



Revista Internacional de Investigación e Innovación Tecnológica

Página principal: www.riit.com.mx

Evaluación financiera-ambiental de tecnologías de aprovechamiento energético de RSU en el estado de Oaxaca

Financial-environmental evaluation of MSW energy recovery technologies in the state of Oaxaca

Escamilla-García, P.E.^{a*}, Morales-Castro, J.A.^b, Pérez-Soto, F.^c, Alvarado-Raya, H.E.^d, Estrada-Chavira, M.E.^e

^{a*} Centro de Estudios Científicos y Tecnológicos No. 13; Instituto Politécnico Nacional; C.P. 04250, Coyoacán, Ciudad de México.

^b Escuela Superior de Comercio y Administración Unidad Tepepan, Instituto Politécnico Nacional; C.P. 16020, Xochimilco, Ciudad de México.

^c División de Ciencias Económico-Administrativas; Universidad Autónoma Chapingo; C.P. 56230, Texcoco, Estado de México.

^d Centro de Investigaciones Económicas Sociales y Tecnológicas de la Agroindustria y la Agricultura Mundial; Universidad Autónoma Chapingo; C.P. 56230, Texcoco, Estado de México.

^e Tecnológico de Estudios Superiores de Ixtapaluca, C.P. 56580, Ixtapaluca, Estado de México.
peescamilla@ipn.mx; jmorales@ipn.mx; perezsotofco@gmail.com; halvarador@chapingo.mx; maria.ec@ixtapaluca.tecnm.mx

Innovación tecnológica: Desarrollo e implementación de tecnologías WTE con bajo impacto ambiental.

Área de aplicación industrial: Sector de gestión de RSU, Sector energético.

Recibido: 29 abril 2022

Aceptado: 05 octubre 2022

Abstract

This research evaluates the use of methane (CH₄) generated by the organic fraction of Municipal Solid Waste (MSW) as fuel for energy generation. Analysis were conducted to estimate biogas emissions at a landfill in the Mexican state of Oaxaca with a daily reception rate of 1666.51 tons of MSW. A first order decay model was used, resulting in an average generation of 2,932 ft³/min of CH₄, with a maximum flow of 4,072 ft³/min. The energy generation resulted in a total production of 554.85 GWh and an annual average of 36.99 GWh. In the environmental indicators, a value of 0.183 million metric tons of carbon dioxide equivalents (MMTCO₂E) avoided to the atmosphere with a reduction of carbon dioxide (CO₂) of 0.5 % out of the total MMTCO₂E generated by waste

in Mexico was obtained. The financial profitability was demonstrated by evaluating the net cash flows over 15 years and a discount rate of 15 % resulting in a Net Present Value of \$ USD 11,098,242.79, an Internal Rate of Return of 24% and an investment payback period of 9.4 years. These results contribute to research on the energy use of MSW in Mexico, which enables the implementation of comprehensive management systems with sustainability approaches and clean energy projects.

Keywords: waste, methane, landfill, biogas, GHG.

Resumen

Esta investigación evalúa el uso del metano (CH_4) generado por la fracción orgánica de los Residuos Sólidos Urbanos (RSU) como combustible para la generación de energía. Se condujeron análisis para estimar las emisiones de biogás en un relleno sanitario del estado de Oaxaca con una tasa de recepción diaria de 1666.51 toneladas de RSU. Se empleó un modelo de decaimiento de primer orden resultando en una generación promedio de 2,932 pies³/min de CH_4 , con un flujo máximo 4,072 pies³/min. La generación de energía resultó en producción total de 554.85 GWh y un promedio anual de 36.99 GWh. En los indicadores ambientales se obtuvo un valor de 0.183 millones de toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente (MMTCO₂E) evitadas a la atmósfera con una reducción de dióxido de Carbono (CO₂) del 0.5% del total de MMTCO₂E generado por residuos en México. Se demostró la rentabilidad financiera evaluando los flujos netos de efectivo a 15 años y una tasa de descuento del 15%, con lo que se obtuvo un Valor Presente Neto de \$USD 11,098,242.79 una Tasa de Interna de Rendimiento de 24% y un periodo de recuperación de inversión de 9.4 años. Estos resultados aportan a las investigaciones sobre el aprovechamiento energético de los RSU en México, lo que permite la implementación de sistemas de gestión integral con enfoques de sustentabilidad y proyectos de energías limpias.

