



Metodología APRENDYSAGE aplicada a los casos de estudio: Briceño-Boyacá y Cajicá-Cundinamarca

APRENDYSAGE methodology applied to the study cases: Briceño-Boyacá and Cajicá-Cundinamarca

Alexis Fernando Ladino Tamayo¹, Jeimy Alexandra Martínez Rojas²,
Clara Inés Buriticá Arboleda³

Fecha de recepción: 31 de octubre de 2017

Fecha de aceptación: 6 de agosto de 2018

Cómo citar: Ladino, A., Martínez, J. y Buriticá, C. (2018). Metodología APRENDYSAGE aplicada a los casos de estudio: Briceño-Boyacá y Cajicá-Cundinamarca. *Tecnura*, 22(57), 13-31. DOI: <https://doi.org/10.14483/22487638.13987>

Resumen

Contexto: La dependencia a las fuentes convencionales de energía eléctrica, el agotamiento de los recursos y la necesidad de mejorar la confiabilidad y eficiencia del servicio de energía eléctrica conllevan a la promoción de las fuentes no convencionales de energía eléctrica, como los recursos de biomasa residual pecuaria.

Método: Este documento presenta los resultados de los potenciales energéticos teóricos y técnicos a partir del aprovechamiento de los desechos de ganado vacuno en la autogeneración de electricidad para dos casos de estudio, a través de la metodología APRENDYSAGE y del análisis de su viabilidad técnica, económica y ambiental, con el software RETScreen.

Resultados: La energía eléctrica generada a partir de la implementación de sistemas de biodigestión con recursos de biomasa residual pecuaria y sistemas de autogeneración logra suplir las necesidades propias de un hogar con capacidad instalada de 3 kW.

Conclusiones: La inversión económica para la aplicación de este tipo de proyectos es bastante alta; sin embargo, existen beneficios como la reducción de

emisiones de efecto invernadero, la reducción de focos de infección debido al manejo inadecuado de la biomasa residual pecuaria, y la producción de biofertilizantes y biogás, que hacen viable la aplicación de estas iniciativas.

Palabras clave: autogeneración, biomasa, desechos, electricidad.

Abstract

Context: The dependence on conventional sources of electrical energy, the depletion of resources and the need to improve the reliability and efficiency of electric power service lead to the promotion of non-conventional sources of electric power, such as the resources of livestock residual biomass.

Method: This paper presents the results of theoretical and technical energy potential in using cattle waste for the self-generation of electricity applied to two case studies. The study implements the APRENDYSAGE methodology and analyzes the technical, economic, and environmental viability using the RETScreen software.

Results: The electrical energy generated from the use of livestock biomass residual resources, and the

1 Ingeniero Eléctrico, Quanta Services, Colombia, Bogotá.

2 Ingeniera eléctrica, Trabajador independiente. Bogotá, Colombia. Contacto: memismaro@hotmail.com

3 Ingeniera electricista, doctora en Gestión Eficiente de la Energía Eléctrica, Docente de la Universidad Distrital Francisco José de Caldas. Bogotá, Colombia. Contacto: ciburiticaa@udistrital.edu.co

implementation of self-generation systems, can meet the needs of a household with an installed capacity of 3 kW.

Conclusions: The economic investment required for the application of this type of project is quite high. However, there are benefits such as the reduction of emission of greenhouse gases, the reduction of

outbreaks of infection due to inadequate management of livestock residual biomass, and the production of biofertilizers and biogas, which make the application of this type of projects advisable.

Keywords: biomass, electricity, self-generation, waste.

INTRODUCCIÓN

Actualmente la capacidad instalada en el sector eléctrico colombiano está representada en un 66,0 % por centrales hidroeléctricas; 28,5 % por centrales térmicas, y 5,4 % por autogeneradores, cogeneradores y plantas menores, situación que muestra la dependencia de la generación de electricidad a partir del recurso hídrico, además del riesgo por desabastecimiento energético cuando se presentan variaciones hidrológicas debido al fenómeno de El Niño (XM-Expertos en Mercados, 2016).

El Estado colombiano a través de mecanismos legales como la Ley 1715 de 2014 busca promover el desarrollo y la utilización de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) con el objeto de contribuir en la preservación del medio ambiente, aportar al desarrollo económico sostenible y a la seguridad del abastecimiento energético, tanto en áreas con cobertura por parte del Sistema Interconectado Nacional (SIN) como en las Zonas No Interconectadas (ZNI), y garantizar una mayor confiabilidad del servicio a partir de la implementación de nuevas tecnologías asociadas al uso de las energías alternativas para ser aprovechados en la producción de electricidad (Congreso de Colombia, 2014).

En consecuencia, es necesario desarrollar metodologías para el aprovechamiento de las fuentes no convencionales de energía, como es la biomasa residual pecuaria para la generación de energía eléctrica, que tenga en cuenta las características

propias del país y, en este caso particular, del sector pecuario.

La metodología APRENDYSAGE es una propuesta académica donde se definen los conceptos de potencial energético teórico y técnico, se establecen fórmulas matemáticas para cada caso y se sugieren una serie de pasos con el fin de aprovechar los recursos de biomasa residual pecuaria producidos en granjas como fuente para generar electricidad (Ladino y Martínez, 2016). Por tanto, el objetivo de este artículo es presentar los resultados de la aplicación de la metodología APRENDYSAGE en dos casos de estudio: el primero, en la finca Quebrada Grande del municipio de Briceño (Boyacá), y el segundo, en las fincas La Esperanza, Joresva y Las Huertas, en el municipio de Cajicá (Cundinamarca), con el fin de estimar los potenciales energéticos y así evaluar a través del *software RETScreen* la viabilidad financiera de los proyectos, haciendo el análisis comparativo entre un sistema de autogeneración y uno de generación distribuida para cada caso de estudio.

Por consiguiente, se presenta el marco normativo y regulatorio asociado al uso y desarrollo de las FNCER, y se dan a conocer los incentivos tributarios y los pasos para el registro de proyectos de este tipo. Posteriormente se describe la metodología APRENDYSAGE. Por último se presentan, por un lado, los resultados de la implementación de la metodología a los dos casos de estudio, y por otro, los del análisis técnico, económico y ambiental definido en cada caso, a partir de la aplicación del *software RETScreen*.

MARCO REGULATORIO PARA FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA RENOVABLE (FNCR)

Ley 1715 de 2014

Tiene como objeto promover el desarrollo y la utilización de las Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE), principalmente las de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las ZNI y otros usos que permitan el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, la seguridad de abastecimiento energético, y que promuevan la gestión eficiente de la energía.

El artículo 8 compete a la promoción de la autogeneración a pequeña y gran escala y la generación distribuida a través de mecanismos como:

- Entrega de excedentes.
- Sistema de medición bidireccional y mecanismos simplificados de conexión.
- Venta de energía por parte de generadores distribuidos.
- Venta de créditos de energía.
- Programas de divulgación masiva y focalizada.

