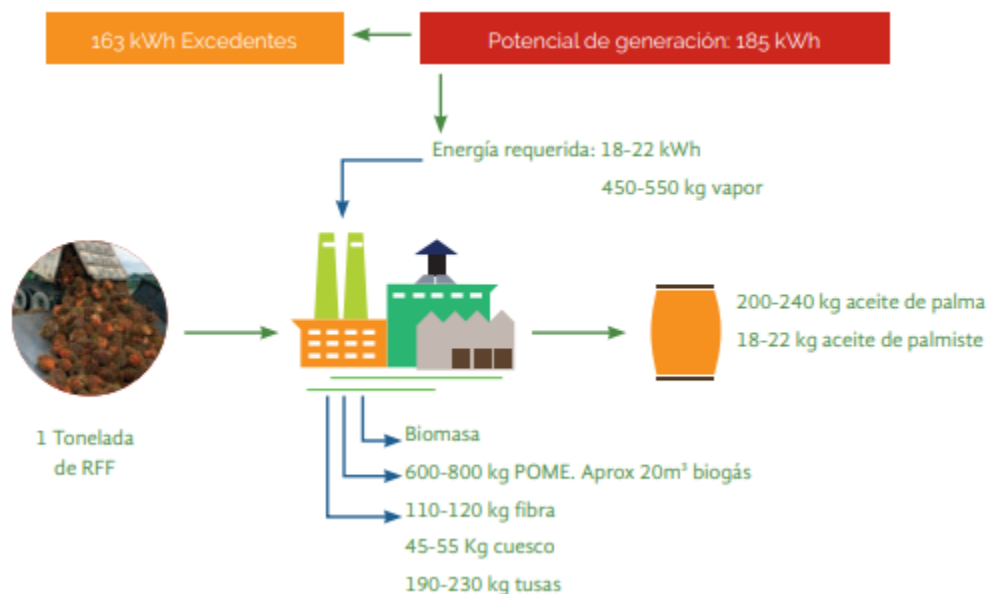
	Total aves	Total excreta diaria (kg/día)	Total excretas anual (t/año)	Producción de biogás anual ( $m^3$ /año)	Producción de biogás anual (kg/h)
<b>Levante, Pequeño</b>	86.000	4.300	1.570	94.170	12
<b>Engorde, Mediano</b>	6.200.000	620.000	226.300	13.578.000	1.674
<b>Postura, Grande</b>	5512.000	826.800	301782	18.106.920	2232
<b>Reproductoras, Grande</b>	152.200	22.830	8.333	499.977	62
<b>Total</b>	11.950.200	1.473.930	537.974,45	32.279.067	3.980

### 5.1.2. Estimación del potencial de producción de biogás a partir de efluentes de extracción de aceite de palma en Santander

En el departamento, la producción del sector palmero se centra básicamente en los municipios de Puerto Wilches y Sabana de Torres, los cuales en el año 2.018 produjeron 109.307,2 y 71.586,5 toneladas de aceite crudo respectivamente, como se puede apreciar en el Anexo 3 [13]. Existen actualmente 7 plantas de beneficio de palma de aceite que se ubican únicamente en estos dos municipios (4 en Puerto Wilches y 3 en Sabana de Torres), allí es procesada la totalidad de los racimos de fruto fresco de palma de aceite RFF que se producen en el departamento [16], por lo tanto, se considera que toda la biomasa residual POME generada por esta industria estaría disponible para emplearse en la generación de biogás.

Para estimar el potencial de producción de biogás en el departamento, se emplearon los indicadores de producción de biomasa y consumo energético de FEDEPALMA, mostrados en la figura 2 [17]. Los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 4.

**Figura 2. Indicadores de producción de biomasa y consumo energético [17]**



**Tabla 4. Estimación del potencial de producción de biogás a partir de POME en Santander**

<b>Aceite producido (t/año)</b>	232.747,0
<b>RFF (t/año)</b>	1057.940,9
<b>POME (t/año)</b>	740.558,6
<b>Biogás (m<sup>3</sup>/año)</b>	<b>21.158.818,2</b>
<b>Biogás (kg/h)</b>	<b>2.609*</b>

\*Calculado asumiendo una densidad del biogás de 1,08 kg/m<sup>3</sup>[7].

### 5.1.3. Estudio de la composición del biogás crudo

Durante la digestión anaerobia, los microorganismos metanogénicos pueden verse afectados por una gran cantidad de condiciones en la alimentación al proceso y de operación, lo cual se refleja en alteraciones de la composición y las propiedades del biogás. Dentro de las variables a considerar durante este proceso, se destacan la naturaleza y composición bioquímica de las materias primas, el tiempo de residencia, la temperatura y el pH. Dichos cambios en la composición del biogás se reflejan principalmente en la tasa de generación de metano, sin embargo, otra serie de compuestos considerados como impurezas (agua, sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono, amoníaco y algunos compuestos orgánicos volátiles) también son susceptibles a variaciones [7], [18].

En la tabla 5 se evidencian los valores promedio de las composiciones encontrados en la mayoría de la literatura para biogás generado a partir de residuos avícolas y de POME, respectivamente.

**Tabla 5. Composición del Biogás a Generar [18]–[20]**

Componente	Símbolo químico	Contenido (vol.-%)	
		Biogás avícola	Biogás POME
Metano	$CH_4$	55 - 65	50 - 75
Dióxido de carbono	$CO_2$	35 - 50	25 - 45
Vapor de agua	$H_2O$	2 - 7	2 - 7
Oxígeno	$O_2$	<2	<2
Nitrógeno	$N_2$	<2	<2
Amoniaco	$NH_3$	<1	<1
Hidrógeno	$H_2$	<1	<1
Sulfuro de hidrógeno	$H_2S$	<1	<2

Para el propósito de la simulación se tomaron composiciones iguales para ambos tipos de biogás, ya que presentan rangos de variación similares. Estos valores se presentan en la tabla 6.

**Tabla 6. Composición del biogás a simular**

Componente	Símbolo químico	Contenido (vol.-%)
Metano	$CH_4$	60
Dióxido de carbono	$CO_2$	32
Vapor de agua	$H_2O$	5
Oxígeno	$O_2$	1
Nitrógeno	$N_2$	1
Amoniaco	$NH_3$	0,5
Hidrógeno	$H_2$	0
Sulfuro de hidrógeno	$H_2S$	0,5

## 5.2. Diseño y Simulación de las Plantas de Tratamiento y reformado de Biogás

### 5.2.1. Selección de las tecnologías de tratamiento y reformado de biogás

Con el fin de seleccionar las tecnologías de tratamiento de biogás, se realizó un estudio detallado de las principales tecnologías disponibles para el enriquecimiento de metano, las cuales se resumen en la Tabla 7. Se hizo énfasis en las tecnologías que permitan la remoción en simultáneo de los principales contaminantes que componen el biogás ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{H}_2\text{O}$ ), ya que podrían reducir el costo y la complejidad en el tratamiento del biogás.

