



**Evaluación de la prefactibilidad
técnico - económica de una planta de valorización energética de biomasa residual del
cultivo de café en el Suroeste de Antioquia**

Nathalia Botero Orrego

Tesis de maestría presentada para optar al título de Magíster en Ingeniería

Director

Álvaro Jaramillo Duque, Doctor (PhD) en Ingeniería Eléctrica

Universidad de Antioquia

Facultad de Ingeniería

Maestría en Ingeniería

Medellín, Antioquia, Colombia

2022

Cita

(Botero Orrego, 2022)

Referencia

Estilo APA 7 (2020)

Botero Orrego, N., (2022). *Evaluación de la prefactibilidad técnico - económica de una planta de valorización energética de biomasa residual del cultivo de café en el Suroeste de Antioquia* [Tesis de maestría]. Universidad de Antioquia, Medellín, Colombia.



Maestría en Ingeniería, Cohorte XXIV.

Grupo de Investigación Manejo Eficiente de la Energía (GIMEL).

Seleccione centro de investigación UdeA (A-Z).



Biblioteca Carlos Gaviria Díaz

Repositorio Institucional: <http://bibliotecadigital.udea.edu.co>

Universidad de Antioquia - www.udea.edu.co

Rector: John Jairo Arboleda Céspedes.

Decano/Director: Jesús Francisco Vargas Bonilla.

Jefe departamento: Noe Alejandro Mesa Quintero.

El contenido de esta obra corresponde al derecho de expresión de los autores y no compromete el pensamiento institucional de la Universidad de Antioquia ni desata su responsabilidad frente a terceros. Los autores asumen la responsabilidad por los derechos de autor y conexos.

Dedicatoria

A mis padres Maritza y Elvis, hermanos Hervin, Jorjany, Sindy y Blei, a mi tía Beatriz.

A mi Maestro y amigo Álvaro Jaramillo que me aclaró el camino.

A Gregorio que me permitió ver de nuevo la luz del día.

Agradecimientos

A mis amigos y maestros Noe, Walter y Juan,

A mis estudiantes Carlos, Carolina y Alicia

A Juli, Juancho y Mary

Al Grupo Gimel, Biophilia, Profesor Diego Yepes

Al Posgrado.

Al Alma Mater.

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN	5
ABSTRACT	6
INTRODUCCIÓN	8
Objetivos del Proyecto	11
Objetivo General	11
Objetivos Específicos	11
Estructura del documento	11
CAPÍTULO 1: ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL ENERGÉTICO DE LA BIOMASA RESIDUAL DEL CULTIVO DE CAFÉ EN EL SUROESTE DE ANTIOQUIA	13
Introducción	13
Metodología	15
Potencial Energético Geoespacial (PE GEO)	15
<i>Potencial Energético Técnico (PE TEC)</i>	17
<i>Potencial de Generación de Energía Eléctrica (PGE)</i>	17
Resultados y Análisis	18
Áreas cultivadas, producción y rendimiento del cultivo de café en la región del Suroeste de Antioquia	18
Biomasa residual del cultivo de café en la región del Suroeste de Antioquia	23
Potencial energético geoespacial (<i>PE GEO</i>) de la biomasa residual del cultivo de café en el Suroeste antioqueño	26
Potencial energético geoespacial (<i>PE GEO</i>) a partir de los tallos de café, pulpa y cisco por municipio	26
Potencial energético técnico y de generación de energía eléctrica de la biomasa residual del cultivo de café en el Suroeste de Antioquia.....	29
Conclusiones	34
CAPÍTULO 2: SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS WASTE TO ENERGY (W T E) PARA LA TRANSFORMACIÓN DE LA BIOMASA RESIDUAL DEL CULTIVO DE CAFÉ EN EL SUROESTE ANTIOQUEÑO	35
Introducción	35

Biomasa residual del cultivo de café.....	37
Aplicación de la gasificación.....	39
Aplicación de la digestión anaerobia	41
Sistemas de gasificación seleccionados	44
Sistema de digestión anaerobia seleccionado	44
CAPÍTULO 3: EVALUACIÓN DE INCENTIVOS TRIBUTARIOS DE LA LEY 1715 DE 2014 PARA LA VALORIZACIÓN ENERGÉTICA DE BIOMASA RESIDUAL DEL CULTIVO DE CAFÉ CON TECNOLOGÍAS WASTE TO ENERGY	46
Introducción	46
Metodología.....	47
Método de costos nivelados de electricidad (Levelized Cost of Electricity - LCOE) .	48
Medidas financieras (VAN y TIR).....	51
Análisis de sensibilidad	53
Resultados y Análisis.....	53
Efecto de los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014 en el LCOE de la tecnología de gasificación para la valorización energética de tallos y cisco de café en el Suroeste de Antioquia.....	53
Efecto de los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014 en el costo por kW instalado.....	56
Efecto del financiamiento en el LCOE.....	58
Análisis de Sensibilidad	58
Efecto del incremento del costo del combustible en el LCOE	59
Efecto de la variación de los costos de operación y mantenimiento en el LCOE	60
Efecto del cambio del costo específico de la tecnología en el LCOE.....	61
Efecto los períodos de gracia en el LCOE.....	62
Efecto de los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014 en el LCOE de la tecnología de la digestión anaerobia para la valorización energética pulpa de café en el Suroeste de Antioquia	64
Efecto de los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014 en el financiamiento.....	67
Efecto de los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014 en la inversión inicial....	67
Análisis de sensibilidad	68
Efecto de la variación del costo específico en el LCOE	68
Efecto de la variación del costo de operación y mantenimiento en el LCOE	69
Efecto de los períodos de gracia en el LCOE	70
Propuestas para la implementación de una planta de valorización energética de biomasa residual del cultivo de café integrando tecnologías Waste to Energy	71

Discusión y conclusiones	73
CONCLUSIONES GENERALES	75
PROPUESTAS PARA TRABAJOS FUTUROS	77
BIBLIOGRAFÍA	77

RESUMEN

Pese al gran valor económico y social del cultivo de café a nivel nacional, la cadena productiva de café es una fuente de contaminación para el agroecosistema cafetero. En muchos casos, el potencial energético de la biomasa residual del cultivo no es aprovechado adecuadamente por desconocimiento y poco acceso a las tecnologías Waste to Energy (WtE) que permiten transformar la biomasa en bioenergía y bioproductos reduciendo impactos ambientales.

Las regiones productoras de café en Antioquia no cuentan con información del potencial energético de la biomasa residual del cultivo de café en los últimos años, que permita la concepción proyectos bioenergéticos, por lo tanto, se seleccionó la región del Suroeste Antioqueño como zona de estudio para la evaluación de la prefactibilidad técnico-económica de una planta de valorización energética de residuos de café integrando tecnologías de gasificación y/o digestión anaerobia acopladas a motores de combustión interna, y considerando los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014 y el Plan Nacional de Desarrollo 2018 – 2022 para sistemas de pequeña escala (< 100 kW).

Inicialmente se estimó el potencial energético de la Biomasa Residual Agrícola (BRA) del cultivo de café (tallos, pulpa y cisco) empleándose la base de datos abiertos de la cadena productiva de café para el periodo de años de 2016 - 2018 del Ministerio de Tecnologías de la Comunicación y la Información (MinTic). Se encontró que la región del Suroeste de Antioquia presenta un *Potencial Energético Geoespacial (PEG)* promedio de (1 062 GWh/año), que corresponde principalmente a la energía primaria de los tallos de café (834 GWh/año). Al considerar un factor de disponibilidad del 65 % para cada tipo de residuo, el promedio del *Potencial Energético Técnico (PE TEC)* total fue de (691 GWh/año). Se encontró además que la región posee un *Potencial de Generación de Electricidad (PGE)* promedio de (621 GWh/año) cuando se considera la aplicación de la de gasificación. En total el Suroeste puede producir alrededor de 511 196 m³ de biogás aplicando la tecnología de digestión anaerobia, con un (*PE TEC*) promedio de 3.07 MWh/año y un (*PGE*) de 0.8 MWh/año.

Según la evaluación económica y financiera realizada con el método de costos nivelados de electricidad conocido por sus siglas en inglés LCOE (Levelized Cost of Electricity -LCOE) a nivel internacional, las tecnologías evaluadas presentan menores costos nivelados de electricidad cuando se aplican incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014, se considera financiamiento con periodos de gracia de 5 años y se deprecian los activos del proyecto a 10 años (obras y equipos). Los sistemas de gasificación evaluados de 25 kW y 30 kW de All Power Labs y de 30 kW de Ankur Scientific (fabricantes internacionales), presentan menores costos por kW instalado (2 398 USD/kWh y 2 889 USD/kWh respectivamente) cuando se aplican incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014. El sistema de digestión anaerobia de

10 kW del fabricante local (GSV), presenta un mayor costo de inversión con incentivos tributarios debido a una menor potencia eléctrica instalada (4 721 USD/kW).

Los costos nivelados de electricidad obtenidos para la tecnología de gasificación superan el promedio ponderado para la bioenergía, afectando la viabilidad de las plantas de valorización de biomasa (tallos/cisco) en el contexto cafetero. Sin embargo, la aplicación de incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014 puede favorecer la viabilidad técnica y económica de la tecnología de digestión anaerobia para el aprovechamiento de pulpa de café, al obtenerse costos nivelados de electricidad (0.082 USD/kWh) cercanos al LCOE promedio global de (0.076 USD/kWh) para la bioenergía.

Según los análisis de sensibilidad, los costos nivelados de electricidad de los sistemas de gasificación son más sensibles a los cambios de los costos de operación y mantenimiento. Por su parte, la tecnología de digestión anaerobia es más sensible a los cambios en el costo específico de la tecnología.

A la fecha, no se contaba a nivel nacional con estudios de costos nivelados de electricidad con incentivos tributarios para generación de energía aplicando tecnologías W t E a la biomasa residual del cultivo de café, por lo tanto, los resultados obtenidos son un insumo importante para investigaciones futuras y para la formulación de rutas de aprovechamiento considerando el potencial energético de la biomasa de interés en el Suroeste de Antioquia.

Para investigaciones futuras, se recomienda realizar análisis de campo para determinar con más precisión la disponibilidad de la biomasa residual en los municipios con el mayor potencial bioenergético (Ciudad Bolívar, Andes, Salgar, Concordia, Betulia y Betania), con el fin de crear un repositorio de información más actual que permita tomar decisiones para la implementación de proyectos bioenergéticos.

Las constantes propuestas en los modelos se toman como referencia para la estimación. Se recomienda estudios experimentales para determinar valores locales.

Palabras clave: biomasa, Waste to Energy, café, gasificación, digestión anaerobia, LCOE, Ley 1715 de 2014.

ABSTRACT

Despite the great economic and social value of coffee cultivation at the national level, the coffee production chain is a source of contamination for the coffee agroecosystem. In many cases, the energetic potential of the residual biomass of the coffee crop is not adequately exploited due to lack of knowledge or access to Waste to Energy (WtE) technologies that

allow the transformation of biomass into bioenergy and bioproducts, reducing environmental impacts.

The coffee producing regions in Antioquia do not have information on the energy potential of residual biomass from coffee cultivation in recent years, which would allow the conception of bioenergy projects, therefore, the region of Southwest Antioquia was selected as a study area for the evaluation of the technical-economic pre-feasibility of an energy recovery plant for coffee residues integrating gasification and/or anaerobic digestion technologies coupled to internal combustion engines, and considering the tax incentives of Law 1715 of 2014 and the National Development Plan 2018 - 2022 for small-scale systems (< 100 kW).

Initially, the energy potential of the Agricultural Residual Biomass (ARB) of the coffee crop (stems, pulp and cisco) was estimated using the open database of the coffee production chain for the period of years 2016 - 2018 of the Ministry of Communication and Information Technologies (MinTic). It was found that the Southwest Antioquia region presents an average Geospatial Energy Potential (GEP) of (1 062 GWh/year), which mainly corresponds to the primary energy of coffee stalks (834 GWh/year). When considering an availability factor of 65% for each type of residue, the average total Technical Energy Potential (PE TEC) was (691 GWh/year). It was also found that the region has an average (PGE) of (621 GWh/year) when considering the application of gasification. In total, the Southwest can produce about 511 196 m³ of biogas by applying the anaerobic digestion technology, with an average (PE TEC) of 3.07 MWh/year and a (PGE) of 0.8 MWh/year.

According to the economic and financial evaluation carried out with the Levelized Cost of Electricity (LCOE) method at international level, the technologies evaluated present lower levelized costs of electricity when tax incentives of Law 1715 of 2014 are applied, financing is considered with grace periods of 5 years and the project assets are depreciated at 10 years (works and equipment). The evaluated gasification systems of 25 kW and 30 kW from All Power Labs and 30 kW from Ankur Scientific (international manufacturers), present lower costs per kW installed (2 398 USD/kWh and 2 889 USD/kWh respectively) when tax incentives of Law 1715 of 2014 are applied. The 10 kW anaerobic digestion system from the local supplier (GSV), presents a higher investment cost with tax incentives due to a lower installed electrical power (4 721 USD/kWh).

The levelized electricity costs obtained for the gasification technology exceed the weighted average for bioenergy, affecting the viability of biomass valorization plants (stalks/chalk) in the coffee context. However, the application of tax incentives of Law 1715 of 2014 may favor the technical and economic viability of anaerobic digestion technology for coffee pulp valorization, by obtaining levelized electricity costs (0.082 USD/kWh) close to the global average LCOE of (0.076 USD/kWh) for bioenergy.

According to sensitivity analyses, the levelized electricity costs of gasification systems are more sensitive to changes in operation and maintenance costs. On the other hand, anaerobic digestion technology is more sensitive to changes in the specific cost of the technology.

To date, there were no studies at the national level on the leveled costs of electricity with tax incentives for energy generation applying W t E technologies to the residual biomass of the coffee crop, therefore, the results obtained are an important input for future research and for the formulation of routes of use considering the energy potential of the biomass of interest in the Southwest of Antioquia.

For future research, it is recommended to carry out field analyses to determine more precisely the availability of residual biomass in the municipalities with the greatest bioenergy potential (Ciudad Bolívar, Andes, Salgar, Concordia, Betulia and Betania), in order to create a more current repository of information that will allow making decisions for the implementation of bioenergy projects.

Keywords: biomass, Waste to Energy, coffee, gasification, anaerobic digestion, LCOE, Law 1715 of 2014.

INTRODUCCIÓN

Los sistemas agroindustriales son altamente demandantes de energía y dependientes de combustibles fósiles (FAO/USAID, 2015), poseen rendimientos de producción bajos como es el caso de los cultivos en Colombia y se constituyen en fuentes de contaminación para el medio ambiente debido a la gestión poco sostenible de los residuos (Arévalo et al., 2011; Commerce Equitable Frances et al., 2019; Diario Responsable, 2019; Fernández et al., 2020; Gmünder et al., 2020).

En la actualidad, los cultivos nacionales requieren desarrollar modelos de economía circular que permitan el cierre de ciclos biogeoquímicos, la producción sustentable, el reciclaje y la reutilización de los recursos para generar valor agregado en el proceso productivo (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2019; Organización Internacional del Café, 2021). El modelo de producción actual del cultivo de café posee altos requerimientos energéticos para la transformación del grano y desaprovecha el potencial energético y material de la biomasa residual, así como el potencial de las otras fuentes de energías renovables presentes en el agroecosistema (Jeguirim et al., 2017; Mendoza et al., 2019; UPME et al., 2010a).

En Colombia, la producción de café arábico es uno de los renglones económicos más importantes para la economía de más de 500 mil familias (Cano et al., 2012; Gmünder et al., 2020), responsables de su extenso cultivo en el país, con alrededor de 844 740 hectáreas cultivadas de café para el año 2020 (Federación Nacional de Cafeteros de Colombia, 2021). Sin embargo, la cada vez más escasa mano de obra, el precio dependiente de la bolsa de valores, la baja tecnificación e innovación y el impacto del cambio climático en el cultivo, ponen en riesgo la sostenibilidad ambiental, económica y social de los productores nacionales

(Commerce Equitable Frances et al., 2019; Diario Responsable, 2019; Ocampo & Álvarez, 2017; Organización Internacional del Café, 2021). Esta situación evidencia la necesidad urgente de desarrollar estrategias políticas, económicas y tecnológicas para generar una agricultura climáticamente inteligente (FAO, 2015) que posibilite el aumento sostenible de la productividad y los ingresos agrícolas, la adaptación y la creación de resiliencia ante el cambio climático, la reducción y/o absorción de gases de efecto invernadero mediante el uso de FNCER como lo promueve el Ministerio de Minas y Energía a través de la UPME (Organización Internacional del Café, 2021; UPME, 2015a)

A nivel agroindustrial, el café es el segundo producto más importante en el mercado internacional debido a su alta producción mundial y consumo (Bernal, n.d.; Diario Responsable, 2019). Brasil, Vietnam, Indonesia y Colombia son los mayores productores de café a nivel mundial de las especies de cafés *Coffea arabica* y *Coffea canephora*, conocidas comercialmente como café arábico y café (Federación Nacional de Cafeteros de Colombia, 2018; International Coffee Organization, 2021), siendo el café arábico el más producido y con mayor precio a nivel mundial (Wong-paz et al., 2013). Por lo tanto, mitigar la contaminación del cultivo e implementar soluciones de aprovechamiento de la biomasa residual son retos importantes para estos países.

Se estima que se consumen anualmente, alrededor de 600 miles de millones de tazas de café en todo el mundo (Ocampo & Álvarez, 2017), aprovechándose sólo el 9,5% de la composición del fruto (Saval, 2012), el resto se convierte en residuos con un alto potencial contaminante debido a su naturaleza lignocelulósica y presencia de compuestos recalcitrantes como cafeína, polifenoles y taninos (Fernández et al., 2020; J. Suarez, 2012; Wong-paz et al., 2013).

Los procesos de renovación del cultivo, beneficio e industrialización del fruto de café producen como subproductos: la pulpa, el mucílago, el cisco, las pasillas, la borra y los tallos de café (Fernández et al., 2020). En muchos casos, la pulpa es aprovechada a través del compostaje, no obstante, los residuos líquidos son vertidos al ambiente con tratamientos poco eficaces contaminando suelos y cuerpos hídricos. El cisco del fruto es aprovechado convencionalmente como biocombustible para procesos de secado del grano de café por combustión directa (Cenicafé, 2010). Por su parte, los residuos de cosecha pueden producir en promedio 17 toneladas de madera seca por hectárea, los cuales suelen ser usados para cocinar o generar calor sin aprovechar adecuadamente el contenido energético de la biomasa y generando emisiones a la atmósfera (Betancourt et al., 2018).

En la actualidad, la valorización energética a través de tecnologías W t E, se constituye en una solución que puede dar beneficios económicos y generar bajos impactos ambientales para manejar la problemática de la biomasa residual en los sistemas agroindustriales, posibilitando el desarrollo de una caficultura sostenible y circular para la generación de energías renovables no convencionales como la bioenergía y la producción de bioproductos de interés industrial (Alzate-Arias, Jaramillo-Duque, et al., 2018; Chávez & Pérez, 2010; Daza Serna et al., 2016; Evangelisti et al., 2015; Kovalcik et al., 2018; Ktori et al., 2018; Mata et al., 2018; Mayanga-Torres et al., 2017; Zabaniotou & Kamaterou, 2019)

Las plantas de valorización energética permiten conectar de manera óptima procesos biológicos, físicos, termoquímicos y químicos para la generación de diferentes productos a partir de biomasa y algunas de estas plantas pueden constituirse en biorrefinerías (Aristizábal-Marulanda et al., 2021; Carvajal, 2015; Daza Serna et al., 2016; De Corato et al., 2018; González et al., 2014; Ragauskas et al., 2014; Rahimi & Shafiei, 2019). En la actualidad, existen modelos de biorrefinerías especializados en la producción de energía que usan uno o diferentes tipos de materias primas para producir biocombustibles líquidos, gaseosos y sólidos, calor y/o electricidad (Aristizábal-Marulanda et al., 2017; Daza Serna et al., 2016; Rahimi & Shafiei, 2019)

La biomasa puede ser transformada a través procesos de cogeneración de energía térmica y eléctrica utilizando tecnologías termoquímicas como la gasificación integrada a generadores a gas, motores de combustión, calderas o turbinas (Dal-Bó et al., 2019; Fernández-González et al., 2017a; Gumisiriza et al., 2017; McKendry, 2002b; Pettinau et al., 2017).

Para la producción de combustibles gaseosos, es posible implementar tecnologías como la digestión anaerobia para la producción de biogás y recuperación de otros productos de valor agregado como fertilizantes (Aristizábal-Marulanda et al., 2021; Gumisiriza et al., 2017; Novita, 2016). Por su parte, los procesos térmicos y mecánicos como la torrefacción, la producción de pellets y briquetas son una alternativa para la producción de biocombustibles sólidos de fácil utilización y almacenamiento para calefacción en hogares o en procesos industriales como el secado del grano de café (Batidzirai et al., 2013; Castello, 2014; Forero et al., 2012; Gumisiriza et al., 2017; Limousy et al., 2017; Mikeska et al., 2020).

En la actualidad, el Gobierno nacional a través de la Ley 1715 de 2014 promueve el desarrollo y la utilización de las FNCER (Congreso de Colombia, 2014; Departamento Nacional de Planeación, 2017; Gobierno de Colombia, 2019; Hoyos, 2016; Ministerio de Hacienda y Credito Público, 2020), mediante la incorporación en el sistema energético nacional de tecnologías de conversión de residuos a energía, que puedan ser competitivas con las tecnologías de generación actuales a nivel técnico y económico. A través de esta ley se busca incentivar el desarrollo de proyectos orientados a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y el autoabastecimiento energético sobre todo en Zonas No Interconectadas (ZNI)(Saldarriaga-Loaiza et al., 2019). Los incentivos del gobiernos son: 1) reducción anual de la renta por los 15 años siguientes al año gravable en que haya realizado la inversión (el 50% del valor total de la inversión realizada), 2) exención del IVA a los equipos, elementos, maquinaria y servicios nacionales o importados que se destinen a la preinversión e inversión FNCE, 3) exención del pago de aranceles para los componentes anteriormente nombrados y 4) depreciación acelerada de activos, la cual no será mayor al 20% anual como tasa global (Ministerio de Hacienda y Credito Público, 2020; UPME, 2021).

Dada la necesidad de desarrollar soluciones sostenibles para responder a la problemática por biomasa residual del beneficio de café, se determinó la prefactibilidad técnico - económica de una planta de valorización energética en el Suroeste antioqueño, una de las regiones de Colombia con más producción de café, teniendo en cuenta el potencial energético de la

biomasa, estudios y criterios técnicos, ambientales y sociales para las tecnologías Waste to Energy reportados previamente en la literatura. Se aplicó el método de costos nivelados de electricidad conocido en inglés como *Levelized Cost of Electricity (LCOE)* considerando medidas financieras y tributarias de la Ley 1715 de 2014 y el Plan nacional de Desarrollo 2018 – 2022 (Congreso de Colombia, 2014; Gobierno de Colombia, 2019; Ministerio de Hacienda y Crédito Público, 2020).

Objetivos del Proyecto

Objetivo General

Evaluar la prefactibilidad técnico - económica de una planta de valorización energética de la biomasa residual del cultivo de café en el Suroeste de Antioquia integrando tecnologías Waste to Energy para la generación de energía eléctrica y térmica, considerando los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014 y el Plan Nacional de Desarrollo 2018 - 2022.

Objetivos Específicos

- Estimar el potencial energético teórico y técnico de la biomasa residual del cultivo de café en la región del Suroeste antioqueño a través de modelos matemáticos para el dimensionamiento de una planta de valorización energética.
- Identificar la tecnología Waste to Energy más adecuada para la transformación de la biomasa residual del cultivo de café en el Suroeste antioqueño de acuerdo con estudios, criterios técnicos, económicos ambientales y sociales reportados en la literatura.
- Determinar la viabilidad económica de la tecnología W t E seleccionada a partir del análisis de costos e ingresos del proyecto, medidas financieras y aplicación de los incentivos tributarios ofrecidos por la Ley de energías renovables 1715 de 2014 y el Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022 con el método de costos nivelados de electricidad (Levelized Cost of Electricity - LCOE).

Estructura del documento

Los resultados de investigación del presente estudio se desarrollan en tres capítulos. El **capítulo 1** comprende los resultados de la estimación del potencial energético de la biomasa residual del cultivo de café en el Suroeste de Antioquia de acuerdo con los modelos

matemáticos para el cálculo del potencial energético teórico y técnico propuestos en (Alzate-Arias, Restrepo-Cuestas, et al., 2018; Gonzalez-Salazar et al., 2014; Serrato & Lesmes, 2016; UPME et al., 2010b, 2018) utilizando la base de datos abiertos de la cadena productiva de café, que incluye registros por municipios productores (Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones, 2020). El **capítulo 2** comprende la revisión y selección de las tecnologías Waste to Energy para la transformación de la biomasa residual del cultivo de café en el Suroeste, considerando estudios previos y aspectos técnicos, económicos, ambientales y sociales reportados en la literatura científica, de acuerdo con las características fisicoquímicas de la biomasa, experiencias previas, sistemas o tecnologías comerciales, madurez y versatilidad de la tecnología, complejidad de la operación, eficiencia de la tecnología, demanda energética (térmica y eléctrica) e impactos ambientales. Finalmente, el **capítulo 3** contiene los resultados del análisis económico y financiero de la tecnologías W t E, empleando el método de costos nivelados de electricidad (*Levelized Cost of Electricity - LCOE*) (Alzate-Arias, Jaramillo-Duque, et al., 2018; Castillo-Ramírez et al., 2016; Saldarriaga-Loaiza et al., 2019; Villada et al., 2017)

CAPÍTULO 1: ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL ENERGÉTICO DE LA BIOMASA RESIDUAL DEL CULTIVO DE CAFÉ EN EL SUROESTE DE ANTIOQUIA

Introducción

Como fuente de energía, la biomasa permite suplir necesidades de calefacción, cocción de alimentos, producción de vapor y generación de electricidad (Cárdenas, 2012; McKendry, 2002a; Quintero, 2015). Su valor energético proviene originalmente de la energía solar absorbida a través del procesos biológicos como la fotosíntesis y luego esta energía es transformada en energía química, almacenada en enlaces químicos y transferida en la cadena trófica para mantener el flujo de energía (Cárdenas, 2012; McKendry, 2002a; Tobón & Agudelo, 2008).

La biomasa es uno de los recursos renovables más abundantes y por esto el interés mundial de promover la producción de bioenergía como un sistema que proporcione combustibles bajos en carbono en una economía de base biológica (bioeconomía (De Corato et al., 2018; FAO, 2010; IEA, 2018b, 2018a; IRENA, 2020d; Zabaniotou & Kamaterou, 2019). Por lo tanto, su desarrollo depende de los mercados específicos, tipos y costos de las tecnologías, acceso a financiación, políticas, regulaciones, barreras culturales y competencia con los precios del petróleo (IRENA, 2020d). Según (IRENA, 2020a), las plantas de bioenergía pueden proveer bajos costos de electricidad si se cuentan con materias primas de origen sostenible. Este último aspecto es clave y permite justificar el uso de la biomasa residual de cultivos de interés energético como es el cultivo de café a nivel nacional y regional (UPME et al., 2010a).

De acuerdo con la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2018b), el potencial de la bioenergía obtenida a partir de biomasa ofrece bajas emisiones de GEI durante el ciclo de vida y mitiga las preocupaciones por el cambio de uso de la tierra al tiempo que brindan beneficios en la gestión de desechos y la calidad del aire contribuyendo a un sistema energético más sostenible y seguro. Para (IRENA, 2020d) es importante incorporar biomasa para transformar los sistemas energéticos y crear una “*Economía Circular del Carbono*” completamente segura para el clima (IRENA, 2020d). Así mismo, destaca la necesidad de prevenir o reducir los problemas ambientales causados actualmente por la biomasa residual, como las emisiones de metano (CH₄) y dióxido de carbono (CO₂).

La Organización REN 21 para el año 2019 reportó que la bioenergía suplió alrededor del 9% de la demanda de calor industrial y por su parte, los biocombustibles, etanol y biodiésel, participaron con un 3% en el sector transporte, notándose el aumento en la producción mundial de biocombustibles (5%) (REN 21, 2020).

De acuerdo con la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), Colombia puede consumir alrededor de 405 234 TJ de energías renovables, principalmente en los sectores industrial (36%), residencial (44%), comercial (21%) y transporte (8%) (IRENA, 2020c), siendo la principal fuente de suministro de energía para el país la hidroelectricidad (203 979.6 TJ). La bioenergía por su parte estuvo representada por el consumo de biocombustibles líquidos (32 279.8 TJ), biocombustibles sólidos (188 082.3 TJ) y biogás (41.7 TJ), por su parte la energía solar y eólica presentaron un consumo de (50.5 TJ) y (156.4 TJ) respectivamente (IRENA, 2020e).