Incentivos tributarios

Los incentivos tributarios establecidos para la inversión de proyectos a partir de las FNCR son:

- Deducción sobre el impuesto a la renta y complementarios: derecho a reducir anualmente de su renta el 50 % del valor total de la inversión realizada por un periodo de 5 años.
- Exclusión del IVA: se excluye el IVA a los equipos, elementos maquinaria y servicios nacionales e importados que se destinen para proyectos de inversión de energías limpias.
- Exención del gravamen arancelario: se excluye los pagos de derechos arancelarios de importación de maquinaria, equipos, materiales

e insumos destinados a proyectos de inversión de energías limpias.

- Régimen de depreciación acelerada: depreciación fiscal acelerada para los generadores de energía a partir de las FNCE, de acuerdo con la técnica contable hasta una tasa anual global del 20 % (Ladino y Martínez, 2016).

Registro de proyectos de generación a partir de las FNCR

De acuerdo con lo estipulado en la Resolución 143 de 2016, se contempla que el registro de proyectos tendrá un término de vencimiento dependiendo de la fase del proyecto, pasado este término, si el promotor no ha solicitado el cambio de fase, no ha informado sobre los cambios o no ha confirmado que las condiciones de registro se mantienen, el proyecto saldrá del registro y carecerá de validez (UPME, 2016).

Las fases del registro de proyectos de generación de energía eléctrica tanto hidroeléctricas, a carbón, a gas natural u otro combustible, son estipuladas en la Resolución 638 de 2007 y los tiempos especificados para cada fase se definen en la Resolución 143 de 2016.

Hay que mencionar que el registro para proyectos de generación de energía eléctrica a partir de fuentes no convencionales, se encuentra en proceso de reglamentación, por tanto, se aplica lo estipulado en las resoluciones 638 de 2007 y 143 de 2016.

Proceso para la interconexión de nuevas plantas de generación a la red

El proceso de interconexión para proyectos nuevos comprende la asignación del punto de conexión, la firma del contrato de conexión y termina con la puesta en servicio de la planta de generación. Los pasos para solicitar la asignación de puntos de conexión se estipulan en el código de conexión Resolución 025 de 1995 y la Resolución 106 de 2006; sin embargo, estos pasos solo aplican a plantas de autogeneración a gran escala, hasta el momento no se tiene el marco regulatorio aplicable a plantas

de autogeneración de pequeña escala (≤ 1 MW) a partir de FNCE.

A continuación, se resumen los pasos para la interconexión de nuevas plantas de generación:

- Presentar un estudio con la solicitud de conexión al transportador (OR) incluyendo el análisis sobre la factibilidad técnica y financiera del proyecto
- El transportador deberá emitir un concepto sobre la viabilidad técnica de la conexión y enviar copia a la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) sobre su decisión.
- La UPME realizará un análisis de la conexión y emitirá su concepto al transportador para que ofrezca el punto de conexión y suscriba el respectivo contrato de conexión.
- Una vez la UPME haya emitido su concepto, el interesado deberá entregar a esta un cronograma de actividades del proyecto de generación, junto con la “curva S” que muestre el porcentaje de avance del proyecto durante el tiempo de ejecución; y en la etapa de construcción deberá presentar informes de avance cuando le sean requeridos.
- Firma del contrato de conexión con el concepto favorable emitido por la UPME y en coordinación con el código de planeamiento.
- Elaborar los diseños, planos, memorias de cálculo, especificaciones para la adquisición de equipos y para la construcción de las obras civiles, según los requerimientos técnicos y las normas nacionales e internacionales aplicables.
- Solicitar la aprobación al transportador de los diseños, memorias de cálculo, especificaciones y planos.
- Realizar la compra de los equipos y presentar reporte de las pruebas tipo.
- Informar al transportador la programación de los trabajos principales y el nombre de la firma interventora y la fecha de inicio de las pruebas de puesta en servicio y solicitar la supervisión de pruebas de sitio de los equipos e instalaciones.

- Después de ejecutadas las pruebas, aceptada la instalación y aprobado el informe de cumplimiento de normas, se autoriza la conexión y puesta en servicio.
- Se debe informar cualquier modificación para su estudio y aprobación.
- La operación y mantenimiento se debe realizar conforme al código de operación y con el contrato de conexión.

METODOLOGÍA APRENDYSAGE

Esta metodología (para el aprovechamiento energético de desechos animales y sistemas de autogeneración eléctrica) tiene como objetivo generar un modelo que permita la implementación de sistemas de autogeneración a partir de FNCE, teniendo en cuenta las limitaciones de las metodologías actuales y las necesidades propias del país. La metodología propuesta permite identificar los potenciales teórico y técnico asociados al recurso, con lo cual se proporciona información para definir la ruta y tecnología de conversión más adecuada para la generación de electricidad.

Dentro de las ventajas de la metodología encontramos que recomienda iniciar el estudio para el aprovechamiento de los recursos teniendo en cuenta las características geográficas de la zona y las de los animales fuentes del recurso (biomasa). Por otra parte, dentro de la formulación matemática considera la cantidad de biogás que se produce y el factor recuperable del residuo debido a la naturaleza del ganado en Colombia (estabulado o no estabulado) con el fin de reducir los valores de incertidumbre.

En cuanto a las recomendaciones de esta metodología está construir una base de datos donde se reúna información concerniente a las variaciones de producción del recurso, de acuerdo a su estado fisiológico y a su grupo etario, y de las características fisicoquímicas del residuo. A pesar de que esto puede ser considerado una ilimitación, la metodología propone adelantar el estudio de las propiedades del recurso a través de la recolección de

una o varias muestras o la extracción de datos en la bibliografía con el propósito de determinar el potencial energético del recurso y lograr su aplicación en la generación de electricidad a partir del trabajo conjunto con sistemas de autogeneración eléctrica.

ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL ENERGÉTICO. CASO DE ESTUDIO: FINCA QUEBRADA GRANDE, BRICEÑO (BOYACÁ)

Ubicación y características principales

La finca Quebrada Grande se encuentra ubicada a 5,65° latitud norte y 73,9° longitud oeste, en la

vereda El Diamante del municipio de Briceño (Boyacá), vereda que presenta una temperatura media de 16,2 °C y una humedad relativa del 77,7 % (NASA, 2016) (figura 1).

La finca cuenta con una extensión de 15 hectáreas dedicadas exclusivamente a la crianza de ganado vacuno para la producción de leche, además el ganado no se encuentra estabulado y se alimenta principalmente de pasto fresco y concentrado.

La cuantificación y clasificación del ganado presente en la finca se realizó por grupo etario de acuerdo con el estudio sectorial de carne bovina en Colombia presentado por la Superintendencia de Industria y Comercio. Los resultados se muestran en la tabla 1.



Figura 1. Ubicación finca Quebrada Grande

Fuente: Google Maps.

Tabla 1. Clasificación de ganado vacuno finca quebrada grande

Subsector	Grupo etario [meses]	Población [cabezas]
Terneros	0 – 12	7
Novillas	12 – 24	11
Vaca de primer parto	24 – 36	7
Vaca de producción	> 36	13
	Total	38

Fuente: Superintendencia de Industria y Comercio (2012).