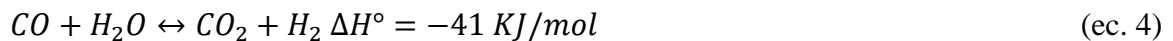
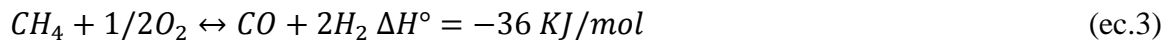
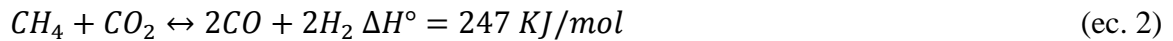
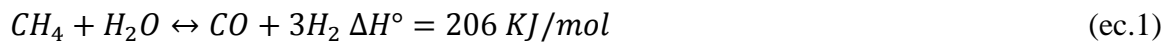
**Tabla 7. Tecnologías de enriquecimiento de metano [5]**

Método	Concentración conseguida de $\text{CH}_4$	Características
Adsorción por oscilación de presión (PSA)	>97%	Implementado en gran cantidad de proyectos.  Se requiere desulfuración previa y secado, mucha energía eléctrica, sin requerimientos de calor.
Absorción con agua	>98%	Implementados en gran cantidad de proyectos.  No se requiere desulfuración previa y secado corriente arriba, adaptación flexible a la tasa de flujo de gas, mucha energía eléctrica, sin requerimientos de calor.
Absorción con DEPG (Genosorb o Selexol)	>96%	Implementado en pocos proyectos.

		Aconsejable para plantas grandes en base a factores económicos, no se requiere desulfuración y secado corriente arriba, adaptación flexible a la tasa de flujo de gas, requerimientos de energía eléctrica muy altos, bajos requerimientos de calor.
Absorción con aminas	>99%	Implementado en algunos proyectos.  Para tasas bajas de flujo de gas, bajo requerimiento de energía de eléctrica (proceso a baja presión), muy altos requerimientos de calor para la regeneración de la amina.
Métodos de separación por membrana	>96%	Implementado en pocos proyectos.  Se requiere desulfuración previa y secado, altos requerimientos de energía eléctrica, sin requerimientos de calor.
Métodos criogénicos	>98%	En situación de planta piloto.  Se requiere desulfuración y secado previos, altos requerimientos de energía eléctrica.

Se decidió diseñar y simular plantas de tratamiento de biogás por absorción con agua, absorción con DEPG y absorción con aminas por ser procesos de baja complejidad, implementados actualmente en la industria [5], [10] y que pueden simularse en el software Aspen Hysys v8.8.

En el proceso de reformado de biogás tienen lugar las reacciones de *steam reforming*, *dry reforming* y *partial oxidation* (ec. 1, ec. 2 y ec. 3). Adicionalmente, una serie de reacciones secundarias simultáneas tienen lugar durante el proceso dentro de las que se destaca la reacción *reverse water-gas shift* [rWGS] (ec. 4).



Al reformado combinado entre las dos primeras reacciones se le denomina bi-reformado o *steam biogas reforming* y suele expresarse mediante la ecuación 5 [21].



Es precisamente este proceso el que se decidió llevar a cabo, ya que ofrece ventajas ambientales y económicas debido a la utilización de  $CO_2$  en el reformado [3].

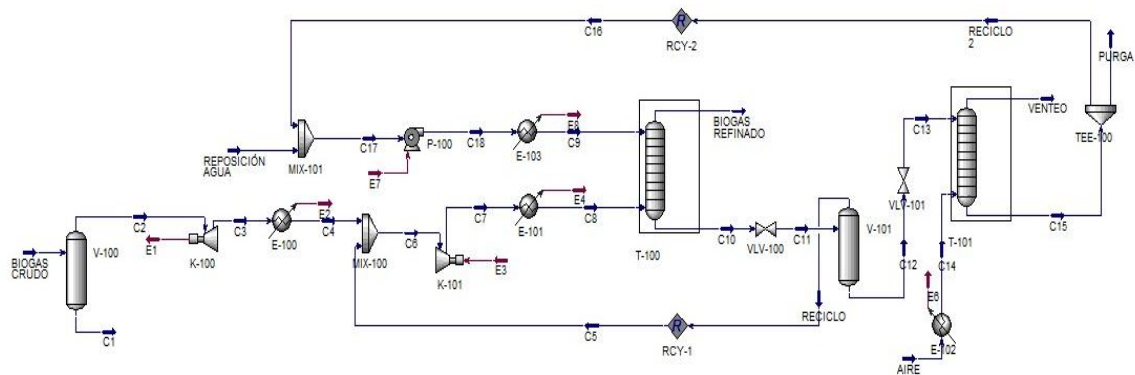
### 5.2.2. Desarrollo de las simulaciones

Por simplicidad, los resultados mostrados en esta sección corresponden al biogás avícola, considerando que el flujo de entrada de biogás crudo es la única variación entre este biogás y el biogás POME. Estos flujos corresponden a los valores calculados para el potencial de generación de biogás en las secciones 4.1.1 y 4.1.2 (3.980 kg/h y 2.609 kg/ respectivamente).

**5.2.2.1 Absorción con agua.** En la Figura 3 se presenta el diseño de la planta de tratamiento de biogás por absorción con agua. La selección del modelo termodinámico se basó en las condiciones de absorción, es decir, presiones de medias a bajas y temperaturas. El paquete de propiedades utilizado en la simulación fue el Modelo No Aleatorio de Dos Líquidos (NRTL)

porque la mayoría de los componentes son mezclas polares y es apropiado para una presión de 10 bar [22].

El biogás ingresa al proceso a presión y temperatura atmosférica, con un flujo de 3980 kg/h y la composición dada en la Tabla 6. Las condiciones de operación constatadas en la Tabla 8 se definieron teniendo en cuenta la información disponible en la literatura de los procesos de purificación de gas natural y de biogás [4],[22]–[24]. En las referencias consultadas se trabaja dentro de estos límites ya que fuera de ellos el proceso se torna poco eficiente o directamente inoperables.



**Figura 3. PFD de la planta de tratamiento por absorción con agua**

**Tabla 8. Principales condiciones de operación (absorción con agua)**

Object	Variable	Value	Units
V-100	Inlet Molar Flow (BIOGAS CRUDO)	156,3	kgmol/h
K-100	Delta P	198,7	kPa
E-100	Delta T	-80,6	°C
K-101	Delta P	700,0	kPa
E-101	Delta T	-157,3	°C
T-100	Feed Stream Comp Molar Flows (C9-Flow Rate)	24.500,0	kgmol/ h
T-100	Tower Pressure	1.000,0	kPa

<b>VLV-100</b>	Pressure Drop	700,0	kPa
<b>VLV-101</b>	Pressure Drop	198,7	kPa
<b>E-102</b>	Delta T	-5,0	°C
<b>T-101</b>	Feed Stream Comp Molar Flows (C14-Flow Rate)	100,0	kgmol/h
<b>T-101</b>	Tower Pressure	101,3	kPa
<b>TEE-100</b>	Flow Ratio (recycle)	0,1	%
<b>TEE-100</b>	Flow Ratio (purge)	99,9	%
<b>P-100</b>	Delta P	898,7	kPa
<b>E-103</b>	Delta T	-0,3	°C

El flujo de solvente (24500 kmol/h) se determinó a partir de un caso de estudio en Hysys, en el cual se varió el flujo de solvente que ingresa a la torre hasta obtener los mayores niveles de CH<sub>4</sub> en la corriente de producto (ver Anexo 4).