En la actualidad la potencia instalada en bioenergía para el sector eléctrico en el país es de aproximadamente 320 MW, con una generación de 1 711 GWh producidos principalmente con la transformación de biocombustibles sólidos (bagazo de caña) y 4 GWh de biogás (IRENA, 2020b), esta producción es muy baja considerando la capacidad instalada de Colombia 17.5 GW (PARATEC-XM, 2020).

Según el Plan Energético Nacional: Ideario Energético 2050 (UPME, 2015b), Colombia posee un potencial energético importante para el aprovechamiento energético de residuos forestales y agrícolas de cultivos de interés energético como: la caña de azúcar, la palma de aceite, arroz, café, banano y las explotaciones silvícolas. Este potencial constituye una valiosa alternativa para suministrar energía eléctrica en las regiones más apartadas del país contribuyendo a la reducción de los costos de generación de energía y a la sostenibilidad de las industrias (UPME, 2015b).

De acuerdo con la literatura, se han encontrado potenciales energéticos de TJ/año para la biomasa residual de los cultivos agroindustriales (UPME, 2015a). Para el cultivo de café, el potencial energético de los residuos agrícolas y agroindustriales ha sido estimada en 56 925 TJ/año a nivel nacional para el año 2012, siendo los tallos de madera, el residuo con mayor potencial (44 701 TJ/año)(UPME, 2015a).

Previamente para este estudio, el Grupo GIMEL de la Universidad de Antioquia calculó el promedio de producción de café a nivel nacional con la base de datos abiertos de la cadena productiva de café del (Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones, 2020) para los años 2016 - 2018, encontrándose que la producción promedio nacional del café se encuentra alrededor de 853 797 t/año de café pergamino seco (cps), ocupando el departamento de Antioquia el segundo lugar como productor con un promedio de 134 090 t/año de café (15,7 %). Esta producción puede ser variable de acuerdo con condiciones climáticas o factores específicos de las unidades productivas en el año de cosecha. Por lo tanto, en el presente capítulo se realiza un diagnóstico de la producción de biomasa residual anual de café en la región del Suroeste de Antioquia, así como la estimación del potencial energético para los tres residuos producidos a partir del cultivo de café (pulpa, cisco y tallos) con el fin de perfilar los municipios de mayor potencial energético para proyectos bioenergéticos en la región y dimensionar una planta de valorización energética a partir de la biomasa residual.

Metodología

Para el análisis del potencial energético se considerarán tres tipos de potenciales: *Potencial Energético Geoespacial*, *Potencial Energético Técnico* y *Potencial de Generación de Energía eléctrica* (Alzate-Arias, Jaramillo-Duque, et al., 2018; Gonzalez-Salazar et al., 2014; IRENA, 2014; UPME et al., 2010b, 2010a, 2018). La información obtenida servirá como marco de referencia para el dimensionamiento de sistemas bioenergéticos en el Suroeste de Antioquia, así como para la identificación de tecnología y rangos de potencia de las tecnologías más acordes para la valorización energética de la biomasa. No obstante, se recomienda estudios de campo futuro para contrastar la información sobre las constantes teóricas, considerando que las representadas en los modelos son tomadas de estudios nacionales e internacionales.

Potencial Energético Geoespacial (PE GEO)

De acuerdo con (IRENA, 2014), el potencial energético teórico de la biomasa equivale a la cantidad máxima de energía que está físicamente disponible de una determinada fuente. Para su estimación no se consideran las eficiencias de conversión y pérdidas. Para la determinación del potencial energético (*PE*) de biomasa pueden incluirse las áreas cultivadas como se aprecia en los modelos matemáticos presentados en (Serrato & Lesmes, 2016; UPME et al., 2010b). Este tipo de potencial puede ser entendido como *Potencial Energético Geográfico o Geoespacial* (IRENA, 2014).

Para la estimación de los potenciales, se consideró la base de datos abiertos de la cadena productiva de café alojada en el sitio web del (Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones, 2020) para los años 2018 - 2022; dicha base cuenta con información para 22 municipios de la región del Suroeste de Antioquia. Se aplicó el modelo matemático presentado en (UPME et al., 2010b) para la *Biomasa Residual Agrícola (BRA)*, en este caso conformada por los residuos de cosecha y agroindustriales del cultivo de café, el cual es expresado mediante la siguiente ecuación (*ecuación 1*):

$$PE_{GEO_{BRA}} = A * R_c * \sum_{i=1}^n \sum_{K=1}^m Frs_{k,i} * Yrs_{k,i} * PCI_{k,i}$$

(Ecuación 1)

Dónde:

PE: Potencial energético [TJ/año]

A: Área cultivada [ha/año]

R_c: Rendimiento del cultivo [t del producto principal/ha cultivada]

F_{rsk,i}: Factor de residuo del cultivo [t de residuo/t de producto principal]

Y_{rsk,i}: Fracción de residuo seco [t residuo seco/t de residuo húmedo]

PCI_{k,i}: Poder Calorífico Inferior del residuo seco [TJ/t]

i: tipo de residuo (de cosecha o agroindustriales).

K: tipo de cultivo.

*Para el modelo se asumió como área cultivada, el área cosechada. El rendimiento del cultivo estaba dado en base de análisis, éste se determinó con base en el área cosechada.

Para estimar el (*PE*) de cada tipo de residuo, se calcula inicialmente la masa de residuo seco (*Mrs*) que contiene la energía primaria con la siguiente expresión (ecuación 2):

$$Mrs = A * R_c * \sum_{i=1}^n \sum_{K=1}^m F_{rsk,i} * Y_{rsk,i}$$

(Ecuación 2)

Dónde:

A: Área cultivada [ha/año]

R_c : Rendimiento del cultivo [t del producto principal/ha cultivadas]

$F_{rsk,i}$: Factor de residuo del cultivo [t de residuo/t de producto principal]

$Y_{rsk,i}$: Fracción de residuo seco [t residuo seco/t de residuo húmedo]

Una vez determinada la (*Mrs*) se calcula el potencial energético (*PE*) con la siguiente expresión (ecuación 3):

$$PE = Mrs * E$$

(Ecuación 3)

Dónde:

E: Energía del residuo por unidad de masa [TJ/t]. La energía del residuo es equivalente al *PCI* del residuo seco. Este puede calcularse experimental o teóricamente.

La tabla 1 muestra las constantes correspondientes al factor de residuo (F_{rski}), la fracción de residuo seco (Y_{rsik}) y poder calorífico inferior (PCI_{ki}) de la biomasa residual del cultivo de café considerados para el cálculo del potencial energético.

Tabla 1. Variables para el cálculo de PE teórico de la biomasa residual del cultivo de café

Tipo de residuo	Origen del residuo	Factor de residuo [t residuos/t producto principal]	Fracción de residuo [t residuo seco/ t residuo húmedo]	Poder Calorífico Inferior (TJ/Kg)
Pulpa	RAI	2.131	0.205	0.0178282
Pergamino	RAI	0.201	0.93	0.018544
Tallos	RAC	3.024	0.737	0.0183514

*RAI: residuo agroindustrial

*RAC: residuo agrícola de cosecha

Fuente: Adaptado de (Serrato & Lesmes, 2016)

A partir de la multiplicación de las constantes propuestas en el modelo: A , R_c y $F_{rsk,i}$, es posible estimar la cantidad de biomasa producida en el cultivo por cada tipo de residuo. Ya como se ha explicado, la Mrs , se obtiene al incluir la variable Y_{rski} .

Potencial Energético Técnico (PE TEC)

Puede entenderse como un ($PE GEO$) o teórico de la biomasa menos las pérdidas por conversión en energías secundarias y restricciones como el tipo de tecnología, potencia o escala del proyecto, el acceso al recurso energético, áreas o espacios disponibles destinadas a la valorización energética (IRENA, 2014; Quintero, 2015). De acuerdo con (IRENA, 2014) puede ser más complejo determinar este tipo de potencial considerando “todas las variables implicadas para la transformación de la biomasa a bioenergía”. No obstante, puede calcularse de una manera menos compleja considerando el factor de disponibilidad o aprovechamiento de los residuos como se propone en (Gonzalez-Salazar et al., 2014) o estimarse como un potencial de generación de energía eléctrica al incluir la eficiencia de conversión de energía de los sistemas de valorización de biomasa.

De manera simple, puede emplearse el modelo de $PE (BRA)$ incluyendo el factor de disponibilidad de los residuos ($a_{k,i}$) de acuerdo con modelo presentado por (Gonzalez-Salazar et al., 2014), resultando la siguiente expresión (ecuación 4):

$$PE\ TEC = A * R_c * \sum_{i=1}^n \sum_{K=1}^m F_{rsk,i} * Y_{rsk,i} * a_{k,i} * PCI_{k,i}$$

(Ecuación 4)

Potencial de Generación de Energía Eléctrica (PGE)

Para esta análisis, se modificó el modelo de ($PE TEC$) para incluir la variable de eficiencia de conversión energética (η) de acuerdo al accionador utilizado para las tecnología $W t E$ y el factor de aprovechamiento de los residuos ($a_{k,i}$), que puede ser considerado en un rango entre (0 y 1), de acuerdo con los modelos referenciados en (Alzate-Arias et al., 2018; Gonzalez-Salazar et al., 2014; UPME et al., 2018) (ecuación 5). El modelo resultante puede ser aplicado para tecnologías termoquímicas como la gasificación.

$$PGE = A * R_c * \sum_{i=1}^n \sum_{K=1}^m F_{rsk,i} * Y_{rsk,i} * a_{k,i} * PCI_{k,i} * \eta$$

(Ecuación 5)

En el caso de las tecnologías bioquímicas, para la digestión anaerobia, el modelo debe considerar además el factor de generación de biogás (Fr), es decir la relación entre el biogás

producido por kg de biomasa y el poder calorífico inferior del biogás ($PCI_{biogás}$) como se presenta en (Alzate-Arias, Restrepo-Cuestas, et al., 2018; UPME et al., 2018). Para esta estimación, se considera sólo el residuo de la pulpa debido su alto contenido de humedad (75%) (J. Suarez, 2012) que lo hace más apto para este tipo de tecnología. En (Cenicafé, 2010; UPME et al., 2018), el (Fr) de biogás reportado para la pulpa es de 25 L/ kg de pulpa, el factor de disponibilidad de los residuos ($a_{k,i}$) puede estar entre un 60 y 70 % (0.6 y 0.7) según (UPME et al., 2018); finalmente se puede considerar un contenido de metano has del 65% y un PCI del biogás de 21.46 kJ/L (Cenicafé, 2010) (ecuación 6).

$$PGE = A * R_c * \sum_{i=1}^n \sum_{K=1}^m F_{rsk,i} * Y_{rsk,i} * a_{k,i} * (Fr * PCI_{biogás}) * \eta$$

(Ecuación 6)

Para esta estimación, se analizaron dos tecnologías: la gasificación y digestión anaerobia. Para la (G-MCI) se consideró una eficiencia de 25 % de acuerdo con (IRENA, 2020f). En el caso de la tecnología de digestión anaerobia acoplada a motor de combustión interna (DA-MCI) se consideró una eficiencia de conversión eléctrica de (26 %) (Alzate-Arias, Restrepo-Cuestas, et al., 2018).

*Las constantes propuestas en los modelos se toman como referencia para la estimación. Se recomienda estudios experimentales para determinar valores locales.

Resultados y Análisis

Áreas cultivadas, producción y rendimiento del cultivo de café en la región del Suroeste de Antioquia

En la región del Suroeste de Antioquia se concentra la mayor cantidad de áreas destinadas al cultivo de café a nivel departamental. Dicha región está conformada por 23 municipios. Para el análisis se encontraron registros consistentes para 22 municipios en la base de datos analizada del (Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones, 2020)

En la (tabla 3), se relacionan las sembradas y cosechadas, la producción de café pergamino seco (cps) y el rendimiento del cultivo en la región. En total, la región presenta un promedio de 68 239 ha sembradas/año y 52 617 ha cosechadas/año, y produce en promedio de 72 641 t/año con un rendimiento de cultivo alrededor de 1.3 t/ha cultivada.

Como se muestra en la (figura 1), Andes es el municipio con mayor cantidad de áreas dedicadas al cultivo con 10 361 ha sembradas/año y 7 788 cosechadas/año en promedio, seguido de Ciudad Bolívar (10 068 ha sembradas/año y 7 634 ha cosechadas/año), Salgar (7 836 ha sembradas /año y 5 927 ha cosechadas /año) y Concordia (6 870 ha sembradas /año y

5 120 ha cosechadas/año). Los municipios de Betania y Betulia poseen una distribución similar de áreas para el cultivo, en el caso de Betania, éste cuenta con alrededor de 6 415 ha sembradas/año y 4 782 ha cosechadas/año. Por su parte, Betulia posee 6 271 ha sembradas/año y 4 915 ha cosechadas/año en promedio.

A nivel productivo, Ciudad Bolívar lidera la producción de café con un promedio de 10 846 t/año de café seguido del municipio de Andes que produce en promedio 9 793 t/año de cps. Luego se encuentran los municipios de Salgar (9 733 t/año), Concordia (8 640 t/año) y Betania (6 896 t/año) (fig.2 y tabla 3). Concordia es el municipio con el rendimiento promedio de cultivo mayor en la región (1.7 t/ha año cosechadas).

El municipio con menores áreas y producción es Angelópolis con 276 ha sembradas/año y 242 ha cosechadas/año. Éste produce en promedio al año 281 t/año de cps.

Tabla 3. Cadena productiva de café en el Suroeste de Antioquia

Municipio	Área sembrada		Área cosechada		Producción			Rendimiento	
	Promedio (ha/año)	Desviación Estándar (DS)	Promedio (ha/año)	Desviación Estándar (DS)	Promedio (t/año)	Desviación Estándar (DS)	Participación (%)	Promedio (t/ha)	Desviación Estándar (DS)
Amagá	661	36	562	19	752	96	1.0	1.3	0.2
Andes	10 361	17	7 788	391	9 793	295	13.5	1.3	0.1
Angelópolis	276	7	242	7	281	12	0.4	1.2	0.1
Betania	6 415	60	4 782	150	6 896	570	9.5	1.5	0.2
Betulia	6 271	466	4 915	621	6 847	750	9.4	1.4	0.2
Caramanta	810	18	684	42	860	76	1.2	1.3	0.2
Ciudad Bolívar	10 068	58	7 634	414	10 846	868	14.9	1.4	0.2
Concordia	6 870	23	5 120	184	8 640	1 708	11.9	1.7	0.3
Fredonia	2 376	40	1 769	135	2 219	96	3.1	1.3	0.1
Hispania	1 091	22	843	58	1 163	117	1.6	1.4	0.2
Jardín	2 333	43	1 854	85	2 304	19	3.2	1.3	0.1
Jericó	1 476	52	1 221	31	1 509	58	2.1	1.3	0.1
Montebello	1 687	69	1 390	99	1 377	205	1.9	1.0	0.1
Pueblo Rico	1 724	105	1 317	145	1 785	112	2.5	1.4	0.2
Salgar	7 836	26	5 927	166	9 733	1 835	13.4	1.7	0.3
Santa Barbara	2 280	110	1 877	119	2 094	153	2.9	1.1	0.0
Támesis	1 826	52	1 560	85	1 702	52	2.3	1.1	0.0
Tarso	1 032	46	799	72	991	41	1.4	1.3	0.1
Titiribí	525	21	442	23	609	91	0.8	1.4	0.3
Urrao	1 023	29	879	12	900	21	1.2	1.0	0.0
Valparaíso	573	14	469	20	519	24	0.7	1.1	0.0
Venecia	725	27	543	52	822	91	1.1	1.5	0.3
Total	68 239	1 341	52 617	2 932	72 641	5 202	100	1.3	0.1

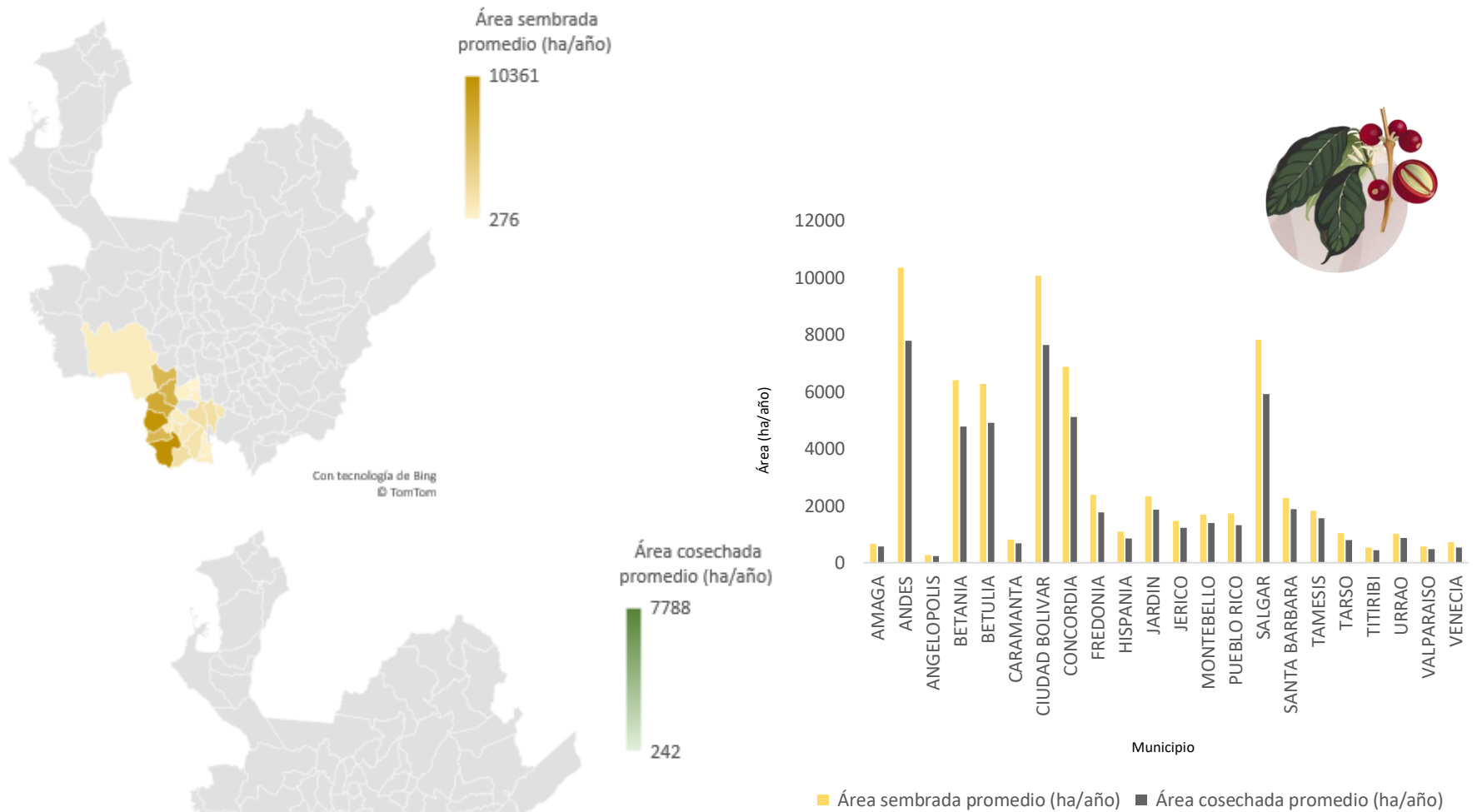


Fig. 1. Distribución geoespacial de áreas sembradas y cosechadas del cultivo de café en el Suroeste de Antioquia

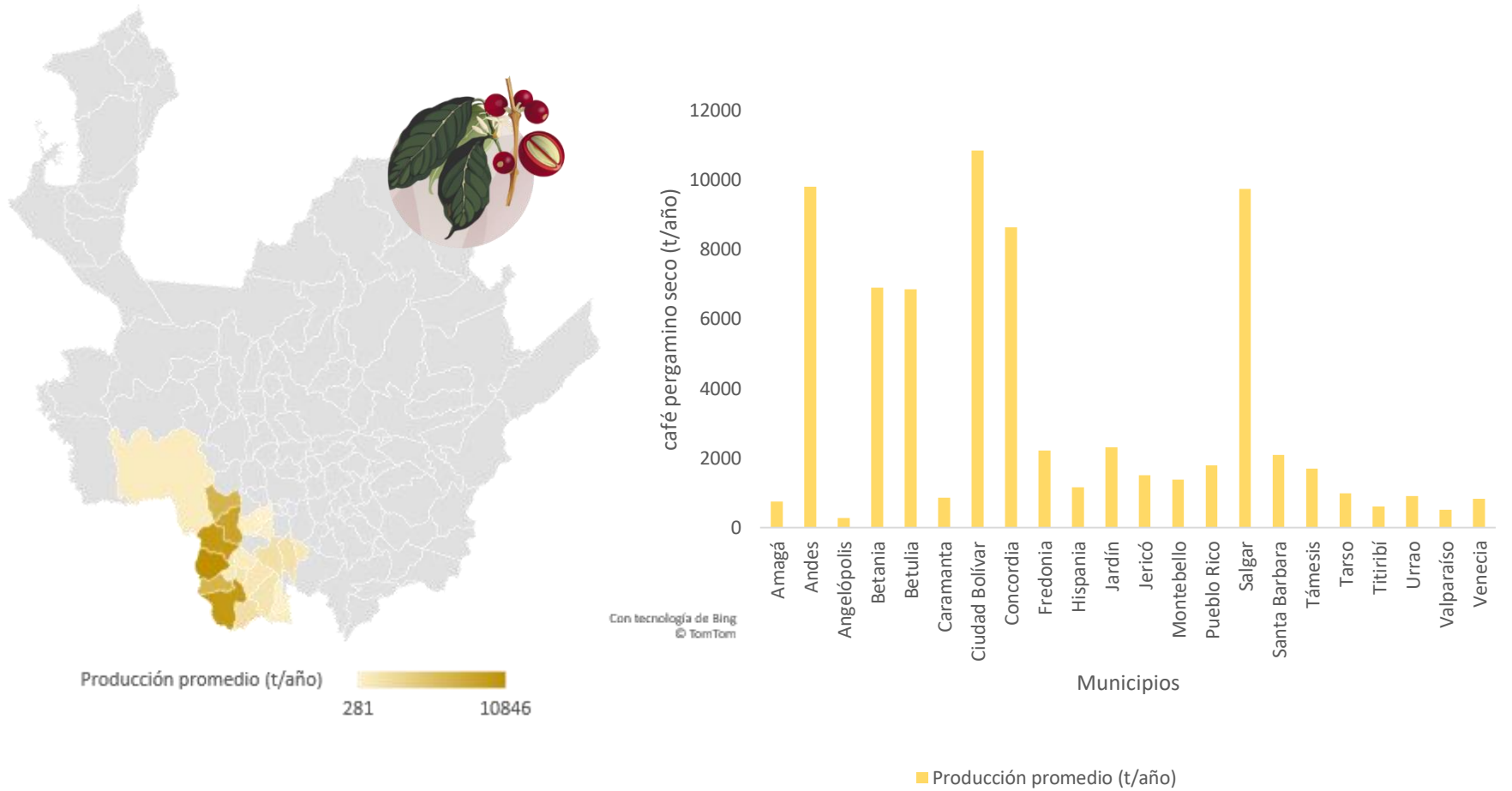


Fig. 2. Distribución geoespacial de la producción de café pergamino seco en el Suroeste de Antioquia

Biomasa residual del cultivo de café en la región del Suroeste de Antioquia

En la (tabla 4) se relaciona la cantidad de biomasa residual del cultivo de café y su potencial energético geoespacial en los municipios evaluados. De acuerdo con los resultados obtenidos puede producirse alrededor de 393 658 t/año de biomasa que equivaldrían al 59 % del total producida en Antioquia. Los tallos de madera son abundantes en la región, con una producción promedio anual de 222 094 t/año. En el caso de la pulpa y el pergamino, pueden generarse alrededor de 156 509 t/año y 15 056 t/año respectivamente.

Como se muestra en la (fig.3), Ciudad Bolívar ocupa el primer lugar en producción de biomasa con alrededor de 33 089 t/año de tallos, 23 318 t/año de pulpa y 2 243 t/año de pergamino, para un total de residuos de 58 649 t/año. Luego se encuentra el municipio de Andes, que produce en promedio 29 832 t/año de tallos, 21 023 t/año de pulpa y 2 022 t/año de pergamino (total de biomasa: 52 878 t/año). Salgar ocupa el tercer lugar con un total de biomasa 52 945 t/año: 29 870 t/año de tallos, 21 050 t/año de pulpa y 2 025 t/año. En cuarto y quinto lugar se encuentran los municipios de Concordia y Betulia. Concordia produce en total cerca de 46 653 t/año de residuos en promedio (26 321 t/año de tallos, 18 548 t/año de pulpa y 1 784 t/año de pergamino). Por su lado, Betulia produce alrededor de 37 763 t/año de residuos (21 305 t/año de tallos, 15 014 t/año de pulpa y 1 444 t/año de pergamino).

Angelópolis, considerado el menor productor de café, produce anualmente en promedio alrededor de 1 511 t de residuos (853 t/año, 601 t/año de pulpa y 58 t/año de pergamino).

Los resultados obtenidos son un punto de partida importante para proyectar la implementación de tecnologías W t E con biomasa residual del cultivo de café en la región, teniendo en cuenta que en la actualidad no existe estudios publicado en la literatura que se enfoquen en el contexto regional. A través de procesos centralizados como ocurre en los beneficiaderos, centrales de beneficio y trilladores de café ubicados en esta región se podría acceder a los tres residuos.

Tabla 4. Producción de *Biomasa Residual Agrícola (BRA)* y *Masa de Residuos Seca (Mrs)* del cultivo de café en el Suroeste de Antioquia

Municipio	<i>BRA</i>				<i>Mrs</i>		
	Tallos (t/año)	Pulpa (t/año)	Cisco (t/año)	Biomasa total (t/año)	Tallos (t/año)	Pulpa (t/año)	Cisco (t/año)
Amagá	2 267	1 598	154	4 019	1 671	321	143
Andes	29 832	21 023	2 022	52 878	21 987	4 226	1 881
Angelópolis	853	601	58	1 511	628	121	54
Betania	21 211	14 947	1 438	37 596	15 632	3 004	1 337
Betulia	21 305	15 014	1 444	37 763	15 702	3 018	1 343
Caramanta	2 619	1 845	178	4 642	1 930	371	165
Ciudad Bolívar	33 089	23 318	2 243	58 649	24 386	4 687	2 086
Concordia	26 321	18 548	1 784	46 653	19 399	3 728	1 659
Fredonia	6 777	4 776	459	12 013	4 995	960	427
Hispania	3 570	2 516	242	6 328	2 631	506	225
Jardín	7 103	5 005	482	12 590	5 235	1 006	448
Jericó	4 676	3 295	317	8 288	3 446	662	295
Montebello	4 064	2 864	276	7 204	2 995	576	256
Pueblorrico	5 442	3 835	369	9 645	4 010	771	343
Salgar	29 870	21 050	2 025	52 945	22 014	4 231	1 883
Santa Bárbara	6 244	4 400	423	11 067	4 602	884	394
Támesis	5 188	3 656	352	9 196	3 824	735	327
Tarso	3 059	2 156	207	5 422	2 255	433	193
Titiribí	1 870	1 318	127	3 314	1 378	265	118
Urrao	2 659	1 874	180	4 713	1 960	377	168
Valparaíso	1 559	1 099	106	2 763	1 149	221	98
Venecia	2 516	1 773	171	4 460	1 854	356	159
Total	222 094	156 509	15 056	393 658	163 683	31 458	14 002

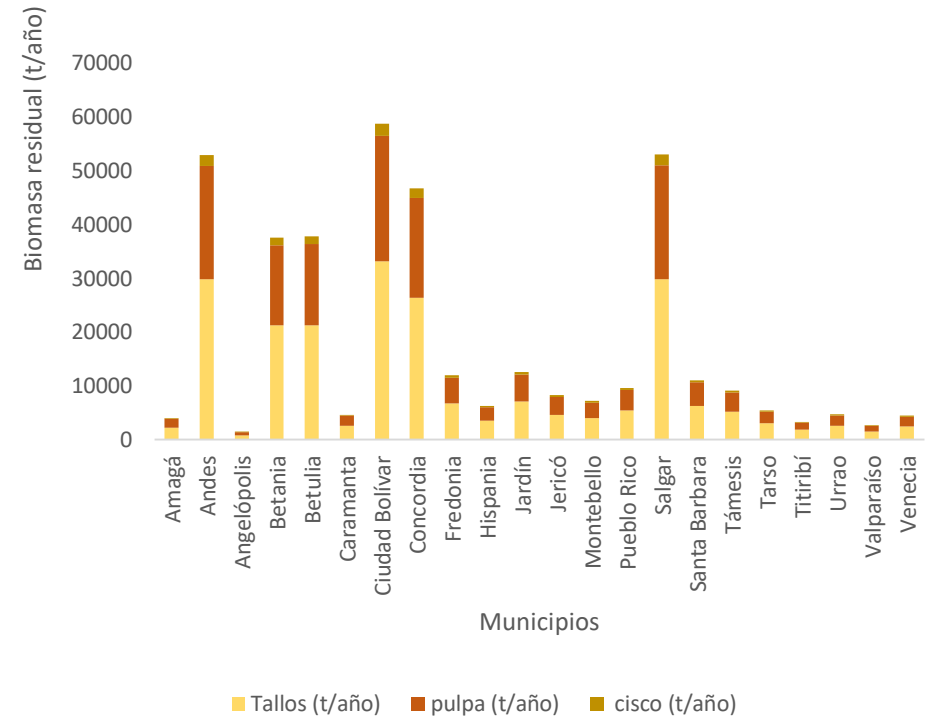
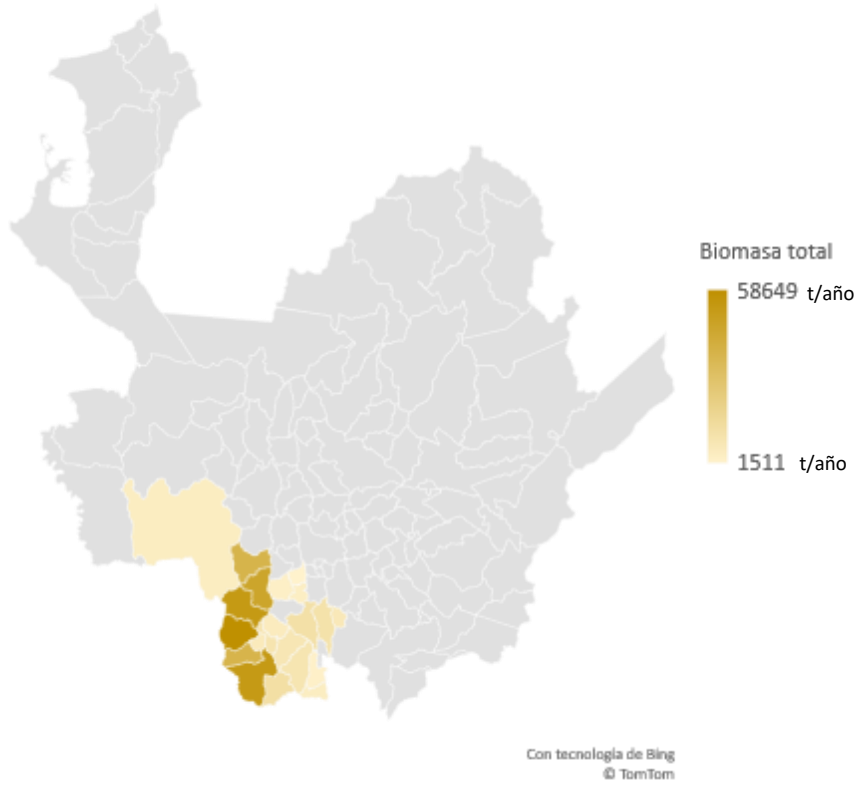


Fig. 3. Producción de biomasa residual del cultivo de café en el Suroeste de Antioquia

Potencial energético geoespacial (*PE GEO*) de la biomasa residual del cultivo de café en el Suroeste antioqueño

La región del Suroeste antioqueño presenta un (*PE GEO*) promedio de 3 824 TJ/año (1 062 GWh/año) ([tabla 5](#) y [fig.4](#)). El mayor potencial energético está representado por los tallos de madera que pueden generar 3 004 TJ/año (834 GWh/año), seguido de la pulpa y el cisco con 561 TJ/año (156 GWh/año) y 260 TJ/año (72 GWh/año) respectivamente.