Estimación de la cantidad de biomasa residual bovina disponible

Para determinar la cantidad de biomasa residual bovina disponible, se establece una tasa de producción de estiércol según el grupo etario y la información suministrada por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME, 2010) y el trabajo de Gonzales *et al.* (2014), tal como se muestra en la tabla 2.

Para la estimación de la biomasa residual pecuaria disponible se trabajó con los datos que definen un rango de producción de estiércol considerando que factores como la alimentación, el estado fisiológico del animal y las condiciones climáticas, pueden ocasionar variaciones en la producción del recurso.

Estimación del potencial energético teórico

El potencial energético teórico se determina a partir de la formulación matemática establecida en la metodología APRENDYSAGE descrita en Ladino, Martínez y Buriticá (2017), considerando las variables correspondientes a la caracterización de la biomasa recopiladas en Ladino y Martínez (2016, pp. 169-172). El potencial energético teórico se estima teniendo en cuenta el recurso disponible para cada grupo etario. Los valores iniciales y los resultados obtenidos se presentan en la tabla 3.

Ruta de conversión

Para el caso de estudio se determina que el porcentaje de humedad del recurso disponible es

Tabla 2. Tasa de producción de estiércol

Subsector	Grupo etario [meses]	Tasa de producción de estiércol ^a [kg/cabeza*día]	Tasa de producción de estiércol ^b [kg/cabeza*día]
Terneros	0 – 12	4	4 – 4,08
Novillas	12 – 24	9	9 – 11,7
Vaca de primer parto	24 – 36	14	9,5 – 14
Vaca de producción	> 36	18	18 – 41,7

Fuente: ^aUPME (2010), ^bGonzales *et al.* (2014).

Tabla 3. Potencial energético teórico caso de estudio Briceño (Boyacá)

Subsector	Tasa de producción de estiércol [kg/cabeza*día]		Población [cabezas]	Masa del residuo [kg/año]		Fracción de sólidos volátiles [kgSV/kg]	Rendimiento del biogás Bo [m ³ biogás/kgSV]	PCI biogás [MJ/m ³]	Potencial energético teórico [GJ/año]	
Terneros	4	4,08	7	10220	10430,02				51,9	53,04
Novillas	9	11,7	11	36135	47296,7				183,7	240,5
Vaca de primer parto	9,5	14	7	24349,1	35770	0,85	0,275	21,6	123,8	181,9
Vaca de producción	18	41,7	13	85410	197961,4				434,3	1006,7
	Total		38	156114,15	291458,121				793,958	1482,284

Fuente: elaboración propia.

superior al 75 %, por tanto, se establece que la ruta de conversión más apropiada es la *conversión biológica-conversión electromecánica* que corresponde al proceso de *digestión anaerobia-motor de combustión interna*.

De acuerdo con los cálculos correspondientes al sistema de biodigestión presentes en Ladino y Martínez (2016, pp. 105-106), en la tabla 4 se muestran las dimensiones del biodigestor, los tanques de recolección y del efluente. En la tabla 5 se detalla la producción de biogás y bioabono diario, a partir de la digestión del estiércol.

La tecnología de digestión seleccionada es el sistema biobolsa, debido a sus características de instalación, operación y mantenimiento, para el caso de estudio el modelo correspondiente es el BB60 (Ladino y Martínez, 2016).

Finalmente, la ruta de conversión electromecánica seleccionada corresponde a un motor de combustión interna de encendido por chispa a gasolina de 4 kVA, caracterizado porque puede sustituirse el 100 % del combustible por biogás a través de un sistema de conversión (Ladino y Martínez, 2016).

Estimación del potencial energético técnico

El potencial energético técnico se determina a partir de los resultados concernientes al potencial energético teórico y a características definidas en la formulación matemática de la metodología APRENDYSAGE. Los valores para el cálculo y los resultados obtenidos se muestran en la tabla 6.

Tabla 4. Dimensiones del biodigestor y tanques de recolección y del efluente

Volumen del digestor [m ³]	Tanque de recolección [m ³]	Tanque del efluente [m ³]
30,6	1,2	10,7

Fuente: elaboración propia.

Tabla 5. Producción de biogás y bioabono diario

Producción de biogás [m ³]	Producción de abono orgánico [m ³]
23,5	0,3

Fuente: elaboración propia.

Tabla 6. Potencial energético técnico, caso de estudio Briceño (Boyacá)

Potencial energético teórico [GJ/año]		Factor recuperable [%]	Eficiencia del biodigestor [%]	Eficiencia eléctrica [%]	Potencial energético técnico [GJ/año]		Factor de conversión [kWh/GJ]	Potencial energético técnico [kWh/año]	
51,9	53,04				2,04	2,08		568,4	580,1
183,7	240,5	12,5	90	35	7,2	9,4	277,7	2010,02	2630,8
123,8	181,9				4,8	7,1		1354,4	1989,7
434,3	1006,7				17,1	39,6		4750,9	11011,6
793,9	1482,2				31,2	58,3		8683,9	16212,4

Fuente: elaboración propia.

Tabla 7. Parámetros iniciales, fuera de red

Sección	Parámetro	Valor
Sistema eléctrico de potencia del caso base	Tecnología	Electricidad de la red
	Precio del combustible	267,5 COP/kWh
	Demanda de electricidad diaria	1,9 kWh (1)
	Carga punta anual	3,00 kW
Sistema eléctrico de potencia del caso propuesto	Tecnología	Motor a pistones
	Precio del combustible	0,00 COP/m ³
	Capacidad de generación eléctrica	3,7 kW
	Disponibilidad	100 %
	Demanda de electricidad diaria	3,000 kWh (2)
Análisis de emisiones	Costos iniciales incrementales	1.815.000 COP (3)
	Pérdidas T y D (caso base)	12 %
	Derechos de transacción por créditos GEI	0,0 %
	Tasa de inflación	6,77 %
	Tiempo de vida del proyecto	25 años
	Relación de deuda	70 %
	Tasa de interés de la deuda	10,62 %
	Duración de deuda	15 años
	Costos iniciales (otros)	14.131.907 COP (4)
	Incentivos y donaciones	2.551.505 COP (5)
Análisis financiero	Costos de O y M (ahorros)	114 COP
	Ahorro y renta anuales (otros)	787.450 COP (6)

(1) La demanda de electricidad diaria del caso base es el promedio de consumo diario durante doce meses.

(2) La demanda de electricidad diaria del caso propuesto se establece asumiendo un consumo del 55 % superior al caso base.

(3) Valor de la planta eléctrica GENPAR GPG400 al año 2015.

(4) Los costos iniciales corresponden a la suma de: costo de conversión de la planta eléctrica a gas, costo de instalación de la planta y el valor del biodigestor incluida la instalación.

(5) Se establecen como el 16 % de los costos iniciales totales.

(6) Valor del abono orgánico vendido anualmente cuya producción para el caso de estudio es de 1395 dm³/año.

Fuente: elaboración propia.

Simulación del caso de estudio en el software RETScreen, proyecto “Generación de electricidad-fuera de red”

Para la simulación de proyectos de autogeneración de electricidad por medio de energías limpias, la opción más adecuada es *generación de electricidad-fuera de red*, por tanto, se elige este tipo de proyecto en

el *software RETScreen*. La información inicial ingresada en el *software* se presenta en la tabla 7.