**5.2.2.2 Absorción con DEPG.** En la Figura 4 se presenta el diseño de la planta de tratamiento de biogás por absorción con DEPG, este proceso cuenta con muchas similitudes respecto al proceso con agua. El modelo termodinámico seleccionado fue Acid Gas- Physical solvents ya que, como su nombre lo indica, este paquete termodinámico es usado esencialmente para la remoción de sustancias ácidas de un gas, empleando DEPG como solvente. Las condiciones de operación constatadas en la Tabla 9 se definieron teniendo en cuenta información ofrecida por proveedores de este método de purificación[4] y datos disponibles en la literatura [27].

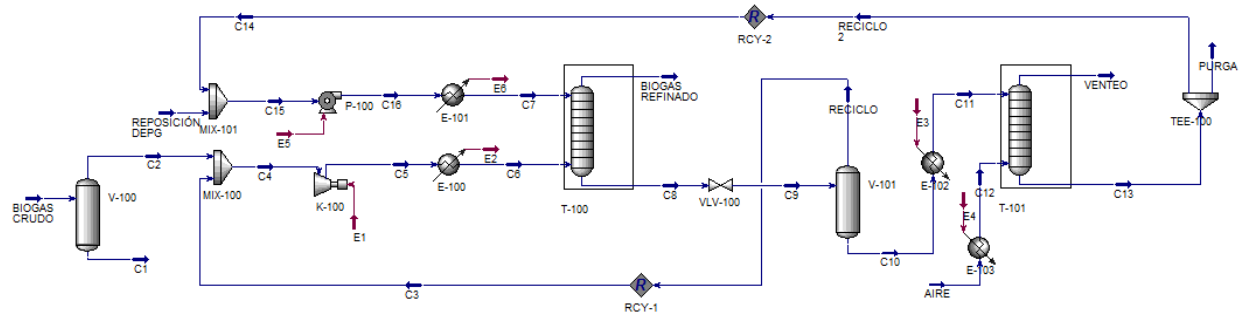


Figura 4. PFD de la planta de tratamiento por absorción con DEPG

Tabla 9. Principales condiciones de operación (absorción con DEPG)

Object	Variable	Value	Units
V-100	Inlet Molar Flow (BIOGAS CRUDO)	156,3	kgmol/h
K-100	Delta P	698,7	kPa
E-100	Delta T	-214,6	°C
T-100	Feed Stream Comp Molar Flows (C7-Flow Rate)	4.000,0	kgmol/h
T-100	Tower pressure	800,0	kPa
VLV-100	Pressure Drop	698,7	kPa
E-102	Delta T	29,5	°C
E-103	Delta T	25,0	°C
T-101	Feed Stream Comp Molar Flows (C12-Flow Rate)	1000,0	kgmol/h
T-101	Tower pressure	101,3	kPa
TEE-100	Flow Ratio (Flow Ratio_1)	99,9	%
TEE-100	Flow Ratio (Flow Ratio_2)	0,1	%
P-100	Delta P	698,7	kPa
E-101	Delta T	-29,8	°C

Del mismo modo que en el proceso de absorción con agua, el flujo de solvente (4000 kmol/h) se determinó a partir de un caso de estudio en Hysys, en el cual se varió el flujo de solvente que ingresa a la torre hasta obtener los mayores niveles de CH<sub>4</sub> en la corriente de producto (ver Anexo 4).

**5.2.2.3 Absorción con Amina.** En general los procesos con aminas bastante implementados por su buena capacidad de eliminación, bajo costo y flexibilidad en el diseño y operación. Las alcanolaminas más usadas son: Monoetanolamina (MEA), Dietanolamina (DEA), Diglicolamina (DGA), Metildietanolamina (MDEA). La selección del solvente se hizo a partir de una revisión bibliográfica de comparativas entre las diferentes aminas y su capacidad de remover los indeseados. Las aminas más eficientes para remover impurezas son MEA, DEA y DGA, siendo la MDEA menos eficiente por lo que esta última amina debe mezclarse con alguna de las anteriores para obtener mejores resultados.[25]

Aunque los mayores porcentajes de metano se alcanzan con DGA (97%), su desventaja radica en su elevado coste y su degradación en presencia de CO<sub>2</sub>, COS y CS<sub>2</sub> [26]. Por otro lado, los porcentajes de metano alcanzados por DEA y DGA son muy similares (alrededor de 96%). Hasta los años 70 MEA era la amina considerada para cualquier aplicación referente a endulzamiento; a partir de los 70 diferentes autores Beck (1975) y Butwell y Perry (1975) reportaron que el cambio de MEA a DEA ofrece resultados más favorables [24]. La DEA es mucho menos corrosiva que la MEA y puede usarse a concentraciones más elevadas (25-35%), su presión de vapor es menor, reduciendo considerablemente las pérdidas de disolución de amina por evaporación. El consumo de energía total (eléctrica, térmica y tarea de enfriamiento) es menor en los procesos con DEA con respecto a cuando el solvente es MEA [25]. A partir de este análisis es que se selecciona la DEA como la mejor opción para la valoración del biogás.