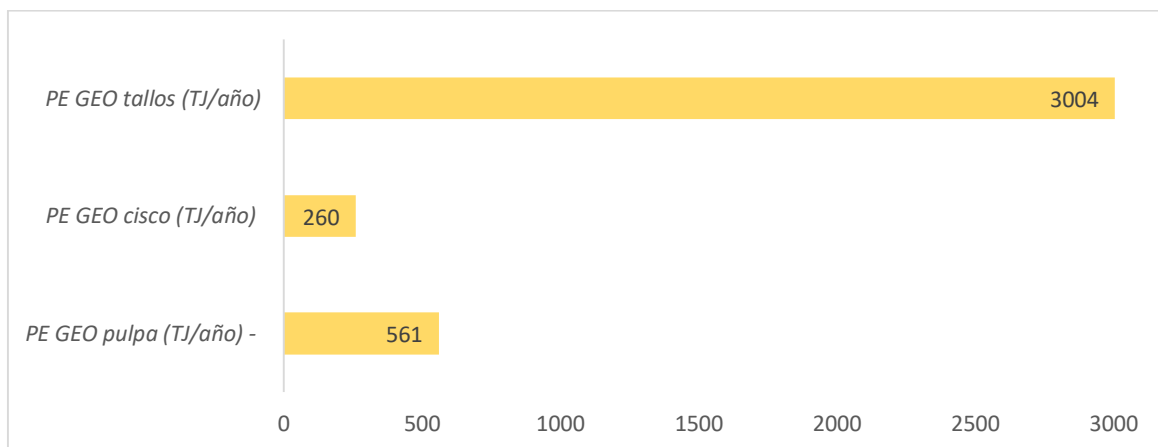


Fig. 4. Potencial energético geoespacial total de la biomasa residual del cultivo de café en el Suroeste de Antioquia

Potencial energético geoespacial (*PE GEO*) a partir de los tallos de café, pulpa y cisco por municipio

En la ([tabla 5](#)) se relaciona los resultados del (*PE GEO*) promedio para cada residuo por municipios del Suroeste.

La ([fig.5](#)) ilustra los municipios con mayor potencial energético, como puede apreciarse, los municipios con mayor (*PE GEO*) a partir de los tallos son: Ciudad Bolívar (448 TJ/año; 124 GWh/año), Andes y Salgar con PE similar (403 y 404 TJ/año; 112 GWh/año), seguidos de Concordia y Betulia con 356 TJ/año y 288 TJ/año (99 y 80 GWh/año) respectivamente. Dichos municipios concentran el 63 % del potencial energético a partir de este residuo.

Tabla 5. Potencial energético geoespacial de la biomasa residual del cultivo de café en el Suroeste de Antioquia

Municipio	<i>(PE GEO)</i>							
	Tallos (TJ/año)	Tallos (GWh/año)	Pulpa (TJ/año)	Pulpa (GWh/año)	Cisco (TJ/año)	Cisco (GWh/año)	Total (TJ/año)	Total (GWh/año)
Amaga	31	9	6	2	3	1	39	11
Andes	403	112	75	21	35	10	514	143
Angelópolis	12	3	2	1	1	0,3	15	4
Betania	287	80	54	15	25	7	365	101
Betulia	288	80	54	15	25	7	367	102
Caramanta	35	10	7	2	3	1	45	13
Ciudad Bolívar	448	124	84	23	39	11	570	158
Concordia	356	99	66	18	31	9	453	126
Fredonia	92	25	17	5	8	2	117	32
Hispania	48	13	9	3	4	1	61	17
Jardín	96	27	18	5	8	2	122	34
Jericó	63	18	12	3	5	2	81	22
Montebello	55	15	10	3	5	1	70	19
Pueblorrico	74	20	1	4	6	2	94	26
Salgar	404	112	75	21	35	10	514	143
Santa Bárbara	84	23	16	4	7	2	108	30
Támesis	70	19	13	4	6	2	89	25
Tarso	41	11	8	2	4	1	53	15
Titiribí	25	7	5	1	2	1	32	9
Urrao	36	10	7	2	3	1	46	13
Valparaíso	21	6	4	1	2	1	27	7
Venecia	34	9	6	2	3	1	43	12
Total	3 004	834	561	156	260	72	3 824	1 062

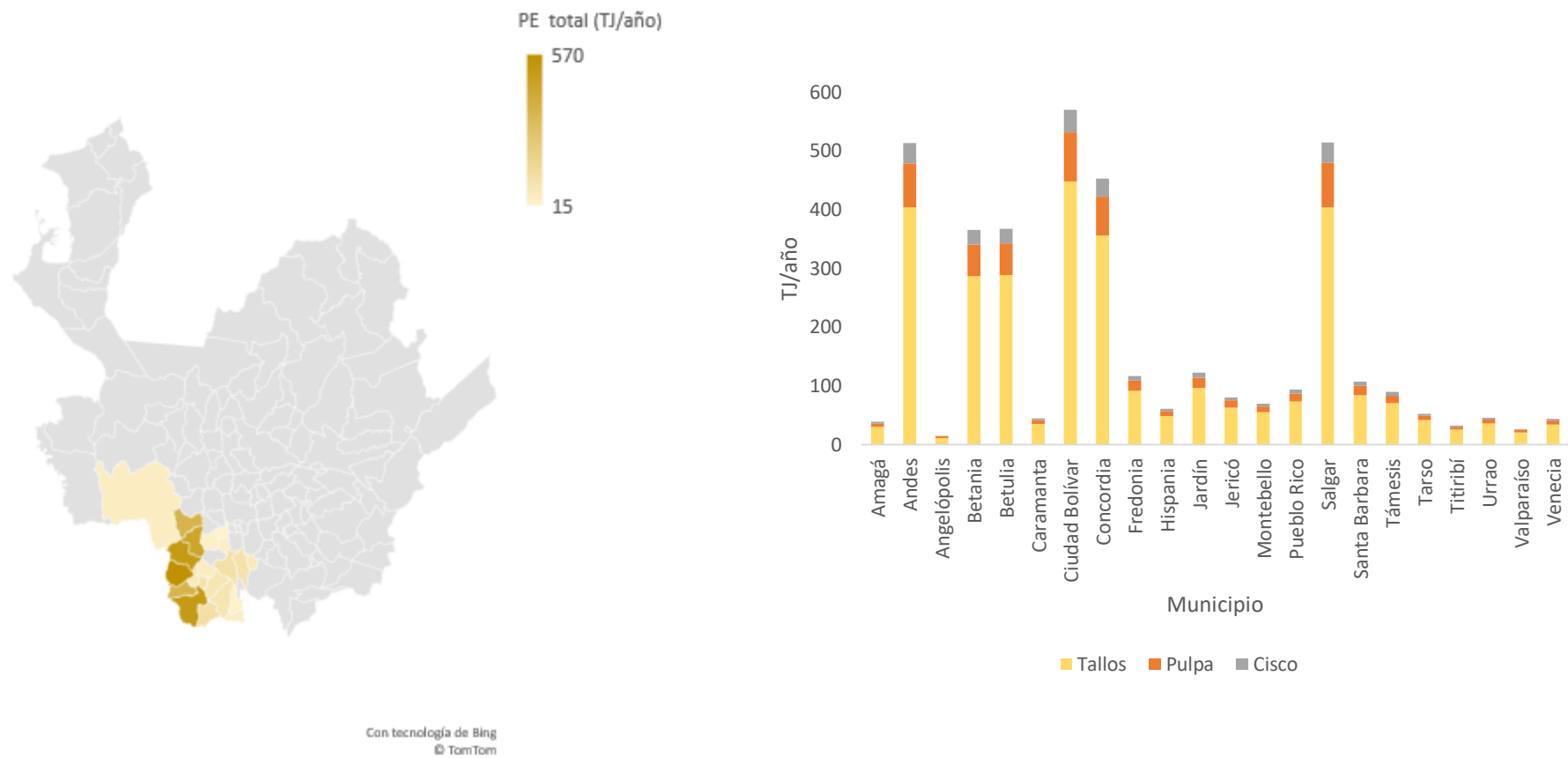


Fig. 5. Potencial energético geoespacial (PE GEO) a partir de los tallos, pulpa y cisco de café en el Suroeste de Antioquia

Los municipios que presentan mayor PE en promedio a partir de la pulpa de café son: Ciudad Bolívar (84 TJ/año; 23 GWh/año), Andes y Salgar con un PE similar (75 TJ/año; 21 GWh/año). Por su parte, los municipios de Concordia y Betulia poseen un PE de 66 TJ/año y 54 TJ/año (18 y 15 GWh/año) respectivamente. Angelópolis presenta el menor potencial con 2 TJ/año (0.6 GWh/año) a partir de este residuo ([fig.5](#)).

Como se muestra en la figura, los municipios con mayor PE en promedio corresponden a los municipios de Ciudad Bolívar (39T J/año; 11 GWh/año) seguido de los municipios de Andes y Salgar con PE similar de 35 TJ/año, que corresponden a 10 GWh/año. Concordia y Betulia pueden generar 31 TJ/año (9 GWh/año) y 25 TJ/año (7 GWh/año) respectivamente. Angelópolis cuenta con un potencial de 1 TJ/año (0.3 GWh/año).

Potencial energético técnico y de generación de energía eléctrica de la biomasa residual del cultivo de café en el Suroeste de Antioquia

La región presenta un potencial energético técnico promedio total de 2 486 TJ/año (691 GWh/año) ([tabla 6](#)). Los tallos pueden generar alrededor de 1 952 TJ/año (542 GWh/año), por su parte la pulpa y el cisco presentan un PE de 365 TJ/año (101 GWh/año) y 169 TJ/año (47 GWh/año) respectivamente como se ilustra en la ([fig.6](#)).

Con respecto a los municipios con mayor potencial técnico, se conserva el mismo comportamiento para el potencial energético geoespacial presentado en la ([fig.5](#)), sólo que en este caso se contempla un factor de aprovechamiento de la biomasa de 65% para los tres tipos de residuos.

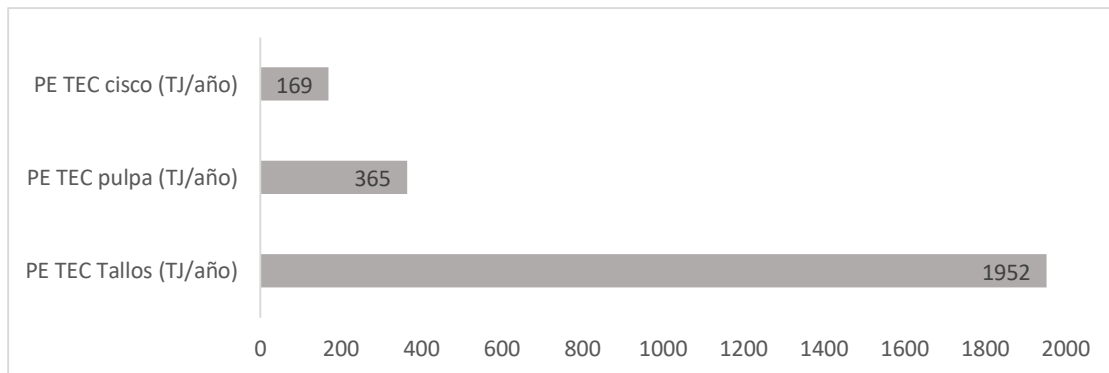


Fig. 6. Potencial energético técnico total (*PE TEC*) de la biomasa residual del cultivo de café en el Suroeste de Antioquia

Tabla 6. Potencial Energético Técnico y Potencial de Generación de Energía Eléctrica

Municipio	<i>(PE TEC)</i>								<i>(PGE)</i>							
	Tallos (TJ/año)	Tallos (GWh/año)	Pulpa (TJ/año)	Pulpa (GWh/año)	Cisco (TJ/año)	Cisco (GWh/año)	Total (TJ/año)	Total (GWh/año)	Tallos (TJ/año)	Tallos (GWh/año)	Pulpa (TJ/año)	Pulpa (GWh/año)	Cisco (TJ/año)	Cisco (GWh/año)	Total (TJ/año)	Total (GWh/año)
Amagá	20	6	4	1	2	0,5	25	7	5	1	1	0.3	0.4	0.1	6	2
Andes	262	73	49	14	23	6	334	93	66	18	12	3	6	2	83	23
Angelópolis	7	2	1	0.4	1	0.2	10	3	2	1	0	0.1	0.2	0.04	2	1
Betania	186	52	35	10	16	4	237	66	47	13	9	2	4	1	59	16
Betulia	187	52	35	10	16	4	238	66	47	13	9	2	4	1	60	17
Caramanta	23	6	4	1	2	1	29	8	6	2	1	0.3	0.5	0.1	7	2
Ciudad Bolívar	291	81	54	15	25	7	370	103	73	20	14	4		2	93	26
Concordia	231	64	43	12	20	6	295	82	58	16	11	3	5	1	74	20
Fredonia	60	17	11	3	5	1	76	21	15	4	3	1	1	0.4	19	5
Hispania	31	9	6	2	3	1	40	11	8	2	1	0.4	1	0.2	10	3
Jardín	62	17	12	3	5	1	79	22	16	4	3	1	1	0.4	20	6
Jericó	41	11	8	2	4	1	52	15	10	3	2	0.5	1	0.2	13	4
Montebello	36	10	7	2	3	1	45	13	9	2	2	0.5	1	0.2	11	3
Pueblo Rico	48	13	9	2	4	1	61	17	12	3	2	1	1	0.3	15	4
Salgar	263	73	49	14	23	6	334	93	66	18	12	3	6	2	84	23
Santa Barbara	55	15	10	3	5	1	70	19	14	4	3	1	1	0.3	17	5
Támesis	46	13	9	2	4	1	58	16	11	3	2	1	1	0.3	15	4
Tarso	27	7	5	1	2	1	34	10	7	2	1	0.3	0.6	0.2	9	2
Titiribí	16	5	3	1	1	0.4	21	6	4	1	1	0.2	0.4	0.1	5	1
Urrao	23	6	4	1	2	0.6	30	8	6	2	1	0.3	0.5	0.1	7	2
Valparaíso	14	4	3	1	1	0.3	17	5	3	1	1	0.2	0.3	0.1	4	1
Venecia	22	6	4	1	2	1	28	8	6	2	1	0.3	0.5	0.1	7	2
Total	1 952	542	365	101	169	47	2 486	691	488	136	91	25	42	12	621	173

En cuanto al potencial de generación de energía eléctrica (PGE) con una tecnología termoquímica (G-MCI), la región puede generar un potencial promedio total de 621 TJ/año (173 GWh/año) (tabla 6); con los tallos puede producir alrededor de 488 TJ/año (136 GWh/año), mientras que, con la pulpa y el cisco, 91 TJ/año (25 GWh/año) y 42 TJ/año (12 GWh/año) respectivamente como se ilustra en la (fig.7).

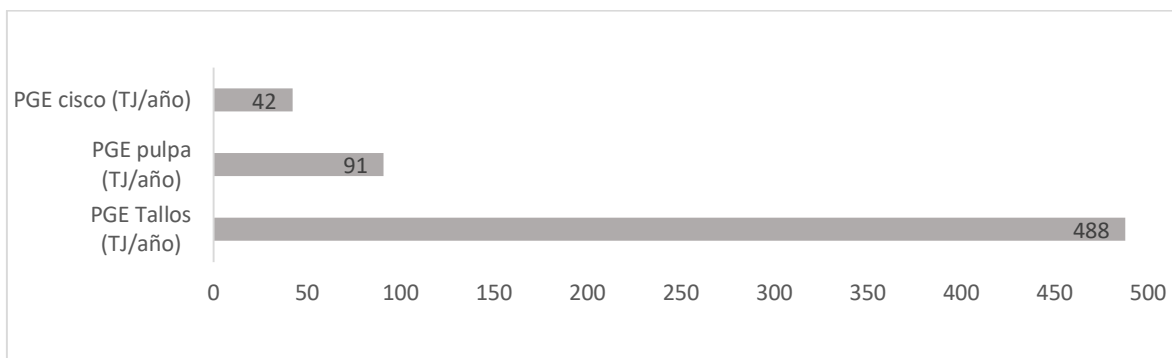


Fig. 7. Potencial de generación de energía eléctrica total (PGE total) de la biomasa residual del cultivo de café en el Suroeste de Antioquia

En la (fig. 8) se contrasta los diferentes tipos de potenciales energéticos estimados, potencial geoespacial (PE GEO), técnico (PE TEC) y de generación de energía eléctrica (PGE). Como puede apreciarse en la figura, cuando se considera el factor de aprovechamiento y la eficiencia de conversión energética de tecnología se reduce proporcionalmente los valores de los potenciales energéticos de la biomasa residual. Esto resultados es importante para el dimensionamiento de los sistemas bioenergéticos.

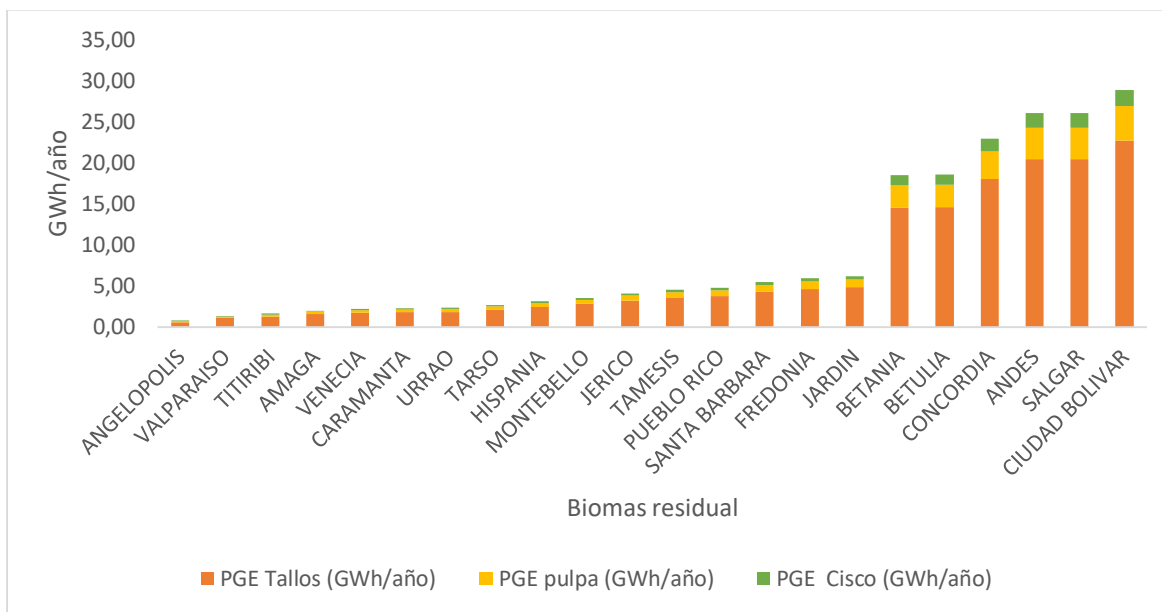


Fig. 8. Potenciales energéticos de la biomasa residual del cultivo de café en el Suroeste de Antioquia

En la (tabla 7), se relacionan los resultados de las estimaciones del biogás y el *Potencial Energético Técnico* y *Potencial de Generación de Energía Eléctrica* a partir de la pulpa generada en los municipios. En total el Suroeste puede producir alrededor de 511 196 m³ de biogás, con un (*PE TEC*) promedio de 3.07 MWh/año y un (*PGE*) de 0.8 MWh/año.

Tabla 7. Estimación de la producción de biogás y el potencial energético (técnico y de generación de electricidad) a partir de la pulpa generada en los municipios

Municipio	Producción de Biogás	Potencial energético técnico a partir del biogás de la pulpa	Potencial de generación de energía eléctrica a partir del biogás de la pulpa
	(m ³)	(MWh/año)	(MWh/año)
Amagá	5 219	0.03	0.01
Andes	68 666	0.41	0.11
Angelópolis	1 962	0.01	0.003
Betania	48 821	0.29	0.08
Betulia	49 038	0.29	0.08
Caramanta	6 028	0.04	0.01
Ciudad Bolívar	7 6161	0.46	0.12
Concordia	60 583	0.36	0.09
Fredonia	15 599	0.09	0.02
Hispania	8 218	0.05	0.01
Jardín	16 349	0,10	0.03
Jericó	10 762	0.06	0.02
Montebello	9 355	0.06	0.01
Pueblo Rico	12 525	0.08	0.02
Salgar	68 753	0.41	0.11
Santa Barbara	14 371	0.09	0.02
Támesis	11 941	0.07	0.02
Tarso	7 041	0.04	0.01
Titiribí	4 304	0.03	0.01
Urrao	6 120	0.04	0.01
Valparaíso	3 588	0.02	0.01
Venecia	5 792	0.03	0.01
Total	511 196	3.07	0.80

Como puede apreciarse en la (fig. 9), los municipios de Andes, Ciudad Bolívar, Concordia, Betulia y Salgar pueden generar más del 60 % de biogás a partir de pulpa de café en el Suroeste. En la (fig. 10) se ilustran los valores de los potenciales técnicos y de generación de energía eléctrica. Claramente, se puede apreciar que los municipios anteriormente citados corresponden a los de mayor potencial energético. Andes, Ciudad Bolívar, Concordia y

Salgar pueden generar un (*PE TEC*) alrededor de 0.4 MWh/año y un (*PGE*) cercano a 0.1 MWh/año, este último valor correspondería a la cuarta parte del potencial que podría ser transformado energéticamente a energía eléctrica.

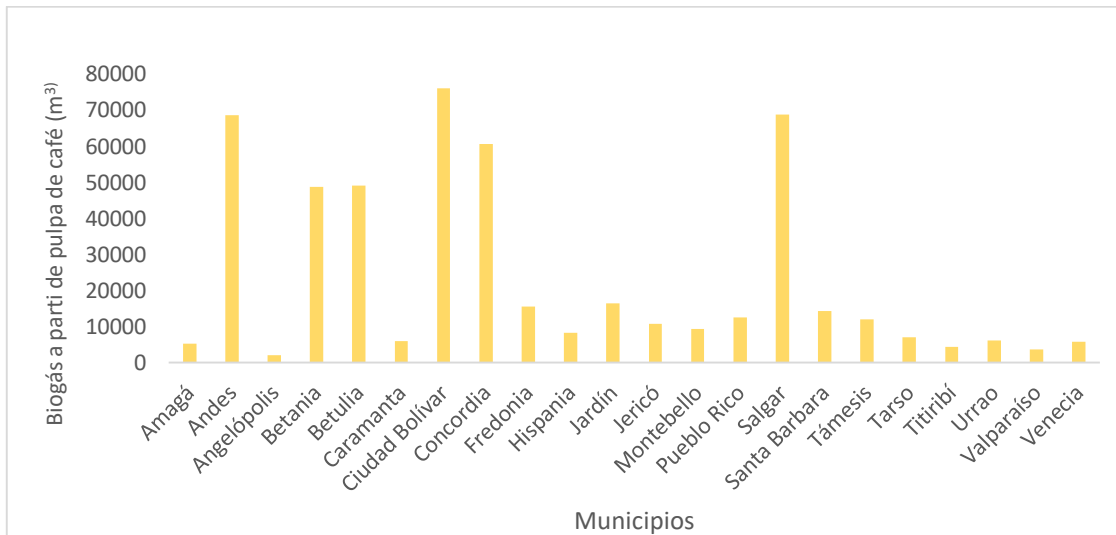


Fig.9. Biogás a partir de pulpa del cultivo de café en el Suroeste de Antioquia

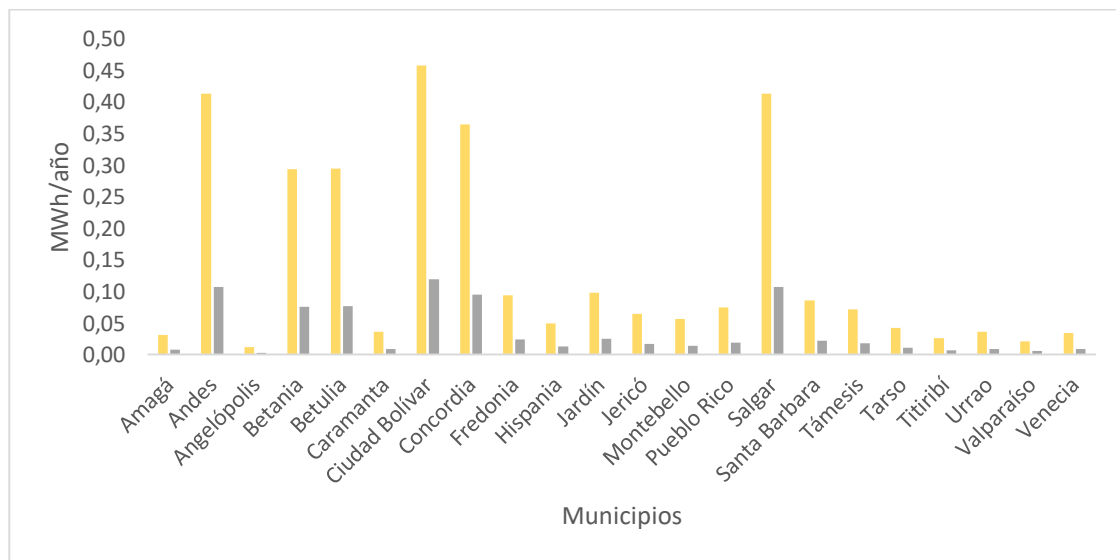


Fig. 10. Potencial de Generación de Energía Eléctrica Total (PGE total) de la biomasa residual del cultivo de café en el Suroeste de Antioquia

Conclusiones

De acuerdo con los resultados obtenidos, la región del Suroeste de Antioquia concentra en promedio el 59% del total de biomasa residual del cultivo de café producida en Antioquia, lo que la hace una región idónea para proyectos bioenergéticos.