Palabras clave: residuos, metano, relleno sanitario, biogás, GEI.

I. Introducción

El cambio climático es una realidad que aqueja a las diferentes naciones del mundo. El mayor número de tormentas, inundaciones, así como crecimiento en los cuerpos acuáticos y el incremento de calor impactarán de forma significativa la forma de organización y el actuar cotidiano de las poblaciones (Hurlimann *et al.*, 2019). Los acuerdos internacionales han determinado limitar el calentamiento a menos de dos grados mediante la reducción entre un 40 y un 70% de los Gases de Efecto Invernadero

(GEI) (IPCC, 2014). En todo el planeta se han presentado olas de calor sin precedentes desde la década de los 50s y las cuales se han vinculado con una mayor cantidad de dióxido de carbono (CO₂) en la atmósfera, de igual manera se han registrado incrementos progresivos promedio en niveles termales de tierra y agua de 0.74 °C en los últimos 100 años (SEMARNAT, 2009). De acuerdo con el último reporte del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (en inglés IPCC), en 2019, las concentraciones de metano (CH_4) en la

atmosfera alcanzaron 1866.3 (± 3.3) ppb (partes-por-billón). En la década de 1990, estas concentraciones se estabilizaron, pero comenzaron a aumentar nuevamente alrededor de 2007 a una tasa promedio de 7.6 ± 2.7 ppb/año⁻¹ (IPCC, 2021). Este crecimiento reciente está impulsado en gran medida por las emisiones de la explotación de combustibles fósiles, la actividad agrícola-ganadera y los residuos sólidos. Relativo a este último aspecto, Kaza *et al.*, (2018) han estimado que la generación de residuos en el mundo aumentará para 2050 un 70% con respecto a los niveles de 2016, pasando de 2.01 a 3.40 millones de toneladas.

En adición a lo anterior, en años recientes la disponibilidad de los combustibles fósiles ha disminuido por el agotamiento de yacimientos y el incremento en la complejidad de su extracción (Shafiee y Topal, 2009; Inman, 2013). Esto ha aumentado no solo los costos de extracción sino también los impactos ambientales asociados (Mansson, 2014; Schmidt, 2011). México fue, durante varios años un referente internacional en materia de producción y comercialización de petróleo. Sin embargo, en el año 2008, la producción de petróleo comenzó a disminuir alcanzando un punto crítico en 2019 con 1.701 miles de barriles por día (SENER, 2022). Las reservas de petróleo de México se estiman en 7200 millones de barriles cantidad que de no encontrar nuevas reservas y continuar con la tasa de consumo actual, solo podrían satisfacer la demanda nacional de aproximadamente 10 años (Alemán-Nava *et al.*, 2014).

Con lo anterior el desarrollo de sistemas de energía renovable ha cobrado relevancia y se ha vuelto foco de atención en las políticas públicas de los gobiernos en países desarrollados, favoreciendo no solo el aprovechamiento de recursos renovables como puede ser el sol y el aire, sino también

el potencial energético de los Residuos Sólidos Urbanos (RSU) (Ghosh *et al.*, 2019). En México, la composición de los RSU muestra una presencia importante de materiales plásticos con un 10.9%, papel y cartón 13.8%, vidrio 5.9%, aluminio y metales ferrosos 2.8%, textiles 1.4%, otros materiales 12.7% y residuos orgánicos 52.4% (SEMARNAT, 2020). No obstante, las bajas tasas de reciclaje y aprovechamiento de materiales valorizables en el país derivan en altos volúmenes dispuestos en rellenos sanitarios y sitios no controlados ya que son los sistemas de disposición y tratamiento final predominantes. Desde el año 2000 la utilización de sitios no controlados ha disminuido para favorecer la operación de rellenos sanitarios controlados acorde a los lineamientos establecidos por la NOM-083-SEMARNAT-2003. Sin embargo, las tendencias de generación, así como su tratamiento y disposición final están fuertemente vinculadas al proceso de urbanización. Esto implica que, si bien hay una mayor presencia de sitios controlados para la disposición final que en años previos, estos son exclusivos casi en su totalidad de poblaciones urbanas y zonas metropolitanas, mientras que en comunidades rurales los sitios no controlados y tiraderos a cielo abierto son preponderantes. Cuando los residuos sólidos se disponen en rellenos sanitarios no controlados, la descomposición anaeróbica produce lixiviados, compuestos volátiles y biogás. El dióxido de carbono (CO₂), el metano (CH₄), son los componentes principales del biogás. De estos gases, el metano representa aproximadamente el 50-60 % en volumen (Spokas *et al.*, 2006) y contribuye alrededor del tres al cuatro por ciento de las emisiones antropogénicas mundiales de GEI (IPCC, 2021). La captura del biogás se ha considerado en muchos países como un método viable para recuperar energía y reducir las emisiones de GEI (Salomon y Silva, 2009; Munster y Meibom, 2011). Ante esto, Kumar *et al.* (2004) indican