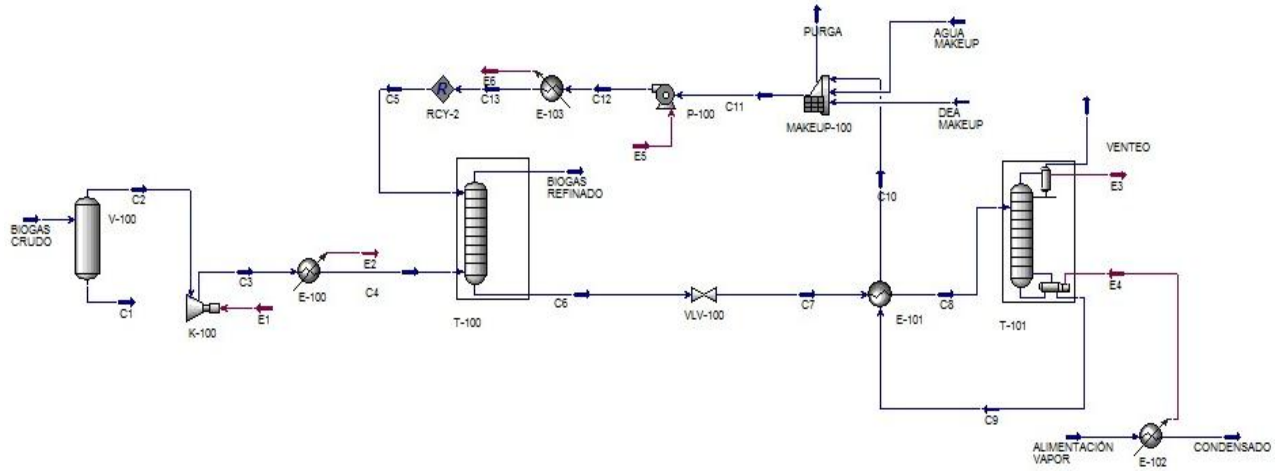


Figura 5. PFD de la planta de tratamiento por absorción con DEA

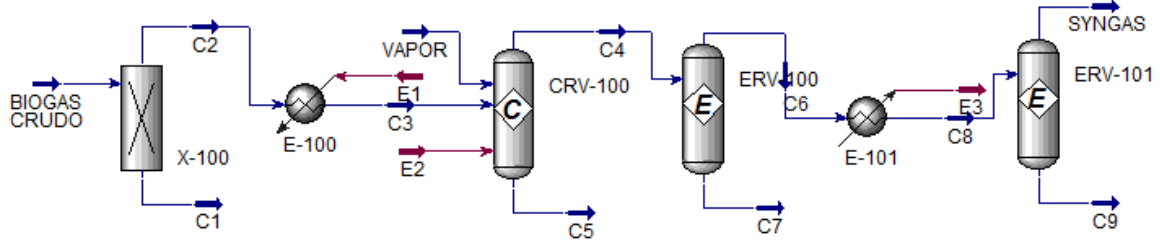
Object	Variable	Value	Units
V-100	Inlet Molar Flow (BIOGAS CRUDO)	156,3	kgmol/h
K-100	Delta P	398,7	kPa
E-100	Delta T	-155,3	C
T-100	Feed Stream Comp Molar Flows (C5-Flow Rate)	2.160,2	kgmol/h
T-100	Tower Pressure	500,0	kPa
VLV-100	Pressure Drop	355,0	kPa
E-101	Tube Side Delta T	33,8	C
T-101	Sour Gas Pressure	110,3	kPa
T-101	Sour Gas Temperature	104,5	C
MAKEUP-100	Total Outlet Volume Flow	50,0	m <sup>3</sup> /h
MAKEUP-100	Outlet Concentrations (DEAmine)	30,0	%
P-100	Delta P	424,2	kPa
E-103	Delta T	-42,3	C
E-102	Duty	1,794E+07	kJ/h

Se simuló en Aspen Hysys v8.8 la unidad detallada en la Figura 5, se utilizó el modelo termodinámico Acid Gas recomendado por el software para procesos de endulzamiento con aminas. Nuevamente la composición inicial del biogás fue la expresada en la Tabla 6 a presión atmosférica y temperatura ambiente. Nuevamente el rango de operación fue seleccionado teniendo en cuenta experiencias previas obtenidas en la literatura (Tabla 10) [25], [26].

**Tabla 10. Principales condiciones de operación absorción química con aminas**

El flujo de solvente de entrada al sistema se calculó a partir de un caso de estudio en Hysys, variando el flujo de solvente hasta obtener los mayores niveles de CH<sub>4</sub> en la corriente de producto (ver Anexo 4). La gráfica se estabiliza en 30 m<sup>3</sup>/h sin embargo hay una pequeña mejora hasta los 50 m<sup>3</sup>/h por esto se toma este valor para la simulación.

**5.2.2.4. Reformado de Biogás.** El proceso de reformado de biogás se esquematiza en la Figura 6, donde inicialmente el biogás (a presión y temperatura atmosférica) es alimentado a un separador de componentes, donde se lleva a cabo la desulfuración fina y se remueven el H<sub>2</sub>S y amoníaco en su totalidad ya que se consideran contaminantes dentro del proceso, posteriormente, el biogás es calentado hasta 950 °C a presión constante, las cuales se consideran como condiciones adecuadas para alcanzar conversiones casi completas de CH<sub>4</sub> [27]–[29]. Después de aumentar su temperatura, el biogás es alimentado a un reactor de conversión donde entra en contacto con un flujo de vapor de 60 kmol/h, seguido por un reactor de equilibrio; allí se da la reacción global de bi-reformado (ec. 5), se oxida parcialmente el 1% de oxígeno que acompaña al biogás (ec. 3) y se da la reacción rWGS (ec. 4). El gas de síntesis producido en esta primera etapa es enfriado hasta 250 °C y alimentado a un segundo reactor de equilibrio donde una parte del agua restante reacciona con CO para aumentar la cantidad de H<sub>2</sub> producido.



**Figura 6.** PFD de la planta de reformado de biogás

El modelo termodinámico empleado para este proceso fue Peng-Robinson (PR) debido a su amplio rango de aplicabilidad en cuanto a temperatura y presión, y por considerarse adecuado para manejar sistemas que contienen hidrocarburos, aire, agua y gases de combustión [30]. Las reacciones establecidas y sus condiciones para cada reactor dentro de la simulación se resumen en las tablas 11 y 12.

**Tabla 11.** Reacciones de conversión (reactor CRV-100)

Reaction type: conversion			Reaction type: conversion		
Reaction name: Bi-reforming			Reaction name: Partial oxidation		
Stoichiometry	CH <sub>4</sub>	(-3)	Stoichiometry	CH <sub>4</sub>	(-1)
	H <sub>2</sub> O	(-2)		O <sub>2</sub>	(-1/2)
	CO <sub>2</sub>	(-1)		CO	1
	CO	4		H <sub>2</sub>	2
	H <sub>2</sub>	8		Basis	Base component
Basis	Base Component	CH <sub>4</sub>	Reaction phase	vapor	
	Reaction phase	vapor	Conversion	100	
	Conversion	95%		%	

**Tabla 12. Reacción de equilibrio (ERV-100 y ERV-101)**

Reaction type: equilibrium		
Reaction name: rWGS		
<b>Stoichometry</b>	CO	(-1)
	H <sub>2</sub> O	(-1)
	CO <sub>2</sub>	1
	H <sub>2</sub>	1
<b>Basis</b>	Basis	partial pressure
	Reaction phase	vapor

### 5.3. Análisis de las Tecnologías de Aprovechamiento Propuestas

#### 5.3.1. Análisis técnico de las simulaciones

Dadas las condiciones de operación descritas para cada tecnología de tratamiento de biogás en la sección anterior, se obtuvieron los resultados presentados en la Tabla 13. Allí se evidencia que el método de purificación por absorción con agua ofreció un mayor contenido de metano a la salida y un menor contenido de CO<sub>2</sub> (considerado como la principal sustancia indeseada dentro del biogás), por lo tanto, éste se considera como el más efectivo dentro de los procesos seleccionados. Adicionalmente, se puede apreciar que esta tecnología requiere un mayor flujo de reposición de solvente en comparación con absorción con DEPG y absorción con DEA, siendo este flujo de reposición 5 veces mayor respecto al de DEPG y 27 veces mayor respecto al de la solución (agua+DEA).