Según los cálculos realizados con la base de datos pública del (Ministerio de las Tecnologías de la Información y Comunicación, 2020) de la cadena productiva de café del Gobierno Nacional y las constantes propuestas en los estudios nacionales revisados, los tallos de madera son los residuos más abundantes en la región con respecto a los otros tipos de residuos (pulpa y cisco), y por ende su potencial energético es mayor en los respectivos municipios.

El (PGE) de los tallos de café representa en promedio alrededor del 79 % del potencial para toda la biomasa residual. Este tipo de residuo puede ser la materia prima principal para la planta de valorización energética, considerando además que el acceso a los otros dos residuos puede limitarse debido a que son convencionalmente usados en procesos de combustión para secado o para producción de abonos.

La pulpa de café es un residuo importante para el desarrollo de procesos bioquímicos como la digestión anaeróbica, concentrando los municipios de Andes, Ciudad Bolívar, Concordia, Betulia y Salgar más del 70 % del potencial para la producción de bioelectricidad en el Suroeste de Antioquia. Dichos municipios pueden ser centros estratégicos para el desarrollo de proyectos de valorización energética que integren tecnologías W t E.

Se recomienda realizar análisis de campo para determinar con más precisión la disponibilidad de la biomasa residual, con el fin de crear un repositorio de información más actual que permita tomar decisiones para la implementación de proyectos bioenergéticos. También se aclara que las constantes teóricas representadas en los modelos se toman como referencia para las estimaciones realizadas en este estudio.

CAPÍTULO 2: SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS WASTE TO ENERGY (W T E) PARA LA TRANSFORMACIÓN DE LA BIOMASA RESIDUAL DEL CULTIVO DE CAFÉ EN EL SUROESTE ANTIOQUEÑO

El presente capítulo comprende la revisión de sistemas para la gasificación y digestión de biomasa residual del cultivo de café del Suroeste antioqueño teniendo en cuenta criterios técnicos, económicos y sociales. Para el desarrollo de esta actividad, se realizó una revisión de literatura utilizando principalmente los repositorios electrónicos como *Scopus* y *Science Direct*, así mismo se consultó con proveedores nacionales e internacionales la disponibilidad y costos de sus sistemas de acuerdo con las condiciones de la biomasa de interés. El análisis económico de los sistemas seleccionados presenta en el capítulo III.

Introducción

Para (Stehlík, 2009), “las industrias deben pensar en soluciones seguras ambientalmente, aceptables socialmente y rentables para el manejo de residuos sólidos”, en esta medida, los residuos que no pueden degradarse adecuadamente por procesos termoquímicos como la gasificación, pueden ser transformados por tecnologías biológicas como la digestión anaerobia. Algunos autores consideran como criterios de selección de las tecnologías, el tipo de biomasa, la capacidad de la planta para procesar la biomasa, la potencia, la madurez y eficiencias, además de los impactos ambientales y costos económicos (Bosmans et al., 2013; Fernández-González et al., 2017a; Gumisiriza et al., 2017; Stehlík, 2009; Zhou et al., 2018).

De acuerdo con algunos estudios, la gasificación y la digestión anaeróbica pueden producir impactos ambientales más bajos en comparación con los procesos de pirólisis e incineración convencional (Dong et al., 2018; Evangelisti et al., 2015). Así mismo, pueden presentar costos nivelados de electricidad similares para la recuperación energética a partir de residuos municipales (0.13 USD/kWh para gasificación y 0.14 USD/kWh para digestión anaerobia) (Hadidi & Omer, 2016). Ambas tecnologías pueden ser implementadas en plantas de valorización energética como sistemas híbridos para el tratamiento de residuos sólidos como se han desarrollado en algunos países como Sudáfrica (Mabalane et al., 2020).

Para FAO, tanto la gasificación como la digestión anaerobia son soluciones importantes para generar energía descentralizada principalmente en zonas rurales con sistemas de baja

potencia entre 10 a 100 kW (FAO, 2014b, 2014a). Según la FAO, este tipo de tecnologías pueden ser viables para pequeños o medianos productores agrícolas en el contexto nacional e internacional incluyendo los productores de café.

Debido al alto potencial energético de la biomasa del cultivo de café representada por pulpa, tallos y cisco, los municipios de Ciudad Bolívar, Andes, Concordia, Betania y Betulia podrían adoptar las tecnologías de gasificación y digestión anaerobia en la cadena productiva de café.

Según (IRENA, 2020f), si la disponibilidad de materia prima es uniforme durante todo el año, las plantas eléctricas alimentadas con bioenergía pueden tener factores de planta muy altos, que oscilan entre el 85% y el 95%. Sin embargo, cuando la disponibilidad de materia prima se basa en cosechas agrícolas estacionales, los factores de capacidad suelen ser más bajos. Así mismo, los impactos del cambio climático pueden afectar el volumen anual total disponible de biomasa y su distribución a lo largo del año (IRENA, 2020f).

De otro lado, las plantas que dependen de madera, leña, cáscara de arroz y otros desechos urbanos vegetales y agrícolas, industriales y renovables, como es el caso del cultivo de interés, tienden a tener factores de planta promedio ponderado por región, en el rango de 60% a 93%.

En (Patra & Sheth, 2015; Saldarriaga-Loaiza et al., 2019) se relacionan rangos de potencia para algunas tecnologías termoquímicas en los cuales las tecnologías pueden ser eficientes en sistemas descentralizados como se relaciona a continuación (tabla 11):

Tabla 11. Rangos de potencia para tecnologías termoquímicas

Tecnología	Potencia	Fuentes
Combustión con ciclo de vapor	> 5 MWe	(Saldarriaga-Loaiza et al., 2019)
Ciclo Rankine orgánico	0.2 - 2 MWe	(Saldarriaga-Loaiza et al., 2019)
Gasificación de lecho fijo	< 5MWe	(Patra & Sheth, 2015; Saldarriaga-Loaiza et al., 2019)
Gasificación de lecho fluidizado	5 - 10 MWe	(Patra & Sheth, 2015)

Según (IRENA, 2020f), los países en desarrollo generalmente cuentan con tecnologías para generación de bioenergía menos avanzadas y, a veces el mantenimiento puede no ser adecuado cuando los ingresos son menores de lo previsto, dando como resultado eficiencias generalmente más bajas, las cuales pueden estar alrededor del 25%. Según la Agencia, los gasificadores pueden lograr eficiencias que pueden ir entre 31% a 36% como ocurre con los sistemas de lecho fluidizado circulante (CFB), lecho fluidizado burbujeante (BFB). Dichas eficiencias también se pueden obtener con sistemas de digestión anaeróbica modernos y bien

mantenidos. La eficiencia de esta última tecnología depende también del sistema de generación al que se acople, a la cantidad de biomasa y rendimiento en la producción de gas (IRENA, 2020f).

Es importante anotar que, en Antioquia, la producción de biomasa del cultivo de café se realiza de manera descentralizada, es decir que la mayoría de las unidades productivas o fincas cafeteras deben hacerse cargo de sus residuos, por lo tanto, para hacer viable un proyecto de valorización energética se deben considerar sistemas de baja potencia que sean costo-económicos y generen bajo impactos al medio ambiente, que los residuos puedan tener un lugar de acopio para facilitar su almacenamiento y transformación. De esta forma, los sistemas que más se adecuan a estas condiciones, son los sistemas de gasificación de lecho fijo y los sistemas de digestión anaerobia.

Biomasa residual del cultivo de café

Los tres residuos de interés (pulpa, cisco y tallos) son materiales de naturaleza lignocelulósica como se muestra en la (tabla 8). Los tallos y cisco de café presentan una composición fisicoquímica similar al bagazo de caña, el cual es aprovechada convencionalmente como biomasa para procesos de transformación termoquímica y bioquímica que permiten la producción de energía eléctrica, térmica y biocombustibles como etanol (BIOMETRANS & CYTED, 2018; Carvajal, 2015; DIMPE, 2014; González et al., 2014; Mohammadi et al., 2020). En el caso de la pulpa de café el contenido de celulosa puede superar el 60 %, por lo tanto, esta característica lo hace apto para procesos biológicos o bioquímicos como fermentación o digestión anaerobia para producción de bioetanol y biogás (Alves et al., 2017; Aristizábal-Marulanda et al., 2017; Boopathy, 1987; Castellón et al., 2015; Cenicafé, 2010; Navia et al., 2011; Pandey et al., 2000; Rodriguez, N., Zambrano, 2010; Selvankumar et al., 2017; Viquez, 2014).

Tabla 8. Carbohidratos estructurales, contenido de nitrógeno y cenizas de la biomasa residual del cultivo de café y el bagazo de caña (residuo de referencia).

Contenido	Pulpa de café			Tallos de café	Cascarilla de café	Bagazo de caña
	*Murthy and Mandhava, (2012)	*Peñaloza et al., (1985)	*Rojas et al., (2002)	Betancourt et al., (2018)	del Castillo et al., 2017	Carvajal, 2015
Celulosa	63.0 ± 2.5 %	18.65 %	286 g/Kg	40.39 %	40 - 49%	*46.75± 4.4
Hemicelulosa	2.3 ± 1.0 %	0.98 %	ND	34.01 %	25-32%	* 23.62± 2.1
Lignina	17.2 ± 2.2 %	12.20 %	ND	10.13 %	33-35%	* 19.710 ±
Ceniza	ND	4.99 %	89g/Kg	1.27 %	0.5-1%	* 1.130± 0.01
Nitrógeno	ND	1.74 %	ND	ND	ND	ND

ND: No determinado

Para procesos termoquímicos como la gasificación, la biomasa debe contener una humedad inferior al 30% (Muthu & Anand, 2019). Los residuos de cultivo de café: cisco y tallos de madera presentan humedades de 8.7% y 10% respectivamente, dicha característica los hace aptos para gasificación (Betancourt et al., 2018; Jeguirim et al., 2017; Limousy et al., 2017).

Tanto la pulpa y el cisco pueden ser densificados a través de pellets o briquetas para mejorar su combustión como se ha descrito previamente en (Limousy et al., 2017). La densificación del material puede permitir mejorar el almacenamiento de las materias primas, el transporte y logística (Forero et al., 2012)-

En el caso de la biomasa residual del cultivo de café, la pulpa puede presentar un contenido de humedad superior al 30% ($81 \pm 4.7 \%$) (R. García, 2011) por lo tanto, puede ser transformada de manera más eficiente por procesos bioquímicos como la digestión anaerobia.

En la (tabla 9) se muestra la composición fisicoquímica de tallos y cáscara de café reportada por (de Oliveira et al., 2018), quienes han descrito que la gasificación de la cascarilla de café puede producir un gas con un poder calorífico superior promedio de $7.76 \pm 1,27 \text{ MJ/Nm}^3$. Por su parte, el syngas de la madera de café puede producir un poder calorífico de $5.45 \pm 0.42 \text{ MJ/Nm}^3$.

Tabla 9. Composición fisicoquímica y poder calorífico de residuos del cultivo de café

Biomasa	Humedad (%)	sólidos volátiles (%)	Ceniza (%)	Carbón fijo (%)	C (%)	H (%)	O (%)	PCS (MJ/Kg)	PCI (MJ/Kg)	Masa específica (Kg/ Nm ³)
madera de café	9.6	85.7	0.9	13.33	47.50	6.01	44.9	18.1	16.3	416.7
Cáscara de café	9.2	81.9	1.7	16.42	47.71	5.93	43.9	18.6	16.7	138.8

Fuente: (de Oliveira et al., 2018)

En la (fig.11), se propone dos rutas tecnológicas para valorizar la biomasa residual del cultivo de café en el Suroeste de Antioquia de acuerdo con su naturaleza lignocelulósica y contenido de humedad.



Fig.11. Rutas tecnológicas para la valorización energética de la biomasa residual del cultivo de café con tecnologías W t E. a) tallos, b) cisco y c) pulpa.

Aplicación de la gasificación

Actualmente existe una percepción favorable sobre tecnologías W t E como la gasificación a pesar de su estado prematuro de desarrollo tecnológico (Dong et al., 2018; IRENA, 2020d). Esta puede ser muy eficiente en sistemas de cogeneración de biomasa, además de recuperar el valor energético de los residuos (Yepes Maya et al., 2021).

La biomasa agroindustrial puede ser transformada en reactores de gasificación, en los cuales ocurren un conjunto de reacciones termoquímicas en cuatro etapas: secado, pirólisis, reducción y combustión en un ambiente pobre en oxígeno (McKendry, 2002b). Finalmente se produce una oxidación parcial de los materiales a altas temperaturas (800 - 1800 °C) con la producción de un gas compuesto principalmente de monóxido de carbono (CO), hidrógeno (H₂), dióxido de carbono (CO₂) y metano (CH₄), además de biochar, cenizas y alquitrán (de Oliveira et al., 2018; McKendry, 2002b). En algunas ocasiones puede requerirse un pretratamiento para la biomasa como el secado, la granulación y el briquetado para reducir la humedad de la materia prima y mejorar su densidad (Muthu & Anand, 2019). El aire es el agente gasificante utilizado convencionalmente para transformar la biomasa en reactores de pequeña escala (Tobón & Agudelo, 2008). Se puede utilizar también pequeñas cantidades de oxígeno, lo que mejora la eficiencia de conversión de residuos en energía y la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (Fernández-González et al., 2017b).

Los reactores de lecho fijo y fluidizado son los sistemas de gasificación más utilizados (Molino et al., 2016). De acuerdo con (Patra & Sheth, 2015), los reactores de lecho fijo son los reactores más antiguos y comunes debido a su fácil construcción y operación simple. En plantas de pequeña escala (menos de 10 MW) pueden implementarse ya que poseen alta eficiencia para la generación descentralizada de energía y son usados para procesos térmicos en muchas industrias (Patra & Sheth, 2015).

Los gasificadores de lecho fijo tipo downdraft generan baja producción de alquitrán y son considerados en algunos casos como sistemas confiables y robustos, con alta conversión de carbón. Estos han sido extensamente evaluados e incorporados en plantas de valorización de biomasa a pequeña escala en diferentes regiones del mundo (Betancourt et al., 2018; Carvajal, 2015; Castellanos, 2009; Chidikofan et al., 2017; Fischer & Pigneri, 2011). Estos sistemas pueden ser acoplados a motores de combustión interna para aprovechamiento del gas en zonas rurales (FAO, 2014b; Molino et al., 2016; Patra & Sheth, 2015).

Entre las desventajas del uso de reactores de lecho fijo se encuentran: el bajo coeficiente de transferencia de calor, dificultades en el manejo de biomasa con alto contenido de humedad

y cenizas, además de limitaciones para el escalamiento por problemas de control de la temperatura para su funcionamiento (Patra & Sheth, 2015). De otro lado, la presencia de alquitrán en el gas de síntesis que puede bloquear la tubería, contaminar el equipo y obstaculizar el funcionamiento estable de la gasificación, lo que podría afectar la complejidad y el costo de los equipos (Chen et al., 2021).

En (Castellanos, 2009) se evaluó una propuesta técnico-económica para generación de energía eléctrica a partir de los residuos del cultivo de café para fincas ubicadas en los departamentos del Valle del Cauca y Quindío. Para este estudio se consideraron dos sistemas de gasificación de 25 kW y 20 kW de los fabricantes, Community Power Corporation de Estados Unidos y Ankur Scientific de la India. El primer sistema podía ser alimentado con 22 kg por hora mientras que el segundo consumía 20 kg de biomasa por hora. El sistema de 20 kW de Ankur Scientific presentaba menores costos de inversión con respecto al sistema de 25 kW. De acuerdo con los autores, no eran soluciones viables para las unidades productivas evaluadas debido a que el costo de producción de energía no compensaba el costo del kWh.

En (Fischer & Pigneri, 2011) se investigó el aprovechamiento energético de biomasa procedente de plantaciones forestales de *Cordia* en Vanuatu con dos sistemas de gasificación también del fabricante Ankur Scientific (10 kW y 30 kW). Se encontró que esta tecnología podría ser competitiva con respecto a sistemas de generación de electricidad a base de diésel en algunos hogares del país, con costos de energía entre 1.1 y 1.60 USD/kWh.

(Chidikofan et al., 2017) analizaron la viabilidad técnica, económica y social de una de planta de gasificación en Burkina de 95 kW (Ankur Scientific). Los autores encontraron que la cascarilla de arroz presentaba un costo de producción menor como combustible con respecto al costo de los tallos de algodón (0.34 €/kWh y 0.38 €/kWh respectivamente). Según los investigadores, el uso de tallos podría crear más posibilidades de empleo directo (9.6 empleos de tiempo completo al año, frente a 8 empleos aprovechando la cascarilla de arroz). A nivel ambiental, la tecnología podría evitar al año de emisión de combustibles fósiles alrededor de 975t CO₂-eq (dióxido de carbono equivalente) al año.

En (Betancourt et al., 2018) se realizó la evaluación energética y ambiental de dos procesos de producción de bioenergía a partir de tallos de café, con un gasificador downdraft de Power Pallet de 10 kW (All Power Labs, EE. UU.) integrado a un motor de combustión y un generador. Este proceso fue comparado con un proceso de fermentación que incluyó un pretratamiento con hidrólisis ácida de la biomasa. Según los resultados, la gasificación de biomasa presentó mejores rendimientos (2.84 kg syngas/kg de biomasa) que la fermentación (0.38 kg azúcares fermentables/kg de biomasa). Se halló además que se podría producir 7.09 MJ/kg de biomasa con el sistema de gasificación con una eficiencia energética de 32.8%. Por su parte el sistema de fermentación a partir del etanol podía producir 5.44 MJ/kg con una eficiencia de 12.9%. Según los autores esta última tecnología puede requerir un consumo alto de energía que podría afectar el costo de funcionamiento del sistema. A nivel ambiental se encontró que la fermentación puede generar mayores impactos ambientales que la gasificación. En el caso de la gasificación, esta tecnología presentó un impacto positivo en la

categoría de calentamiento global debido a la conversión del gas en el motor (Betancourt et al., 2018).

El sistema anterior de 10 kW (All Power Labs,) fue también evaluado en (Aristizábal-Marulanda et al., 2021). En este estudio se consideraron dos escenarios de biorrefinería diferentes a partir de tallos de madera de café cortados, en el primero se estimó la producción de bioetanol y biogás, en el segundo la producción de gas de síntesis y electricidad, considerando las tecnologías de fermentación con hidrólisis ácida y enzimática, digestión anaerobia y gasificación. Los rendimientos obtenidos sirvieron para el análisis energético y ambiental. Los autores encontraron que la eficiencia energética global calculada en el primer escenario fue de solo 9.15%, mientras que la segunda configuración la eficiencia energética fue 70.89%. La diferencia entre las eficiencias fue atribuida al mayor consumo de servicios públicos en la biorrefinería con base en rutas biotecnológicas. Los resultados ambientales de este estudio mostraron que la categoría de impacto del cambio climático para la primera biorrefinería tenía un valor más bajo con menor producción de CO₂ (0.0193 kg CO₂eq/MJ) que el del segundo proceso (0.2377 kg CO₂ eq. /MJ) (Aristizábal-Marulanda et al., 2021).

En la (tabla 10) se resumen las potencias de los sistemas de gasificación revisados anteriormente.

Tabla 10. Sistemas de gasificación evaluados con biomasa agrícola y forestal

Potencia kW	Fabricante / país	Biomasa	Fuente
*10	All Power Labs, EE. UU	Tallos de café	(Aristizábal-Marulanda et al., 2021; Betancourt et al., 2018)
*10	Ankur Scientific, India	Cascarilla de arroz y tallos de algodón	(Fischer & Pigneri, 2011)
*20	Ankur Scientific, India	Cisco	(Castellanos, 2009)
25	Comunity Power Corporation de Estados Unidos	Cisco	(Castellanos, 2009)
30	Ankur Scientific, India	Biomasa forestal (plantaciones de <i>Cordia</i>)	(Fischer & Pigneri, 2011)
95	Ankur Scientific, India	Plantaciones forestales de <i>Cordia</i>	(Chidikofan et al., 2017)

Aplicación de la digestión anaerobia

La digestión Anaerobia (DA) es una tecnología madura (Alao et al., 2021) utilizada a pequeña y gran escala en diferentes lugares en el mundo. Es considerada una fuente prometedora de energía renovable con impactos positivos para el ambiente a través de la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y el volumen de residuos, y una alternativa para la recuperación de nutrientes esenciales (Nitrógeno, Fósforo y Potasio) (Chen et al., 2021; Cremonese et al., 2021; Goux et al., 2015). Permite, la recuperación de energía en forma de electricidad y calor a través de la conversión energética del biogás, y para algunos autores es una tecnología apropiada para resolver la escasez de energía en zonas rurales (Gumisiriza et al., 2017).

A través de esta ruta de valorización de biomasa puede aprovecharse más del 90% de la energía disponible de los residuos biológicos mediante la producción de metano (Fernández-González et al., 2017b), sin embargo, no es completamente confiable para la desactivación de patógenos. Las sustancias nocivas, como los metales pesados y los contaminantes orgánicos asociados a la materia orgánica digerida pueden afectar el medio ambiente y la salud pública si no se aplica ningún tratamiento. Para (Wasajja et al., 2021) su implementación a pequeña escala en entornos con recursos limitados debe ser evaluada técnica y económicamente.

La DA ha sido definida por algunos autores como un proceso biológico degradativo de materia orgánica que permite la producción de biogás compuesto por una mezcla de dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4), sulfuro de hidrógeno (H_2S) y trazas de otros elementos (Ferrer & Pérez, 2010; Goux et al., 2015). El biogás se origina a través de un conjunto de reacciones de oxidación-reducción mediadas por enzimas microbianas durante el proceso de metanogénesis y debido a la interdependencia fisiológica de las comunidades microbianas por los productos metabólicos en las distintas etapas de la digestión, se genera un equilibrio ecológico que se ve reflejado en la disminución de los valores de la Demanda Biológica de Oxígeno (DBO) y la Demanda Química de Oxígeno (DQO) de la carga contaminante de la materia orgánica (Ferrer & Pérez, 2010). La adaptabilidad de las comunidades en los reactores metanogénicos es un factor clave para la estabilidad y eficiencia del sistema, debido a que los microorganismos deben responder a las perturbaciones del medio, principalmente a cambios de pH, temperatura, sustancias inhibitorias y carga orgánica (Ferrer & Pérez, 2010; Goux et al., 2015; Ziganshin et al., 2012)

El proceso de digestión anaerobia se da a través de cuatro etapas en las cuales interactúan los grupos microbianos para descomponer la materia orgánica a moléculas simples y minerales. Las etapas son: hidrólisis, acidogénesis, acetogénesis y metanogénesis (Ferrer & Pérez, 2010; Goux et al., 2015; Ziganshin et al., 2012). En la etapa de hidrólisis, los biopolímeros no solubles son transformados en compuestos orgánicos solubles como aminoácidos, ácidos grasos de cadenas largas y azúcares (Goux et al., 2015). Durante la etapa de acidogénesis, los compuestos orgánicos solubles son degradados a ácidos de bajo peso molecular denominados en la literatura como ácidos grasos volátiles (AGV), CO_2 y H_2 . Seguidamente en la etapa de acetogénesis: los AGV son convertidos en acetato e hidrógeno (H_2) y por último en la Metanogénesis: se da la transformación del acetato y el CO_2 más hidrógeno a CH_4 (Díaz et al., 2002; Goux et al., 2015).

De acuerdo con la literatura, diferentes tipos de biomásas pueden ser sometidas a DA, como aguas residuales, residuos agroalimentarios, estiércoles, residuos sólidos urbanos y biomasa de cultivos energéticos para la producción de biogás y energía eléctrica (Alzate-Arias, Jaramillo-Duque, et al., 2018; Carlos-Alberola & Gomez-Parra, 2012; Fernández-González et al., 2017b; Goux et al., 2015; Guardia et al., 2013). Como proceso, la DA puede ser adecuada para residuos húmedos o líquidos y materiales lignocelulósicos. No obstante, algunos residuos pueden ser recalcitrantes al proceso, requiriendo emplear pretratamientos físicos, químicos y biológicos (Cremonez et al., 2021). De acuerdo con (Cremonez et al., 2021), los sustratos con alta concentración de azúcar hidrolizables presentan alto potencial de degradación y producción de biogás, sin embargo, su uso en procesos de digestión de una sola etapa puede generar inestabilidad en el proceso y la acidificación del reactor. Los sistemas de dos etapas por su parte pueden generar una gran estabilidad al proceso para residuos altamente fermentables (no presentan la fase de hidrólisis como etapa limitante), pueden tener tasas de carga orgánica más altas y facilitan optimizar el rendimiento de cada grupo de microorganismos, así como la reducción de los choques por carga orgánica favoreciendo el aumento en la eficiencia de la conversión del sustrato y la producción de metano e hidrógeno (Cremonez et al., 2021; Nguyen et al., 2021). Los carbohidratos lignocelulósicos, por el contrario, muestran una degradabilidad lenta, aumentando considerablemente el tiempo de retención hidráulica de los digestores y en consecuencia las tasas de producción de biogás pueden ser más bajas (Cremonez et al., 2021).

Según con los tiempos de retención hidráulica y mejora del contacto de los consorcios microbiológicos y el sustrato, pueden reconocerse tres tipos de reactores: reactores de primera generación, segunda y tercera generación. Los reactores metanogénicos más desarrollados presentan menor volumen de trabajo, estabilidad y fácil operación (Díaz et al., 2002). Entre estos se encuentran los reactores UASB (Upflow Anaerobic Sludge Bed), considerados reactores de segunda generación que pueden utilizarse para sistemas de una y dos etapas. Este tipo de reactores puede tratar materiales con altas tasas de carga orgánica (OLR) con velocidades altas de flujo ascendente y tiempos de retención hidráulica corta (TRH) (Guardia et al., 2013). Investigaciones realizadas con dichos reactores para el tratamiento de aguas del beneficio de café, reportan eficiencias de remoción de DQO, producción de biogás y concentración de metano superiores al 70 % (Guardia et al., 2013). Entre las desventajas de los reactores UASB se encuentran: la complejidad del proceso que depende del equilibrio microbiano, la formación de los gránulos que son las partículas activas del sistema para descomponer el material orgánico, la estabilidad del sistema que depende de las condiciones de operación y composición química de la biomasa (Polanco & Seghezze, 2015).

En el caso de los residuos de café, estos son bastante ácidos para su entrada al digestor, por lo tanto, deben ser neutralizados evitando la acidificación del sistema. Así mismo la disponibilidad de la pulpa puede afectar la alimentación del reactor debido a que el fruto se produce por épocas del año con dos cosechas principalmente, la traviesa como se le conoce nacionalmente (primeros meses del año) y la cosecha principal al final del año (Cenicafe, 2015; Gmünder et al., 2020). En promedio pueden durar tres meses cada una. Para su implementación es necesario garantizar material fresco o conservado seco, y disponer de una

carga de inóculo para el proceso de biometanización. El inóculo puede desarrollarse a partir de explotaciones agropecuarias cercanas a las fincas cafeteras.

Debido a la composición fisicoquímica y alto contenido de humedad de la pulpa se han realizado diversas investigaciones para evaluar la producción de biogás a partir de este material. Según datos en (Cenicafé, 2010), por cada 1 kg de pulpa fresca el rendimiento es de 25 L de biogás, con un contenido de metano aproximado de 60% y un poder calorífico del biogás de 21,46 kJ/L. Varios estudios realizados con pulpa, aguas mieles y residuos de café molido, reportan eficiencias de remoción de materia orgánica y producción de metano superiores al 60 % (Guardia et al., 2013; Neves et al., 1996; Viquez, 2014)

En (Castellón et al., 2015) se evaluó el potencial de producción de biogás de pulpa de café y aguas mieles utilizando biodigestores tipo batch, encontrando una producción de biogás de 126,98 L/kg de pulpa y de 126,98 L biogás/L de aguas mieles.

Sistemas de gasificación seleccionados

Con base en la información revisada, se encontró que los sistemas de 10 kW y 20 kW de All Power Labs y Ankur Scientific presentados en la (tabla 10) no se encuentran disponibles comercialmente para Colombia. Se halló además que para la empresa All Power Labs el sistema de menor potencia es de 25 kW, mientras que para la empresa Ankur Scientific, el sistema es de 30 kW. Teniendo en cuenta que estos sistemas han sido validados con la biomasa de interés a nivel internacional y nacional, y que ambos sistemas presentan potencias cercanas, se solicitaron cotizaciones a los proveedores sobre los costos para su instalación en Colombia. Ambos sistemas vienen con un motor de combustión interna y generador. El primer sistema puede transformar hasta 25 kg de biomasa /hora, mientras que el otro, 30 kg de biomasa/hora. Dichos sistemas pueden lograr eficiencias de conversión energética entre 25 y 28 % de acuerdo con los fabricantes.