Resultados

Los resultados obtenidos en *RETScreen* se presentan en la tabla 8, y en la figura 2 se puede ver el flujo de caja acumulado durante el tiempo de vida del proyecto.

Tabla 8. Resultados obtenidos, fuera de red

Sección	Parámetro	Valor
Sistema eléctrico de potencia del caso base	Demanda de electricidad anual	0,7 MWh
Sistema eléctrico de potencia del caso propuesto	Demanda de electricidad anual	1,095 MWh
Análisis de emisiones	Emisiones GEI caso base	0,1 tCO ₂
	Emisiones GEI caso propuesto	0,0 tCO ₂
	Reducción de emisiones GEI anual neta	0,1 tCO ₂
Análisis financiero	Pago de la deuda – 15 años	1.519.934 COP
	Costos anuales totales	1.520.048 COP (1)
	Total renta y ahorros anuales	975.937 COP (2)
	TIR antes de impuestos – capital	14,1 % (3)
	Repago – capital	14,4 años (4)
	Valor presente neto (VPN)	38.730.827 COP
	Ahorros anuales en ciclo de vida	1.549.233 COP/año
	Relación beneficio–costo	9,1

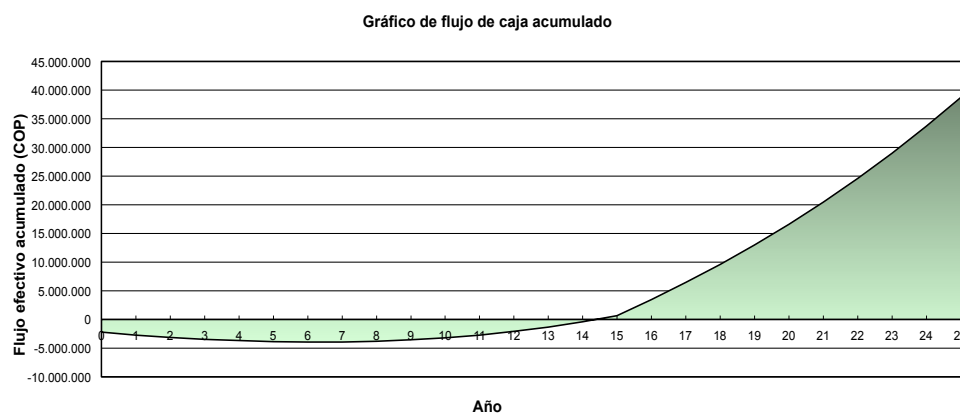
(1) Los costos anuales totales son el resultado de la suma entre el pago de la deuda–15 años y los costos de O y M.

(2) El total renta y ahorros anuales resulta de la suma entre el costo del combustible anual para el caso base y el valor de los ahorros y renta anuales

(3) La TIR se determina a partir de los valores del flujo de caja anuales durante el tiempo de vida del proyecto.

(4) El parámetro repago–capital indica el año en que el flujo de caja acumulado pasa a tener valores positivos (véase figura 2).

Fuente: elaboración propia.

**Figura 2.** Gráfico de flujo de caja acumulado proyecto Fuera de Red

Fuente: elaboración propia a partir de RETScreen.

Proyecto “Generación de electricidad-red aislada”

Para el caso de estudio también se realiza la simulación en RETScreen considerando el *tipo de red-red aislada* asumiendo que toda la electricidad producida será exportada a la red. El análisis en

este tipo de red se hace debido a que actualmente en el país los autogeneradores a pequeña escala no pueden suministrar sus excedentes a la red, ya que su regulación se encuentra en proceso. Este tipo de simulación sería similar al de un sistema de generación distribuida. Los parámetros iniciales ingresados se presentan en la tabla 9.

Tabla 9. Parámetros iniciales, red aislada

Sección	Parámetro	Valor
Sistema eléctrico de potencia del caso propuesto	Tecnología	Motor a pistones
	Precio del combustible	0,00 COP/m ³
	Capacidad de generación eléctrica	3,7 kW
	Disponibilidad	46 % (1)
	Costos iniciales incrementales	1.815.000 COP
	Tarifa de exportación de electricidad	152.212 COP/MWh
Análisis de emisiones	Pérdidas T y D (caso base)	12 %
	Derechos de transacción por créditos GEI	0,0 %
Análisis financiero	Tasa de inflación	6,7 %
	Tiempo de vida del proyecto	25 años
	Relación de deuda	70 %
	Tasa de interés de la deuda	10,6 %
	Duración de deuda	10 años (2)
	Costos iniciales (otros)	14.131.907 COP
	Incentivos y donaciones	2.551.505 COP
	Costos de O y M (ahorros)	114 COP
Ahorro y renta anuales (otros)	787.450 COP	

(1) La disponibilidad se determina teniendo en cuenta la cantidad necesaria de biogás para que el motor funcione de forma continua, y el biogás producido, a partir del recurso disponible, es decir, si el biogás obtenido es igual al biogás requerido entonces la disponibilidad será del 100 %.

(2) La duración de la deuda es cinco años menor respecto al tipo de proyecto fuera de red, debido a que en el proyecto red aislada se obtienen los ingresos provenientes de la venta de electricidad a la red.

Fuente: elaboración propia.

Los resultados obtenidos en *RETSscreen* se presentan en la tabla 10, y en la figura 3 se puede ver

el flujo de caja acumulado durante el tiempo de vida del proyecto.

Tabla 10. Resultados obtenidos, red aislada

Sección	Parámetro	Valor
Sistema eléctrico de potencia del caso propuesto	Electricidad exportada a la red	15 MWh
	Emisiones GEI caso base	3,0 tCO ₂
Análisis de emisiones	Emisiones GEI caso propuesto	0,4 tCO ₂
	Reducción de emisiones GEI anual neta	2,6 tCO ₂ (1)
	Pago de la deuda – 10 años	1.865.365 COP
Análisis financiero	Costos anuales totales	1.865.479 COP
	Renta por exportación de electricidad	2.287.808 COP
	Total renta y ahorros anuales	3.075.258 COP (2)
	TIR antes de impuestos – capital	77,8 %
	Repago-capital	1,5 años
	Valor presente neto (VPN)	180.050.395 COP
	Ahorros anuales en ciclo de vida	7.202.016 COP/año
	Relación beneficio/costo	38,6

(1) Las emisiones GEI para el caso base son 7,5 veces mayor respecto al caso propuesto, siendo considerables la reducción de emisiones GEI netas anuales con la implementación del caso propuesto.

(2) El total renta y ahorros anuales se calcula sumando la renta por exportación de electricidad y el valor de los ahorros y rentas anuales.

Fuente: elaboración propia.