**Tabla 13.** Comparación de las Fracciones Molares Obtenidas para Cada Tecnología de Tratamiento

Tratamiento	CH <sub>4</sub> (%)	CO <sub>2</sub> (%)	H <sub>2</sub> S (%)	H <sub>2</sub> O (%)	O <sub>2</sub> (%)	N <sub>2</sub> (%)	NH <sub>3</sub> (%)	Reposición de solvente (kmol/h)
Absorción con agua	96,1626	0,0425	0,0004	0,1229	1,7648	1,9000	0,0067	20,6218
Absorción con DEPG	90,0989	3,7376	0,0006	0,0133	1,7120	4,4371	0,0005	3,9982
Absorción con DEA	94,0671	1,9613	5,20E-09	0,8341	1,5693	1,5683	0,0000	0,7600

**Tabla 14.** Fracciones molares obtenidas en el proceso de reformado

CH <sub>4</sub> (%)	0,393
CO <sub>2</sub> (%)	6,801
H <sub>2</sub> O (%)	0,428
O <sub>2</sub> (%)	0,000
N <sub>2</sub> (%)	0,393
H <sub>2</sub> (%)	63,014
CO (%)	28,971

En el proceso de reformado de biogás, se obtuvieron los resultados presentados en la Tabla 14. Allí puede apreciarse que se produce un gas de síntesis con una relación H<sub>2</sub>/CO de 2,17, esta relación es clave para la adecuada producción de diferentes compuestos químicos (ej. Metanol) utilizando el syngas como precursor [31]; sin embargo, es bastante probable que el gas de síntesis

producido deba pasar por etapas de purificación y adecuación, debido al contenido de CO<sub>2</sub> y a la baja presión con la que se está produciendo.

Este proceso cuenta con la desventaja de ser altamente endotérmico, ya que para su operación requiere temperaturas cercanas a los 900°C, teniendo en cuenta la ubicación que tendrían las plantas de generación de biogás propuestas, no se considera que este proceso tenga viabilidad a corto o mediano plazo.

### 5.3.2. *Análisis económico de las simulaciones*

El análisis económico fue realizado para la tecnología que permitió un mayor grado de pureza en el caso de tratamiento, siendo la tecnología de absorción con agua con una pureza 96%. En la Tabla 15, se muestra el valor de cada equipo empleado en el proceso junto con su costo instalado en dólares americanos, equipos como válvulas, mezcladores y reciclos tienen costos despreciables y por lo tanto no están en el estudio y en la Tabla 16, el costo operacional del proceso en USD. Cabe resaltar que los datos de estas tablas fueron extraídos directamente del análisis económico que ofrece el software de simulación Aspen Hysys V8.8.

**Tabla 15. Costo de los equipos proceso de absorción con agua**

Name	Equipment Cost	Installed Cost	Equipment weight	Installed	Utility Cost
	USD	USD	LBS	Weight	
<b>K-101</b>	815.400	959.800	12.700	29.301	20,23 5
<b>K-100</b>	746.900	904.000	11.700	31.269	14,45 3
<b>T-101</b>	71.600	243.200	14.300	33.732	0
<b>V-101</b>	68.300	253.100	21.900	50.394	0
<b>T-100</b>	66.500	217.700	13.200	28.300	0

<b>P-100</b>	41.800	118.400	2.900	16.336	14,45 3
<b>V-100</b>	15.200	110.200	2.600	11.533	0
<b>E-103</b>	9.900	68.200	1.100	7.708	0,56
<b>E-101</b>	9.800	69.300	1.100	8.746	1,46
<b>E-100</b>	8.400	58.900	540	6.351	0,33
<b>E-102</b>	7.700	50.500	270	3.855	0,017

**Tabla 16. Costo operacional del proceso**

Name	Fluid	Rate	Rate Units	Cost per Hour	Cost units
<b>Electricity</b>		696,151	KW	53,952	USD/H
<b>Cooling Water</b>	Water	0,002	MMGAL/H	0,328	USD/H
<b>Refrigerant - Freon 12</b>	Refrigerant	23,990	KLB/H	2,039	USD/H

El costo total operacional del proceso es de 914.350 USD/año y el costo total de los equipos del proceso de absorción física con agua es de 1.861.500 USD. A partir de la simulación se obtuvo la producción de biogás 231 m<sup>3</sup>/h a una presión de 10 bar. En Colombia existe poca información del precio comercial del biogás, en este caso, para determinar el precio del producto se tomó el valor de comercialización del gas natural 1.953 COP/m<sup>3</sup>; por tanto, el costo de comercialización anual de biogás producido podría ser 1.129.146,48 USD. A partir de lo anterior la ganancia anual si se comercializara este biogás sería de 214.796,48 USD. Las propiedades de combustión (índice de Wobbe, densidad, poder calorífico) están directamente relacionadas con la composición del gas. En el Anexo 5 se encuentra una tabla comparativa entre las especificaciones de calidad exigidas por la CREG y la del biogás a la salida del proceso de absorción con agua. Esta tabla muestra que

es necesario reducir la concentración de  $H_2S$  y de agua del biogás obtenido antes de ser inyectado a la red.

Actualmente, el uso más común del biogás es para generación de electricidad y calor con generadores CHP o para convertirlo en electricidad que sea aprovechable en su lugar de origen, esto involucra el uso de un motor de combustión interna para impulsar un generador el cual, a su vez, produce la electricidad [5]. Los requerimientos de pureza para esta aplicación indican que se puede utilizar un motor de combustión con una concentración de metano de 45% o superior y concentraciones de  $H_2S$  (igual a 0,01–0,05% por volumen) para evitar para evitar la corrosión en la unidad de cogeneración y demás equipos. Para un funcionamiento sin problemas, el  $H_2S$  residual en el biogás tratado debe ser inferior a  $20 \text{ mg} / \text{Nm}^3$  [4], [5]. Lo anterior indica que el biogás tratado por absorción con agua (96%  $CH_4$  y 0,0004%  $H_2S$ ) sería un combustible adecuado para usarse en generadores a gas. Esta aplicación es amigable con el medio ambiente, y rentable desde el punto de vista que la energía generada puede ser utilizada para abastecer el consumo local.

## 6. Conclusiones

Se determinaron las biomásas residuales con mayor potencial para la generación de biogás teniendo en cuenta factores como la gestión que se da a la biomasa, su dispersión geográfica y la dificultad en su manejo. Se encontró que el departamento es el principal productor avícola y el tercer mayor productor de palma de aceite del país, con un porcentaje de participación en la producción nacional del 24% y 14,35%, respectivamente. Estas dos industrias generan gran cantidad de residuos los cuales se estimó que generarían 32.279.067 m<sup>3</sup> de biogás avícola por año y 21.158.818 m<sup>3</sup> de biogás POME por año, por lo tanto, se considera que Santander cuenta con suficiente materia prima para la producción de biogás a gran escala.