que la producción de biogás en rellenos sanitarios alcanza un pico dentro de los primeros tres-seis años de la deposición de RSU, y luego disminuye lentamente hasta por 25 años o más. Ante esto, su aprovechamiento energético se puede realizar en proyectos de captura con periodos de vida que oscilan entre los 15 y 30 años.

El caso particular del estado de Oaxaca evidencia a una entidad federativa con una población de 3,967,889 habitantes y un índice de marginación del 2.06 (CONAPO, 2015), siendo así un estado con bajos niveles de desarrollo económico y social.

En complemento a lo anterior, el estado de Oaxaca reporta un Índice de Competitividad Estatal (ICE) de 37.14, valor con posiciona a la entidad en el penúltimo puesto en comparación con todos los demás estados del país (IMCO, 2016). Para los fines de esta investigación, este indicador cobra especial importancia no solo por evidenciar un rezago competitivo sino porque dentro de su ponderación se integran variables puntuales como las tasas de generación de RSU, las estrategias de cuidado ambiental y la diversidad en esquemas de generación de energía limpia. Con este panorama un proyecto que tenga como objetivo determinar

la factibilidad en aspectos técnicos, económicos y sobre todo ambientales de la valorización energética del metano resultante de los RSU en el estado de Oaxaca, se presenta como pertinente. Con esto se busca contribuir en el desarrollo de evaluaciones que permitan determinar beneficios económicos en función de la generación de energía (kWh) así como la mitigación de impactos ambientales asociados a la gestión de los RSU mediante la cuantificación de las emisiones CO₂ y CH₄ evitadas a la atmosfera.

II. Materiales y Métodos

Descripción del sitio de estudio

Para realizar la evaluación del proyecto de generación de energía por biogás se analizó un relleno sanitario del estado de Oaxaca con una extensión de 16 ha ubicado a 15 km al sureste de la capital en una latitud de 16.924471 y longitud de -96.685213 (16 ° 55'28.1 " N - 96 ° 41'06.6 " W). El sitio se localiza en una región geográfica con una precipitación pluvial promedio de 663.5 mm, una temperatura promedio de 22 °C y una elevación promedio de 1550 m (SEMAEDES, 2016). La tasa de recepción diaria del sitio es de 1661.5 ton/día con una caracterización de 47% residuos orgánicos y 53% de inorgánicos (ver tabla 1).

Tabla 1. Caracterización de los RSU dispuestos en el relleno sanitario.

Tipo	Ton	%	Tipo	Ton	%
Residuo orgánico	681.22	41.00	Textiles	35.45	2.13
Aluminio	9.63	0.58	Vidro de color	18.09	1.09
Cartón	52.14	3.14	Vidro claro	49.16	2.96
Pieles	17.44	1.05	Algodón	27.49	1.65
Tetra Brik	85.45	5.14	Residuo fino	16.41	0.99
Latas	64.73	3.90	Fibra vegetal	18.97	1.14
Metales ferrosos	16.59	0.99	Fibra sintética	49.21	2.96
Papel	97.84	5.89	Hule	28.46	1.71
Película plástica	78.33	4.71	Cerámica	17.82	1.07
Plástico rígido	68.16	4.10	Pañales	49.22	2.96
PET	138.93	8.36	Otro	40.77	2.45