En las figuras 12 y 13 se muestran los sistemas seleccionados de acuerdo con las potencias disponibles por dichos fabricantes.

Sistema de digestión anaerobia seleccionado

De acuerdo con las fuentes consultadas a nivel nacional e internacional, la mayoría de los estudios se enfocan en el análisis técnico, pero pocos se enfocan la viabilidad económica de la tecnología para generación de energía con la biomasa de interés (pulpa de café). Por lo tanto, considerando las potencias seleccionadas para los sistemas de gasificación y la presencia de proveedores locales de la tecnología de digestión anaerobia, se procedió a cotizar con la empresa GSV Ingeniería (ubicada en la ciudad de Medellín), un sistema con capacidad de aproximadamente 1 tonelada de biomasa por día. De acuerdo con este

requerimiento, la empresa cotizó un sistema de digestión anaerobia (reactor) de 10 kW con motor de combustión interna y generador (componente electrógeno). Este potencia se encuentra en el rango propuesto por la FAO para sistema de aprovechamiento de biomasa a baja escala(FAO, 2014a).

7

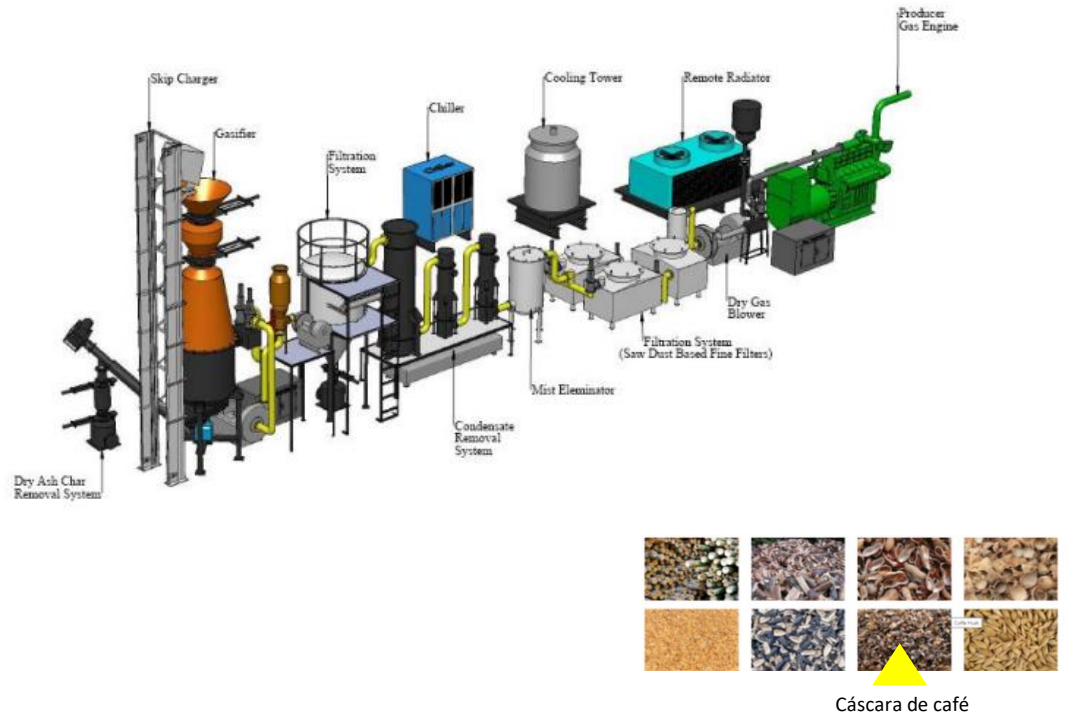


Fig.12. Sistema Ankur Scientific- FGB-30 (30 kW). Fuente imagen (fabricante).



Fig.13. Sistema All Power Labs - Power Pallet PP30 (25 kW). Fuente imagen ((All Power Labs, 2021).

CAPÍTULO 3: EVALUACIÓN DE INCENTIVOS TRIBUTARIOS DE LA LEY 1715 DE 2014 PARA LA VALORIZACIÓN ENERGÉTICA DE BIOMASA RESIDUAL DEL CULTIVO DE CAFÉ CON TECNOLOGÍAS WASTE TO ENERGY

Introducción

En Colombia el cultivo de café genera impactos negativos para el medio ambiente y es considerada una fuente de contaminación para los agroecosistemas cafeteros (Arévalo et al., 2011; Fernández et al., 2020; Gmünder et al., 2020). Por lo tanto, es urgente mejorar la sostenibilidad en la producción de café incorporando soluciones que permitan mitigar sus impactos y mejorar las condiciones sociales y económicas de los productores que dependen de este cultivo (Bernal, n.d.; Commerce Equitable Frances et al., 2019; Gmünder et al., 2020; Organización Internacional del Café, 2021). En este sentido, la valorización energética de la biomasa residual a través de tecnologías Waste to Energy (W t E) se constituye en una solución integral para la gestión sostenible y regenerativa de los recursos naturales para una caficultura baja en carbono.

Los proyectos bioenergéticos a partir de biomasa residual del cultivo de café podrían ser viables en el Suroeste de Antioquia si se cuenta con incentivos tributarios por parte del gobierno y financiamiento de entidades privadas o públicas. A nivel internacional por ejemplo, las políticas, estímulos económicos e inversiones para la implementación de sistemas solares fotovoltaicos han permitido que los costos de esta tecnología se reduzcan en un - 81 %, pasando de 4 731 USD/kW en el 2010 a 883 USD/kW en el 2020 (IRENA, 2020f) y se desarrolle la tecnología. Por lo tanto, la inversión gubernamental en el desarrollo bioenergético, la financiación de proyectos de ciencia, tecnología e innovación, y la integración de entidades financieras a través de líneas de créditos son de vital importancia para la sostenibilidad técnica, económica y social de este tipo de proyectos en el agro colombiano.

Entre las estrategias nacionales para impulsar el desarrollo de la bioenergía, se encuentra la aplicación de incentivos tributarios contemplados en la Ley 1715 de 2014 de Colombia para Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) (Ministerio de Hacienda y Credito Público, 2020). Estos incentivos consisten en la reducción hasta el 50% del impuesto de renta, la depreciación acelerada de equipos y obras civiles y la deducción de IVA y exención en aranceles de importación (Ministerio de Hacienda y Credito Público, 2020). Su aplicación ha sido evaluada con tecnologías W t E termoquímicas y bioquímicas para el aprovechamiento de biomasa forestales, municipales y agrícolas (Alzate-Arias, Jaramillo-Duque, et al., 2018; Castillo-Ramírez et al., 2016; Saldarriaga-Loaiza et al., 2019; Villada et al., 2017).

De acuerdo con (Castillo-Ramírez et al., 2016; Villada et al., 2017), la aplicación de incentivos tributarios puede reducir los costos de inversión de los proyectos energéticos y hacer competitiva el costo de energía eléctrica para diferentes tipos de energías renovables

como la biomasa. En (Alzate-Arias, Jaramillo-Duque, et al., 2018), la aplicación de los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014 puede hacer rentable la gestión de residuos sólidos urbanos para la generación de energía a través de tecnologías como la incineración, la gasificación, digestión anaerobia y utilización del gas del relleno sanitario en algunas ciudades de Colombia.

En (Saldarriaga-Loaiza et al., 2019), los costos nivelados de electricidad (Levelized Cost Electricity - LCOE) de las tecnologías evaluadas para la conversión energética de biomasa forestal (ciclo Rankine Orgánico, combustión con ciclo a vapor y gasificación) disminuyen cuando se aplican los incentivos tributarios de la Ley 1715 y se considera una depreciación de activos a 10 años. Para los autores, las pequeñas empresas que incorporen estas tecnologías podrían contar con financiación y acceder a periodos de gracia de 5 años para mejorar los costos nivelados de electricidad.

De otro lado, el financiamiento a través de líneas de crédito puede ser también una alternativa económica para que los productores de café en el Suroeste de Antioquia puedan aprovechar la biomasa residual de sus cultivos a través de la integración de energía eléctrica y térmica para sus procesos productivos, realizar una gestión sostenible e integral de los residuos sólidos en el agroecosistema cafetero, neutralizar las emisiones de gases de efecto invernadero y disminuir el consumo de combustibles fósiles.

Según (IRENA, 2015), se espera que en los proyectos energéticos, los ingresos sean equivalentes a los costos para compensar la inversión y pueda obtenerse un rendimiento del capital invertido igual a la tasa de descuento. Por lo tanto, un precio de la electricidad por encima puede producir un mayor rendimiento del capital, mientras que un precio por debajo produciría un menor rendimiento de capital, o incluso pérdida. Para el año la (IEA, 2020a), reportó costos promedio de generación de energía para la biomasa de (0.118 USD/kWh), para el carbón (0.116 USD/kWh) y gas natural (0.091 USD/kWh) con una tasa de descuento de 7 % (IEA, 2020a, 2020b)

El presente capítulo contempla el análisis de costos nivelados de electricidad considerando la aplicación de incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014 para las tecnologías de gasificación y digestión anaerobia, así como el posible financiamiento de una entidad bancaria para la implementación de una planta de valorización energética de la biomasa residual del cultivo de café en el Suroeste de Antioquia.

Metodología

Se evaluaron las tecnologías de gasificación y digestión con motor de combustión interna. Dos sistemas comerciales de gasificación de lecho fijo downdraft de 25 kW y 30 kW para conversión termoquímica de tallos y cisco de café, cuyos fabricantes se encuentran en Estados Unidos y la India (*All Power Labs & Ankur Scientific* respectivamente) y un sistema de digestión anaerobia de 10 kW de un fabricante local (GSV) para transformación bioquímica de pulpa de café. Los sistemas analizados se encuentran en el rango de potencia

de 10 a 100 kW propuesto en (FAO, 2014b, 2014a) para la electrificación de zonas rurales y valoración de biomasa agrícola.

Para este estudio se consideró como externalidad, la exclusión de impuesto nacional carbono por neutralización de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) de acuerdo con la Ley 1819 de 2016, que establece como costo de emisiones de dióxido de carbono un valor de 4.8 USD/t CO₂eq (Enel, n.d.; Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2018). Esta externalidad fue incluida dentro de los flujos de caja realizados para la tecnología de gasificación, con la cual es posible transformar residuos forestales como los tallos de madera de café en bioenergía y bioproductos.

Método de costos nivelados de electricidad (Levelized Cost of Electricity - LCOE)

Para el análisis de costos e incentivos tributarios se utilizó el método de costos nivelados de electricidad conocido por sus siglas en inglés (*Levelized Cost of Electricity o LCOE*), el cual emplea el (kWh) como unidad energética para cuantificar el costo. Este método permite estimar y comparar el costo de producción de la energía para diferentes tecnologías definiendo un precio constante al cual la energía eléctrica puede ser vendida durante el tiempo de operación del proyecto (vida útil entre 20 - 30 años) (Alzate-Arias, Jaramillo-Duque, et al., 2018; Castillo-Ramírez et al., 2016; Hadidi & Omer, 2016; Mohammadi et al., 2020; Saldarriaga-Loaiza et al., 2019).

Para el desarrollo del método se emplearon las ecuaciones 6, Y 7 de acuerdo con los modelos presentados en (Saldarriaga-Loaiza et al., 2019).

$$LCOE (USD/KW_e h) = LCOEI + LCOEV + LCOEF + LCOEG$$

(Ecuación 6)

Dónde:

LCOEI: componente de inversión del LCOE (USD/kW_eh).

LCOEV: componente de costos variables por Operación y Mantenimiento (OM) del LCOE (USD/kW_eh).

LCOEF: componente de costos fijos por OM del LCOE (USD/kW_eh).

LCOEG: componente de costos por combustible del LCOE (USD/kW_eh).

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{Ct}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{Et}{(1+i)^t}}$$

(Ecuación 7)

Dónde:

I_0 : es el costo de la inversión inicial (USD). Incluye: costo de equipos, obras civiles, diseños y otros rubros de inversión.

C_t : son los costos operativos anuales (USD). Incluye: costos fijos y variables por operación y mantenimientos, costos por combustible.

E_t : es la cantidad de energía producida en un año (kWh).

$*i$: es la tasa de descuento o el costo del capital (efectivo anual - E.A), la cual puede ser calculada a partir del costo promedio ponderado (WACC).

n : tiempo de vida operacional del proyecto (años).

t : el tiempo de vida operacional del proyecto (año).

El efecto de la aplicación de los incentivos tributarios en el LCOE de las tecnologías, se estima con las ecuación 8 y 9 presentadas en (Saldarriaga-Loaiza et al., 2019; Villada et al., 2017). De acuerdo con (Castillo-Ramírez et al., 2016), el factor fiscal Δ comprende el efecto del impuesto sobre la renta, la depreciación, el período de depreciación, la tasa de descuento, el crédito fiscal (incentivo) a la inversión y la vida útil del proyecto.

$$\Delta = \frac{1}{1-t} \left[1 - t \left(\sum_{j=1}^{j=T1} \frac{I_j}{(1+i)^j} + \sum_{j=1}^{j=T2} \frac{d_j}{(1+i)^j} \right) \right]$$

(Ecuación 8)

$$LCOE = \Delta * LCOEI + LCOEV + LCOEF + LCOEG$$

(Ecuación 9)

Dónde:

Δ : factor de impuestos o impositivo

t : representa la tasa efectiva del impuesto de renta.

I_j : tasa de recuperación de la inversión por reducción del impuesto a la renta, la cual no puede superar una tasa del 50 % (E.A) durante los 15 años del proyecto.

i : es la tasa de descuento

$T1$: número máximo de años permitidos para aplicar a la reducción del impuesto a la renta. Se permite descontar el 50% de la inversión inicial en un periodo de 15 años por medio del impuesto a la renta.

d_j : es la tasa de depreciación acelerada de activos, la cual no puede superar una tasa del 20 % (E.A)

$T2$: vida útil de la instalación para propósitos de la depreciación acelerada.

Para la estimación de los costos, se consideraron las cotizaciones suministradas por los fabricantes o proveedores de las tecnologías e información presente en algunos estudios y fuentes de consulta (Banco de la República de Colombia, 2021b, 2021a; Bancolombia, 2021; Castellanos, 2009; Castillo-Ramírez et al., 2016; Computrabajo, 2021; Gimel & Grupo de Microeconomía Aplicada, 2015; IPSE et al., 2011; Mercado libre, 2021; Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2018; Oliveros Tascon et al., 2006; Rankia, 20021; Superservicios, 2020). El costo del combustible (cisco) fue suministrado por una trilladora ubicada en Amagá (Suroeste de Antioquia). En las tablas (11 y 12) se relacionan los costos generales para las plantas de valorización de biomasa con las tecnologías de gasificación y digestión anaerobia.

Tabla 11. Costos generales para la tecnología de gasificación

DETALLE	Planta PP30 (25 KW)	Planta FBG - 60 (30 KW)
	(USD)	(USD)
^a Equipos: gasificador, secador y molino.	\$71 430	\$102 783
^b Diseño, terreno, obras civiles y eléctricas.	\$7 143	\$10 278
Total inversión	\$78 573	\$113 061
^c Combustible	\$ 2 937	\$3 525
^d OM(<i>f,v</i>)	\$ 26 769	\$28 909
Total OM (<i>f,v</i>) + combustible	\$29 706	\$32 434

^{a,b} Costos sin exenciones tributarias de IVA y aranceles.

^c Gasificador 25 kW (219 t/año cisco) / gasificador 30 kW (263 t/año cisco). El cisco actualmente es el único residuo con valor comercial.

^d OM: costos de operación y mantenimiento (fijos y variables). Incluye operación, mantenimiento, transporte, consumo de energía, recolección de materias primas y personal.

Tabla 12. Costos generales para la tecnología de gasificación

DETALLE	Planta PP30 (25 KW)
	(USD)
^a Equipos electromecánicos: Grupos eléctrogeno 10 kW a biogás marca GAIRA, Bombas sumergibles, sistema de compresión y almacenamiento, válvulas y tuberías, tablero de sincronismo y potencia eléctrica, contador bidireccional, acometidas eléctricas y conexiones.	\$31 166
^b Diseño, terreno, obras civiles, construcción de reactor 70 m ³ .	\$25 009
Total inversión	\$56 175
^c Total OM	\$3 371

^{a,b} Costos sin exenciones tributarias de IVA y aranceles.

^c OM: costos de operación y mantenimiento (fijos y variables). Incluye operación, mantenimiento, transporte, consumo de energía, recolección de materias primas y personal.

Medidas financieras (VAN y TIR)

Se aplicaron modelos matemáticos para el cálculo de las medidas financieras en Excel. Estas medidas permiten determinar qué tan atractivas son las inversiones o comparar diferentes inversiones (Alzate-Arias, Jaramillo-Duque, et al., 2018; Castillo-Ramírez et al., 2016; Villada et al., 2017). Según (Villada et al., 2017), el valor presente neto antes de impuestos de estos incentivos se puede estimar con la (ecuación 10).

$$VAN = \frac{tI}{1-t} \left[\left(\sum_{j=1}^{T1} \frac{ij}{(1+r)^j} + \sum_{j=1}^{T2} \frac{dj}{(1+r)^j} \right) \right]$$

(Ecuación 10)

I: inversión inicial.

r: tasa de descuento.

ij: créditos fiscales por inversión.

t: tasa del impuesto corporativo efectivo (impuesto de renta).

T1: número máximo de años para aplicar los créditos fiscales por inversión.

T2: vida útil de la instalación de generación de energía para propósitos de depreciación acelerada (en años).

dj: es la tasa de depreciación acelerada de activos.

La Tasa Interna de Retorno (TIR) puede ser definida como el valor de la tasa de descuento o WACC que hace que el VAN sea igual a cero (Hadidi & Omer, 2016). Por lo tanto, un precio de la electricidad por encima de los valores obtenidos puede producir un mayor rendimiento del capital, mientras que un precio por debajo produciría un menor rendimiento o incluso pérdida (IRENA, 2015).

De acuerdo con los modelos anteriormente descritos, se desarrollaron los flujos de caja en Excel para calcular los costos nivelados de electricidad. Para los análisis propuestos se consideraron las siguientes variables (tabla 13).

Tabla 13. Variables para el análisis económico y financiero

Variable	Valor	Fuente
Crédito Finagro-Bancolombia/ Interés (% E. A)	^a 8.75%	(Banco de la República de Colombia, 2021c; Bancolombia, 2021)
Periodos de gracias	1,3 y 5 años	(Saldarriaga-Loaiza et al., 2019)
Tasa de descuento real	^b 8.74 %	(Autor)
Préstamo	10 años	(Autor)
Inflación	^c 3%	(Banco de la República de Colombia, 2021b)
Factor de planta	85 %	(IRENA, 2020f)
Impuesto de renta	31 %	(Biz Latin Hub, 2020)
Depreciación	^d 10 años	(Saldarriaga-Loaiza et al., 2019)
Valor de salvamento	10 % de inversión inicial	(Autor)
Vida útil proyecto	20 años	(Hadidi & Omer, 2016)
Impuesto nacional del carbono (Ley1819 de 2016)	^e 4.8 USD/t CO ₂ eq	(Enel, n.d.; Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2018)

^a Valor calculado a partir de DTF + 7% según el crédito de la entidad bancaria.

^b La tasa de (8.74 %) fue estimada a partir de la tasa de descuento o WACC de 12% propuesta por la (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 2020) para el 2021 (CREG, 2021), considerando un impuesto de renta de 31 %. La tasa de 12 % fue ajustada con la ecuación de Fisher: $WACC_{real} = (1 + nominal) / (1 + inflación) - 1$ (Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua, 2021). La tasa de descuento resultante es similar al límite inferior de tasas de descuento para proyectos de biomasa a nivel internacional (9 - 13 %) (Barrientos Marín & Villada Duque, 2017).

^c Valor proyectado como meta para el año 2021 por el Banco de la República de Colombia.

^d Tiempo para la depreciación acelerada de activos (tasa 10 %).

^e El impuesto puede no causarse cuando se certifica la gestión de iniciativas de mitigación de GEI a nivel nacional como la reducción de emisiones de CO₂ eq por sistemas de gasificación. Esta causa se considera a su vez como una externalidad para el análisis económico y financiero de los sistemas de gasificación de acuerdo con el valor establecido para una tonelada de CO₂ eq por el Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo. El cálculo se realizó con base en la información presentada en (FENOGE, 2021) sobre la emisión de CO₂ a partir de la generación con biomasa, 2685.75 g CO₂ eq/kWh

Casos de estudio: se consideran los siguientes casos de estudio para la estimación de los costos nivelados de electricidad para las tecnologías.

Caso 1: sistemas sin incentivos tributarios.

Caso 2: sistemas con incentivos tributarios

Caso 3: sistemas sin incentivos tributarios y con financiamiento.

Caso 4: sistemas con incentivos tributarios y con financiamiento

Análisis de sensibilidad

De acuerdo con la literatura, el costo nivelado de la electricidad (LCOE) varía según el país, marco normativo, tipo de tecnología, recurso energético utilizado, costos de inversión, factor de capacidad, costos de operación y mantenimiento (fijos y variables) entre otros (Alzate-Arias, Jaramillo-Duque, et al., 2018; IRENA, 2015). Por lo tanto, para este estudio se analizó el efecto del cambio del costo de combustible, costo específico de las tecnologías (gasificación/digestión anaerobia) y los costos de operación y mantenimiento sobre el LCOE, complementando la evaluación de los incentivos tributarios de la Ley 1715 del 2014. Para analizar los efectos del cambio en el costo del combustible se valoraron incrementos porcentuales de 10%, 30% y 50%. De otro lado, se consideró un cambio de $\pm 10\%$ y $\pm 20\%$ para los costos específicos de las tecnologías y los costos de operación y mantenimiento.

Así mismo en los casos donde se contempla financiamiento, se evaluó el efecto de los periodos de gracia de 1, 3 y 5 años en el LCOE durante 10 años del financiamiento. Se estableció además un periodo de depreciación de 10 años para los casos 2 y 4 de acuerdo con (Saldarriaga-Loaiza et al., 2019; Villada et al., 2017). Para todos los casos se analizó un factor de capacidad de 85 % (IRENA, 2020f).

Resultados y Análisis

Efecto de los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014 en el LCOE de la tecnología de gasificación para la valorización energética de tallos y cisco de café en el Suroeste de Antioquia

En las tablas 14 y 15, se relacionan las variables y costos para los sistemas de gasificación evaluados considerando la aplicación o no de incentivos tributarios y financiamiento.

Tabla 14. Variables y costos para el sistema de gasificación (25 kW)

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Inversión (USD)	78 573	59 948	78 573	59 948
Costo kW instalado (USD/kW)	3 143	2 398	3 143	2 398
LCOE (USD/kWh)	0.202	0.184	0.229	0.207
OM + Combustible (USD/kWh)	0.035	0.035	0.035	0.035
OM Fijos (USD/kWh)	0.125	0.125	0.125	0.125
Valor de salvamento (USD)	7 857.3	5 994.8	7 857.3	5 994.8
Externalidad por neutralización de emisiones (USD/t CO₂ eq/año)	2 424.07	2 424.07	2 424.07	2 424.07
Capital propio (%)	100%	100%	54%	40%
Financiamiento (%)	0%	0%	46%	60%

Caso 1: sin incentivos tributarios. Caso 2: incentivos tributarios. Caso 3: sin incentivos tributarios y financiamiento. Caso 4: incentivos tributarios y financiamiento.

Tabla 15. Variables y costos para el sistema de gasificación (30 kW)

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Inversión (USD)	113 061	86 663	11 3061	86 663
Costo kW instalado (USD/kW)	3 769	2 889	3 769	2 889
LCOE (USD/kWh)	0.199	0.177	0.221	0.198
OM + Combustible (USD/kWh)	0.032	0.032	0.032	0.032
OM Fijo (USD/KWh)	0.114	0.114	0.114	0.114
Valor de salvamento (USD)	11 306.1	8 666.3	11 306.1	8 666.3
Externalidad por neutralización de emisiones (USD/t CO₂ eq/año)	2 909	2 909	2 909	2 909
Capital propio (%)	100	100%	68%	58%
Financiamiento (%)	0%	0%	32%	42%

Caso 1: sin incentivos tributarios. Caso 2: incentivos tributarios. Caso 3: sin incentivos tributarios y financiamiento. Caso 4: incentivos tributarios y financiamiento.

Al aplicar los incentivos tributarios de la Ley 1715 para los sistemas de gasificación de 25kW y 30kW se observa reducción en el LCOE, siendo más evidente el efecto en el *caso 2* para el sistema de 30 kW (LCOE: 0.177 USD/kWh) (fig. 14). Esto es debido a que se tiene una menor inversión inicial por la aplicación de los incentivos y se genera mayor cantidad de energía (aproximadamente 25.5 kWh).

En el *caso 4*, la aplicación de incentivos favorece el financiamiento de los sistemas al reducir el LCOE y obtener valores menores al *caso 3* (sin incentivos y con financiamiento) como se evidencia para los dos sistemas. Para el sistema de 30 kW, el LCOE es más bajo que para el sistema de 25 kW (fig. 14). El costo de (0.198 USD/kWh) para el sistema de 30 kW es similar con el LCOE obtenido en el *caso 1*.

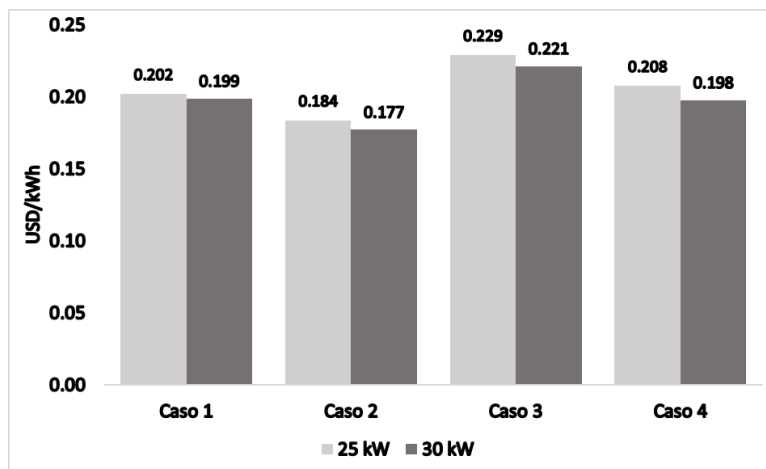


Fig. 14. LCOE obtenido para los casos de estudio con la tecnología de gasificación. Caso 1: sin incentivos tributarios. Caso 2: Con incentivos tributarios. Caso 3: sin incentivos tributarios y con financiamiento. Caso 4: con incentivos tributarios y con financiamiento.

Según el análisis realizado, el LCOE obtenido para cada uno de los casos supera el promedio ponderado global de bioenergía reportado para el año 2020 de (0.076 USD/kWh) por (IEA, 2020b; IRENA, 2020f). Los *casos 1, 2 y 4*, el LCOE se encuentran por debajo del límite superior definido (0.2 USD/kWh) para los sistemas bioenergéticos (IRENA, 2020f). Por su parte, el *caso 3* se encuentra en este límite.

De acuerdo con las tablas 14 y 15, los costos de instalación estimados en la mayoría de los casos superan el promedio ponderado por kW instalado de 2 543 USD/kW en el año 2020 para la bioenergía (IRENA, 2020f). Sin embargo, para el sistema de 25 kW, el costo de instalación con incentivos tributarios (2 398 USD/kW) fue inferior al promedio anterior. Los costos de operación y mantenimiento se encuentran por encima del rango reportado entre 2 a 6% para sistemas bioenergéticos (IRENA, 2020f). Por lo tanto, un mayor costo de estas condiciones puede limitar la implementación de este tipo de tecnología en el Suroeste de Antioquia.

Según (IRENA, 2020f), los promedios ponderados globales anuales de bioenergía están influenciados por la combinación de tecnologías, por la ubicación geográfica de las plantas, regulaciones sobre emisiones y la heterogeneidad de las materias primas bioenergéticas. Considerando los residuos forestales (tallos de café) para procesar en los sistemas de gasificación, los costos de instalación obtenidos para los casos de estudio se encuentran en el rango del descrito por (IRENA, 2020f) para residuos de madera (581 USD/kW a 4 958 USD/kW).

En la (tabla 16) se detallan las diferencias entre los costos de inversión y LCOE para la tecnología de gasificación cuando se consideran o no incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014 y financiamiento.