Se diseñaron y simularon plantas de tratamiento de biogás por absorción con agua, absorción con DEPG y absorción con DEA en el programa Aspen Hysys v8.8, obteniéndose los mejores resultados para la tecnología de absorción con agua, la cual permitió producir un biogás con un porcentaje de metano del 96%. Adicionalmente se diseñó y se simuló en el programa Aspen Hysys v8.8 un sistema de aprovechamiento de biogás por reformado, obteniéndose gas de síntesis con una relación H<sub>2</sub>/CO de 2,17

Se analizaron los resultados obtenidos en las simulaciones para cada tecnología de tratamiento, alcanzándose porcentajes de metano superiores al 90% por los resultados obtenidos se podrían usar como combustibles para cogeneración en el sitio donde este biogás se esté produciendo o podría comercializarse por redes aisladas. En el caso particular del proceso de absorción con agua se cumplió con las exigencias de calidad de la CREG para redes interconectadas, a excepción del contenido de agua y O<sub>2</sub> los cuáles podrían retirarse

posteriormente sin mayor dificultad en procesos de secado con glicol. Finalmente se realizó un análisis económico para el tratamiento que más se acercó las condiciones reglamentarias mencionadas anteriormente para redes interconectadas, siendo el costo total de los equipos en el proceso de 1.861.500 USD y un costo operacional de 914.350 USD/año que podrían generar utilidades de 214.796 USD/año.

**Referencias Bibliográficas**

- [1] M. E. Velásquez and J. M. Rincón, “Estimación del potencial de conversión a biogás de la biomasa en Colombia y su aprovechamiento,” 2018.
- [2] Unidad de Planeación Minero Energética UPME, *Atlas del Potencial Energético de la Biomasa Residual en Colombia*. 2005.
- [3] X. Zhao, B. Joseph, J. Kuhn, and S. Ozcan, “Biogas Reforming to Syngas: A Review,” *iScience*, vol. 23, no. 5, p. 101082, 2020, doi: 10.1016/j.isci.2020.101082.
- [4] A. Wellinger, J. Murphy, and D. Baxter, *The Biogas Handbook: Science, Production and Applications*. 2013.
- [5] F. N. Rohstoffe e.V. [FNR], “Guía sobre el biogás Desde la producción hasta el uso,” *Minist. Fed. Aliment. Agric. y Protección al Consum. en base a una decisión del Parlam. la República Fed. Alem.*, p. 249, 2010, doi: 10.1109/CISE.2010.5677158.
- [6] M. L. M. A. A. Turco, *Treatment of Biogas for Feeding High Temperature Fuel Cells*. 2016.
- [7] Ministerio de energía de Chile, “Manual del Biogás,” *Proy. CHI/00/G32*, p. 120, 2011, [Online]. Available: <http://www.fao.org/docrep/019/as400s/as400s.pdf>.
- [8] Comisión de Regulación de Energía y Gas, *Especificaciones de calidad del gas natural en el punto de entrada del sistema de transporte*. 2007.
- [9] Comisión de Regulación de energía y gas, *Resolución 240 (2016) Por la cual se adoptan las normas aplicables al servicio público domiciliario de gas combustible con biogás y biometano.* .
- [10] M. Persson, “Evaluation of upgrading techniques for biogas,” 2003. doi:

- 10.1017/CBO9781107415324.004.
- [11] S. T. A. Elfattah, Y. A. Eldrainy, and A. Attia, “Upgrade Egyptian biogas to meet the natural gas network quality standard,” *Alexandria Eng. J.*, vol. 55, no. 3, pp. 2279–2283, 2016, doi: 10.1016/j.aej.2016.05.015.
- [12] L. C. Ardila Perez and A. M. Revuelta Sanjuan, “DISEÑO Y SIMULACIÓN DE SISTEMAS DE TRATAMIENTO DE BIOGÁS POR ABSORCIÓN CON AGUA Y PRESSURE SWING ADSORPTION,” 2019.
- [13] Ministerio de agricultura y desarrollo rural, “Agronet.” [Online]. Available: <https://www.agronet.gov.co/estadistica/Paginas/home.aspx?cod=1>.
- [14] Instituto Colombiano Agropecuario ICA, “Censo Pecuario Nacional.” [Online]. Available: <https://www.agronet.gov.co/estadistica/Paginas/home.aspx?cod=1>.
- [15] C. Martínez Collado, “Volumen de biodigestores,” *Cuba Sol.*, p. 1.
- [16] FEDEPALMA, “Web.Fedepalma.Org.” [Online]. Available: <http://web.fedepalma.org/>.
- [17] P. M. Briceño Álvarez Ivonne Cristina, Valencia Concha Jaime Fernando, “Potencial de generación de energía de la agroindustria de la palma de aceite en Colombia Potential Power Generation of Oil Palm Agribusiness in Colombia,” *Rev. Palmas*, vol. 36, no. 3, pp. 43–53, 2015, [Online]. Available: <http://publicaciones.fedepalma.org/index.php/palmas/article/viewFile/11575/11567>.
- [18] R. J. Teodorita Al Seadi, Domiik Rutz, Heinz Prassl, Michael Kottner, Tobias Finsterwalder, Silke Volk, *Biogas Handbook*. 2008.
- [19] A. S. Rahayu *et al.*, “Handbook POME-to-Biogas Project Development in Indonesia,” *Winrock Int.*, p. 98, 2015, [Online]. Available: <http://winrock-indo.org/4732.html>.
- [20] M. I. Shahidul, M. L. Malcolm, and J. J. Eugene, “Methane Production Potential of Pome:

- a Review on Waste-To-Energy [Wte] Model,” *Sci. Int.*, vol. 30, no. 5, pp. 717–728, 2018.
- [21] A. Caballero Bevia and P. Pérez Romero, “El metano como materia prima: un reto vigente,” *An. la Real Soc. Española Química*, vol. 110, no. 2, pp. 131–139, 2014.
- [22] N. Abu Seman and N. Harun, “Simulation of pressurized water scrubbing process for biogas purification using Aspen Plus,” *IOP Conf. Ser. Mater. Sci. Eng.*, vol. 702, no. 1, 2019, doi: 10.1088/1757-899X/702/1/012040.
- [23] S. Gamba and L. A. Pellegrini, “Biogas upgrading: Analysis and comparison between water and chemical scrubbing,” *Chem. Eng. Trans.*, vol. 32, pp. 1273–1278, 2013, doi: 10.3303/CET1332213.
- [24] J. Polasek and J. Bullin, “Selecting Amines for Sweetening Units,” *Energy Prog.*, vol. 4, no. 3, pp. 146–150, 1984.
- [25] M. Betzabet, “Purificación de biogás con tecnologías de producción limpias,” *Inst. Desarro. tecnológico para la Ind. Química*, 2014.
- [26] Á. S. Sáez Sáez, “Diseño de una planta de aminas para tratamiento de la corriente de hidrocarburos gaseosa procedente del reactor catalítico de lecho fluidizado (FCC) en refinería,” Universidad de Cádiz, 2015.
- [27] N. Kumar, M. Shojaee, and J. J. Spivey, “Catalytic bi-reforming of methane: From greenhouse gases to syngas,” *Curr. Opin. Chem. Eng.*, vol. 9, pp. 8–15, 2015, doi: 10.1016/j.coche.2015.07.003.
- [28] W. J. Jang *et al.*, “Combined steam and carbon dioxide reforming of methane and side reactions: Thermodynamic equilibrium analysis and experimental application,” *Appl. Energy*, vol. 173, pp. 80–91, 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.04.006.
- [29] Y. Zhang, S. Zhang, J. L. Gossage, H. H. Lou, and T. J. Benson, “Thermodynamic

- analyses of tri-reforming reactions to produce syngas,” *Energy and Fuels*, vol. 28, no. 4, pp. 2717–2726, 2014, doi: 10.1021/ef500084m.
- [30] A. Sunny, P. A. Solomon, and K. Aparna, “Syngas production from regasified liquefied natural gas and its simulation using Aspen HYSYS,” *J. Nat. Gas Sci. Eng.*, vol. 30, pp. 176–181, 2016, doi: 10.1016/j.jngse.2016.02.013.
- [31] B. Hernández and M. Martín, “Optimal Process Operation for Biogas Reforming to Methanol: Effects of Dry Reforming and Biogas Composition,” *Ind. Eng. Chem. Res.*, vol. 55, no. 23, pp. 6677–6685, 2016, doi: 10.1021/acs.iecr.6b01044.