Cuantificación de biogás generado

Es importante mencionar que previo a iniciar los trabajos de instalación para la captura del biogás es fundamental conducir los estudios de estimación de generación. Esto debido a que la tasa de generación puede variar significativamente dado el tiempo de operación del relleno, así como el tiempo que han pasado los RSU en las celdas de disposición. Las emisiones de CH₄ de los rellenos sanitarios son complejas de medir y requieren el uso de modelos de orden cero, primer o segundo orden para la estimación. Amini, Reinhart y Mackie (2012) sugirieron que los resultados del modelo de orden cero no son confiables debido a errores relativamente altos, mientras que la aplicación de modelos de segundo orden complica el procedimiento y no mejora la precisión de los resultados. Por lo tanto, los modelos de generación de biogás de decaimiento de primer orden (FOD) que consideran el potencial de generación de CH₄ (L_o), el contenido de carbono orgánico degradable (DOC) y la tasa de generación de CH₄ (k) son ampliamente utilizados para

cuantificar la generación de biogás durante la vida útil del sitio (Krause, Chickering y Townsend, 2016). Para los fines de la evaluación se utilizó el modelo LandGEM. Este modelo diseñado y validado por la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (EPA) (ver Ec. 1). En donde Q_B se refiere a la cantidad de biogás en el relleno sanitario; i representa el incremento de tiempo de un año; n es el año del cálculo-año inicial de aceptación de residuos; j es incremento de tiempo de 0.1 años; k es la tasa de generación de CH₄ (1/año); L_o es la capacidad potencial de generación de CH₄ (pies³/ton); M_i es la masa de residuos sólidos eliminados en el i -ésimo año (toneladas) y t_{ij} es la edad de la j -ésima sección de la masa de residuos eliminada en el i -ésimo año (años decimales).

$$Q_B = \sum_{t=1}^n \sum_{j=0.1}^1 k L_o \left[\frac{M_i}{10} \right] (e^{-kt_{ij}}) \quad (\text{Ec. 1})$$

Los parámetros considerados para la modelación del metano generado y aprovechado se listan en la tabla 2.

Tabla 2. Parámetros técnicos para la evaluación.

Parámetro	Valor
Número de pozos de venteo	16
Tasa de recepción anual de RSU (ton/año)	606,451
Constante de generación de metano k (1/año)	0.04
Capacidad de generación de metano L_o (pies ³ /ton)	3,204
Contenido de metano en biogás	50 %
Profundidad promedio del terreno (pies)	65
Eficiencia de recolección	85 %
Utilización del potencial de vapor residual en tecnología CHP	100 %

La eficiencia de recolección de biogás se fijó en 85%. Este valor se seleccionó teniendo en cuenta que el equipo utilizado de recolección normalmente opera con eficiencias entre el 70 y el 95 % (EPA, 2005). Este valor es consistente con la eficiencia de recolección reportada por Jo y Kim (2018) para rellenos sanitarios con características similares al caso de estudio. El modelo utilizó una tasa constante de generación de metano k de 0.04

1/año y una capacidad de generación de metano L_o de 3.204 pies³/ton asumiendo un contenido de metano en el biogás del 50%, esto de acuerdo con lo recomendado por Salomon y Silva (2009).

Determinación de la reducción de emisiones GEI a la atmósfera

Parte de la evaluación ambiental involucró la determinación de beneficios ambientales representados por el CH₄ aprovechado y el CO₂ destruido, esto implica la cantidad de GEI evitados a la atmosfera. La estimación de la cantidad total anual de CH₄ que es utilizado en el proyecto y por tanto se evita su liberación a la atmosfera se calculó usando la

$$CH_4U = (BUE)(\%CH_4) \left(\frac{0.0423 \text{ lb } CH_4}{\text{pies}^3 CH_4} \right) \left(\frac{\text{short ton}}{2000 \text{ lb}} \right) \left(\frac{0.9072 MT}{\text{short ton}} \right) (PCGCH_4) \left(\frac{MMT}{10^6 MT} \right) \quad (\text{Ec. 2})$$

En lo que respecta a la cuantificación del dióxido de carbono evitado a la atmosfera, este se calculó considerando un tipo de tecnología de ciclo combinado, esto es que utiliza calor residual para la obtención de vapor como complemento a la energía eléctrica. El cálculo utilizó la Ec. 3 donde

$$CO_2 = \left(\left(\frac{1.18 \text{ lbs } CO_2}{\text{kWh}} \right) * (ENP) * \left(\frac{\text{short ton}}{2.000 \text{ lbs}} \right) * \left(\frac{0.9072 MT}{\text{short ton}} \right) * \left(\frac{MMT}{10^6 MT} \right) \right) + \left((AVP) * \left(\frac{0.12037 \text{ lbs } CO_2}{\text{pies}^3 (\text{gas natural})} \right) * \left(\frac{\text{short ton}}{2.000 \text{ lbs}} \right) * \left(\frac{0.9072 MT}{\text{short ton}} \right) * \left(\frac{MMT}{10^6 MT} \right) \right) + \left(\frac{1}{(0.80 (EVAP))} * \left(\frac{\text{pies}^3 \text{ gas natural}}{1.050 \text{ Btu}} \right) * \left(\frac{10^6 \text{ Btu}}{\text{millón Btu}} \right) \right) \quad (\text{Ec. 3})$$