Tabla 16. Diferencias entre los costos de inversión y el LCOE para la tecnología de gasificación

	Condición	Diferencia	Costos (25kW)	Variación %	Costos (30kW)	Variación %
Inversión inicial	Sin o con financiamiento	Sin - con incentivos tributarios	-18 625 USD	-24%	-26 398 USD	-23%
LCOE	Sin financiamiento	Sin - con incentivos tributarios	-0.0183 USD/kWh	-9%	-0.0216 USD/kWh	-11%
	Con financiamiento	Sin - con incentivos tributarios	-0.0214 USD/kWh	-9%	-0.0236 USD/kWh	-11%
	Sin incentivos tributarios	con-sin financiamiento	0.0270 USD/kWh	12%	0.0225 USD/kWh	10%
	Con incentivos tributarios	con-sin financiamiento	0.0239 USD/kWh	12%	0.0205 USD/kWh	10%

Costo kW instalado	Sin o con financiamiento	sin-con incentivos tributarios	-745 USD/kW	-24%	- 879.95 USD/kW	-23%
--------------------	--------------------------	--------------------------------	-------------	------	-----------------	------

Como se muestra en la tabla [16](#), la reducción porcentual del LCOE al aplicar los incentivos tributarios de Ley 1715 se encuentra entre - 9 % y -11% (-0.0183 a -0.0236 USD/kWh) sin o con financiamiento para ambos sistemas de gasificación de biomasa. Esta reducción es moderadamente más alta para el sistema de 30 kW (-0.0236 USD/kWh) cuando se considera financiamiento. En la ([fig. 15](#)) se aprecia la reducción del LCOE para los sistemas de gasificación al incluir los incentivos tributarios con o sin del financiamiento del proyecto.

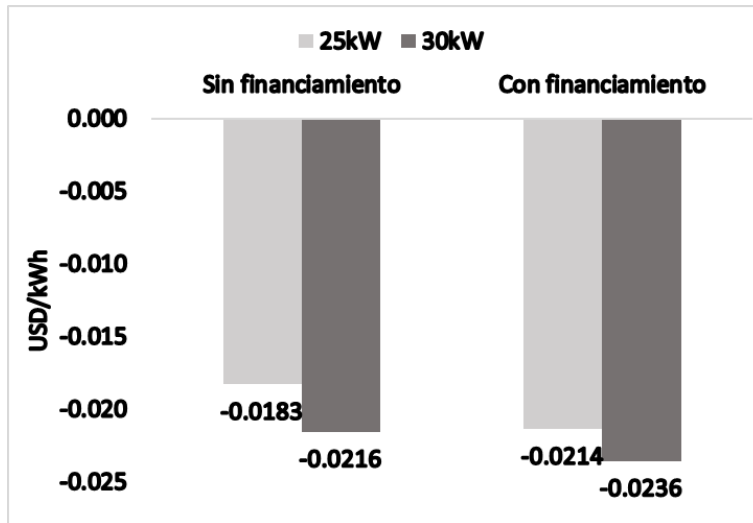


Fig. 15. Reducción en el LCOE al incluir incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014

Efecto de los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014 en el costo por kW instalado

En la [fig.16](#) se presenta el costo por kW instalado para cada escenario evaluado. Para ambos sistemas, la disminución del costo puede estar entre -23% y -24% al incluir los incentivos tributarios, esta reducción se puede apreciar en la tabla [16](#). Las exenciones de impuestos se aplican de manera proporcional en ambas plantas como se observa en la tabla [16](#) por lo que su reducción en la inversión inicial es similar.

El costo de inversión como se aprecia en la [fig.16](#) no depende de la inclusión de financiamiento, esta permanece igual en los *casos 1, 3* (sin incentivos) y *casos 2, 4* (con incentivos). En los *casos* en los que no se considera incentivos tributarios de la Ley 1715, el costo de inversión puede superar los 3 100 USD/kW instalado para el sistema de 30kW, excediendo el promedio ponderado para la bioenergía (2 543 USD/kW) (IRENA, 2020f).

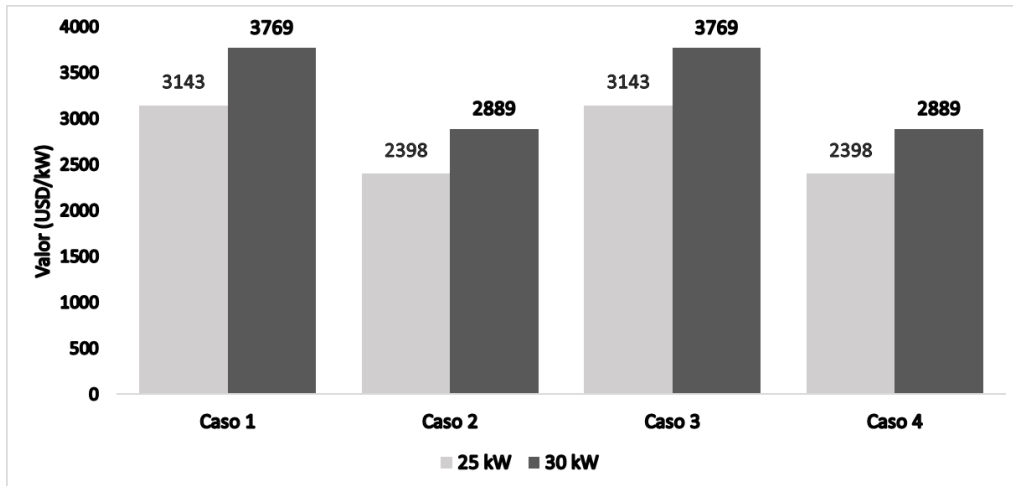


Fig. 16. Costo de inversión por kW instalado. Caso 1: sin incentivos tributarios. Caso 2: con incentivos tributarios. Caso 3: sin incentivos tributarios y con financiamiento. Caso 4: con incentivos tributarios y con financiamiento.

Como se muestra en la [fig. 17](#), la aplicación de incentivos tributarios reduce el costo de inversión en - 745 USD/kW y - 879.95 USD/kW para los sistemas de 25 kW y 30 kW respectivamente.

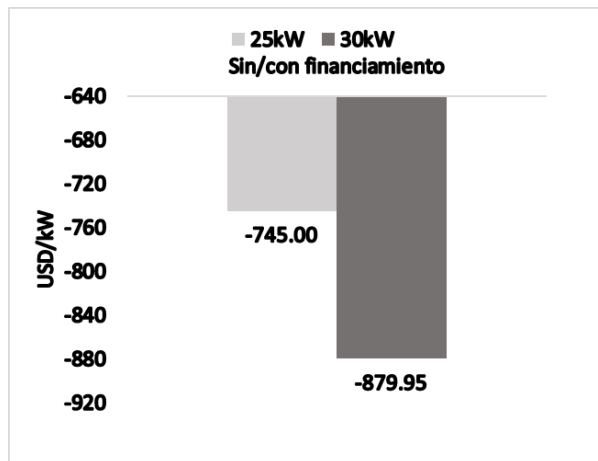


Fig.17. Reducción en costo de inversión por kW instalado al incluir incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014.

Efecto del financiamiento en el LCOE

Al considerar el financiamiento con una entidad bancaria como se analiza en los casos de estudio, el aumento en el LCOE puede oscilar entre el 10 % y 12 % (tabla 16) para la tecnología. Esto se debe a que el pago de las cuotas del préstamo deja un menor margen de ganancia cada periodo del proyecto. Esto implica que en los casos donde hay financiamiento, se necesite un mayor LCOE para amortizar el préstamo (fig. 18 y tabla 16).

En la (fig. 18), el incremento del LCOE con y sin incentivos es mayor para el sistema de 25 kW. Con incentivos el aumento del LCOE es de 0.0239 USD/kWh, mientras que sin incentivos es de 0.0270 USD/kWh. Este sistema de gasificación presenta mayores costos operación y mantenimiento (tablas 14 y 15) y puede generar menor cantidad de energía a partir de la biomasa (21.25 kWh) comparado con el sistema de 30kW.

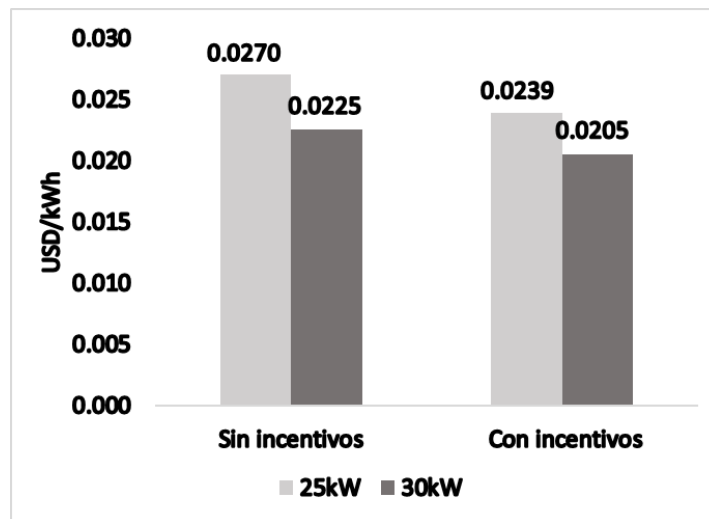


Fig. 18. Aumento en el LCOE al incluir financiamiento.

Análisis de Sensibilidad

Para este análisis se tuvo en cuenta la variación de los costos nivelados de electricidad *intra* e *inter-casos*.

Efecto del incremento del costo del combustible en el LCOE

De acuerdo con algunos estudios, el incremento del costo del combustible puede afectar la viabilidad de los proyectos bioenergéticos (IRENA, 2020f; Saldarriaga-Loaiza et al., 2019). Por lo tanto, para cada uno de los casos de estudio se analizó un incremento en el costo del combustible de 10 %, 30% y 50%.

En las (tablas 17 y 18) se observa como efecto un aumento porcentual entre un 0.8% y 4.5% del LCOE para los dos sistemas de gasificación. Para los *casos 1 y 4*, el comportamiento del LCOE es similar conforme aumenta el costo del combustible, lográndose valores de costos cercanos entre los casos en cada sistema de gasificación.

**Tabla 17. Efecto del incremento del costo de combustible en el LCOE
(sistema de gasificación 25 kW)**

Incremento (%)	LCOE USD/kWh (25 kW)			
	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
0%	0.202	0.184	0.229	0.208
10%	0.204 (0.8%)	0.185 (0.9%)	0.231 (0.7%)	0.209 (0.8%)
30%	0.207 (2.3%)	0.188 (2.6%)	0.234 (2.1%)	0.212 (2.3%)
50%	0.210 (3.9%)	0.192 (4.3%)	0.237 (3.4%)	0.216 (3.8%)

**Tabla 18. Efecto del incremento del costo de combustible en el LCOE
(sistema de gasificación 30 kW)**

Incremento (%)	LCOE USD/kWh (30 kW)			
	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
0%	0.199	0.177	0.221	0.198
10%	0.200 (0.8%)	0.179 (0.9%)	0.223 (0.7%)	0.199 (0.8%)
30%	0.203 (2.4%)	0.182 (2.7%)	0.226 (2.1%)	0.202 (2.4%)
50%	0.207 (4%)	0.185 (4.5%)	0.229 (3.6%)	0.205 (4%)

En la (tabla 17), el mayor LCOE se obtuvo para el sistema de 25 kW (0.237 USD/kWh) en el *caso 3*, en el cual no considera alivios tributarios cuando se incluye financiamiento.

Como se muestra en la (tabla 18), el mayor incremento porcentual del LCOE (4.5%) se obtuvo en el *caso 2* para el sistema de 30 kW, notándose para este caso una mayor

sensibilidad a los cambios del combustible. No obstante, los costos nivelados de electricidad en este escenario no superan el límite superior para la bioenergía (0.2 USD/kWh) y son generalmente más bajos para este sistema con respecto al sistema de 25kW.

Según los resultados obtenidos, la aplicación de incentivos puede favorecer el financiamiento del proyecto como se evidencia en el *caso 4*, al lograrse costos nivelados de electricidad más bajos con respecto al *caso 1*.

Efecto de la variación de los costos de operación y mantenimiento en el LCOE

En las tablas 19 y 20 se relacionan los costos nivelados de electricidad cuando se realizan variaciones a los costos de operación y mantenimiento. Según la literatura, esta es una variable crítica para el costo final de la energía, por lo tanto, se analizó su efecto en el LCOE para la tecnología de gasificación (Hadidi & Omer, 2016; IRENA, 2020f).

**Tabla 19. LCOE tras variación de los costos de operación y mantenimiento
(sistema de gasificación 25kW)**

LCOE USD/kWh				
Variación (%)	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
-20%	0.173 (-14.2%)	0.155 (-15.7%)	0,200 (-12.6%)	0,179 (-13.9%)
-10%	0.188 (-7.1%)	0.169 (-7.8%)	0,215 (-6.3%)	0,193 (-6.9%)
0 %	0.202	0.184	0.229	0.208
10%	0.216 (7.1%)	0.198 (7.8%)	0.243 (6.3%)	0,222 (6.9%)
20%	0.231 (14.2%)	0.212 (15.7%)	0.258(12.6%)	0.236 (13.9%)

**Tabla 20. LCOE tras variación de los costos de operación y mantenimiento
(sistema de gasificación 30 kW)**

LCOE USD/kWh 30kW				
Variación (%)	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
-20%	0.173 (-13.5%)	0.151 (-14.6%)	0.195 (-11,7%)	0.172 (-13,1%)
-10%	0.186 (-6.5%)	0.164 (-7.3%)	0.208 (-5.9%)	0.185 (-6.5%)
0%	0.199	0.177	0.221	0.198
10%	0.212 (6.5%)	0.190 (7.3%)	0.234 (5.9%)	0.211(6.5%)
20%	0.225 (13.5%)	0.203 (14.6%)	0.247 (11,7%)	0.223(13.1%)

De acuerdo con la información obtenida en este análisis, el sistema de gasificación de 25 kW tiene una mayor sensibilidad respecto al sistema de 30kW, presentando un mayor aumento porcentual del LCOE (tablas 19 y 20).

El mayor cambio se produce en el *caso 2* para ambos sistemas de gasificación, obteniéndose un LCOE mayor para el sistema de 25 kW. En dicho caso, el LCOE para el sistema de 30 kW se mantiene en el límite superior del LCOE para la bioenergía (0.2 USD/kWh) cuando se considera un incremento de 20 %. En general, los mayores LCOE se evidencian para el sistema de 25 kW debido a la menor producción de energía y a mayores costos de operación y mantenimiento (tabla 14).

Como se muestra en las tablas anteriores (19 y 20), el comportamiento de los costos nivelados de energía es similar para los *casos 1* y *4* en ambos sistemas, encontrándose aún viable la posibilidad de financiar la tecnología de gasificación cuando se aplican incentivos

En general, los costos de energía obtenidos en estos casos se mantienen en el rango de LCOE para los sistemas bioenergéticos.

Efecto del cambio del costo específico de la tecnología en el LCOE

La variación en el costo específico de las tecnologías puede darse por cambios en el costo de los equipos, las obras civiles, la subestación entre otros (Saldarriaga-Loaiza et al., 2019). En las tablas 21 y 22 se muestra el aumento y reducción de $\pm 10\%$ y $\pm 20\%$ en el costo de inversión para los sistemas de 25kW y 30kW.

Los resultados obtenidos permiten apreciar una relación directamente proporcional entre el costo específico y el LCOE. El mayor efecto en el LCOE se encuentra con un cambio de $\pm 20\%$ en los casos que no consideran incentivos (*casos 1* y *3*), siendo más alta la variación del LCOE ($\pm 6.7\%$) en el *caso 1* para el sistema de 30 kW. Este resultado se debe a que dicho sistema presenta mayor costo específico. No obstante, este resultado no representa un mayor LCOE comparado con el sistema de 25 kW.

**Tabla 21. Efecto del costo específico de la tecnología en el LCOE
(sistema de gasificación 25kW)**

Variación (%)	LCOE USD/kWh			
	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
-20%	0.191 (-5.5%)	0.176 (-4%)	0.218 (-4.8%)	0.200 (-3.6%)
-10%	0.196 (-2.7%)	0.180 (-2%)	0.223 (-2.4%)	0.204 (-1.8%)
0 %	0.202	0.184	0.229	0.208
10%	0.208 (2.7%)	0.187 (2.0%)	0.235 (2.4%)	0.211 (1.8%)
20%	0.213 (5.5%)	0.191 (4.0%)	0.240 (4.8%)	0.215 (3.6%)

**Tabla 22. Efecto del costo específico de la tecnología en el LCOE
(sistema de gasificación 30kW)**

Variación (%)	LCOE USD/kWh			
	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
-20%	0.185 (-6.7%)	0.168 (-5.1%)	0.208 (-6.0%)	0.189 (-4.5%)
-10%	0.192 (-3.3%)	0.173 (-2.5%)	0.215 (-3.0%)	0.193 (-2.3%)
*0 %	0.199	0.177	0.221	0.198
10%	0.205 (3.2%)	0.182 (2.5%)	0.228 (3.0%)	0.202 (2.3%)
20%	0.212 (6.7%)	0.186 (5.1%)	0.234 (6.0%)	0.207 (4.5%)

Como se muestra (tablas [21](#) y [22](#)), los menores costos nivelados de electricidad se obtienen en el *caso 2* para ambos sistemas, y estos no superan el límite superior del LCOE global para la bioenergía (0.2 USD/kWh). La aplicación de incentivos tributarios amortigua el aumento del LCOE como se observa los *casos 2* y *4*.

Al observar los porcentajes de variación en el LCOE en cada uno de los análisis de sensibilidad se encuentra que los sistemas de gasificación son más sensibles al cambio en los costos de operación y mantenimiento seguido por los costos específicos y por último a los costos de los combustibles.

Efecto los períodos de gracia en el LCOE

En la (tabla [23](#)), los periodos de gracia para el préstamo bancario de 10 años para los sistemas de gasificación (*casos 3* y *4*), permiten una reducción porcentual de LCOE entre -1.7% y -7.6%. Para el primer año de gracia no se observa efecto en el LCOE por la aplicación de incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014.

A partir de los periodos de 3 y 5 años si se aprecia efecto de los incentivos tributarios, evidenciándose una mayor reducción del LCOE para el periodo de gracia de 5 años (figuras [19](#) y [20](#)). En este periodo, los costos de electricidad en el *caso 4* se redujeron a 0.192 USD/kWh y 0.184 USD/kWh para el sistema de 25 kW y 30kW respectivamente.

Como se muestra en la tabla 23, el sistema de 30 kW no presentó una diferencia significativa entre los *casos 3* y *4*, la reducción del LCOE fue porcentualmente similar entre estos en los periodos evaluados.

Tabla 23. LCOE tras aplicar periodos de gracia al financiamiento (sistema 25 kW)

Sistema	Caso	Periodos de gracia		
		1 año	3 años	5 años
25kW	3	-2%	-3.9%	-5.3%
	4	-1.9%	-5.2%	-7.6%
30 kW	3	-1.7%	-4.5%	-6.7%
	4	-1.7%	-4.6%	-6.9%

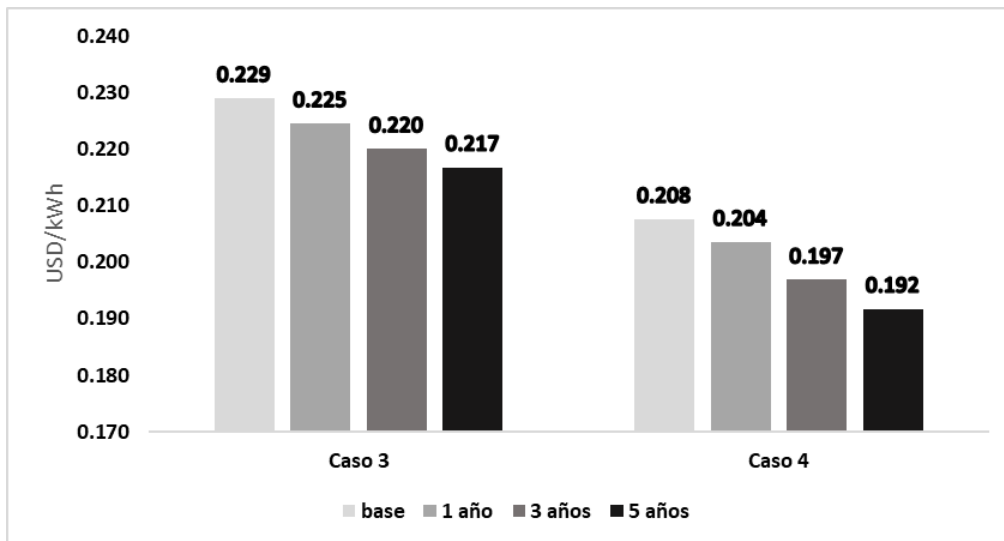


Fig. 19. Efecto del periodo de gracia en el LCOE para el sistema de 25kW. Caso 3: sin incentivos tributarios y con financiamiento. Caso 4: con incentivos tributarios y con financiamiento.

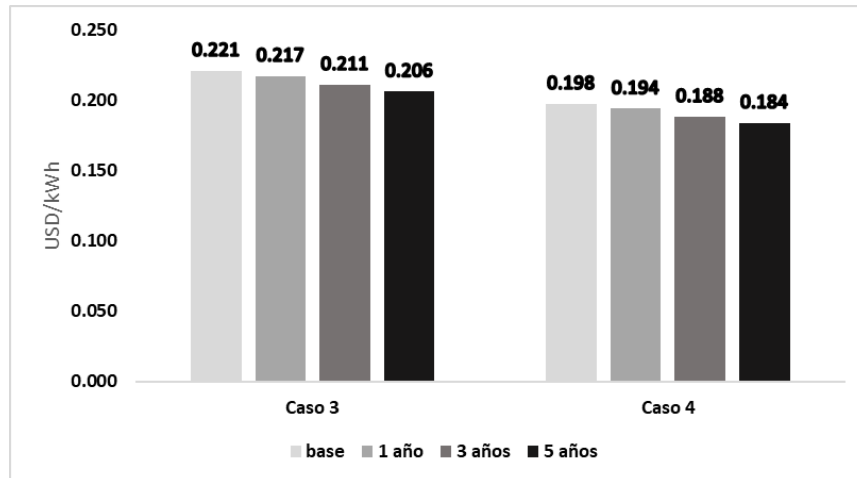


Fig. 20. Efecto del periodo de gracia en el LCOE para el sistema de 30kW. Caso 3. sin incentivos tributarios y con financiamiento. Caso 4. sin incentivos tributarios y con financiamiento.

De acuerdo con la información presentada en la (fig.20), el LCOE obtenido para el sistema de 30 kW cuando se accede a un periodo de gracia de 5 años en el *caso 4*, es igual al LCOE obtenido en el *caso 2* para el sistema de 25 kW con 0.184 USD/kWh (fig.14). Por lo tanto, un mayor periodo de gracia y la aplicación de incentivos permite valorar el financiamiento como una alternativa para viabilizar los proyectos bioenergéticos y hacer factible la compra del sistema de mayor potencia.

Efecto de los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014 en el LCOE de la tecnología de la digestión anaerobia para la valorización energética pulpa de café en el Suroeste de Antioquia

En la (tabla 24) se muestran las variables y costos estimados para el sistema de digestión anaerobia de acuerdo con los casos de estudio. Cuando se aplican los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014 se observa una reducción en el LCOE para los casos 2 y 4 (tabla 24 y fig. 21), obteniéndose un menor LCOE para el caso 2 (0.082 USD/kWh) debido a la no inclusión de financiamiento. Dicho costo es cercano al LCOE promedio para sistemas bioenergéticos (0.076 USD/kWh), por lo tanto, la aplicación de incentivos tributarios favorece la viabilidad de la tecnología de digestión anaerobia para la generación de electricidad.

Tabla 24. Variables y costos para el sistema de digestión anaerobia de 10 kW

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Inversión (USD)	56 175	47 206	56 175	47 206
Costo USD/kW instalado	5 618	4 721	5 618	4 721
LCOE (USD/kWh)	0.108	0.082	0.175	0.141
OM variables + Combustible (USD/kWh)	0.015	0.015	0.015	0.015
OM Fijos (USD/KWh)	0.030	0.030	0.030	0.030
Valor de salvamento (USD)	5 618	4 721	5 618	4 721
Ahorro por gestión de residuos	2 745.53	2 745.53	2 745.53	2 745.53
Capital propio (%)	100%	100%	36%	23%
Financiamiento (%)	0%	0%	64%	77%

Caso 1: sin incentivos tributarios. Caso 2: Con incentivos tributarios. Caso 3: sin incentivos tributarios y con financiamiento. Caso 4: Con incentivos tributarios y con financiamiento.

Como se muestra en la [fig. 21](#), el LCOE de todos los casos de estudio se encuentran por debajo del límite superior estimado para la bioenergía (0.2 USD/kWh) (IRENA, 2020f). El mayor LCOE se halló para el *caso 3* (0.175 USD/kWh), en el cual se considera financiamiento sin incentivos tributarios. El LCOE calculado para el *caso 4* supera el LCOE del *caso 1*, por lo tanto, es necesario valorar una alternativa financiera para amortizar el pago del préstamo como la inclusión del periodo de gracia. De acuerdo con los resultados obtenidos previamente con la tecnología de gasificación, la inclusión de periodos de gracia en el proyecto puede reducir el LCOE haciendo viable el acceso a financiamiento del proyecto. Los costos obtenidos para los *casos 1* y *2* se encuentran próximos al costo de la bioenergía para el 2020 (IRENA, 2020f) y pueden ser inferiores al LCOE del carbón y el gas natural (0.116 USD/kWh y 0.091 USD/kWh respectivamente) (IEA, 2020a, 2020b).

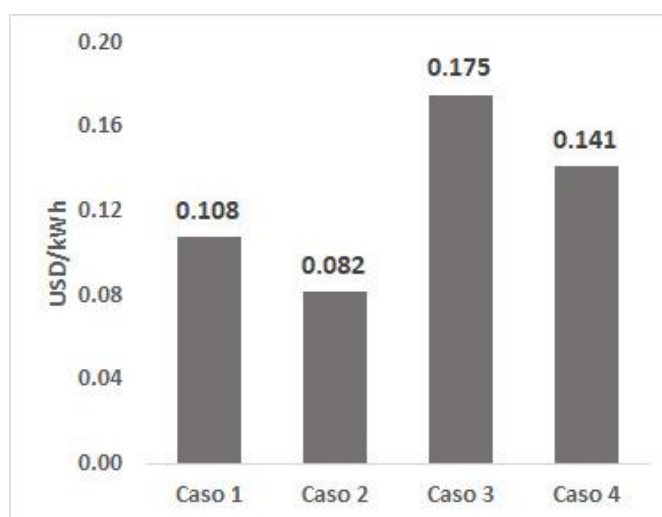


Fig. 21. LCOE para cada uno de los casos analizados con el sistema de digestión anaerobia (10kW).

En la (tabla 25) se relacionan las diferencias entre los valores de LCOE y los costos de inversión cuando se valoran o no incentivos tributarios y financiamiento.

Tabla 25. Diferencias entre cada uno de los casos evaluados

	Condición	Diferencia	10kW	Diferencia %
Inversión inicial	Sin o con financiamiento	Sin - con incentivos	- 8 969 USD	-16%
LCOE	Sin financiamiento	Sin - con incentivos	-0.026 USD/kWh	-24%
	Con financiamiento	Sin-con incentivos	-0.034 USD/kWh	-19%
	Sin incentivos	Con - sin financiamiento	0.067 USD/kWh	39%
	Con incentivos	Con - sin financiamiento	0.060 USD/kWh	42%
Costo kW instalado	Sin/con inversión	Sin - con incentivos	-897 USD/kW	-16%

Como se observa en la tabla anterior, la reducción del LCOE es mayor cuando se incluyen incentivos tributarios con financiamiento (-0.034 USD/kWh), sin embargo, la reducción es porcentualmente más alta cuando no se considera (-24%). La reducción en el LCOE de la tecnología al incluir los incentivos tributarios sin o con financiamiento se muestra en la [fig. 22](#).

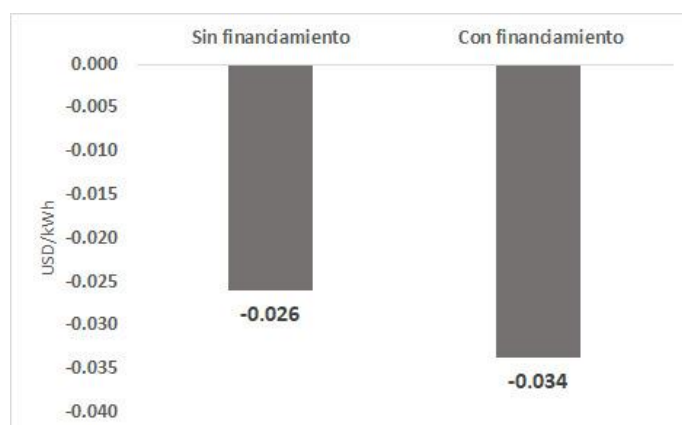


Fig. 22. Reducción en el LCOE al incluir incentivos tributarios para el sistema de digestión anaerobia.

Efecto de los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014 en el financiamiento

La [fig.23](#) muestra el aumento en el LCOE al incluir financiamiento. Este aumento del LCOE puede oscilar entre 39 y 42 % para el sistema de digestión ([tabla 23](#)). La diferencia porcentual del LCOE es mayor cuando se consideran incentivos tributarios (42%).

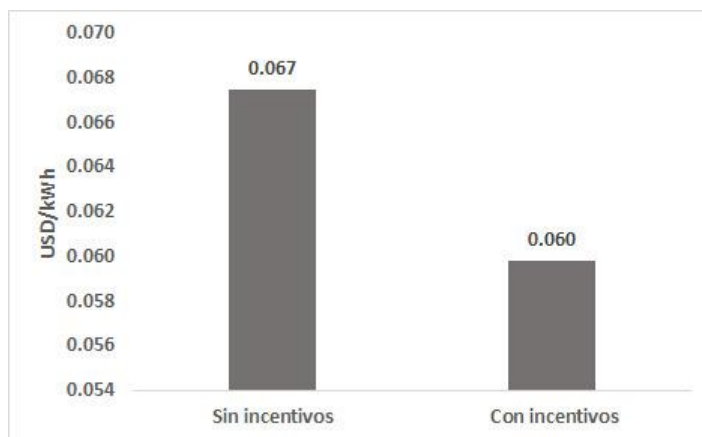


Fig.23. Aumento en el LCOE al incluir financiamiento para el sistema de digestión anaerobia.

Efecto de los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014 en la inversión inicial

En la [fig. 24](#) se presenta el costo por kW instalado para los casos evaluados. Al aplicar los incentivos tributarios, la inversión inicial se reduce en un -16 % ([tabla 23](#)). La reducción del costo de inversión es de -8 969 USD con y sin financiamiento ([tabla 23](#)). Esta disminución es significativa considerando que la variación anual de los costos de inversión para los sistemas bioenergéticos es de aproximadamente -3 % en la última década (IRENA, 2020f).

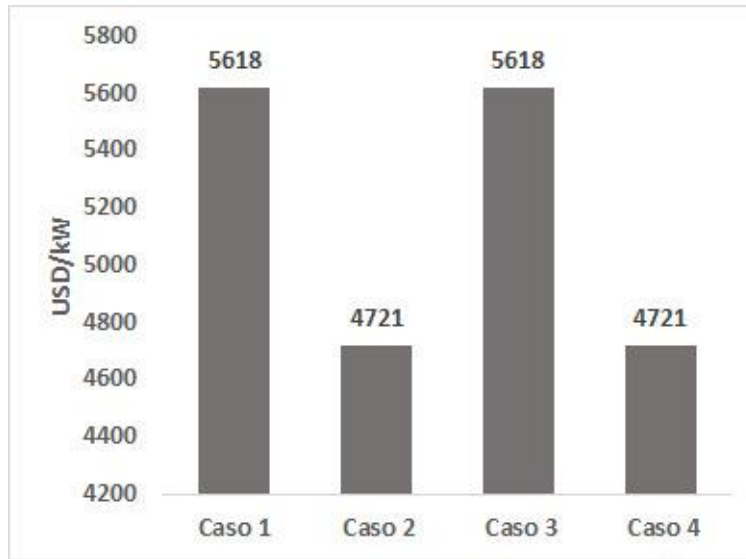


Fig. 24. Costo de inversión por kW instalado para el sistema de digestión anaerobia.

Análisis de sensibilidad

Se evaluó el efecto del cambio del costo específico de la tecnología, de los costos de operación y mantenimiento en el LCOE, así como el efecto de los periodos de gracia para los cuatro casos. Para este análisis no se consideró costo de combustible (pulpa de café) debido a que no tiene un valor comercial en la cadena productiva.

Efecto de la variación del costo específico en el LCOE

En la (tabla [26](#)) se muestra los costos nivelados de electricidad obtenidos cuando se considera un aumento y reducción de $\pm 10\%$ y $\pm 20\%$ del costo específico de la tecnología de digestión anaerobia. De acuerdo con los resultados, se aprecia una relación directamente proporcional entre el costo específico y el LCOE. El mayor efecto en el LCOE se encuentra con un cambio de $\pm 20\%$ en los *casos 1* y *2* que no consideran financiamiento, siendo más alto este aumento en el *caso 2*.

Tabla 26. LCOE después de la variación del costo específico de la tecnología (sistema de digestión anaerobia 10kW)

Sistema	Variación	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
10 kW	-20%	0.079 (-26.9%)	0.050 (-29.0%)	0.146 (-16.5%)	0.118 (-16.8%)
	-10%	0.093 (-13.4%)	0.070 (-14.5%)	0.161 (-8.3%)	0.129 (-8.4%)
	0%	0.108	0.082	0.175	0.141
	10%	0.122 (11.8%)	0.093 (12.7%)	0.189 (7.6%)	0.153 (7.7%)
	20%	0.136 (26.9%)	0.105 (29.0%)	0.204 (16.5%)	0.165 (16.8%)

Como se ilustra en la (tabla 26), los costos nivelados de electricidad no superan el límite superior del LCOE para la bioenergía (0.2 USD/kWh). La variación entre -10 y -20% en el costo específico de la tecnología de digestión pueden generar un LCOE más competitivo respecto al LCOE reportado para la bioenergía (0.076 USD/kWh) (IRENA, 2020f) cuando se aplican incentivos tributarios como se evidencia en el *caso 2*.

Bajo las condiciones evaluadas, el LCOE para el *caso 4* continua por encima de los valores del *caso 1*, por lo tanto, se analiza más adelante el efecto de los periodos de gracia en la reducción del LCOE.

Efecto de la variación del costo de operación y mantenimiento en el LCOE

En la (tabla 27) se relacionan los costos nivelados de electricidad obtenidos tras la variación porcentual de los costos de operación y mantenimiento para el sistema de digestión anaerobia.

Tabla 27. LCOE con variación de los costos de operación y mantenimiento (sistema 10kW)

Variación	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
-20%	0.098 (-8.4%)	0.072 (-11.1%)	0.166 (-5.2%)	0.132 (-6.4%)
-10%	0.103 (-4.2%)	0.077 (-5.6%)	0.170 (-2.6%)	0.137 (-3.2%)
0	0.108	0.082	0.175	0.141
10%	0.112 (4.2%)	0.086 (5.6%)	0.180 (2.6%)	0.146 (3.2%)
20%	0.117 (8.4%)	0.091 (11.1%)	0.184 (5.2%)	0.150 (6.4%)

Como se muestra en la (tabla 27), la mayor variación porcentual se encuentra para los *casos 1* y *2* (8.4% y 11.1 % respectivamente). Para el *caso 2* los costos se aproximan

considerablemente al LCOE promedio reportado para la bioenergía (0.076 USD/kW) cuando se consideran reducciones en los costos de operación y mantenimiento. Los demás costos estimados para los casos no superan el límite superior (0.2 USD/kWh).

La tecnología de digestión anaerobia es más sensible a los cambios en el costo específico que a los cambios en los costos de operación y mantenimiento (tablas 24 y 25) siendo más sensibles los casos que no incluyen financiamiento.

Efecto de los períodos de gracia en el LCOE

Cuando se considera financiamiento con periodos de gracia con un préstamo financiero para los sistemas de gasificación (*caso 3 y 4*), se logra una reducción porcentual del LCOE entre -6.4% y -28.1 % como se muestra en la (tabla 28).

Tabla 28. Variación porcentual del LCOE cuando se incluye periodo de gracia para el financiamiento

Caso	Periodos de gracias		
	1 año	3 años	5 años
caso 3	-6.4%	-12.8%	-17.5%
caso 4	-7.2%	-19.0%	-28.1%

En la (tabla 28), la mayor reducción del LCOE se observa en el periodo de gracia de 5 años para el *caso 4* (-28.1%). En este caso, el LCOE de 0.102 USD/kWh es inferior al LCOE estimado para el caso 1 (0.108 USD/kWh) (tabla 24 y fig. 25). Por lo tanto, un periodo de gracia mayor puede favorecer el financiamiento del proyecto y su viabilidad económica.

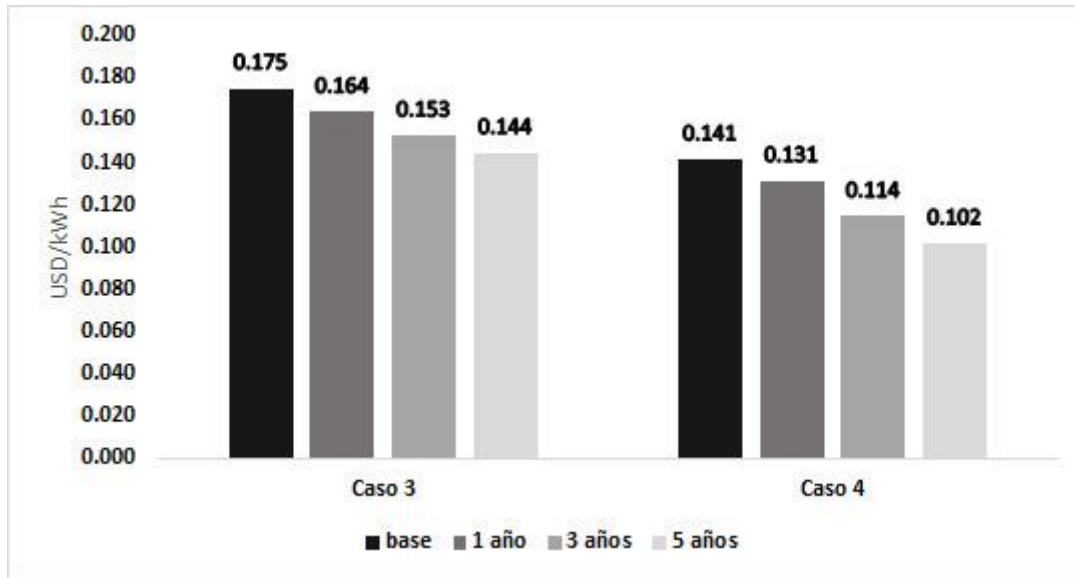


Fig. 25. LCOE para la tecnología de digestión anaerobia cuando se aplican periodos de gracia.

Propuestas para la implementación de una planta de valorización energética de biomasa residual del cultivo de café integrando tecnologías Waste to Energy

A continuación, se plantean cinco propuestas técnicas con dos alternativas económicas (aplicación de incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014 con o sin financiamiento) de acuerdo con los mejores costos nivelados de electricidad estimados. Estas propuestas pueden ser ejecutadas por etapas de acuerdo con el capital de inversión en la región del Suroeste de Antioquia, financiación o pueden ser desarrolladas de manera independiente de acuerdo con las capacidades técnicas considerando la venta de energía a la red eléctrica nacional principalmente en Zonas No Interconectadas.

Tabla 29. Propuesta 1: Planta de valorización energética de pulpa de café

Sistema de digestión anaerobia (10 kW)	Costos de inversión por KW instalado	Alternativa económica 1	Alternativa económica 2
		LCOE con incentivos tributarios y sin financiamiento	LCOE con incentivos tributarios y con financiamiento (periodo de gracia de 5 años)
	4 721 USD/kW	0.082 USD/kWh	0.102 USD/kWh

Costos de inversión: 47 206 USD (sin Iva y aranceles)

Total, O&M: 3 371 USD/año

Tabla 30. Propuesta 2: Planta de valorización energética cisco y tallos de café

Sistema de gasificación de lecho fijo downdraft (25 kW)	Costos de inversión por KW instalado	Alternativa económica 1	Alternativa económica 2
		LCOE con incentivos tributarios y sin financiamiento	LCOE con incentivos tributarios y con financiamiento (periodo de gracia de 5 años)
	2 398 USD/kW	0.184 USD/kWh	0.192 USD/kWh

Costos de inversión: 59 948 USD (sin Iva y aranceles)

Total, O&M (combustible): 29 706 USD/año

Tabla 31. Propuesta 3: Planta de valorización energética cisco y tallos de café

Sistema de gasificación de lecho fijo downdraft (30 kW)	Costos de inversión por KW instalado	Alternativa económica 1	Alternativa económica 2
		LCOE con incentivos tributarios y sin financiamiento	LCOE con incentivos tributarios y con financiamiento (periodo de gracia de 5 años)
	2 889 USD/kWh	0.177 USD/kWh	0.184 USD/kWh

Costos de inversión: 86 663USD (sin Iva y aranceles)

Total, O&M (combustible): 32 434 USD/año

Tabla 32. Propuesta 4: Planta de valorización energética de pulpa, cisco y tallos de café (Sistema de digestión de 10 kW + sistema de gasificación (25 kW))

Sistema	Costos de inversión por KW instalado	Alternativa económica 1	Alternativa económica 2
		LCOE con incentivos tributarios y sin financiamiento	LCOE con incentivos tributarios y con financiamiento (periodo de gracia de 5 años)
Sistema de digestión anaerobia (10 kW)	4 721 USD/kW	0.082 USD/kWh	0.102 USD/kWh
Sistema de gasificación de lecho fijo downdraft (25 kW)	2 398 USD/kW	0.184 USD/kWh	0.192 USD/kWh

Costos de inversión: 107 154 USD (sin Iva y aranceles)

Total, O&M (combustible): 33 077 USD/año

Tabla 33. Propuesta 5: Planta de valorización energética de pulpa, cisco y tallos de café (Sistema de digestión de 10 kW + sistema de gasificación (30 kW))

Sistema	Costos de inversión por KW instalado	Alternativa económica 1: LCOE con incentivos tributarios y sin financiamiento	Alternativa económica 2: Con incentivos tributarios y con financiamiento (periodo de gracia de 5 años)
Sistema de digestión anaerobia (10 kW)	4 721 USD/kW	0.082 USD/kWh	0.102 USD/kWh
Sistema de gasificación de lecho fijo downdraft (30 kW)	2 889 USD/kWh	0.177 USD/kWh	0.184 USD/kWh

Costos de inversión: 133 869 USD (sin Iva y aranceles)

Total, O&M (combustible): 32 433.66 USD/año

Discusión y conclusiones

Una vez realizada la evaluación económica y financiera de las tecnologías Waste to Energy (gasificación y digestión anaerobia), se encuentra que dichas tecnologías presentan menores costos nivelados de electricidad cuando se incluyen incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014, se considera financiamiento con periodos de gracia de 5 años y se deprecian los activos del proyecto a 10 años (obras y equipos). Dicho resultado es acorde con lo descrito por (Saldarriaga-Loaiza et al., 2019) para tecnologías de combustión de biomasa.

Considerando los costos de inversión tras la aplicación de incentivos tributarios, los sistemas de gasificación de 25 kW y 30 kW presentan menores costos por kW instalado, 2 398 USD/kWh y 2 889 USD/kWh respectivamente. El costo por kW instalado del sistema de digestión anaerobia de 10 kW (4 721 USD/kW) es mayor que los costos obtenidos para los sistemas debido a una menor potencia eléctrica. Los costos de inversión por KW instalados se encuentran en los rangos descritos por (IRENA, 2020f).

A nivel general, los costos de energía obtenidos para las dos tecnologías evaluadas no superan el límite superior de LCOE para la bioenergía (0.2 USD/kWh). Algunos de los costos obtenidos para la tecnología de gasificación son próximos a los valores reportados por (Hadidi & Omer, 2016) para sistemas de gasificación y digestión anaerobia con residuos sólidos municipales (0.13 USD/kWh y 0.14 USD/kWh).

La aplicación de incentivos tributarios de la Ley 1715 favorece la viabilidad técnica y económica de la tecnología de digestión anaerobia para el aprovechamiento de pulpa de café,

al obtenerse costos nivelados de electricidad (0.082 USD/kWh) cercanos al promedio global de (0.076 USD/kWh) para la bioenergía (IRENA, 2020) e inferiores a los costos para la generación de energía a partir de carbón o gas natural(IEA, 2020a).

En función de los costos nivelados de energía eléctrica, el sistema de 30 kW puede ser mejor alternativa técnica y económica para la valorización de los residuos de cisco y tallos de café que el sistema de 25 kW, si se accede a incentivos tributarios y/o a financiamiento con periodos de gracia de 5 años. Este sistema de 30 kW presenta menores costos de operación y mantenimiento además puede generar mayor cantidad de energía. No obstante, los costos finales del kWh en el contexto de la bioenergía en Colombia pueden representar una barrera técnica y económica para su implementación si consideramos el promedio global del costo de la bioenergía 0.076 USD/kWh y el costo de generación de electricidad a partir de fuentes fósiles (IRENA, 202(IEA, 2020a, 2020b)0).

Para esta evaluación, el rendimiento del capital invertido (TIR) en los diferentes casos de estudio cumplió la condición de ser igual a la tasa de descuento (8,74 %) lográndose un punto de equilibrio entre los ingresos, costos y egresos del proyecto con un VAN igual a cero. L

a aplicación de incentivos y el financiamiento a través de líneas de crédito puede viabilizar los proyectos bioenergéticos para en la región del Suroeste de Antioquia principalmente aquellos proyectos basados en la tecnología de digestión anaerobia.

De acuerdo con los análisis de sensibilidad realizados, la tecnología de gasificación fue más sensible a la variación de los costos de operación y mantenimiento. Por su parte, la tecnología de digestión anaerobia es más sensible a los cambios en el costo específico. Ambas variables pueden favorecer o limitar el desarrollo de proyectos bioenergéticos utilizando tecnologías W t E.

Los sistemas de gasificación pueden ser pensados como una solución integral que permita reemplazar fuentes de energía fósiles a través de la neutralización de emisiones de CO₂ y mejorar aprovechamiento de la biomasa residual a través del cierre de ciclos biogeoquímicos en la cadena productiva de café. Por lo tanto, se necesita un estudio con un alcance mayor para poder valorar las demás externalidades que le den sostenibilidad al proyecto.

A nivel nacional los resultados obtenidos son un insumo para estudios técnico - económicos futuros con de las tecnologías W t E para conversión de biomasa agrícola.

CONCLUSIONES GENERALES

De acuerdo con el análisis de la base de datos abiertos de la cadena productiva de café (periodo de 2016 – 2018) del Ministerio de Tecnologías de Comunicación y la Información, los municipios de Andes, Ciudad Bolívar, Salgar, Concordia, Betania y Betulia presentan el mayor potencial energético para los residuos (tallos, pulpa y cisco de café) con respecto a los demás municipios de la región del Suroeste Antioqueño. Los proyectos de valorización energética en esta región podrían disponer de cantidades considerables de biomasa para el dimensionamiento de sistemas con tecnología W t E con diferentes rangos de potencia. Dadas las condiciones de producción de café en el país estos sistemas podrían ser sistemas de pequeña o mediana potencia.

El potencial de generación de energía eléctrica a partir de los tallos de café en el Suroeste puede corresponder al 79 % del potencial de la biomasa residual de este cultivo si se considera los factores de generación de residuo provistos por la Unidad de Planeación Minera-Energética. Los residuos de tallos pueden ser considerada como la principal, seguida del cisco para generación de energía a través de procesos termoquímicos como la gasificación. Por su parte, la pulpa de café, al ser un residuo húmedo y con un mayor porcentaje de celulosa en su composición, puede ser aprovechada para procesos bioquímicos como la digestión anaerobia.

Para este estudio se consideraron sistemas de gasificación y digestión anaerobia para generación de energía eléctrica y térmica de baja potencia (< 100 kW) que incluyeran como componente electrógeno un motor de combustión interna y generador. Los sistemas de gasificación de 25 kW de All Power Labs y de 30 kW Ankur Scientific fueron seleccionados de acuerdo con evaluaciones técnicas, económicas y ambientales reportadas previamente con la biomasa de interés o afines, y su disponibilidad para Colombia. El sistema de digestión anaerobia de 10 kW fue seleccionado de acuerdo con la literatura y la disponibilidad por parte de un proveedor local de la tecnología (GSV Ingeniería).

De acuerdo con la evaluación económica y financiera de las tecnologías Waste to Energy (gasificación y digestión anaerobia), se encontró que dichas tecnologías presentan menores costos nivelados de electricidad cuando se aplican incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014, se considera financiamiento con periodos de gracia de 5 años y se deprecian los activos del proyecto a 10 años (obras y equipos).

Los sistemas de gasificación de 25 kW y 30 kW presentan menores costos por kW instalado, (2 398 USD/kWh y 2 889 USD/kWh respectivamente) cuando se aplican incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014. Por su parte, el sistema de digestión anaerobia de 10 kW presenta un mayor costo de inversión con incentivos tributarios debido a una menor potencia eléctrica instalada (4 721 USD/kW). Los costos de inversión por KW instalados se

encuentran en los rangos descritos por (IRENA, 2020f). Por su parte, los costos de energía obtenidos para las dos tecnologías evaluadas no superan el límite superior de LCOE para la bioenergía (0.2 USD/kWh) (IRENA, 2020f).

La aplicación de incentivos tributarios de la Ley 1715 favorece la viabilidad técnica y económica de la tecnología de digestión anaerobia para el aprovechamiento de pulpa de café, al obtenerse costos nivelados de electricidad (0.082 USD/kWh) cercanos al promedio global de 0.076 kWh para la bioenergía (IRENA, 2020) y a los costos del carbón y gas natural.

Dentro del contexto de la bioenergía, los sistemas W t E evaluados para el aprovechamiento de la biomasa residual del cultivo de café pueden ser viables económica y financieramente en el Suroeste de Antioquia si se cuenta con el capital propio, subvencionado o financiado. No obstante, si se piensa en la venta de energía para compensar la inversión existiría una barrera económica para los sistemas de gasificación dados que los costos nivelados de electricidad superan los costos de la bioenergía y la generación con combustibles fósiles como el carbón y gas natural.

Según los análisis de sensibilidad, los costos nivelados de electricidad de los sistemas de gasificación son más sensibles a los cambios de los costos de operación y mantenimiento. Por su parte, la tecnología de digestión anaerobia es más sensible a los cambios en el costo específico de la tecnología. Estas condiciones podrían limitar la viabilidad de las plantas de valorización que incorporen este tipo de tecnologías.

Los sistemas de gasificación pueden ser pensados como una solución integral que permita reemplazar fuentes de energía fósiles a través de la neutralización de emisiones de CO₂ y mejorar el aprovechamiento de la biomasa residual a través del cierre de ciclos biogeoquímicos en la cadena productiva de café. Por lo tanto, se necesita un estudio con un alcance mayor para poder valorar las demás externalidades que le den sostenibilidad al proyecto y explorar con más detalle los costos reales que podrían derivarse de una planta de valorización en los municipios con mayor producción de biomasa.

Los resultados obtenidos son un insumo importante para estudios técnico-económicos futuros con de las tecnologías W t E para conversión de biomasa agrícola y para la formulación de rutas de aprovechamiento considerando el potencial energético de la biomasa de interés en el Suroeste de Antioquia. No obstante, se recomienda estudios de campo futuro para contrastar la información sobre las variables teóricas, considerando que las representadas en los modelos son tomadas de estudios nacionales e internacionales.

PROPUESTAS PARA TRABAJOS FUTUROS

A continuación, se enuncian algunas propuestas investigativas que permitirían ampliar el panorama de evaluación de las tecnologías W t E para la valorización energética de biomasa residual del cultivo de café en el contexto regional y nacional.

1. *Evaluación de impactos ambientales de las tecnologías de gasificación y digestión anaerobia para la valorización energética de biomasa del cultivo de café.*
2. *Estudio de factibilidad técnico-económica de las tecnologías de gasificación y digestión para la valorización de biomasa del cultivo de café en los municipios de Andes, Ciudad Bolívar, Salgar, Concordia, Betania y Betulia (que incluya la evaluación económica y financiera de las externalidades propuesta por el FENOGE según aplique (Emisiones de partículas y otros contaminante, contaminación auditiva, alteraciones en calidad del agua, PIB per-cápita en zona de influencia, impacto económico por electrificación, impacto económico por sustitución).*
3. *Estimación de la potencia eléctrica disponible para tecnologías de W t E con respecto al potencial energético de la biomasa residual del cultivo de café.*

BIBLIOGRAFÍA

- Alao, M. A., Popoola, O. M., & Ayodele, T. R. (2021). Selection of waste-to-energy technology for distributed generation using IDOCRIW-Weighted TOPSIS method: A case study of the City of Johannesburg, South Africa. *Renewable Energy*, 178, 162–183. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.06.031>
- All Power Labs. (2021). *PP30 Power Pallet*. <https://www.allpowerlabs.com/pp30-power-pallet>
- Alves, R. C., Rodrigues, F., Antónia Nunes, M., Vinha, A. F., & Oliveira, M. B. P. P. (2017). State of the art in coffee processing by-products. In *Handbook of Coffee Processing By-Products: Sustainable Applications*. Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-811290-8.00001-3>
- Alzate-Arias, S., Jaramillo-Duque, Á., Villada, F., & Restrepo-Cuestas, B. (2018). Assessment of government incentives for energy from waste in Colombia. *Sustainability (Switzerland)*, 10(4), 1–16. <https://doi.org/10.3390/su10041294>
- Alzate-Arias, S., Restrepo-Cuestas, B., & Jaramillo-Duque, Á. (2018). Electricity generation potential from solid waste in three Colombian municipalities.

- TecnoLógicas*, 21(42), 111–128. <https://doi.org/10.22430/22565337.782>
- Arévalo, D., Lozano, J., & Sabogal, J. (2011). Estudio nacional de Huella Hídrica Colombia Sector Agrícola. *Sostenibilidad Tecnología y Humanismo*, 101–126.
- Aristizábal-Marulanda, V., Chacón-Perez, Y., & Cardona Alzate, C. A. (2017). The biorefinery concept for the industrial valorization of coffee processing by-products. In *Handbook of Coffee Processing By-Products: Sustainable Applications* (pp. 63–92). Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-811290-8.00003-7>
- Aristizábal-Marulanda, V., Solarte-Toro, J. C., & Cardona Alzate, C. A. (2021). Study of biorefineries based on experimental data: production of bioethanol, biogas, syngas, and electricity using coffee-cut stems as raw material. *Environmental Science and Pollution Research*, 28(19), 24590–24604. <https://doi.org/10.1007/s11356-020-09804-y>
- Banco de la República de Colombia. (2021a). *Índice de precios del consumidor*. <https://www.banrep.gov.co/es/estadisticas/indice-precios-consumidor-ipc>
- Banco de la República de Colombia. (2021b). *Inflación total y meta*. <https://www.grupobancolombia.com/personas/creditos/negocios/finagro>
- Banco de la República de Colombia. (2021c). *Tasa de interés DTF*. <https://www.banrep.gov.co/es/tasa-interes-dtf>
- Bancolombia. (2021). *Credito Finagro*. <https://www.grupobancolombia.com/personas/creditos/negocios/finagro>
- Barrientos Marín, J., & Villada Duque, F. (2017). *Cálculo de un WACC diferenciado por región para proyectos de generación de electricidad con fuentes renovables en Colombia*. 66(1692–2611), 34. http://bibliotecadigital.udea.edu.co/bitstream/10495/8183/1/BarrientosJorge_2017_ProyectosElectricidadRenovables
- Batidzirai, B., Mignot, A. P. R., Schakel, W. B., Junginger, H. M., & Faaij, A. P. C. (2013). Biomass torrefaction technology: Techno-economic status and future prospects. *Energy*, 62, 196–214. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.09.035>
- Bernal, O. (n.d.). *Hacia la sostenibilidad cafetera Un análisis de política pública*. 85–120.
- Betancourt, R., Cardona, C. A., García, C. A., Biotecnología, I. De, Química, D. D. I., Nacional, U., & No, C. (2018). *Energetic and environmental assessment of thermochemical and biochemical ways for producing energy from agricultural solid residues : Coffee Cut-Stems case*. 216, 160–168. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2017.04.029>
- BIOMETRANS, & CYTED. (2018). *Producción de biometano para combustible de transporte a partir de residuos de biomasa*. http://www.cytcd.org/sites/default/files/tarea_2._actualizacion_del_estado_del_conocimiento.pdf
- Biz Latin Hub. (2020). *Impuestos corporativos en Colombia: Panorama General*.

<https://www.bizlatinhub.com/es/impuestos-corporativos-colombia-panorama/>

- Boopathy, R. (1987). *Applied Microbiology Biotechnology Inoculum source for anaerobic fermentation of coffee pulp*. 588–594.
- Bosmans, A., Vanderreydt, I., Geysen, D., & Helsen, L. (2013). The crucial role of Waste-to-Energy technologies in enhanced landfill mining: A technology review. *Journal of Cleaner Production*, 55, 10–23. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2012.05.032>
- Cano, C., Vallejo, C., Caicedo, E., Amador, J., & Tique, E. (2012). El mercado mundial del café y su impacto en Colombia. *Borradores de Economía*, 710, 1–57.
- Cárdenas, R. (2012). *Biorefinerías para la producción de biocombustibles de segunda generación*. Universidad Politécnica de Madrid.
- Carlos-Alberola, M., & Gomez-Parra, A. M. (2012). *Codigestión de biorresiduos para su biometanización*. 11–13.
- Carvajal, J. (2015). Evaluación técnica, económica y ambiental de una biorefinería a partir de materias primas con alto contenido en lignina en el contexto Colombiano. In *International Journal of Chemical Kinetics* (Vol. 25, Issue 8). <https://doi.org/10.1002/kin.550250807>
- Castellanos, D. (2009). *Propuesta de diseño de un proceso para la generación de energía eléctrica a partir de los reiduos de la producción de café*. Pontificia Universidad Javeriana.
- Castello, A. (2014). *Diseño de un reactor continuo de gasificación de biomasa* [Universidad de Chile]. <http://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/132303/Diseno-de-un-reactor-continuo-de-gasificacion-de-biomasa.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Castellón, F., Martínez, Y., & Gutiérrez, Y. (2015). *Evaluación de la producción de biogás y el poder calorífico con la utilización de tres sustratos (Estiércol de ganado bovino y porcino, y la pulpa de café)*. 47.
- Castillo-Ramírez, A., Mejía-Giraldo, D., & Giraldo-Ocampo, J. D. (2016). Geospatial levelized cost of energy in Colombia: GeoLCOE. *2015 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America, ISGT LATAM 2015*, 298–303. <https://doi.org/10.1109/ISGT-LA.2015.7381171>
- Cenicafé. (2015). *Beneficio de Café en Colombia*.
- Cenicafé. (2010). *Los subproductos del café: fuente de energía renovable* (Issue 3).
- Chávez, J. D., & Pérez, M. (2010). *Producción de bioetanol, biogás y biofertilizantes a partir de los desechos de café en Marcala*.
- Chen, G., Zhang, R., Guo, X., Wu, W., Guo, Q., Zhang, Y., & Yan, B. (2021). Comparative evaluation on municipal sewage sludge utilization processes for sustainable management in Tibet. *Science of the Total Environment*, 765, 142676. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2020.142676>

- Chidikofan, G., Sawadogo, M., Coulibaly, Y., Pinta, F., & Pailhes, J. (2017). Technical and sustainability assessment of power production system based on cotton stalk and rice husk gasification in an isolated area in Burkina Faso. *The 8th International Renewable Energy Congress, IREC 2017, Irec*, 8–13. <https://doi.org/10.1109/IREC.2017.7926020>
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2020). *Resolución No. 025 de 2020*.
- Commerce Equitable Frances, Basic, The Repenser les filières Collective, & Max Havelaar France. (2019). *Café: La historia de un éxito que oculta un crisis de sostenibilidad de la cadena productiva del café* (Coordinadora estatal de Comercio Justo (ed.)). <http://comerciojusto.org/wp-content/uploads/2019/06/CUADERNO-11.pdf>
- Computrabajo. (2021). *Salario Ingenieros*. <https://www.computrabajo.com.co/>
- Congreso de Colombia. (2014). *LEY 1715 DE 2014* (Vol. 8, Issue 33, p. 44).
- CREG. (2021). *Resolución No. 004 de 2021*.
- Cremones, P. A., Teleken, J. G., Weiser Meier, T. R., & Alves, H. J. (2021). Two-Stage anaerobic digestion in agroindustrial waste treatment: A review. *Journal of Environmental Management*, 281(August 2020). <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2020.111854>
- Dal-Bó, V., Lira, T., Arrieche, L., & Bacelos, M. (2019). Process synthesis for coffee husks to energy using hierarchical approaches. *Renewable Energy*, 142, 195–206. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.04.089>
- Daza Serna, L. V., Solarte Toro, J. C., Serna Loaiza, S., Chacón Perez, Y., & Cardona Alzate, C. A. (2016). Agricultural Waste Management Through Energy Producing Biorefineries: The Colombian Case. *Waste and Biomass Valorization*, 7(4), 789–798. <https://doi.org/10.1007/s12649-016-9576-3>
- De Corato, U., De Bari, I., Viola, E., & Pugliese, M. (2018). Assessing the main opportunities of integrated biorefining from agro- bioenergy co / by-products and agroindustrial residues into high-value added products associated to some emerging markets : A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 88(May 2017), 326–346. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.02.041>
- de Oliveira, J., da Silva, J., Arêdes, M., Pereira, E., & Bezerra e Oliveira, M. (2018). Gasification of waste from coffee and eucalyptus production as an alternative source of bioenergy in Brazil. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 27(May 2017), 159–166. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2018.04.005>
- del Castillo, M. D., Iriondo-DeHond, A., Martinez-Saenz, N., Fernandez-Gómez, B., Iriondo-DeHond, M., & Zhou, J.-R. (2017). Handbook of Coffee Processing By-Products. In *Handbook of Coffee Processing By-Products*. Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-811290-8/00006-2>
- Departamento Nacional de Planeación. (2017). *Energy Demand Situation in Colombia*. <https://www.dnp.gov.co/Crecimiento-Verde/Documents/ejes-tematicos/Energia/MCV - Energy Demand Situation VF.pdf>

- Diario Responsable. (2019). *El café, un arma de doble filo para el medio ambiente y los agricultores*. Dario Responsable. <https://diarioresponsable.com/noticias/27806-el-cafe-un-arma-de-doble-filo-para-el-medio-ambiente-y-los-agricultores>
- Díaz, Espitia, & Molina. (2002). *Digestión Anaerobia: Una aproximación a la tecnología*.
- DIMPE, D. D. M. y P. E. (2014). *COLOMBIA - Índice de Costos de Transportes de Carga por Carretera*. http://formularios.dane.gov.co/Anda_4_1/index.php
- Dong, J., Tang, Y., Nzihou, A., Chi, Y., Weiss-Hortala, E., & Ni, M. (2018). Life cycle assessment of pyrolysis, gasification and incineration waste-to-energy technologies: Theoretical analysis and case study of commercial plants. *Science of the Total Environment*, 626, 744–753. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2018.01.151>
- Enel. (n.d.). *Bono de carbono, cómo ahorrar en el impuesto*. Retrieved October 15, 2021, from <https://www.enel.com.co/es/empresas/enel-emgesa/bonos-de-carbono.html>
- Evangelisti, S., Tagliaferri, C., Clift, R., Lettieri, P., Taylor, R., & Chapman, C. (2015). Life cycle assessment of conventional and two-stage advanced energy-from-waste technologies for municipal solid waste treatment. *Journal of Cleaner Production*, 100(January 2019), 212–223. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2015.03.062>
- FAO/USAID. (2015). Agriculture and climate. In *Nature* (Vol. 211, Issue 5054, pp. 1117–1119). <https://doi.org/10.1038/2111117a0>
- FAO. (2010). *Bioenergía y Seguridad Alimentaria*. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- FAO. (2014a). *Biogás comunitario*.
- FAO. (2014b). *Manual de Usuario. Gasificación*. 37. <http://www.fao.org/3/a-bp852s.pdf>
- FAO. (2015). *Climate-Smart Agriculture: A Call for Action* (Issue June). <http://www.fao.org/publications/card/en/c/5014f143-be17-4b58-b90e-f1c6bef344a0/>
- Federación Nacional de Cafeteros de Colombia. (2018). *Informe del Gerente: Rentabilidad, legitimidad y resiliencia*. 6.
- Federación Nacional de Cafeteros de Colombia. (2021). *Estadísticas cafeteras*. <https://federaciondefcafeteros.org/wp/estadisticas-cafeteras/>
- FENOGE. (2021). *Herramienta para la Evaluación de Proyectos de FNCER y GEE – FENOGE*. <https://fenoge.com/proyectos-y-programas/herramienta-para-la-seleccion-de-proyectos-de-gestion-eficiente-de-la-energia-fenoge/>
- Fernández-González, J. M., Grindlay, A. L., Serrano-Bernardo, F., Rodríguez-Rojas, M. I., & Zamorano, M. (2017a). Economic and environmental review of Waste-to-Energy systems for municipal solid waste management in medium and small municipalities. *Waste Management*, 67, 360–374. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2017.05.003>
- Fernández-González, J. M., Grindlay, A. L., Serrano-Bernardo, F., Rodríguez-Rojas, M. I., & Zamorano, M. (2017b). Economic and environmental review of Waste-to-Energy systems for municipal solid waste management in medium and small municipalities.

- Waste Management*, 67, 360–374. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2017.05.003>
- Fernández, Y., Sotto, K., & Vargas, L. (2020). Environmental impacts from coffee production and to the sustainable use of the waste generated. *Produccion + Limpia*, 15(1), 93–110. <https://doi.org/10.22507/PML.V15N1A7>
- Ferrer, Y., & Pérez, H. (2010). Los microorganismos en la digestión anaerobia y la producción de biogás. Consideraciones en la elección del inóculo para el mejoramiento de la calidad. *ICIDCA. Sobre Los Derivados de La Caña de Azúcar*, 43(1), 9–20.
<http://www.redalyc.org/src/inicio/ArtPdfRed.jsp?iCve=223120681002%5Cnhttp://www.redalyc.org/articulo.oa?id=223120681002>
- Fischer, B., & Pigneri, A. (2011). Potential for electrification from biomass gasification in Vanuatu. *Energy*, 36(3), 1640–1651. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2010.12.066>
- Forero, C., Guerrero, C., & Sierra, F. (2012). Producción y uso de pellets de biomasa para la generación de energía térmica: una revisión a los modelos del proceso de gasificación. *Iteckne*, 9(1). <https://doi.org/10.15332/iteckne.v9i1.57>
- Gimel, & Grupo de Microeconomía Aplicada. (2015). *Costos Nivelados de Generación de Electricidad en Colombia*.
- Gmünder, S., Toro, C., Rojas Acosta, J. M., & Rodríguez-Valencia, N. (2020). Huella Ambiental del Café en Colombia. *Huella Ambiental Del Café En Colombia*.
<https://doi.org/10.38141/cenbook-0007>
- Gobierno de Colombia. (2019). El plan nacional de desarrollo 2018-2022: “Pacto por Colombia, pacto por la equidad.” *Apuntes Del Cenes*.
<https://doi.org/10.19053/01203053.v38.n68.2019.9924>
- Gonzalez-Salazar, M. A., Morini, M., Pinelli, M., Spina, P. R., Venturini, M., Finkenrath, M., & Pogonietz, W. R. (2014). Methodology for estimating biomass energy potential and its application to Colombia. *Applied Energy*, 136, 781–796.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.07.004>
- González, M., Castellanos, L., Albornas, Y., & González, E. (2014). La integración de procesos en el esquema de una biorrefinería. *Afinidad*, 568(1), 274–278.
<https://doi.org/10.1007/s00432-011-1109-7>
- Goux, X., Calusinska, M., Lemaigre, S., Marynowska, M., Klocke, M., Udelhoven, T., Benizri, E., & Delfosse, P. (2015). Microbial community dynamics in replicate anaerobic digesters exposed sequentially to increasing organic loading rate, acidosis, and process recovery. *Biotechnology for Biofuels*, 8(1).
<https://doi.org/10.1186/s13068-015-0309-9>
- Guardia, Rodríguez, Pérez, Jiménez, & Sánchez. (2013). *Funcionamiento de un reactor anaerobio UASB tratando las aguas residuales del beneficiado húmedo de café*. 22(3), 35–41.
- Gumisiriza, R., Hawumba, J. F., Okure, M., & Hensel, O. (2017). Biomass waste-to-energy valorisation technologies: A review case for banana processing in Uganda.

- Biotechnology for Biofuels*, 10(1), 1–29. <https://doi.org/10.1186/s13068-016-0689-5>
- Hadidi, L. A., & Omer, M. M. (2016). A financial feasibility model of gasification and anaerobic digestion waste-to-energy (WTE) plants in Saudi Arabia. *Waste Management*, 59, 90–101. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2016.09.030>
- Hoyos, L. S. (2016). *Impacto de la Ley 1715 del 13 de mayo de 2014 sobre el sector eléctrico colombiano: análisis de los nuevos actores del mercado*. 141. <http://www.bdigital.unal.edu.co/54018/>
- IEA. (2018a). *IEA Technology Roadmap: Delivery sustainable bioenergy*. February. <https://doi.org/10.1016/j.arthro.2014.08.014>
- IEA. (2018b). Market Report Series Renewables 2018 Analysis and Forecast to 2023. *International Energy Agency*, 211. <https://www.iea.org/reports/renewables-2018>
- IEA. (2020a). *Projected Costs of Generating Electricity* (Issue January). https://ncdc.gov.ng/themes/common/docs/protocols/111_1579986179.pdf
- IEA. (2020b). *Projected Costs of Generating Electricity 2020*.
- International Coffee Organization. (2021). *Total production by all exporting countries*. [https://www.ico.org/historical/1990 onwards/PDF/1a-total-production.pdf](https://www.ico.org/historical/1990%20onwards/PDF/1a-total-production.pdf)
- IPSE, Ministerio de Minas y Energía, & Universidad Nacional de Colombia. (2011). *Centro de Innovación Tecnológica con Énfasis en Gasificación* (p. 163).
- IRENA. (2014). *Estimating the Renewable Energy Potential in Africa* (Vol. 18, Issue 2).
- IRENA. (2015). Data Methodology. *Resource*. <http://dashboard.irena.org/download/Methodology.pdf>
- IRENA. (2020a). *Bioenergy for Power*. <https://www.irena.org/costs/Power-Generation-Costs/Bioenergy-for-Power>
- IRENA. (2020b). *Capacity-and-Generation/Technologies*. <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Technologies>
- IRENA. (2020c). *Final Renewable Energy Consumption*. <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Renewable-Energy-Balances/Final-Renewable-Energy-Consumption>
- IRENA. (2020d). *Recycle: Bioenergy*. August, 76. <https://www.irena.org/publications/2020/Sep/Recycle-Bioenergy>
- IRENA. (2020e). *Renewable-Energy-Balances/Country-Profiles*. <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Renewable-Energy-Balances/Country-Profiles>
- IRENA. (2020f). Renewable Power Generation Costs in 2020. In *International Renewable Energy Agency*. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.

pdf

- J. Suarez. (2012). *Aprovechamiento de los Residuos Sólidos Provenientes del Beneficio del Café, en el Municipio de Betania Antioquia: Usos y Aplicaciones*.
- Jeguirim, M., Limousy, L., & Labaki, M. (2017). Environmental applications of coffee processing by-products. In *Handbook of Coffee Processing By-Products: Sustainable Applications*. Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-811290-8.00009-8>
- Kovalcik, A., Obruca, S., & Marova, I. (2018). Food and Bioproducts Processing Valorization of spent coffee grounds : A review. *Food and Bioproducts Processing*, 110, 104–119. <https://doi.org/10.1016/j.fbp.2018.05.002>
- Ktori, R., Kamaterou, P., & Zabaniotou, A. (2018). Spent coffee grounds valorization through pyrolysis for energy and materials production in the concept of circular economy. *Materials Today: Proceedings*, 5(14), 27582–27588. <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2018.09.078>
- Limousy, L., Jeguirim, M., & Labaki, M. (2017). Energy applications of coffee processing by-products. In *Handbook of Coffee Processing By-Products: Sustainable Applications* (pp. 323–367). Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-811290-8.00011-6>
- Mabalane, P. N., Oboirien, B. O., Sadiku, E. R., & Masukume, M. (2020). A Techno-economic Analysis of Anaerobic Digestion and Gasification Hybrid System: Energy Recovery from Municipal Solid Waste in South Africa. *Waste and Biomass Valorization*, 0123456789. <https://doi.org/10.1007/s12649-020-01043-z>
- Mata, T. M., Martins, A. A., & Caetano, N. S. (2018). Bio-refinery approach for spent coffee grounds valorization. *Bioresource Technology*, 247(September 2017), 1077–1084. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2017.09.106>
- Mayanga-Torres, P. C., Lachos-Perez, D., Rezende, C. A., Prado, J. M., Ma, Z., Tompsett, G. T., Timko, M. T., & Forster-Carneiro, T. (2017). Valorization of coffee industry residues by subcritical water hydrolysis: Recovery of sugars and phenolic compounds. *Journal of Supercritical Fluids*, 120, 75–85. <https://doi.org/10.1016/j.supflu.2016.10.015>
- McKendry, P. (2002a). Energy production from biomass (part 1): Overview of biomass. *Bioresource Technology*, 83(1), 37–46. [https://doi.org/10.1016/S0960-8524\(01\)00118-3](https://doi.org/10.1016/S0960-8524(01)00118-3)
- McKendry, P. (2002b). Energy production from biomass (part 3): Gasification technologies. *Bioresource Technology*, 83(1), 55–63. [https://doi.org/10.1016/S0960-8524\(01\)00120-1](https://doi.org/10.1016/S0960-8524(01)00120-1)
- Mendoza, C., Alves, E., Oliveira, A., Borges, F., Aparecida, L., Vakkilainen, E., & Cardoso, M. (2019). Characterization of residual biomasses from the coffee production chain and assessment the potntial for energy purposes. *Carbohydrate Polymers*, 6(1), 5–10. <https://doi.org/10.1109/MTAS.2004.1371634>
- Mercado libre. (2021). *Trituradora*. <https://articulo.mercadolibre.com.co/MCO->

515255249-picapasto-trp40-trapp-con-motor-electrico-
_JM#position=6&search_layout=grid&type=item&tracking_id=816ecf7c-d22f-4bd9-
bc9d-f60a37be97af

- Mikeska, M., Najser, J., Peer, V., Frantík, J., & Kielar, J. (2020). Quality assessment of gas produced from different types of biomass pellets in gasification process. *Energy Exploration and Exploitation*, 38(2), 406–416. <https://doi.org/10.1177/0144598719875272>
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2018). Abecé frente al impuesto nacional al carbono y la solicitud de no causación por carbono neutralidad. *Minambiente.Gov.Co*, 4. <http://www.minambiente.gov.co/index.php/noticias/3148-conozca-el-abece-frente-al-impuesto-nacional-al-carbono-y-la-solicitud-de-no-causacion-por-carbono-neutralidad>
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2019). *Estrategia Nacional de Economía circular - ENEC*.
- Ministerio de Hacienda y Crédito Público. (2020). *Decreto 820*. <https://www1.upme.gov.co/Normatividad/203-2020.pdf>
- Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones. (2020). *Datos Abiertos*.
- Mohammadi, F., Abdoli, M. A., Amidpour, M., Vahidi, H., & Gitipour, S. (2020). Environmental-economic evaluation of sugar cane bagasse gasification power plants versus combined-cycle gas power plants. *Global Journal of Environmental Science and Management*, 6(1), 73–84. <https://doi.org/10.22034/gjesm.2020.01.06>
- Molino, A., Chianese, S., & Musmarra, D. (2016). Biomass gasification technology: The state of the art overview. *Journal of Energy Chemistry*, 25(1), 10–25. <https://doi.org/10.1016/j.jechem.2015.11.005>
- Muthu, & Anand. (2019). Production of biofuel from biomass downdraft gasification and its applications. In *Advanced Biofuels: Applications, Technologies and Environmental Sustainability*. Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-102791-2.00005-2>
- Navia, D., Velasco, R., & Hoyos, J. (2011). *Production and Evaluation of Ethanol from Coffee Processing by -Products*. 4, 287–294.
- Neves, L., Ribeiro, R., Oliveira, R., & Alves, M. . (1996). *Anaerobic Digestion of Coffee waste*. 1, 527–534.
- Nguyen, P. D., Tran, N. S. T., Nguyen, T. T., Dang, B. T., Le, M. T. T., Bui, X. T., Mukai, F., Kobayashi, H., & Ngo, H. H. (2021). Long-term operation of the pilot scale two-stage anaerobic digestion of municipal biowaste in Ho Chi Minh City. *Science of the Total Environment*, 766, 142562. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2020.142562>
- Novita, E. (2016). Biodegradability simulation of coffee wastewater using instant coffee. *Italian Oral Surgery*, 9, 217–229. <https://doi.org/10.1016/j.aaspro.2016.02.138>
- Ocampo, O., & Álvarez, L. (2017). *Tendencia de la producción y el consumo del café en*

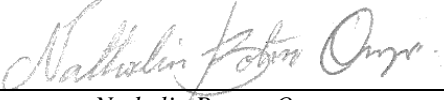
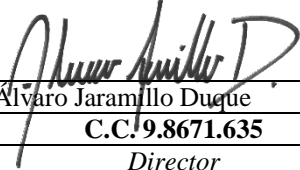
Colombia. 139–166.

- Ohm, T. I., Chae, J. S., Kim, J. K., & Oh, S. C. (2015). Study on the characteristics of biomass for co-combustion in coal power plant. *Journal of Material Cycles and Waste Management*, 17(2), 249–257. <https://doi.org/10.1007/s10163-014-0334-y>
- Oliveros Tascon, C. E., Sanz Uribe, J. R., Ramírez Gomez, C. a., & Peñuela Martínez, A. (2006). Secador solar de túnel para café pergamino. *Federación Nacional de Cafeteros de Colombia*.
- Organización Internacional del Café. (2021). *Panorama general del Informe de la OIC sobre desarrollo cafetero 2020*.
- Pandey, A., Soccol, C., Nigam, P., Brand, D., Mohan, R., & Roussos, S. (2000). Biotechnological potential of coffee pulp and coffee husk for bioprocesses. *Biochemical Engineering Journal*, 6(2), 153–162. <http://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/10959086>
- PARATEC-XM. (2020). *Generación de energía*.
- Paterson, R. R. M., Lima, N., & Taniwaki, M. H. (2014). Coffee, mycotoxins and climate change. *Food Research International*. <https://doi.org/10.1016/j.foodres.2014.03.037>
- Patra, T. K., & Sheth, P. N. (2015). Biomass gasification models for downdraft gasifier: A state-of-the-art review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 50, 583–593. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.05.012>
- Pettinau, A., Ferrara, F., Tola, V., & Cau, G. (2017). Techno-economic comparison between different technologies for CO₂-free power generation from coal. *Applied Energy*, 193, 426–439. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.02.056>
- Polanco, & Seghezzo. (2015). *Diseño de Reactores Upflow Anaerobic Sludge Blanket (UASB)*.
- Quintero, Q. (2015). *Universidade Federal de Itajubá Instituto de Engenharia Mecânica Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica Universidade Federal de Itajubá Instituto de Engenharia Mecânica Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica*.
- R. García. (2011). *Evaluación Fisicoquímica y Microbiológica de un Ensilado de Pulpa de Café (Coffea arabica) aplicando la Metodología de Superficie de Respuesta*. 1–14.
- Ragauskas, A., Beckham, G., Bidy, M., Chandra, R., Chen, F., Davis, M., Davison, B., Dixon, R., Gilna, P., Keller, M., Langan, P., Naskar, A., Saddler, J., Tschaplinski, T., Tuskan, G., & Wyman, C. (2014). Lignin valorization: Improving lignin processing in the biorefinery. *Science*, 344(6185). <https://doi.org/10.1126/science.1246843>
- Rahimi, V., & Shafiei, M. (2019). Techno-economic assessment of a biorefinery based on low-impact energy crops : A step towards commercial production of biodiesel , biogas , and heat. *Energy Conversion and Management*, 183(November 2018), 698–707. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.01.020>

- Rankia. (2021). *¿Cuánto vale un día y una hora de trabajo en Colombia 2021?*
<https://www.rankia.co/blog/mejores-opiniones-colombia/4185148-cuanto-vale-dia-hora-trabajo-colombia-2021>
- REN 21. (2020). *Key Findings Of The Renewable 2020 Global Status Report*. Review
- Rodriguez, N., Zambrano, D. (2010). Los subproductos del café: fuente de energía renovable. *Avances Técnicos Cenicafe*, 3, 1,2,3,4,5,6,7,8.
<http://biblioteca.cenicafe.org/bitstream/10778/351/1/avt0393.pdf>
- Saldarriaga-Loaiza, J. D., Villada, F., & Pérez, J. F. (2019). *Análisis de Costos Nivelados de Electricidad de Plantas de Cogeneración usando Biomasa Forestal en el Departamento de Analysis of Levelized Costs of Electricity of Cogeneration Plants using Forest Biomass at the Antioquia Department , Colombia*. 30(1), 63–74.
- Saval, S. (2012). Aprovechamiento de Residuos Agroindustriales : Pasado , Presente y Futuro. *BioTecnología*, 16(2), 14–46.
- Selvankumar, T., Sudhakar, C., Govindaraju, M., Selvam, K., Aroulmoji, V., Sivakumar, N., & Govarthanam, M. (2017). Process optimization of biogas energy production from cow dung with alkali pre-treated coffee pulp. *3 Biotech*, 7(4).
<https://doi.org/10.1007/s13205-017-0884-5>
- Serrato, C., & Lesmes, V. (2016). *Metodología para el cálculo de energía extraída a partir de la biomasa en el Departamento de Cundinamarca*.
[http://repository.udistrital.edu.co/bitstream/11349/3687/1/Documento final Metodología Potencial Energético Biomasa.pdf](http://repository.udistrital.edu.co/bitstream/11349/3687/1/Documento%20final%20Metodología%20Potencial%20Energético%20Biomasa.pdf)
- Stehlík, P. (2009). Contribution to advances in waste-to-energy technologies. *Journal of Cleaner Production*, 17(10), 919–931. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2009.02.011>
- Superservicios. (2020). *Boletín Tarifario Enero-Marzo 2020*. 1–31.
- Tobón, D., & Agudelo, S. (2008). *Optimización de herramientas multiobjetivo para la toma de decisiones de inversión en sistemas aislados sostenibles de energía*.
- Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua. (2021). *Cálculo de la tasa de rentabilidad (WACC) para los sectores de electricidad y gas por redes*.
- UPME. (2014). Guía práctica para la aplicación de los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014. *Ministerio Minas y Energía*, 1, 28.
- UPME. (2015a). *Integración de las Energías Renovables no Convencionales en Colombia*.
<https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- UPME. (2015b). Plan Energetico Nacional Colombia: Ideario Energético 2050. *Unidad de Planeación Minero Energética, Republica de Colombia*, 184.
http://www.upme.gov.co/Docs/PEN/PEN_IdearioEnergetico2050.pdf
- UPME. (2018). *Plan de Expansión de Referencia*. 120.
http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion/2017/Plan_GT_2017_2031.pdf
- UPME. (2021). *ABC Fuentes No Convencionales de Energía - Incentvos Tributarios*.

<https://www1.upme.gov.co/Incentivos/Paginas/abcfnce.aspx>

- UPME, IDEAM, COLCIENCIAS, & Universidad Industrial de Santander. (2010a). *Atlas del Potencial Energético de la Biomasa Residual en Colombia* (Vol. 95, Issue 1155, pp. 230–232). <https://doi.org/10.2307/j.ctv6mtd7t.10>
- UPME, IDEAM, COLCIENCIAS, & Universidad Industrial de Santander. (2010b). *Modelos matemáticos para evaluar el potencial energético de la biomasa residual* (pp. 150–154).
- UPME, Universidad Nacional de Colombia, & TECSOL. (2018). Estimación del potencial de conversión a biogás de la biomasa en Colombia y su aprovechamiento. *Informe Unidad de Planeación Minero Energética UPME - Universidad Nacional de Colombia*, 1–216.
- Villada, F., López, J., & Muñoz, N. (2017). Effects of Incentives for Renewable Energy in Colombia. *Ingeniería y Universidad*, 21(2), 257–272. <https://doi.org/10.11144/javeriana.iyu21-2.eire>
- Viquez, J. A. (2014). *Rendimiento de la producción de metano a partir de pulpa y mucílago de café (Coffea arabica)*. 506, 16–21.
- Wasajja, H., Al-Muraisy, S. A. A., Piaggio, A. L., Ceron-Chafla, P., Aravind, P. V., Spanjers, H., van Lier, J. B., & Lindeboom, R. E. F. (2021). Improvement of biogas quality and quantity for small-scale biogas-electricity generation application in off-grid settings: A field-based study. *Energies*, 14(11). <https://doi.org/10.3390/en14113088>
- Wong-paz, J. E., Guyot, S., Rodriguez, R., Gutiérrez, G., Contreras, J. C., Saucedo-castañeda, G., & Aguilar, C. N. (2013). *Alternativas Actuales para el Manejo Sustentable de los Residuos de la Industria del Café en e n México*. 10, 33–40.
- Yepes Maya, D. M., Silva Lora, E. E., Andrade, R. V., Ratner, A., & Martínez Angel, J. D. (2021). Biomass gasification using mixtures of air, saturated steam, and oxygen in a two-stage downdraft gasifier. Assessment using a CFD modeling approach. *Renewable Energy*, 177, 1014–1030. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.06.051>
- Zabaniotou, A., & Kamaterou, P. (2019). Food waste valorization advocating Circular Bioeconomy - A critical review of potentialities and perspectives of spent coffee grounds biore fi nery. *Journal of Cleaner Production*, 211, 1553–1566. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.11.230>
- Zhou, Z., Tang, Y., Chi, Y., Ni, M., & Buekens, A. (2018). Waste-to-energy: A review of life cycle assessment and its extension methods. *Waste Management and Research*, 36(1), 3–16. <https://doi.org/10.1177/0734242X17730137>
- Ziganshin, Ziganshina, Kleinstauber, Pröter, & Ilinskaya. (2012). *Methanogenic Community Dynamics during Anaerobic Utilization of Agricultural Wastes*. 4(15), 91–97.

	
Nathalia Botero Orrego	Alvaro Jaramillo Duque
C.C. 1.017.148.038	C.C. 9.8671.635
Estudiante	Director

Colaboración:



**UNIVERSIDAD
DE ANTIOQUIA**