## Apéndices

## Apéndice A. Censo Avícola Departamento de Santander

Tabla 17. *Producción avícola municipal en Santander*

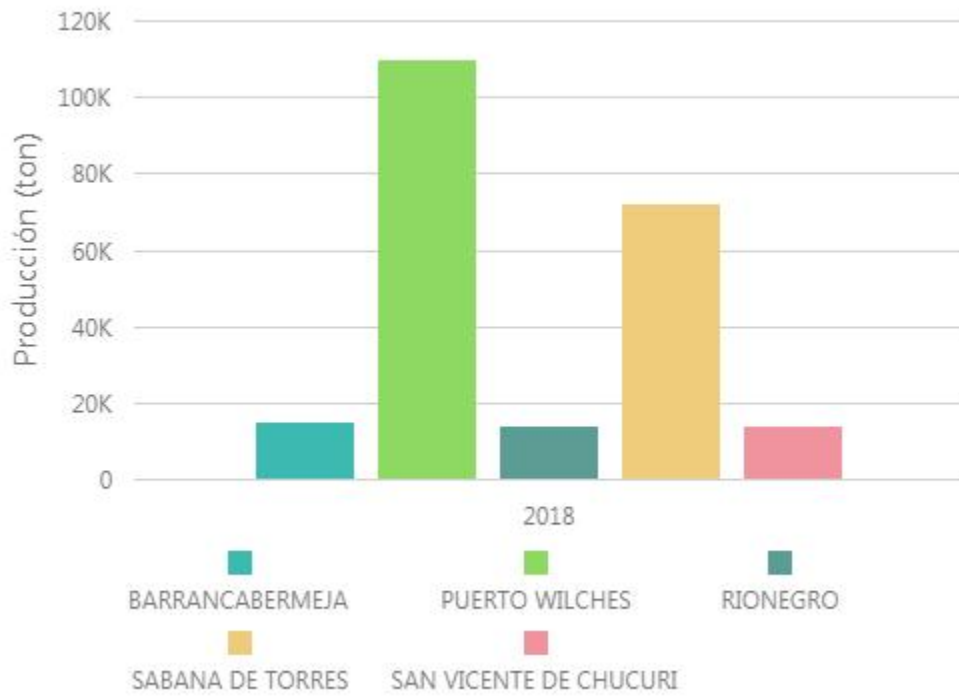
Municipios	Capacidad instalada	Capacidad Ocupada	N.º de predios	Relación capacidad inst/ ocup
Lebrija	13.070.420	11.950.200	287	0,9143
Piedecuesta	11.227.930	9.975.250	234	0,8884
Girón	7.788.000	6.944.200	145	0,8917
Los Santos	5.430.500	5.001.590	77	0,9210
Barrancabermeja	1.900.000	1.800.000	17	0,9474
Sabana de Torres	1.850.000	1.620.000	14	0,8757
Floridablanca	1.742.000	1.573.000	75	0,9030
Rionegro	1.520.000	1.487.500	45	0,9786
Aratoca	1.068.200	1.047.300	33	0,9804
Zapatoca	938.500	808.600	15	0,8616
Barbosa	570.700	487.500	71	0,8542
Bucaramanga	493.000	278.000	30	0,5639
San Vicente de Chucuri	472.000	368.500	27	0,7807
Betulia	453.000	431.000	6	0,9514
El playón	393.000	383.700	16	0,9763

**Apéndice B. Factores de Producción. m<sup>3</sup> de Biogás por kg de Excreta****Tabla 18. Factores de producción de excretas y de biogás [15]**

Especie/ Animal	Tamaño	Cantidad de excreta por día (kg)	Rendimiento	
			de biogás (m <sup>3</sup> / kg excreta)	Producción de biogás (m <sup>3</sup> /animal.día)
<b>Vacuno</b>	grande	15	0,04	0,06
	mediano	10	0,04	0,4
	pequeño	8	0,04	0,32
	Ternero	4	0,04	0,16
<b>Búfalo</b>	Grande	20	0,04	0,8
	mediano	15	0,04	0,6
	pequeño	10	0,04	0,4
	Ternero	5	0,04	0,2
<b>Cerdo</b>	Grande	2	0,07	0,14
	Mediano	1,5	0,07	0,1
	Pequeño	1	0,07	0,07
<b>Avícola</b>	Grande	0,15	0,06	0,009
	Mediano	0,1	0,06	0,006
	Pequeño	0,05	0,06	0,003
<b>Ovino</b>	Grande	5	0,05	0,25
	Mediano	2	0,05	0,1
	Pequeño	1	0,05	0,05
<b>Pato</b>		0,15	0,05	0,008

<b>Paloma</b>		0,05	0,05	0,003
<b>Caballo</b>		15	0,05	0,6
<b>Humanos</b>	Adulto	0,4	0,07	0,028
	Niño	0,2	0,07	0,014

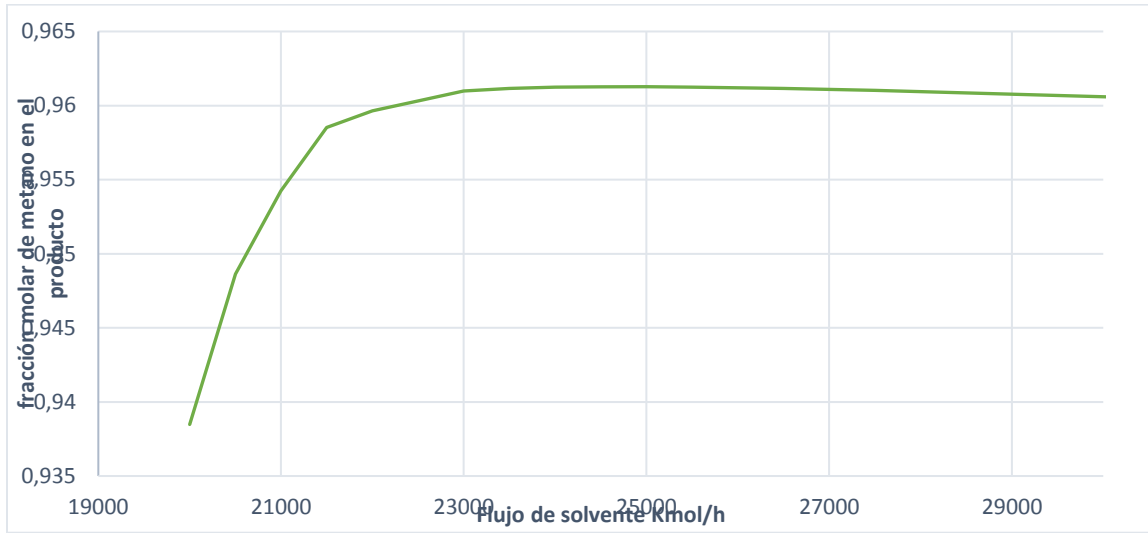
**Apéndice C. Participación Municipal en la Producción de aceite de Palma en Santander**