Cálculo de indicadores financieros

Considerando el tipo de sistema de microturbinas CHP (en inglés Combined Heat and Power) el costo de capital promedio asumió un escalamiento de en \$USD 5.5 x kW y un costo promedio de operación y mantenimiento de \$USD 380 x kW, esto de acuerdo con las recomendaciones de la EPA (2005). Los resultados fueron modelados utilizando la herramienta LFGcost-WebV3.0 para la proyección de los costos de capital total, así como los beneficios económicos esperados en función del metano aprovechado. Las ventas promedio asumieron un precio de venta de \$USD 0.060 por kWh con una tasa de escalamiento del 1.0% anual. Para la evaluación de la rentabilidad financiera el proyecto se proyectó a 15 años con una tasa de descuento del 15%, la cual integra 3 veces la inflación promedio en México más una prima de riesgo. Se consideró igualmente un financiamiento a lo

Ec. 2 donde CH₄U es la cantidad total de metano utilizado reducido en el proyecto en millones de toneladas métricas de CO₂ equivalente por año (MMTCO₂E/año), BUE es el biogás utilizado efectivo, % CH₄ es la cantidad de metano en el biogás y PCGCH₄ es el potencial de calentamiento global del metano.

CO₂ es la cantidad total de CO₂ evitado a la atmosfera (MMTCO₂E/año), ENP es la energía neta producida, AVP es el total de agua y vapor residual producido (millones de Btu/año), EAVP es la eficiencia en la producción de vapor y agua del 80%.

largo del periodo de operación el cual integra una anualidad fija e intereses sobre saldos insolutos. Los indicadores de rentabilidad utilizados fueron el Valor Presente Neto (Ec. 4) y la Tasa Interna de Rendimiento (Ec. 5). Finalmente se estimó el Periodo de Recuperación de la Inversión (Ec. 6).

$$VPN = -P + \sum_{n=0}^N \frac{FNE_n}{(1+i)^n} \quad (\text{Ec. 4})$$

$$TIR = 0 = VPN = -P + \sum \frac{FNE_n}{(1+i)^n} \quad (\text{Ec. 5})$$

$$PRI = p + \frac{(1-FNE_a)}{FNE_b} \quad (\text{Ec. 6})$$

En donde VPN es el Valor Presente Neto; FNE representa el Flujo Neto de Efectivo en el periodo n; i es la tasa mínima aceptable de rendimiento y n representa los periodos de tiempo evaluados; TIR es la Tasa Interna de Rendimiento; PRI es el Periodo de

Recuperación de la Inversión; p es el periodo inmediato anterior en el cual se recupera la inversión; I representa la inversión inicial; FNE_a es el flujo de efectivo acumulado del periodo previo donde se recupera la inversión y FNE_b es el flujo de efectivo acumulado del periodo donde se recupera la inversión.

III. Resultados y Discusión

Generación de CH₄

Utilizando la Ec. 1 que asumió una constante de generación de CH₄ (k) 0.040 (1/año), la cual se fija en función de la precipitación pluvial de la zona en donde se ubica el relleno sanitario; y considerando una capacidad de generación de CH₄ (L_0) de 3.204 pies³/ton y un contenido de CH₄ del 50% en el biogás, el CH₄ generado y recolectado resultó valores como se puede observar en la tabla inferior (ver tabla 3).

Tabla 3. CH₄ generado y capturado en el proyecto (pies³/min).

	Generado	Capturado
Mínimo	1,578	1,341
Promedio anual	2,932	2,492
Máximo	4,072	3,461

La vida útil del proyecto considera un período de operación de 15 años. La tabla 3 muestra que la generación de CH₄ alcanza el pico máximo de 4,072 pies³/min. Es importante señalar que este valor máximo se alcanza hasta el final de los 15 años de operación y luego comienza un descenso. Esto está dado por se detiene la recepción de RSU al relleno y el biogás generado posterior a esa fecha solo proviene de los residuos ya almacenados en las celdas de disposición. Sin embargo, con una generación promedio de 2,932 pies³/min, se tiene que para una tecnología CHP, la utilización neta del metano alcanza un valor de máximo de 2,318 pies³/min. Estos valores implican una generación anual y un aprovechamiento de 1,541.05 y 1,218.34 millones de pies³ de CH₄ respectivamente. No obstante que el proyecto no se evaluó con una eficiencia del 100% esto no implica que el metano no capturado sea liberado a la atmósfera toda vez que el proyecto considera en su infraestructura un sistema de quema de gas no capturado.

Los resultados sobre la generación estimada de metano son consistentes con valores reportados en rellenos sanitarios con tasas de recepción y características similares (Fei *et al.*, 2019; Pillai y Riverol, 2018) lo que resulta en valores dentro del rango de rendimiento adecuado para los niveles de RSU manejados. Como se mencionó en la parte de materiales y métodos la eficiencia de recolección de biogás se fijó en 85%. Aunque se ha informado de la viabilidad económica de los proyectos con una eficiencia de recolección de hasta el 33% (Bolan *et al.*, 2013) la tasa de eficiencia de recolección utilizada siguió las recomendaciones de la EPA (2005) en términos de tamaño del proyecto y características climáticas de la región. Según Calabro (2009) la eficiencia de recolección que oscila entre el 80-90% es la alternativa que mejor se adapta para RSU en rellenos sanitarios equipados con tecnologías combinadas de última generación.

En lo que respecta al flujo máximo de CH₄ que resultó en 4,072 pies³/min se debe precisar que dicho valor se basa en las

condiciones climáticas de la región y su valor real podría variar si existen un cambio significativo en el nivel de precipitación pluvial y de la temperatura de la zona. Sin embargo, para fines demostrativos se asume que el valor obtenido es confiable para las estimaciones de generación de energía toda vez que se alinea con lo reportados investigaciones similares (Escamilla-García *et al.*, 2016). Debe enfatizarse que dadas las diferentes características climatológicas que se encuentran a lo largo de México, las emisiones de biogás proveniente de RSU pueden ser difíciles de extrapolar. Esto no solo por variaciones en el clima sino también a la composición de los RSU en todo el país. Por lo tanto, en este trabajo, las estimaciones de CH_4 se calcularon utilizando un valor L_0 de 3.204 pies³/tonelada que considera un contenido promedio de humedad en el residuo orgánico dispuesto, este valor se vincula con la tasa de generación de 0.040 k 1/año, asumiendo una precipitación acumulada de lluvia de 663.5 mm/año (SEMAEDES, 2016). Aunque algunos estudios sugieren que en los modelos de estimación de primer orden como el LandGEM, los valores de k inexactos pueden generar estimaciones poco realistas de CH_4 (Mou *et al.*, 2015), Escamilla-García (2019) sugiere que la tasa constante de generación de metano k debe fijarse en 0.04 cuando el área alrededor del relleno sanitario recibe 25 pulgadas o más de lluvia. Los 663.5 mm/año de precipitación pluvial en Oaxaca equivalen a 26.10 pulgadas de lluvia, por lo tanto, la constante k fue adecuada para el modelado.

Si bien con los resultados obtenidos se tiene valores confiables para realizar una estimación de generación energética, debe advertirse que para poner en marcha un proyecto real, se debe realizar una caracterización completa del biogás en el relleno en cuestión. Esto es debido a que el biogás, adicional a metano y dióxido de carbono, se compone en menor medida de otro tipo de gases como sulfuro de hidrógeno (H_2S) así como la presencia de impurezas como metilsiloxanos volátiles, los cuales pueden deteriorar un equipo de captura (Papadías *et al.*, 2012). Para el propósito de este estudio, no se caracterizó el biogás, pero las estimaciones consideraron el uso de filtros de alta eficiencia para asegurar condiciones adecuadas para la generación de electricidad. La adición o descarte de dichos filtros puede determinar la viabilidad económica de un proyecto energético dado que el capital inicial requerido y los costos operativos pueden variar significativamente, sin embargo, su implementación depende directamente de una caracterización previa del biogás (Elwell *et al.*, 2018).