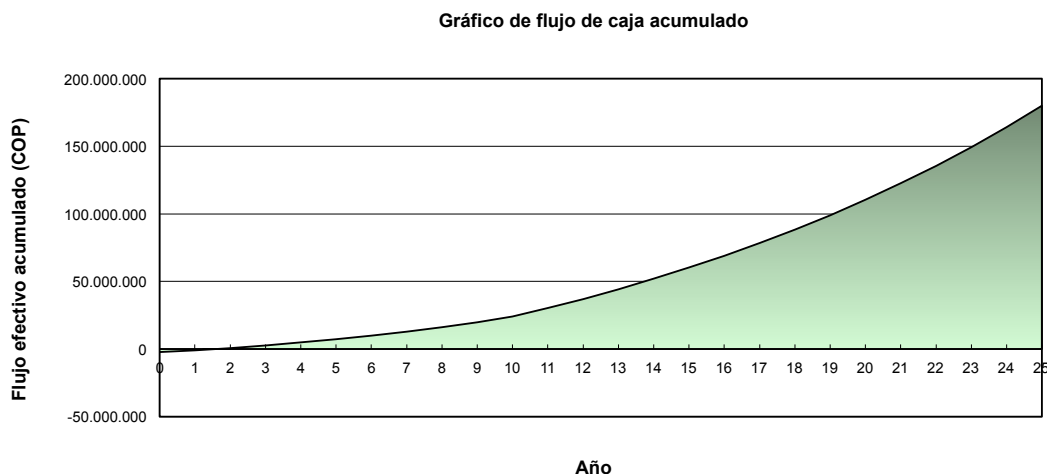


Figura 3. Gráfico de flujo de caja acumulado proyecto red aislada

Fuente: elaboración propia a partir de *RETSscreen*.

Análisis de resultados

De acuerdo con los resultados en los proyectos fuera de red y red aislada, se puede concluir lo siguiente:

1. Las emisiones de GEI calculadas por *RETSscreen* se estiman teniendo en cuenta la demanda de electricidad anual, por tanto, debido a que el consumo de electricidad para el caso base es muy pequeño (0,705 MWh), las emisiones anuales de CO₂ en el proyecto fuera de red son mínimas en comparación con el proyecto red aislada, en el que la electricidad entregada a la red es de 21,2 veces mayor al consumo mencionado.
2. En la figura 2 se observa que el flujo de caja acumulado es negativo aproximadamente 14 años, mientras que en la figura 3 los valores inferiores a cero no superan los 2 años. El año en que el flujo de caja es igual a cero (ingresos = egresos), se expresa en el indicador de *RETSscreen* repago-capital y conforme a los valores para los proyectos fuera de red y red aislada (tablas 7 y 10, respectivamente). Se puede ver que el repago del capital para el primer proyecto es 9,6 veces mayor respecto al otro proyecto, esto se debe a que la electricidad exportada a la red (considerando la venta total de la energía generada al operador de red) es 14,2 MWh mayor a la demanda de electricidad

anual del caso base, por tanto, el total de renta y ahorros anuales para el proyecto de red aislada es 3,1 veces mayor respecto al proyecto fuera de red.

3. De acuerdo con los resultados de los indicadores correspondientes a la viabilidad financiera para los dos tipos de proyectos, se puede observar que en ambos casos los resultados de la TIR y el VPN son mayores a cero y la relación beneficio/costo mayor a 1, el cual es un criterio que expresa la viabilidad económica positiva de ambos proyectos; sin embargo, estos valores son superiores en el proyecto de red aislada, debido a que sus ingresos anuales durante el ciclo de vida aumentan respecto al proyecto fuera de red.

ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL ENERGÉTICO. CASO DE ESTUDIO: PROYECTO COMUNITARIO, CAJICÁ (CUNDINAMARCA)

En este caso se analiza un proyecto comunitario para la generación de energía a partir de la recolección de los residuos de biomasa residual pecuaria provenientes de tres fincas aledañas con el fin de hacer una comparación respecto a un caso de estudio, en el cual se aprovechan los recursos de una finca familiar, tal como se analizó en el caso anterior.

Ubicación y características principales

Cajicá es un municipio de Cundinamarca ubicado a 4,91° latitud norte y -74,025° longitud oeste, en la provincia de Sabana Centro. Está dividido en 5 sectores: Calahorra, Canelón, Chuntame, Centro y Río Grande.

Para este caso se escogieron tres fincas aledañas dedicadas a la crianza de ganado vacuno lechero, ubicadas en el sector de Calahorra. La figura 4 muestra la ubicación de las fincas, caracterizadas por estar cerca del río Bogotá y a la Planta

de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR); lo que asegura la disponibilidad de recurso hídrico. La tabla 11 describe las características principales de las fincas objeto del caso de estudio.

En las fincas Las Huertas y Joresva, el ganado no se encuentra estabulado, mientras que en La Esperanza el ganado se estabula por un periodo de tres horas diarias para el ordeño.

La cuantificación y clasificación etaria del ganado por finca se hace según la tabla 2 con el fin de determinar la cantidad total de cabezas por grupo etario de las tres fincas. La tabla 12 muestra la

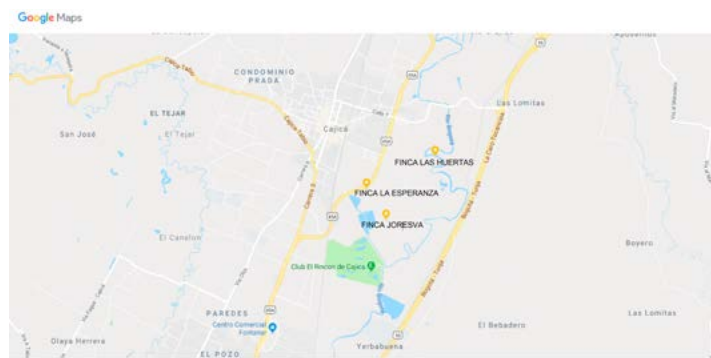


Figura 4. Ubicación de las fincas caso de estudio

Fuente: Google Maps.

Tabla 11. Características principales de las fincas objeto de estudio

Ubicación				
Nombre de la finca	Extensión [ha]	Latitud [°]	Longitud [°]	Cantidad de animales
Las Huertas	18	4,9	-74,019	30
La Esperanza	6,4	4,9	-74,016	43
Joresva	43,72	4,91	-74	55
Total				128

Fuente: elaboración propia.

Tabla 12. Clasificación por grupo etario

Subsector	Población [cabezas]			Total [Cabezas]
	Las Huertas	La Esperanza	Joresva	
Terneros	8	2	7	17
Novillas	19	14	25	58
Vaca de primer parto	3	27	10	40
Vaca de producción			13	13
	30	43	55	128

Fuente: elaboración propia.

clasificación del ganado de las fincas Las Huertas, La Esperanza y Joresva.

Estimación de la cantidad de biomasa residual bovina disponible

De acuerdo con la tabla 2, la cantidad de estiércol que se estima, teniendo en cuenta que el ganado no está estabulado (fincas Las Huertas y Joresva) y que el tiempo de estabulación en la finca La Esperanza es de tan solo tres horas, oscila entre los 150,65 kg/día a 231,874 kg/día. La tabla 13 presenta un valor total de producción de estiércol al año, a partir de la recolección del 100 % del residuo. Para la estimación del potencial energético técnico se considera un porcentaje de recolección del 12,5 % debido a que el ganado no se encuentra estabulado.

Estimación del potencial energético teórico

Para la estimación del potencial energético se identifican las variables necesarias para aplicar la formulación matemática propuesta en la metodología APRENDYSAGE, dichas variables

comprenden el rendimiento del biogás, el poder calorífico inferior, entre otras (véase anexo 3 en Ladino y Martínez, 2016). Los resultados se presentan en la tabla 13.

Ruta de conversión

Como se mencionó en el caso anterior, la humedad del recurso es superior al 75 %; por tanto, la ruta de conversión más adecuada es la *conversión biológica-conversión electromecánica*, que corresponde al proceso de *digestión anaerobia-motor de combustión interna*. Es posible usar otras tecnologías como las celdas electroquímicas o las microturbinas; sin embargo, se considera que son sistemas más complejos y de alto costo, por tanto, se recomienda su aplicación en proyectos a gran escala.

De acuerdo con los cálculos correspondientes al sistema de biodigestión descritos en Ladino y Martínez (2016, p. 129), en la tabla 14 se muestra las dimensiones del biodigestor, los tanques de recolección y del efluente. En la tabla 15 se indica la producción de biogás y bioabono diario producido a partir de la digestión del estiércol.

Tabla 13. Potencial energético teórico, caso de estudio Cajicá (Cundinamarca)

Subsector	Tasa de producción de estiércol [kg/cabeza*día]		Población [cabezas]	Masa del residuo [kg/año]		Fracción de sólidos volátiles [kgSV/kg]	Rendimiento del biogás Bo [m ³ biogas/kgSV]	PCI biogás [MJ/m ³]	Potencial energético teórico [GJ/año]	
Terberos	4	4,08	17	24820	25330,051	0,855	0,275	21,631	126,2	128,8
Novillas	9	11,7	58	190530	249382,6				968,9	1268,2
Vaca de primer parto	9,5	14	40	139138	204400				707,6	1039,5
Vaca de producción	18	41,7	13	85410	197961,4				434,3	1006,7
		Total	128	439898	677074,05				2237,2	3443,4

Fuente: elaboración propia.

Tabla 14. Dimensiones del biodigestor y tanques de recolección y del efluente

Volumen del digestor [m ³]	Tanque de recolección [m ³]	Tanque del efluente [m ³]
71,2	2,7	25,04

Fuente: elaboración propia.

Tabla 15. Dimensiones del biodigestor y tanques de recolección y del efluente

Producción de biogás [m ³]	Producción de abono orgánico [m ³]
54,5	0,65

Fuente: elaboración propia.

La tecnología de digestión seleccionada es el sistema biobolsa debido a sus características de instalación, operación y mantenimiento, para el caso de estudio el modelo correspondiente es el BB160 (Ladino y Martínez, 2016).

La ruta de conversión electromecánica seleccionada corresponde a un motor de combustión interna de encendido por chispa a gasolina de 4 kVA, debido a que puede sustituirse el 100 % del combustible por biogás a través de un sistema de conversión (Ladino y Martínez, 2016).

Teniendo en cuenta la distancia que separa cada una de las fincas, se recomienda ubicar el biodigestor en La Esperanza y realizar un tendido de red eléctrica hacia Joresva. Adicionalmente, se considera inconveniente la instalación de una red eléctrica hasta la finca Las Huertas, debido a los costos asociados a la infraestructura eléctrica. Por

último, es apropiado hacer la instalación de un sistema de biodigestión individual debido a factores como la logística de recolección de los residuos y los costos asociados a la infraestructura para la conexión a la red eléctrica, situación que influye en la viabilidad técnica y económica del proyecto. Por otra parte, es viable la implementación de este tipo de proyectos en el caso de que las fincas sean más cercanas.

Estimación del potencial energético técnico

El potencial energético técnico se determina a partir de los resultados concernientes al potencial energético teórico y a características que se definen en la formulación matemática de la metodología APRENDYSAGE. Los valores para el cálculo y los resultados se detallan en la tabla 16.

Tabla 16. Potencial energético técnico caso de estudio Cajicá (Cundinamarca)

Potencial energético teórico [GJ/año]	Potencial energético recuperable [GJ/año]	Factor recuperable [%]	Eficiencia del biodigestor [%]	Eficiencia eléctrica [%]	Potencial energético técnico [GJ/año]	Factor de conversión [kWh/GJ]	Potencial energético técnico [kWh/año]
126,2	128,8				4,970	5,07	1380,6
968,9	1268,2	12,5	90	35	38,1	49,9	10598,3
707,6	1039,5				27,8	40,9	7739,6
434,3	1006,7				17,1	39,6	4750,9
2237,2	3443,4				88,09	135,5	24469,5

Fuente: elaboración propia.

Simulación del caso de estudio en el software RETScreen, proyecto “Generación de electricidad-fuera de red”

Para proyectos de autogeneración de electricidad a partir de energías limpias la opción más adecuada es *generación de electricidad-fuera de red*, por tanto, se elige este tipo de proyecto en el *software*

RETScreen. La información inicial ingresada en el *software* se presenta en la tabla 17.

Resultados

Los resultados obtenidos en *RETScreen* se presentan en la tabla 18, y en la figura 5 se puede ver el flujo de caja acumulado durante el tiempo de vida del proyecto.

Tabla 17. Parámetros iniciales, fuera de red

Sección	Parámetro	Valor
Sistema eléctrico de potencia del caso base	Tecnología	Electricidad de la red
	Precio del combustible	227,6 COP/kWh
	Demanda de electricidad diaria	12,4 kWh (1)
	Carga punta anual	3,00 kW
Sistema eléctrico de potencia del caso propuesto	Tecnología	Motor a pistones
	Precio del combustible	0,00 COP/m ³
	Capacidad de generación eléctrica	3,7 kW
	Disponibilidad	100 %
	Demanda de electricidad diaria	12,4 kWh (2)
Análisis de emisiones	Costos iniciales incrementales	1.815.000 COP (3)
	Pérdidas T y D (caso base)	12 %
Análisis financiero	Derechos de transacción por créditos GEI	0,0 %
	Tasa de inflación	6,7 %
	Tiempo de vida del proyecto	25 años
	Relación de deuda	70 %
	Tasa de interés de la deuda	10,6 %
	Duración de deuda	15 años
	Costos iniciales (otros)	29.130.040 COP (4)
	Incentivos y donaciones	4.951.206 COP (5)
	Costos de O y M (ahorros)	114 COP
	Ahorro y renta anuales (otros)	1.759.484 COP (6)

(1) La demanda de electricidad diaria del caso base es el promedio de consumo diario durante doce meses.

(2) La demanda de electricidad diaria del caso propuesto se establece asumiendo el mismo valor del caso base.

(3) Valor de la planta eléctrica GENPAR GPG400 al año 2015.

(4) Los costos iniciales corresponden a la suma de: costo de conversión de la planta eléctrica a gas, costo de instalación de la planta y el valor del biodigestor incluida la instalación.

(5) Se establecen como el 16 % de los costos iniciales totales.

(6) Valor del abono orgánico vendido anualmente cuya producción para el caso de estudio es de 3117 dm³/año.

Fuente: elaboración propia.

Tabla 18. Resultados obtenidos, fuera de red

Sección	Parámetro	Valor
Sistema eléctrico de potencia del caso base	Demanda de electricidad anual	4,553 MWh
Sistema eléctrico de potencia del caso propuesto	Demanda de electricidad anual	4,553 MWh
Análisis de emisiones	Emisiones GEI caso base	0,9 tCO ₂
	Emisiones GEI caso propuesto	0,0 tCO ₂
	Reducción de emisiones GEI anual neta	0,9 tCO ₂
Análisis financiero	Pago de la deuda – 15 años	2.949.439 COP
	Costos anuales totales	2.949.553 COP (1)
	Total renta y ahorros anuales	2.796.260 COP (2)
	TIR antes de impuestos-capital	25,9 % (3)
	Repago-capital	6,5 años (4)
	Valor presente neto (VPN)	134.132.367 COP
	Ahorros anuales en ciclo de vida	5.365.295 COP/año
	Relación beneficio/costo	15,45

(1) Los costos anuales totales resultan de la suma entre el pago de la deuda–15 años y los costos de O y M.

(2) El total renta y ahorros anuales proviene de la suma entre el costo del combustible anual para el caso base y el valor de los ahorros y renta anuales.

(3) La TIR se determina a partir de los valores del flujo de caja anuales durante el tiempo de vida del proyecto.

(4) El parámetro repago-capital indica el año en que el flujo de caja acumulado pasa a tener valores positivos (véase figura 5).

Fuente: elaboración propia.

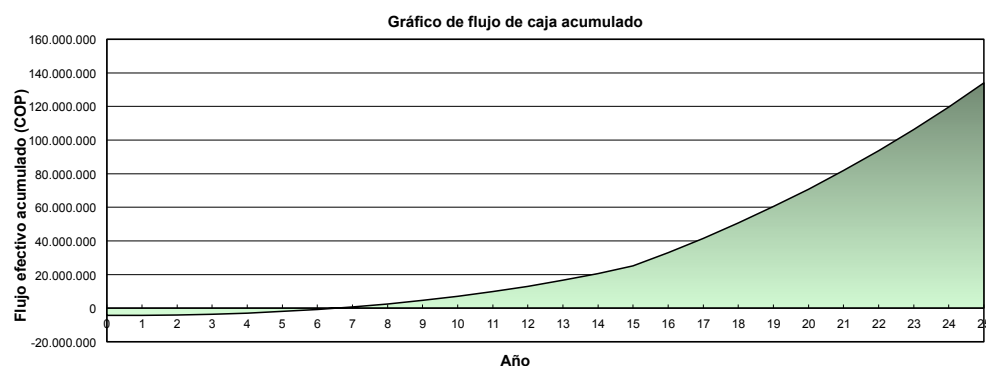


Figura 5. Gráfico de flujo de caja acumulado proyecto Fuera de Red

Fuente: elaboración propia a partir de *RETSscreen*.

Proyecto “Generación de electricidad-red aislada”

Adicionalmente se realiza la simulación en *RETSscreen* considerando el tipo de red-red aislada asumiendo que toda la electricidad producida será exportada a la red. Este tipo de simulación sería similar al de un sistema de generación distribuida.

Los parámetros iniciales ingresados se presentan en la tabla 19.

Resultados

Los resultados obtenidos en *RETSscreen* se presentan en la tabla 20, y en la figura 6 se puede ver el flujo de caja acumulado durante el tiempo de vida del proyecto.

Tabla 19. Parámetros iniciales, red aislada

Sección	Parámetro	Valor
Sistema eléctrico de potencia del caso propuesto	Tecnología	Motor a pistones
	Precio del combustible	0,00 COP/m ³
	Capacidad de generación eléctrica	3,73 kW
	Disponibilidad	96 % (1)
	Costos iniciales incrementales	1.815.000 COP
	Tarifa de exportación de electricidad	152.212 COP/MWh
Análisis de emisiones	Pérdidas T y D (caso base)	12 %
	Derechos de transacción por créditos GEI	0,0 %
Análisis financiero	Tasa de inflación	6,7 %
	Tiempo de vida del proyecto	25 años
	Relación de deuda	70 %
	Tasa de interés de la deuda	10,6 %
	Duración de deuda	10 años (2)
	Costos iniciales (otros)	29.130.040 COP
	Incentivos y donaciones	4.951.206 COP
	Costos de O y M (ahorros)	114 COP
Ahorro y renta anuales (otros)	1.759.484 COP	

(1) La disponibilidad se determina teniendo en cuenta la cantidad necesaria de biogás para que el motor funcione de forma continua y el biogás producido a partir del recurso disponible, es decir, si el biogás obtenido es igual al biogás requerido entonces la disponibilidad será del 100 %.

(2) La duración de la deuda es cinco años menor respecto al tipo de proyecto fuera de red, debido a que en el proyecto red aislada se obtienen los ingresos provenientes de la venta de electricidad a la red.

Fuente: elaboración propia.

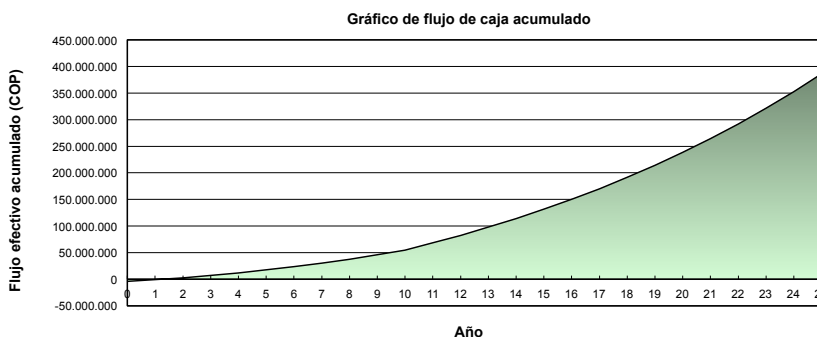
Tabla 20. Resultados obtenidos, red aislada

Sección	Parámetro	Valor
Sistema eléctrico de potencia del caso propuesto	Electricidad exportada a la red	31 MWh
	Emisiones GEI caso base	6,3 tCO ₂
Análisis de emisiones	Emisiones GEI caso propuesto	0,8 tCO ₂
	Reducción de emisiones GEI anual neta	5,5 tCO ₂ (1)
	Pago de la deuda – 10 años	3.619.749 COP
Análisis financiero	Costos anuales totales	3.619.867 COP
	Renta por exportación de electricidad	4.774.557 COP
	Total renta y ahorros anuales	6.534.041 COP (2)
	TIR antes de impuestos-capital	90,6 %
	Repag-capital	1,3 años
	Valor presente neto (VPN)	386.411.163 COP
	Ahorros anuales en ciclo de vida	15.456.447 COP/año
	Relación beneficio–costo	42,62

(1) Las emisiones GEI para el caso base son 7,875 veces mayor respecto al caso propuesto, siendo considerables la reducción de emisiones GEI netas anuales con la implementación del caso propuesto.

(2) El total renta y ahorros anuales se calcula sumando la renta por exportación de electricidad y el valor de los ahorros y rentas anuales.

Fuente: elaboración propia.

**Figura 6.** Gráfico de flujo de caja acumulado proyecto Red Aislada

Fuente: elaboración propia a partir de RETScreen.

ANÁLISIS DE RESULTADOS

De acuerdo con los resultados en los proyectos fuera de red y red aislada, se puede concluir lo siguiente:

1. Las emisiones anuales de CO₂ en el proyecto fuera de red son mínimas, en comparación con el proyecto Red Aislada, en el que la electricidad entregada a la red es 6,8 veces mayor al consumo mencionado
2. El repago del capital para el proyecto de fuera de red es 5 veces mayor respecto al proyecto de red
3. Al igual que en los proyectos (red aislada y fuera de red) del caso de estudio de Briceño, los

aislada debido a que la electricidad exportada a la red (considerando la venta total de la energía generada al operador de red) es 26,4 MWh mayor a la demanda de electricidad anual del caso base, por tanto, el total de rentas y ahorros anuales para el proyecto de red aislada es 2,3 veces mayor respecto al proyecto en fuera de red, esto hace que el tiempo en el que el flujo de caja es negativo disminuya.

indicadores correspondientes a la viabilidad financiera del caso de estudio de Cajicá presentan un mejor balance económico para el proyecto de red aislada que el de fuera de red.

CONCLUSIONES

Los valores mínimos de los potenciales teóricos y técnicos para la finca Quebrada Grande son 793,958 GJ/año y 31,262 GJ/año, respectivamente, con una capacidad mínima de generación eléctrica de 8683,9 kWh/año, equivalente a una capacidad instalada de 1 kW provenientes del aprovechamiento de los residuos de 38 reses. En cuanto al caso de estudio de Cajicá, los valores mínimos de potencial teórico y técnico son 2237,2 GJ/año y 88,09 GJ/año, respectivamente, con una capacidad mínima de generación de 24469,5 kWh/año, a partir del aprovechamiento de los desechos de 128 cabezas de ganado vacuno. Aunque la cantidad de reses presentes en las fincas del caso de estudio de Cajicá es 3,4 veces superior respecto al caso de estudio de Briceño, la capacidad de generación de electricidad es tan solo 2,8 veces superior; esto se debe a que la cantidad de reses clasificadas como vacas de producción para la finca Quebrada Grande representan el 34 % del total de cabezas, mientras que para el caso de estudio de Cajicá, representan el 10 % y es en este subsector donde la tasa de producción de estiércol es mayor.

De acuerdo con los resultados de la simulación en *RETSscreen*, se puede observar que para ambos casos de estudio la viabilidad financiera presentó mejores resultados en los proyectos de red aislada, dando como resultados una TIR 63,7 % superior, un repago de capital 12,9 años menor y una relación beneficio/costo 29,5 unidades mayor respecto al proyecto fuera de red para el caso Briceño; y para el caso Cajicá, una TIR 64,7 % mayor, un repago de capital 5,2 años menor y una relación beneficio/costo 27,2 unidades superior respecto al proyecto fuera de red; esto debido a que el programa consideró como ingresos la venta total de la

energía entregada a la red, la cual es mayor que la energía consumida por las fincas en cada caso de estudio (electricidad generada por el motor de 4,3 MWh superior respecto al proyecto fuera de red para el caso Briceño, y de 26,4 MWh superior respecto al proyecto fuera de red para el caso Cajicá).

La sostenibilidad en los proyectos de red aislada para ambos casos de estudio se debe en gran parte a la venta del abono orgánico resultante en la digestión de estiércol (con ingresos anuales de 787.450 COP y 1.759.484 COP, para los casos de estudio Briceño y Cajicá, respectivamente), ayudando a disminuir el valor máximo del flujo de caja acumulado durante el repago de capital y el tiempo del mismo.

Según los resultados propios de cada caso de estudio, se concluye que la implementación de sistemas de digestión para la generación de energía eléctrica logra suplir las necesidades propias de un hogar con una capacidad instalada de 3 kW. En cuanto a la viabilidad de los proyectos hay que tener en cuenta que la inversión inicial es bastante alta y el tiempo de pago de la deuda es superior al 50 % del tiempo de vida del proyecto, pero que existen características como la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (2,6 tCO₂ y 5,5 tCO₂ anuales en los proyectos de red aislada para los casos de Briceño y Cajicá, respectivamente), reducción de focos de infección debido al manejo inadecuado de la biomasa residual pecuaria, la producción de biofertilizantes (1,395 m³ para Briceño y 3,1 m³ para Cajicá) y el aprovechamiento de residuos en la generación de biogás que hacen recomendable la aplicación de este tipo de proyectos.

La aplicación de sistemas comunitarios de recolección de estiércol permite obtener una mayor cantidad de residuo para su aprovechamiento (2,13 veces mayor respecto al caso Briceño), pero el sistema de logística para la recolección de los residuos y la infraestructura para la conexión de la red se puede convertir en una desventaja al momento de aplicar este tipo de proyectos, por tanto se considera viable la implementación de sistemas

individuales o comunitarios en el caso de que las fincas sean más cercanas y como sistemas de generación distribuida.

REFERENCIAS

- Congreso de Colombia (13 de mayo de 2014). *Ley 1715 2014*. Recuperado de http://www.upme.gov.co/Normatividad/Nacional/2014/LEY_1715_2014.pdf
- Gonzales, M., Morini, M., Pinelli, M., Ruggero, P., Venturini, M., Finkenrath, M. y Poganietz, W. (2014). Methodology for estimating biomass energy potential and its application to Colombia. *Applied Energy*, 136(0306-2619/2014), 781-796.
- Ladino, A. y Martínez, J. (4 de octubre de 2016). *Repositorio Institucional Universidad Distrital RIUD*. Obtenido de <http://repository.udistrital.edu.co/handle/11349/4065>
- Ladino, A., Martínez, J., Buriticá, C.. (2017). *Metodología para el aprovechamiento energético de desechos y sistemas de autogeneración eléctrica (APRENDYSAGE)*. En proceso de publicación en la revista *Visión Electrónica*, fecha de aceptación 28 de Julio 2018. Bogotá.
- National Aeronautics and Space Administration (NASA) (2016). *Atmospheric Science Data Center*. Recuperado de <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi>
- Superintendencia de Industria y Comercio (2012). *Estudio sectorial carne bovina en Colombia (2009 2011)*. Recuperado de <http://www.sic.gov.co/drupal/masive/datos/estudios%20economicos/Documentos%20%20elaborados%20por%20la%20Delegatura%20de%20Protecci%C3%B3n%20de%20la%20Competencia/2011/Carne2012.pdf>
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) (2010). *Atlas del Potencial Energético de la Biomasa Residual en Colombia*. Recuperado de http://www1.upme.gov.co/sites/default/files/article/1768/files/Atlas%20de%20Biomasa%20Residual%20Colombia_.pdf
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) (10 de marzo de 2016). *Resolución 143 de 2016*. Recuperado de http://www.siel.gov.co/siel/documentos/documentacion/Generacion/143_2016.pdf
- XM-Expertos en Mercados S.A. E.S.P. (2016). *Informe de Operación del SIN y Administración del Mercado 2016*. Medellín.