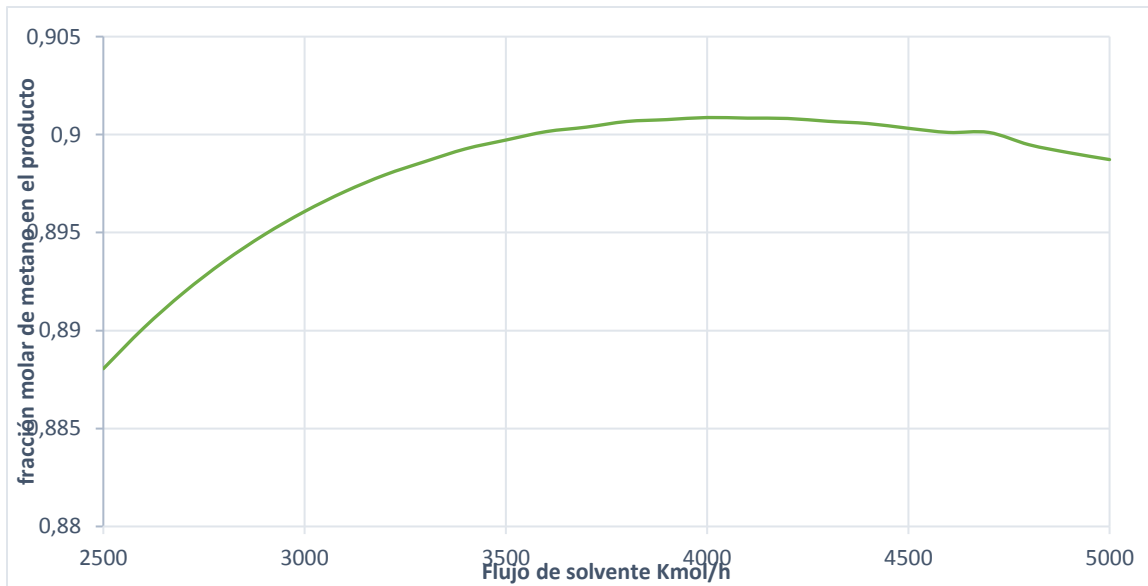
**Figura 7.** Participación municipal en la producción de aceite de palma en Santander

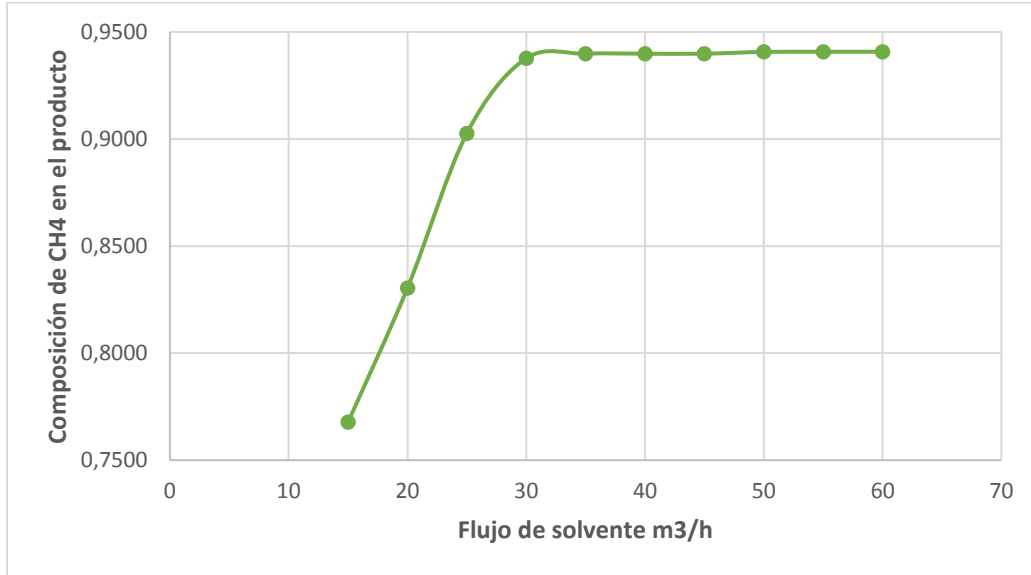
[13].

**Apéndice D. Casos de estudio en Hysys para la determinación del flujo adecuado de solvente**



**Figura 8. Fracción molar de metano vs. flujo de solvente (absorción con agua)**



**Figura 9. Fracción molar de metano vs. flujo de solvente (absorción con DEPG)****Figura 10. Fracción molar de metano vs flujo de solvente (absorción con DEA)**

**Apéndice E. Especificaciones de calidad exigidas por la comisión de regulación de energía y gas (CREG) para redes aisladas e interconectadas**

**Tabla 19. Especificaciones de la CREG para redes aisladas**

Biogás para redes aisladas		
Especificaciones	Cantidad	Unidad
Poder calorífico inferior	>16	MJ/m <sup>3</sup>
Índice de Wobbe	>18	MJ/m <sup>3</sup>
CH <sub>4</sub>	>50	mol %
H <sub>2</sub> S	<20	mg/m <sup>3</sup>
Dióxido de carbono	<45	mol %

**Tabla 20. Especificaciones de la CREG para redes interconectadas**

<b>Biogás para redes interconectadas</b>		
<b>Especificaciones</b>	Sistema internacional	Nuestro biogas
<b>Máximo poder calorífico bruto (GHV)</b>	42,8 MJ/m <sup>3</sup>	Cumple
<b>Mínimo poder calorífico bruto (GHV)</b>	35,4 MJ/m <sup>3</sup>	Cumple
<b>Contenido de líquido</b>	Libre de líquidos	Cumple
<b>Contenido total de H<sub>2</sub>S máximo</b>	6 mg/m <sup>3</sup>	4 mg/m <sup>3</sup>
<b>Contenido total de azufre máximo</b>	23 mg/m <sup>3</sup>	0
<b>Contenido CO<sub>2</sub>, máximo en % volumen</b>	2%	0,04%
<b>Contenido de inertes máximo en % volumen</b>	3	1,9
<b>Contenido de N<sub>2</sub>, máximo en % volumen</b>	5%	1,9
<b>Contenido de oxígeno máximo en % volumen</b>	0,10%	1,70%
<b>Contenido máximo vapor de agua</b>	97 mg/m <sup>3</sup>	122 mg/m <sup>3</sup>
<b>Temperatura de entrega máximo</b>	49 °C	cumple
<b>Temperatura de entrega mínimo</b>	7,2 °C	Cumple