Generación de energía

En lo relacionado con la producción de energía eléctrica la evaluación resultó en una capacidad de generación total de 554,852,171 kWh (ver tabla 4) lo que equivale a 554.85 GWh con un promedio anual de 36.99 GWh. Estos valores son a una proyección de 15 años y consideran igualmente la producción total de vapor residual de 3,051,684 millones de Btu.

Tabla 4. Energía y vapor residual generados en el proyecto.

Parámetro	Valor
Electricidad total producida (kWh)	554,852,171
CHP vapor producido (millones de Btu)	3,051,684
Biogás utilizado (millones de pies ³)	1,218.6408

Para poner estos valores en contexto hay que precisar que de acuerdo con la última información disponible de la Secretaría de Energía de México (SENER), el consumo de electricidad promedio del estado de Oaxaca en 2017 alcanzó 2,517 GWh con un consumo promedio por hogar de 2,319.37 kWh (SENER, 2018). Por lo que el aprovechamiento energético anual de 606,451.15 toneladas de RSU resultaría en una aportación importante para cubrir la demanda energética local. En términos promedio se podría cubrir el 22.04% de la demanda regional lo que equivaldría a 239 mil hogares. Es importante señalar que estas estimaciones se basan en datos promedio y buscan solo mostrar un panorama del impacto que la generación de energía en la región podría tener en el consumo energético de Oaxaca. Sin embargo, en la práctica estos datos pueden variar en función de los acuerdos de interconexión y cogeneración que establezca la Comisión Federal de Electricidad (CFE) para pequeños generadores, así como a los rendimientos de metano que se obtengan en el sitio en cuestión.

En complemento a los resultados de energía, el proyecto considera el aprovechamiento de elementos residuales como vapor resultante de la quema del metano. En este aspecto el proyecto resultó en un promedio total de 3,051,684 millones de Btu para los 15 años de operación del sistema. Cabe precisar que los Btu refieren a las unidades británicas termales que es la unidad que mide la capacidad de calor de un sistema calefactor. Con esto, el proyecto podría representar dos opciones para el aprovechamiento de este elemento residual, primeramente, un escenario donde el vapor sea utilizado para los sistemas de calefacción de casas habitación en zonas

residenciales o comerciales cercanas al sitio de disposición. De acuerdo con Coll, Ruiz y Martínez (2012) un lugar con extensión promedio de 8-12m² requiere un total de 6 mil Btu para calefaccionar la totalidad del espacio. Por consiguiente, el proyecto representaría un aprovechamiento promedio del vapor residual para cubrir las necesidades de calefacción de 508 espacios con dichas características. Igualmente se debe enfatizar que estas estimaciones pueden variar en función del tipo de tecnología de calefacción que se utilice. En segunda instancia el proyecto podría destinar igualmente el vapor residual a algún parque industrial en donde sea utilizado como insumo en procesos productivos.

Beneficios ambientales

Asumiendo que el biogás en el relleno sanitario tiene un contenido de CH₄ del 50% y la eficiencia de recolección de fijó en 85%, la evaluación de los beneficios ambientales aplico la Ec. 2 y 3 y resultó en 0.183 MMTCO₂E de emisiones evitadas a la atmósfera. En términos de CO₂, el proyecto puede contribuir a reducir 0.5% del total de MMTCO₂E generado por residuos en México; ya que este valor se ha reportado en 32 MMTCO₂E (INECC, 2018). El metano recolectado y destruido en el proyecto también puede contribuir a reducir el 0.68% del metano total generado por los RSU en México, que alcanza un nivel de 27,391.442Gg (INECC, 2018). Durante la vida útil del proyecto, el CH₄ total recolectado y destruido fue de 9,824.47 millones de pies³, mientras que la reducción directa de CH₄ resultó en un total de 4.7 MMTCO₂E, el CH₄ total utilizado en el proyecto 3.9 MMTCO₂E, y el CO₂ total evitado fue de 0.2 MMTCO₂E (ver tabla 5).

Tabla 5. Reducción total y promedio de CH₄ y emisiones de CO₂ en el proyecto.

	CH ₄ capturado y destruido (pies ³)	Reducción directa de CH ₄ (MMTCO ₂ E)	CH ₄ utilizado en proyecto (MMTCO ₂ E)	Emisiones de CO ₂ evitadas (MMTCO ₂ E)
Promedio anual	654,964,665	0.314	0.259	0.013
Total, en 15 años	9,824,469,980	4.713	3.884	0.197

En adición a lo anterior, se debe mencionar que los beneficios ambientales de este tipo de proyecto representan impactos positivos complementarios vinculados a la gestión de RSU. Si bien estos no son cuantificados en el proyecto, existen beneficios como la reducción de la fauna nociva, así como los olores, siendo este último la principal afectación en poblaciones de acuerdo con la percepción del individuo (Santos *et al.*, 2020). Igualmente, con un sistema de captura de biogás se reducirían los riesgos de incendios y explosiones que se vinculan con la acumulación de biogás en sitios de disposición final de RSU. Finalmente existe evidencia que este tipo de modelos para la estimación de metano pueden igualmente aplicarse al procesamiento de lixiviados para obtener energía (Zairi *et al.*, 2014), mitigación de emisiones de amoníaco (Asadollahfardi *et al.*, 2019) y el tratamiento de aguas residuales y lodos activados (Mambeli *et al.*, 2018). Por lo anterior los beneficios ambientales pueden ser mayores a los reportados en este trabajo. Se sugiere la conducción de estudios adicionales de impacto ambiental como los análisis de ciclo de vida para cuantificar en mayor medida los beneficios al medio ambiente.

Resultados financieros

Considerando los parámetros para la evaluación económica, el proyecto resultó en un costo de capital instalado tanto para el sistema de tubería de recolección y para el sistema de quema de gas de \$USD 1,294,543, adicional el costo de capital para un conjunto de microturbinas en modalidad CHP se estimó en \$USD 7,737,364. Con esto, la

inversión inicial total de capital y activos diferidos ascendió a \$USD 9,031,907. Al evaluar los rendimientos por ventas de energía se observó que en el año de operación inicial se tiene pérdida neta de USD\$ 559,396 no obstante los flujos se estabilizan en los años posteriores de operación (ver tabla 6).

Dado la capacidad de recepción del relleno sanitario, el metano generado y la cantidad de energía y vapor producidos, la evaluación económica resultó en un flujo neto de efectivo promedio de \$USD 4,932,873.33, un VPN de \$USD 11,098,242.79 y una TIR de 24%. Dado que los criterios de aceptación para una rentabilidad financiera dictan que VPN > 0 y TIR > tasa de descuento (15%), el proyecto demuestra ser económicamente viable desde los criterios del VPN y TIR. Considerando una proyección de 15 años, el PRI del proyecto se estimó en 9.4 años. Estos resultados son consistentes y dentro del rango esperado para estimaciones económicas reportadas en estudios similares (Fei *et al.*, 2019; Ghosh *et al.*, 2019). Los resultados económicos obtenidos deben considerarse a luz de varias consideraciones, en primera instancia el precio de venta por kWh impacta significativamente en los resultados, por lo que se recomienda conducir análisis de sensibilidad para medir las variaciones con diferentes precios de venta. Igualmente, el proyecto consideró una distancia menor a 5 km con la central de interconexión de la CFE, por lo que, si la distancia fuese mayor, se incrementaría el costo de instalación y reduciría los beneficios económicos. Finalmente, la rentabilidad se demuestra a una tasa de descuento del 15%, sin embargo,

con una tasa mayor a la TIR obtenida del 24% el proyecto dejaría de ser viable ya que no se obtendrían las ganancias esperadas.

Tabla 6. Resultados económicos del proyecto (USD).

	Ingresos por venta de energía	Ingresos por venta de vapor	Ingreso neto	Flujos Netos de efectivo	Flujos acumulados
Promedio anual	\$ 1,479,268	\$ 913,280	\$ 1,072,098	\$ 1,031,943	\$ 3,534,854
Total, en 15 años	\$ 22,189,026	\$ 13,699,200	\$ 16,081,467	\$ 15,479,141	\$ 53,022,803

Posibilidad de escalamiento industrial

Los resultados obtenidos muestran un escenario prometedor al validar una factibilidad, técnica, económica y ambiental del aprovechamiento de biogás por RSU y su conversión en energía. No obstante, el escalamiento a nivel industrial y comercial tiene que considerar varias precisiones. Actualmente en el mercado es posible encontrar una oferta de diferentes tecnologías bioenergéticas con esquemas de cogeneración o bien de ciclos combinados. Estas tecnologías basan su operación en la quema del metano como combustible principal para generar la electricidad y productos residuales complementarios como agua y vapor. