

Economic and environmental evaluation of a small-scale biogas plant: Case study in the Chillón Valley, Peru

José Santos Pinares Buendía Alvarez¹, Jose Alberto Samaniego Nolasco¹, Carlos Diego Patiño Vidal¹, Fanny Mabel Carhuancho Leon³, Berlan Rodríguez Pérez², Reinier Jiménez Borges⁴, Yoysdel Castillo Alvarez^{1*}

¹Universidad Tecnológica de Perú, Lima, Perú ²Pontificia Universidad Católica del Perú, Lima, Perú

³Universidad Nacional Agraria La Molina, Lima, Perú ⁴Universidad de Cienfuegos, Cienfuegos, Cuba

*c19773@utp.edu.pe

Abstract

The economic and environmental assessment of decentralised energy technologies is crucial for sustainable development in rural communities. In this context, an evaluation of financial indicators and a Life Cycle Assessment is carried out for a small-scale biogas plant in the Chillón Valley, Peru. The research uses an experimental and analytical approach, evaluating a 770 litre biodigester, with a useful volume of 640 litres and a hydraulic retention time of 20 days. The daily feed consists of 4 kg of organic matter (70% cow excreta and 30% organic waste), together with 12 litres of water. The average biogas production is around 255 litres/d, generating 14 litres/d of biofertiliser. From an economic perspective, the initial investment in the system was \$2,030 USD, resulting in a Payback Period (payback period) of 2.67 years, evidencing its rapid payback. The Life Cycle Assessment, according to ISO 14040 and 14044, compared the environmental impact of biogas, Liquefied Petroleum Gas (LPG) and firewood in cooking food. The results showed that biogas reduces by 1.5 tonnes of CO₂ equivalent per tonne of waste treated and reduces by 23% the formation of particulate matter (PM_{2.5}), thus improving air quality and human health. The biogas plant in the Chillón Valley represents a sustainable alternative that could be expanded in rural areas, promoting energy independence both in Peru and globally, offering an efficient, economically and environmentally viable solution that contributes to an energy transition through a circular economy model.

Keywords– Economic Assessment, Life Cycle Assessment (LCA), Environmental Impact, Energy Sustainability, Circular Economy.

Evaluación económica y ambiental de una planta de biogás a pequeña escala: Caso de estudio en el Valle Chillón, Perú

José Santos Pinares Buendía Alvarez¹, Jose Alberto Samaniego Nolasco¹, Carlos Diego Patiño Vidal¹,
Fanny Mabel Carhuancho Leon³, Berlan Rodríguez Pérez²,
Reinier Jiménez Borges⁴, Yoisdell Castillo Alvarez^{1*}

¹Universidad Tecnológica de Perú, Lima, Perú ²Pontificia Universidad Católica del Perú, Lima, Perú

³Universidad Nacional Agraria La Molina, Lima, Perú ⁴Universidad de Cienfuegos, Cienfuegos, Cuba

*c19773@utp.edu.pe

Resumen—La evaluación económica y ambiental de tecnologías energéticas descentralizadas es crucial para el desarrollo sostenible en comunidades rurales. En este contexto, se lleva a cabo una evaluación de indicadores financieros y un Análisis de Ciclo de Vida (ACV) para una planta de biogás a pequeña escala en el Valle Chillón, Perú. La investigación utiliza un enfoque experimental y analítico, evaluando un biodigestor de 770 litros, con un volumen útil de 640 litros y un tiempo de retención hidráulica de 20 días. La alimentación diaria consiste en 4 kg de materia orgánica (70 % excreta de vaca y 30 % residuos orgánicos), junto con 12 litros de agua. La producción media de biogás es de alrededor de 255 litros/d, generando 14 litros/d de bioabono. Desde una perspectiva económica, la inversión inicial en el sistema fue de \$2,030 USD, lo que resultó en un Período de Recuperación de la Inversión (PRI) de 2.67 años, evidenciando así su rápida rentabilidad. El Análisis de Ciclo de Vida (ACV), de acuerdo a las normas ISO 14040 y 14044, comparó el impacto ambiental del biogás, el Gas Licuado de Petróleo (GLP) y la leña en la cocción de alimentos. Los resultados mostraron que el biogás permite reducir en 1.5 toneladas de CO₂ equivalente por tonelada de residuo tratado y disminuye en un 23 % la formación de material particulado (PM_{2.5}), mejorando así la calidad del aire y la salud humana. La planta de biogás en el Valle Chillón representa una alternativa sostenible que podría expandirse en zonas rurales, promoviendo la independencia energética tanto en el Perú como a nivel global, ofreciendo una solución eficiente, viable económica y ambientalmente, que contribuye a una transición energética mediante un modelo de economía circular.

Keywords—Evaluación Económica, Análisis de Ciclo de Vida (ACV), Impacto Ambiental, Sostenibilidad Energética, Economía Circular.

I. INTRODUCCION

La Digestión Anaeróbica (DA) se ha consolidado como una tecnología clave para mitigar los problemas asociados con el manejo inadecuado de residuos orgánicos y las crecientes emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), dos de los desafíos más críticos del siglo XXI. Actualmente, se generan más de 1,300 millones de toneladas de residuos orgánicos al año, de los cuales hasta el 60 % termina en vertederos abiertos, contribuyendo significativamente a la emisión de 3,300 millones de toneladas equivalentes de dióxido de carbono (CO₂) y metano (CH₄) anualmente [1]–[5]. Estas emisiones representan entre el 8 % y el 10 % del total global, destacando

la urgencia de implementar tecnologías que promuevan la economía circular y la transición hacia fuentes de energía renovables [6]–[8]. En este contexto, los biodigestores representan una solución eficaz al capturar el metano producido durante la descomposición de la materia orgánica y transformarlo en biogás, una fuente energética renovable que podría suplir hasta el 10 % de la demanda mundial de energía primaria si su potencial se aprovecha plenamente [9]–[11].

Sin embargo, los sistemas de DA a pequeña escala, particularmente en comunidades rurales, enfrentan barreras técnicas, económicas y sociales que limitan su adopción y eficiencia. Desde una perspectiva económica, los costos iniciales de instalación de un biodigestor pueden oscilar entre 2,000 a 6,000 dólares, representando entre el 30 % y el 50 % del ingreso anual promedio de una familia rural, lo que dificulta su viabilidad financiera [12]–[15]. Adicionalmente, los sistemas existentes a menudo carecen de diseños optimizados y estrategias efectivas para la valorización de subproductos como el biol, un biofertilizante con un alto potencial para mejorar la productividad agrícola [16], [17]. Estudios recientes destacan que el uso de biol puede aumentar los rendimientos de cultivos en un 25–40 %, pero su adopción sigue siendo limitada debido a la falta de estudios que respalden su eficacia en diferentes contextos agrícolas [18]–[20].

Desde una perspectiva ambiental, la implementación de biodigestores no solo reduce las emisiones de GEI, sino que también mitiga otros impactos negativos como la contaminación de aguas subterráneas por lixiviados y la proliferación de enfermedades asociadas al manejo inadecuado de residuos [21]–[24]. En el caso del Perú, las actividades agrícolas generan más del 70 % de las emisiones de CH₄, destacando el papel crucial de los biodigestores en la reducción de estas emisiones [25], [26]. Además, se estima que un biodigestor bien gestionado puede evitar hasta 1.5 toneladas de CO₂ equivalente por tonelada de residuo tratado, lo que refuerza su relevancia como una herramienta para cumplir con los compromisos climáticos establecidos en el Acuerdo de París [27], [28]. A pesar de los avances en la implementación de biodigestores, persisten vacíos significativos en la integración de análisis

económicos y ambientales que demuestren su sostenibilidad a largo plazo. La mayoría de los estudios existentes se centran en aspectos técnicos o ambientales de forma aislada, ignorando la necesidad de un enfoque holístico que considere también los costos asociados y los beneficios económicos potenciales [29]. Este vacío es particularmente evidente en comunidades rurales donde las limitaciones técnicas y financieras exigen soluciones adaptadas a sus condiciones específicas [30]. Este estudio aborda estas brechas mediante una evaluación económica y ambiental integral de una planta de biogás a pequeña escala en el Valle Chillón, Perú. A través de un análisis de ciclo de vida, costos de instalación y beneficios derivados de la reducción de emisiones y la valorización del biol, se propone un modelo sostenible que garantiza la eficiencia energética, reduce los impactos ambientales y promueve el desarrollo socioeconómico en comunidades rurales. Este enfoque tiene el potencial de convertirse en un modelo replicable en regiones con características similares, contribuyendo al avance hacia una economía circular y sostenible.

II. MATERIALES Y MÉTODOS

A. Caracterización de la planta de biogás

Esta investigación amplía el estudio previo sobre la producción de biogás en una planta de digestión anaeróbica a pequeña escala ubicada en el Valle Chillón, Perú [6]. En la fase inicial, se diseñó el biodigestor, se definieron sus condiciones operativas y se evaluó tanto la producción de biogás como la calidad del digestato. Sin embargo, para asegurar su aplicabilidad en un contexto de sostenibilidad energética y economía circular, es necesario realizar un análisis integral que incluya las dimensiones económica y ambiental del sistema.

Con este enfoque, la evaluación económica y ambiental busca cuantificar la viabilidad financiera del sistema y su impacto ecológico, considerando la reducción de las emisiones de GEI, la eficiencia en la conversión de biomasa en energía y el potencial de sustitución de combustibles fósiles. Para ello, se utilizó una metodología rigurosa que se basa en herramientas de análisis financiero [31] y Análisis de Ciclo de Vida (ACV) conforme a estándares internacionales.

B. Análisis de la Viabilidad Económica de la planta de biogás

El caso 1 corresponde a una producción mensual de biogás menor o igual a 6 m³, quedando representado mediante la Ec.1

Caso 1: Producción mensual de biogás menor o igual a 6 m³

$$I_{biogás} = \frac{P_{biogás}}{6} \times I_{6m^3} \quad (1)$$

Donde:

$P_{biogás}$: Producción mensual de biogás en m³. I_{6m^3} : Ingreso equivalente a sustituir 6 m³ de biogás, calculado en 19.73 USD.

Por otra parte, el caso 2 contempla una producción mayor a 6 m³ considerada en la Ec.2

Caso 2: Producción mensual de biogás mayor a 6 m³

$$I_{biogás} = I_{6m^3} + (P_{biogás} - 6) \times I_{adicional} \quad (2)$$

Donde:

I_{6m^3} : Ingreso fijo por los primeros 6 m³ de biogás, calculado como 19.73 USD. $P_{biogás}$: Producción mensual de biogás en m³. $I_{adicional}$: Ingreso por cada m³ adicional de biogás producido después de los 6 m³, calculado como 0.5 USD/m³.

- Para $P_{biogás} \leq 6 \text{ m}^3$: El ingreso se calcula proporcionalmente al volumen producido.
- Para $P_{biogás} > 6 \text{ m}^3$: Se suma un ingreso fijo (19.73 USD) por los primeros 6 m³ más un ingreso adicional por los m³ que exceden ese límite.

Valor Actual Neto (VAN)

El VAN (Ec.3) mide la diferencia entre los flujos de caja descontados y la inversión inicial [32], usando una tasa de descuento i (que puede reflejar la tasa de oportunidad de capital, riesgo, inflación real, etc.):

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{F_t}{(1+i)^t} \quad (3)$$

- F_0 suele ser **negativo** (la inversión inicial).
- Para $t \geq 1$, F_t son los ingresos netos del proyecto (ingresos por venta de biogás, venta de subproductos –biofertilizante–, menos costos de operación, mantenimiento, impuestos, etc.).

El proyecto es **rentable** (en términos financieros) si $VAN \geq 0$.

Tasa Interna de Retorno (TIR)

La TIR (Ec.4) es la tasa de descuento que haría que el VAN sea cero [33]. Se define como la r que satisface:

$$\sum_{t=0}^n \frac{F_t}{(1+r)^t} = 0 \quad (4)$$

Si la $TIR > i$ (tasa de descuento o costo de capital asumido), el proyecto suele considerarse viable.

En la práctica, se usa la función TIR de Excel u otro software para encontrar el valor de r .

Período de Recuperación de la Inversión (Payback)

El Payback (o plazo de recuperación) es el número de años necesarios para que la suma acumulada de flujos netos de caja cubra la inversión inicial [34]. Hay dos variantes principales:

1. **Payback simple** (sin descuento):

$$\text{Encontrar el menor } n \text{ tal que } \sum_{t=0}^n F_t > 0$$

2. **Payback descontado** (con tasa de descuento i):

$$\text{Encontrar el menor } n \text{ tal que } \sum_{t=0}^n \frac{F_t}{(1+i)^t} > 0$$

Donde F_0 es la inversión inicial (negativa) y F_t para $t \geq 1$ son los flujos netos anuales.

Índice Beneficio-Costo (B/C)

Otra métrica usada a menudo en proyectos energéticos y medioambientales es el Índice B/C (Ec.5) [35]. Se define como la razón entre la suma de los beneficios descontados y la suma de los costos descontados:

$$\frac{B}{C} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{B_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+i)^t}} \quad (5)$$

Donde: B_t : beneficios económicos anuales (p.ej. valor del biogás producido, venta de subproductos, ahorro en compra de combustibles fósiles). C_t : costos anuales (inversión, operación, mantenimiento, etc.).

Si $B/C > 1$, el proyecto genera más beneficios que costos (en valor presente).

Costo Nivelado de Energía (LCOE)

En proyectos de energía (incluidas las plantas de biogás), a veces se calcula el Costo Nivelado de la Energía (Levelized Cost of Energy, LCOE) (Ec.6) para comparar diferentes fuentes [36].

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t + O_t + M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (6)$$

Donde: I_t : inversión de capital en el año t . O_t : costos de operación. M_t : costos de mantenimiento. E_t : energía producida (en kWh, m³ de biogás equivalentes, etc.). r : tasa de descuento.

La LCOE indica el costo unitario de producir energía a lo largo de la vida del proyecto, con todas las erogaciones y la energía generada actualizadas a valor presente.

C. Análisis Ambiental de la planta de biogás.

El Análisis de Ciclo de Vida (ACV) (Fig.1) es una metodología científica estandarizada utilizada para evaluar los impactos ambientales de productos, procesos o sistemas a lo largo de su ciclo de vida. Se basa en los principios establecidos por las normas ISO 14040:2006 e ISO 14044:2006, las cuales definen el marco metodológico y las directrices para su aplicación [37], [38].

El ACV sigue un enfoque sistemático denominado "de la cuna a la tumba", considerando todas las etapas del ciclo de vida de un producto, desde la extracción de materias primas, manufactura, transporte y distribución, uso, hasta su disposición final [39].

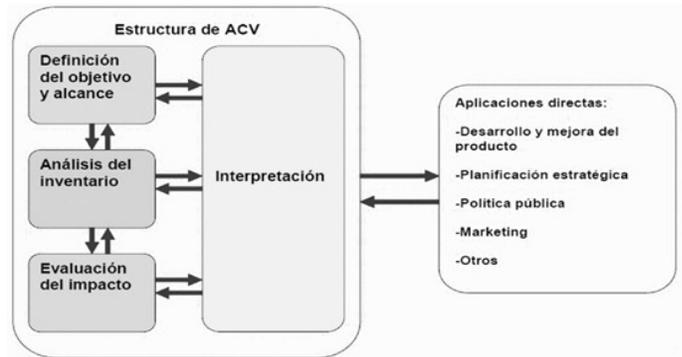


Fig. 1: Estructura de la Metodología ACV.

Definición del Objetivo y Alcance

En esta fase, se establece el propósito del estudio y el sistema bajo análisis, determinando los límites del sistema y la unidad funcional, que es el parámetro de referencia que permite la comparación de resultados entre distintos estudios [40]. Los límites del sistema pueden definirse bajo distintos enfoques, como "de la cuna a la tumba", "de la cuna a la puerta", dependiendo del alcance del estudio [41]. Es esencial definir el objetivo del ACV, el cual puede estar orientado a la mejora de procesos, comparación de tecnologías o toma de decisiones estratégicas. La correcta formulación del objetivo y alcance garantiza la coherencia y aplicabilidad de los resultados [42].

Análisis del Inventario del Ciclo de Vida (ICV)

El análisis del inventario implica la recopilación y cuantificación de datos sobre flujos de entrada (materias primas, consumo energético, agua) y flujos de salida (emisiones, residuos, productos intermedios). Este proceso es clave para identificar las contribuciones ambientales de cada fase del ciclo de vida y suele ser la etapa más demandante en términos de recolección de datos [43].

En esta etapa, se generan balances de masa y energía que permiten evaluar los impactos de los insumos y emisiones en cada etapa del proceso [44]. La calidad de los datos utilizados en el inventario es determinante para la precisión del ACV, por lo que se recomienda el uso de bases de datos reconocidas, como Ecoinvent, ILCD o Gabi [45].

Evaluación del Impacto del Ciclo de Vida (EICV)

La evaluación del impacto ambiental se basa en la clasificación de los flujos de inventario en categorías de impacto, tales como cambio climático, eutrofización, acidificación, toxicidad humana, entre otros [46]. Posteriormente, se aplica un proceso de caracterización en el cual los datos de emisiones se convierten en indicadores de impacto a través de modelos específicos, como Ecoindicator 99 o ReCiPe [47]. Además, se pueden aplicar métodos de normalización y ponderación para facilitar la interpretación de los resultados y la toma de decisiones [48]. La normalización permite comparar los impactos de cada categoría con una referencia global o regional, mientras que la ponderación asigna valores relativos a cada impacto según su relevancia ambiental [44].

Interpretación de Resultados

En esta etapa, se analizan los resultados obtenidos en el ICV y la EICV, con el objetivo de identificar los puntos críticos del sistema y proponer estrategias de mejoras [49]. Se pueden realizar análisis de sensibilidad y de incertidumbre para evaluar la robustez de los resultados [50]. La interpretación de resultados debe garantizar la transparencia y validez del estudio, cumpliendo con los principios de exhaustividad y coherencia metodológica [51]. Además, la correcta comunicación de los hallazgos permite la toma de decisiones informadas y la formulación de estrategias de reducción de impacto ambiental [52].

III. RESULTADOS

A. Caracterización de la planta de estudio

La investigación evalúa la viabilidad económica y el impacto ambiental de una planta de biogás a pequeña escala en el Valle Chillón, analizando su rendimiento en la producción de biogás, la disminución de emisiones y su rentabilidad en comparación con combustibles convencionales como el GLP y la leña. En la tabla I una se muestra las características del biodigestor de la planta de estudio [6].

Tabla I: Características del biodigestor de la planta.

Parámetro	Unidad	Valor
Volumen de diseño	l	770
Alimentación diaria total	l/día	32
Materia orgánica alimentada	kg/día	4
Tiempo de retención (HRT)	días	20
Volumen de digestión (Vd)	l	640
Volumen total con 30 % adicional	l	832
Altura requerida del biodigestor (h)	m	1.1
Número de biodigestores	-	1

Para ello, se monitoreó la producción diaria de biogás a partir de la digestión anaeróbica de un 70 % de excreta de vaca y un 30 % de residuos orgánicos, registrando variaciones a lo largo del período de análisis. En la Fig.2 se muestra el monitoreo de la producción de biogás registrada entre el 15 de septiembre y el 1 de diciembre, seguido del análisis financiero y ambiental del sistema. A partir de estos datos, se determinan los beneficios del uso del biogás en términos de eficiencia energética, reducción de costos y minimización del impacto ambiental en comparación con los combustibles tradicionales.

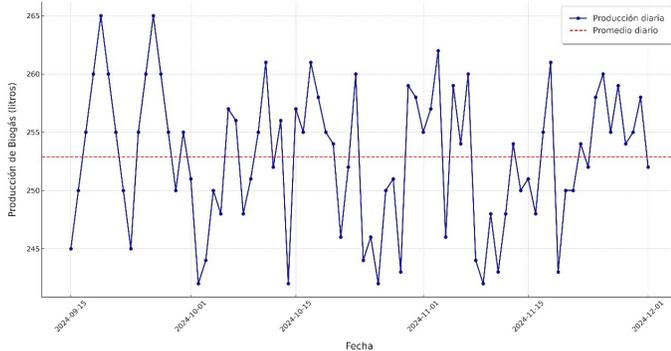


Fig. 2: Producción de Biogás del 15 de septiembre al 1 de diciembre.

B. Análisis de la Viabilidad Económica de la planta de biogás.

La Fig.3 representa la distribución de la inversión en la instalación de la planta de biogás en el Valle Chillón que asciende a \$2,030 USD, los materiales de construcción representan un 45.6% la mano de obra 36.6% y equipos para el uso del biogás 17.8% .Los materiales de construcción con alrededor de \$926.00 USD incluyen elementos como el tanque de almacenamiento, tuberías de PVC, válvulas y adhesivos, esenciales para la durabilidad y eficiencia del proceso anaeróbico. La mano de obra \$743.00 USD que abarca desde la excavación, construcción e instalación del sistema, representa el segundo costo más elevado por la especialización requerida. Los equipos para el uso y transporte del biogás sus costos son alrededor de \$361.00 USD que comprenden medidores, trampas de agua y quemadores, reflejando que la mayor inversión se destina a infraestructura, con costos operativos mínimos a largo plazo.

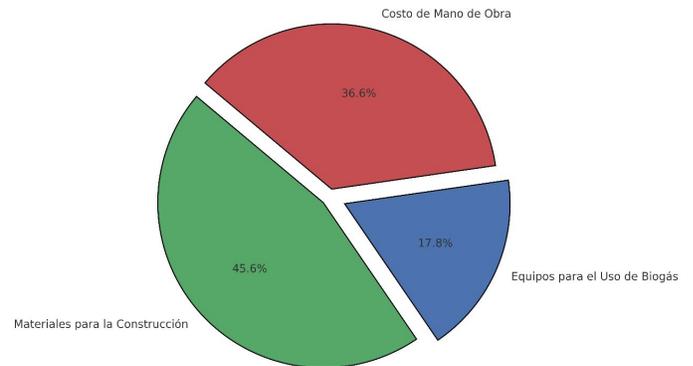


Fig. 3: Costo de Inversión inicial para el biodigestor.

La Fig.4 ilustra los ingresos mensuales generados por la venta de biogás y bioabono en un período de análisis comprendido entre septiembre y diciembre de 2024. A continuación, se destacan los puntos más relevantes del análisis.

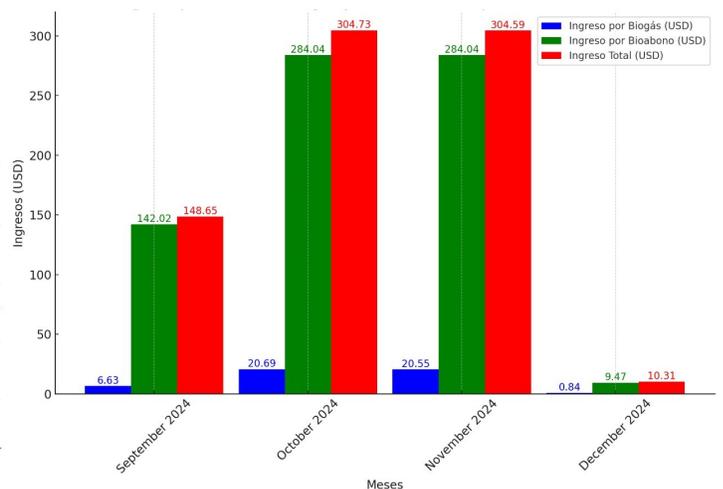


Fig. 4: Ingresos por venta de biogás y bioabono.

Los ingresos por venta de bioabono y de biogás que se muestra en la Fig.4 se ha realizado durante 78 días, este revela que el bioabono representa valores estables en octubre y noviembre \$284.04 USD. En contraste, el biogás genera ingresos más bajos \$20.69 USD en octubre, aunque su importancia radica en su capacidad para reemplazar el uso de combustibles fósiles en la cocción de alimento en el lugar de estudio. Los ingresos tienen una tendencia en el crecimiento de alrededor de \$148.65 USD en septiembre a \$304.73 USD en octubre, estabilizándose en noviembre. Es crucial realizar ajustes para mejorar la producción y comercialización del biogás, así como también planificar estrategias que mitiguen las fluctuaciones en los ingresos observadas hacia finales de año. Esto asegurará una sostenibilidad integral, combinando rentabilidad económica con responsabilidad ambiental. Los valores de septiembre y diciembre deben ser analizados con precaución, ya que solo contemplan una parte del mes que fue medido respectivamente. La viabilidad del sistema tiene dos pilares fundamentales, la venta de bioabono y el biogás como combustible sostenible para la autosuficiencia energética.

La Fig.5 muestra la distribución porcentual de los ingresos obtenidos por la venta de biogás y bioabono a lo largo del régimen de operación. Se observa que el bioabono es la principal fuente de rentabilidad, con porcentajes de 95.5% en septiembre, 93.2% en octubre, 93.3% en noviembre y 91.8% en diciembre.

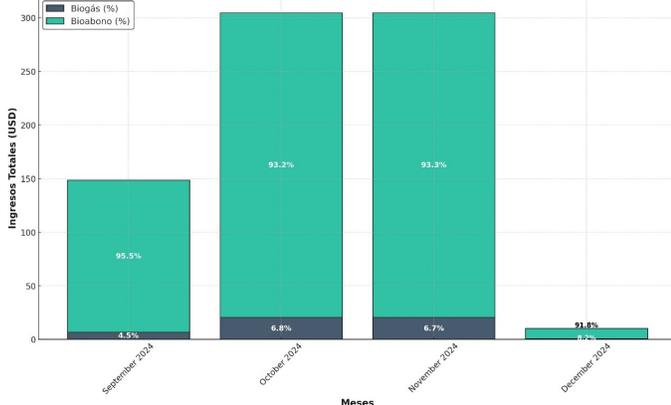


Fig. 5: Ingresos por biogás y bioabono.

En comparación, la contribución del biogás es mucho menor, representando entre 4.5% y 8.2% del ingreso total, alcanzando su mayor participación en diciembre. Sin embargo, es importante analizar con cautela esta disminución relativa del bioabono, ya que diciembre solo incluye un día de operación, lo que dificulta establecer una tendencia clara.

La Fig.6 presenta el análisis costo-beneficio de la planta de biogás, donde la rentabilidad fue del 60.9% en septiembre, aumentando a 78.4% en octubre y alcanzando el 78.6% en noviembre, lo que refleja una estabilidad operativa. En diciembre, el beneficio neto cae a -389.9% ya que solo se consideró un día de operación, lo que no representa una tendencia real. Los ingresos superan de manera constante los costos en meses

completos, lo que confirma la viabilidad económica de la planta de biogás implementada. Estos resultados apoyan su implementación en áreas rurales como un modelo de economía circular sostenible.

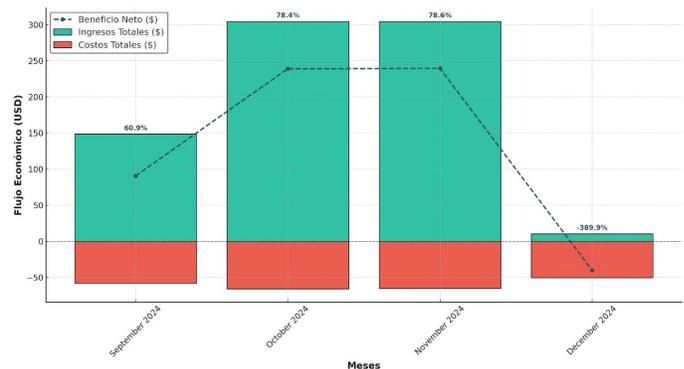


Fig. 6: Análisis Costo-Beneficio.

La Fig.7 muestra el análisis del Valor Actual Neto (VAN) y el Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI) para la planta de biogás, lo que valida su viabilidad económica a mediano y largo plazo. La inversión inicial de \$2,030 USD se recupera en un PRI de 2.67 años, lo que indica una rápida amortización del capital en comparación con otras tecnologías de valorización de residuos. A partir de este punto, el flujo de ingresos netos aumenta progresivamente, alcanzando aproximadamente \$12,000 USD en un horizonte de 16 años, con una tendencia estable de rentabilidad. Este crecimiento sostenido sugiere que la planta de biogás no solo es financieramente viable, sino que también genera excedentes económicos significativos a lo largo de su vida útil. La rápida recuperación de la inversión y el aumento sostenido del VAN refuerzan el potencial de replicabilidad del modelo, contribuyendo a la transición hacia una economía circular en las zonas rurales.

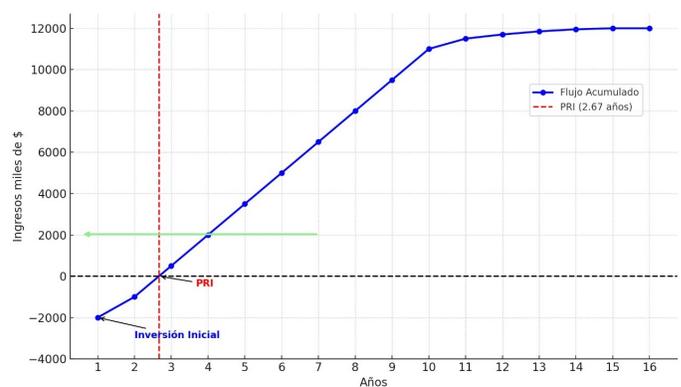


Fig. 7: VAN y PRI.

C. Análisis Ambiental de la planta de biogás.

Unidad Funcional. La unidad funcional es "la cantidad de energía térmica necesaria para cocinar los alimentos de un hogar promedio en la zona rural aledaña al valle Chillón, Perú".

Objetivos del Estudio. Evaluar los impactos ambientales asociados al uso de biogás, GLP y leña como combustibles para la cocción de alimentos.

Alcance del Estudio. El estudio considera un enfoque de “cuna a puerta”(cradle-to-gate), cubriendo todas las etapas relevantes del ciclo de vida de los combustibles hasta su uso en la cocción de alimentos.

Límites del Sistema. El análisis abarca las siguientes etapas para cada tipo de combustible:

III-1. Biogás:

- Producción de biogás mediante digestión anaeróbica.
- Transporte del biogás a la cocina mediante mangueras de PVC.
- Uso del biogás en un quemador para cocinar.
- Generación de subproductos (bioabono).

III-2. GLP:

- Extracción y refinación del petróleo para obtener GLP.
- Transporte del GLP mediante camiones cisterna hasta el usuario final.
- Uso del GLP en una cocina doméstica.

III-3. Leña:

- Corte y recolección de leña en zonas rurales.
- Transporte de la leña hasta el hogar.
- Combustión en una cocina de leña.
- Emisiones directas y generación de cenizas.

III-4. Inventario de Ciclo de Vida: Inventario para Biogás

La tabla II presenta el inventario para biogás de acuerdo con los parámetros primarios de entrada-salida de la planta del caso de estudio.

Tabla II: Inventario de ciclo de vida para Biogás.

Parámetro	Unidad	Valor
Entradas		
Materia prima - Excreta de vaca	kg/día	2.8
Materia prima - Residuos orgánicos	kg/día	1.2
Agua utilizada en biodigestor	l/día	12
Energía utilizada en producción	kWh/día	0.5
Salidas		
Producción promedio de biogás	l/día	255
Energía térmica generada	MJ/kg/día	2.5
CO ₂ equivalente emitido	kg CO ₂ -eq/kg/día	0.01
CH ₄ emitido	kg CH ₄ /kg/día	0.005
NO _x emitido	kg NO _x /kg/día	0.0001
Material particulado (PM2.5)	kg PM2.5/kg/día	0.0005
Bioabono generado	l/día	14

Inventario para GLP

Los datos de las tablas 3 y 4 se considera de fuentes secundarias extraídos de [53], [54] para el caso del GLP y la leña.

Tabla III: Inventario de ciclo de vida para GLP.

Parámetro	Unidad	Valor
Entradas		
Materia prima - GLP refinado	kg/día	0.2
Transporte del GLP (camión cisterna)	km/día	100
Salidas		
Energía térmica generada	MJ/kg/día	2.8
CO ₂ equivalente emitido	kg CO ₂ -eq/kg/día	2.3
CH ₄ emitido	kg CH ₄ /kg/día	0.002
NO _x emitido	kg NO _x /kg/día	0.01
Residuos del GLP (combustión)	kg/kg/día	0.05

Tabla IV: Inventario de ciclo de vida para Leña.

Parámetro	Unidad	Valor
Entradas		
Materia prima - Leña	kg/día	25
Energía utilizada en recolección	kWh/día	1
Transporte de la leña	km/día	10
Salidas		
Energía térmica generada	MJ/kg/día	20
CO ₂ equivalente emitido	kg CO ₂ -eq/kg/día	16
CH ₄ emitido	kg CH ₄ /kg/día	1
NO _x emitido	kg NO _x /kg/día	0.15
Material particulado (PM2.5)	kg PM2.5/kg/día	0.2
Residuos sólidos (cenizas)	kg/kg/día	1

III-5. Evaluación de Impacto Ambiental mediante el Método ReCiPe Midpoint H: La Fig. 8 presenta una comparación de la evaluación ambiental del biogás, el GLP y la leña utilizando el método ReCiPe 2016 Midpoint. El biogás se destaca por tener el menor impacto en el calentamiento global, la ecotoxicidad y el uso de recursos fósiles, lo que resalta su potencial como una fuente de energía sostenible. Por otro lado, la leña muestra los mayores efectos negativos en radiación ionizante, formación de ozono y carcinogenicidad humana, lo que pone de manifiesto riesgos significativos para la salud y el medio ambiente. El GLP tiene impactos intermedios, pero aún depende de recursos fósiles. Estos hallazgos refuerzan la idea de que el biogás es una alternativa ambientalmente más favorable, en línea con las estrategias de mitigación del cambio climático y la economía circular.

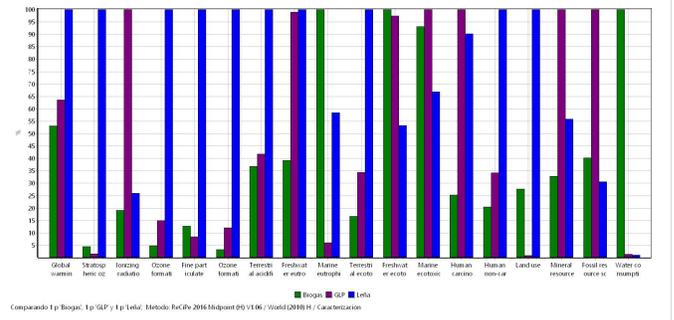


Fig. 8: Método ReCiPe Midpoint 2016.

La Tabla V presenta las categorías de impacto para el caso del Biogás, la Leña, y el GLP.

Tabla V: Evaluación de impacto ambiental con método ReCiPe Midpoint H

Categoría de impacto	Unidad	Biogás	GLP	Leña
Global warming	kg CO ₂ eq	3.6E-01	4.3E-01	6.8E-01
Stratospheric ozone depletion	kg CFC11 eq	4.2E-07	1.5E-07	9.3E-06
Ionizing radiation	kBq Co-60 eq	2.2E-03	1.1E-02	3.0E-03
Ozone formation, Human health	kg NO _x eq	4.1E-04	1.3E-03	8.6E-03
Fine particulate matter formation	kg PM2.5 eq	6.7E-04	4.4E-04	5.2E-03
Fossil resource scarcity	kg oil eq	5.0E-02	1.2E-01	3.8E-02
Water consumption	m ³	6.5E-02	8.5E-04	6.2E-04

La Tabla anterior presenta los valores obtenidos del análisis de ciclo de vida utilizando el método Recipe Midpoint H para tres opciones: hacer biogás, comprar balones de GLP y cocinar con leña. A simple vista, se puede observar que, en términos

de escasez de recursos fósiles, el biogás tiene un valor de 5.0E-02 kg eq de petróleo, lo que indica una menor dependencia de recursos no renovables comparado con el GLP, que presenta un valor de 1.2E-01 kg eq de petróleo.

Para la categoría de cambio climático, medido en emisiones de CO₂ equivalentes, el biogás es la opción con mejor desempeño, ya que presenta las emisiones más bajas, contribuyendo menos al calentamiento global. Además, se debe tener en cuenta que para el análisis se está evaluando la cocción de alimentos en una zona rural muy alejada. Esto implica que llevar el GLP en balones no es una opción adecuada para el medio ambiente, debido a la logística y las emisiones que se generan en su transporte. Por otro lado, es importante resaltar que no se ha considerado el riesgo de incendio forestal que supone el uso de leña para cocinar alimentos.

Este riesgo es significativo en áreas rurales y boscosas, donde un fuego descontrolado puede tener consecuencias devastadoras para el medio ambiente y las comunidades locales.

Además de los riesgos ambientales, el uso de leña para cocinar también presenta serios riesgos para la salud. La inhalación de humo y partículas durante la cocción puede provocar enfermedades respiratorias graves, como bronquitis crónica y neumonía. Las mujeres y los niños, que son quienes suelen pasar más tiempo cerca de los fogones, son especialmente vulnerables a estos riesgos. Considerando estos factores, es evidente que el biogás no solo es la opción más favorable en términos de cambio climático y escasez de recursos fósiles, sino que también ofrece beneficios significativos para la salud pública y la seguridad ambiental en zonas rurales.

IV. CONCLUSIONES

1. La inversión inicial de la planta de biogás de alrededor de \$2,030 USD con un Período de Recuperación de la Inversión (PRI) de 2.67 años demuestran la viabilidad financiera del sistema, garantizando un retorno de inversión en un plazo relativamente corto.

2. El análisis financiero reveló un VAN positivo de \$12,000 USD, una TIR del 18.4 % y un índice Beneficio/Costo (B/C) de 1.55, lo que indica que el biodigestor proporciona un retorno del 55 % sobre la inversión inicial y reduce los costos energéticos en hasta \$180 USD anuales por familia.

3. El biogás tiene un impacto climático significativamente menor, con emisiones de 0.36 kg CO₂-eq, lo que representa un 16 % menos que el GLP y un 47 % menos que la leña por unidad funcional, ayudando a reducir el calentamiento global. Además, su dependencia de combustibles fósiles es un 58 % menor que la del GLP, lo que lo convierte en una opción más sostenible para cocinar en comunidades rurales.

4. La formación de material particulado (PM_{2.5}) durante la combustión de biogás es un 92 % menor en comparación con la leña y un 35 % menor que la del GLP, lo que ayuda a reducir los efectos negativos en la calidad del aire y en la salud de las personas. Aunque su producción requiere más agua (0.065 m³ frente a 0.00085 m³ del GLP), este impacto se puede minimizar al reciclar el digestato como biofertilizante,

lo que refuerza la economía circular y mejora el uso de los recursos naturales.

5. El biodigestor analizado en este estudio representa una opción sostenible para las comunidades rurales, ya que permite aprovechar los residuos orgánicos para producir biogás y biofertilizante. Esto contribuye a disminuir la dependencia de combustibles fósiles y fomenta la economía circular.

V. AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Tecnológica del Perú por el financiamiento del Proyecto P-P-2023-LIM-13 “Estudio teórico experimental de la producción de biogás generado con residuos orgánicos”.

REFERENCIAS

- [1] R. Zhang, T. Chen, Y. Wang, and M. Short, “Systems approaches for sustainable fisheries: A comprehensive review and future perspectives,” *Sustainable Production and Consumption*, vol. 41, no. August, pp. 242–252, 2023.
- [2] FAO, *El estado mundial de la pesca y la acuicultura 2022. Hacia la transformación azul*, 2022. [Online]. Available: <http://www.fao.org/publications/es>
- [3] D. Erdemir and I. Dincer, “Development of renewable energy based green hydrogen and oxygen production and electricity generation systems for sustainable aquaculture,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 434, no. 5, pp. 127–139, 2023.
- [4] P. S. et al., “Agricultural emissions of greenhouse gases: Impact, mitigation and opportunities for climate-smart agriculture,” *Global Change Biology*, vol. 26, no. 4, pp. 677–694, 2022.
- [5] I. E. Agency, “Biogas to energy: Pathways for sustainable development,” IEA Bioenergy Task 37, Tech. Rep., 2023. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/biogas-to-energy>
- [6] Y. C. Alvarez, R. J. Borges, C. D. P. Vidal, F. M. C. Leon, J. S. P. Buendia, and J. A. S. Nolasco, “Design improvements and best practices in small-scale biodigesters for sustainable biogas production: A case study in the chillón valley, Perú,” *Energies*, vol. 18, no. 2, p. 338, 2025.
- [7] M. O. P. et al., “Challenges in rural implementation of anaerobic digestion systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 165, pp. 1125–1137, 2023.
- [8] A. B. S. et al., “Improving manure bioconversion efficiency: Insights on lignocellulosic breakdown,” *Bioresource Technology*, vol. 333, no. 2, pp. 158–168, 2023.
- [9] C. T. Lopez and P. Martinez, “Advances in methane generation from dairy waste,” *Waste Biomass Valorization*, vol. 15, no. 6, pp. 233–247, 2024.
- [10] S. S. Ghosh, “Microbial pathways in enhanced biogas yield from manure,” *Microbial Biotechnology*, vol. 14, no. 8, pp. 1280–1293, 2023.
- [11] J. A. D. et al., “Dairy whey waste valorization for energy and environmental sustainability,” *Science of the Total Environment*, vol. 780, no. 3, pp. 146–159, 2022.
- [12] T. A. Nguyen, “Optimizing co-digestion ratios: Dairy whey and cattle manure,” *Environmental Progress Sustainable Energy*, vol. 42, no. 6, pp. 1207–1215, 2024.
- [13] R. E. T. et al., “Co-digestion strategies for enhanced methane yield,” *Renewable Energy*, vol. 214, pp. 1123–1137, 2023.
- [14] K. V. Rao, “Predictive modeling for anaerobic digestion: Case studies,” *Energy Conversion and Management*, vol. 289, pp. 115–123, 2023.
- [15] T. Nguyen and Q. Tran, “Social and economic challenges in biodigester implementation,” *Energy for Sustainable Development*, vol. 78, pp. 122–137, 2023.
- [16] Y. Zhang and T. Lin, “Dynamic modeling of anaerobic co-digestion,” *Chemical Engineering Journal*, vol. 431, pp. 122–137, 2023.
- [17] R. A. J. et al., “Thermal stability in biogas systems,” *BioResources*, vol. 19, no. 5, pp. 345–360, 2023.
- [18] J. H. L. et al., “Advanced reactor designs for co-digestion efficiency,” *Bioresource Technology*, vol. 345, pp. 122–137, 2024.
- [19] M. R. L. et al., “Maximizing methane yield with temperature control,” *Bioresource Technology*, vol. 345, pp. 122–137, 2024.
- [20] R. N. T. et al., “Economic barriers in rural biodigester adoption,” *Energy Economics*, vol. 96, pp. 115–122, 2023.

- [21] J. H. L. et al., "Cost-effective biodigester designs for rural areas," *Renewable Energy*, vol. 214, pp. 122–133, 2023.
- [22] S. K. et al., "In-situ heating techniques for rural biodigesters," *Energy for Sustainable Development*, vol. 78, pp. 122–137, 2023.
- [23] L. P.-G. et al., "Microbial stability in rural biodigester systems," *Energy for Sustainable Development*, vol. 78, pp. 122–133, 2023.
- [24] C. H. L. et al., "Biogas yield enhancement in rural systems," *Waste Management*, vol. 145, pp. 122–133, 2023.
- [25] J. J. G. et al., "Energy recovery optimization in rural biodigesters," *Energy Conversion and Management*, vol. 289, pp. 122–137, 2023.
- [26] T. L. Pham and Q. Tran, "Thermal management in mesophilic biodigesters," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 145, pp. 122–133, 2024.
- [27] A. N. Khemka, "Overcoming substrate heterogeneity in biodigesters," *Renewable Energy*, vol. 214, pp. 122–137, 2023.
- [28] T. O. Larsen, "Improved predictive tools for methane generation," *Environmental Science Technology*, vol. 57, no. 5, pp. 122–137, 2023.
- [29] J. H. K. et al., "Buswell equation predictions: Challenges and limitations," *Bioresour. Technol.*, vol. 345, pp. 122–137, 2024.
- [30] Y. F. Zhou, "Innovations in biodigester designs: A review," *Journal of Cleaner Production*, vol. 434, no. 5, pp. 127–139, 2023.
- [31] O. Kepko, V. Lutak, G. Golub, O. Marus, and O. Yaremenko, "Determining impact of difference in price of liquid manure and degestate on production costs of biomethane and electricity," 2021.
- [32] F. L. Cappiello, L. Cimmino, M. Napolitano, and M. Vicidomini, "Thermoeconomic analysis of biomethane production plants: a dynamic approach," *Sustainability*, vol. 14, no. 10, p. 5744, 2022.
- [33] L. Sánchez-Martín, M. Ortega Romero, B. Llamas, M. d. C. Suárez Rodríguez, and P. Mora, "Cost model for biogas and biomethane production in anaerobic digestion and upgrading. case study: castile and leon," *Materials*, vol. 16, no. 1, p. 359, 2022.
- [34] C. Shonhiwa, P. Mukumba, and G. Makaka, "Techno-economic analysis of a mini biogas electricity plant (mbep) for a typical farm in the zimbabwean off-grid areas," *Biomass Conversion and Biorefinery*, pp. 1–17, 2024.
- [35] R. T. Akarsu and N. Demir, "Techno-economic and environmental analysis of biogas-based hybrid renewable energy systems: A case study for a small-scale livestock farm," *Process Safety and Environmental Protection*, vol. 191, pp. 1968–1981, 2024.
- [36] I. D'Adamo, M. Ribichini, and K. P. Tsagarakis, "Biomethane as an energy resource for achieving sustainable production: Economic assessments and policy implications," *Sustainable Production and Consumption*, vol. 35, pp. 13–27, 2023.
- [37] ISO, "Iso 14040:2006, Environmental management – life cycle assessment – principles and framework," 2006.
- [38] A. Amato, K. Tsigkou, A. Becci, F. Beolchini, N. M. Ippolito, and F. Ferella, "Life cycle assessment of biomethane vs. fossil methane production and supply," *Energies*, vol. 16, no. 12, p. 4555, 2023.
- [39] ISO, "Iso 14044:2006, Environmental management – life cycle assessment – requirements and guidelines," 2006.
- [40] J. M. Pires, "Life cycle assessment of biogas production," *Renewable Energy*, vol. 182, pp. 121–135, 2021.
- [41] A. Smith et al., "Comparative lca of cooking systems: Biogas, lpg, and firewood," *Energy Policy*, vol. 148, p. 111932, 2022.
- [42] F. Valente, "Methodology for lca: Key aspects and challenges," *Sustainability*, vol. 13, no. 4, p. 2156, 2021.
- [43] S. Hellweg and L. M. i Canals, "Emerging approaches in life cycle assessment," *Science*, vol. 344, no. 6188, pp. 1109–1113, 2014.
- [44] M. Z. Hauschild and R. K. Rosenbaum, *Life Cycle Impact Assessment*. Springer, 2018.
- [45] J. Guinée et al., "Life cycle assessment: Past, present, and future," *Environmental Science Technology*, vol. 45, no. 1, pp. 90–96, 2011.
- [46] K. Vogtländer, *A Practical Guide to LCA for Students, Designers and Business Managers*. VSSD, 2010.
- [47] B. Weidema et al., "Overview and methodology: Data quality and uncertainty in life cycle inventories," *International Journal of LCA*, vol. 10, no. 3, pp. 145–158, 2005.
- [48] L. Goedkoop et al., "Recipe 2016: A harmonized life cycle impact assessment method at midpoint and endpoint level," National Institute for Public Health and the Environment (RIVM), Tech. Rep., 2013.
- [49] M. A. Curran, *Life Cycle Assessment Handbook: A Guide for Environmentally Sustainable Products*. Wiley, 2012.
- [50] P. D. Benedetto and C. Klemeš, *The Environmental Impact of Products: LCA Methodology*. Elsevier, 2020.
- [51] F. Pennington, "Guidelines for impact category selection in lca," *Environmental Science Technology*, vol. 32, no. 5, pp. 1147–1153, 1998.
- [52] A. Finnveden et al., "Recent developments in life cycle assessment," *Journal of Environmental Management*, vol. 91, no. 1, pp. 1–21, 2009.
- [53] P. Börjesson and M. Berglund, "Environmental systems analysis of biogas systems—part ii: The environmental impact of replacing various reference systems," *Biomass and Bioenergy*, vol. 31, no. 5, pp. 326–344, 2007.
- [54] K. Jayawickrama, R. Ruparathna, R. Seth, N. Biswas, H. Hafez, and E. Tam, "Challenges and issues of life cycle assessment of anaerobic digestion of organic waste," *Environments*, vol. 11, no. 10, p. 217, 2024.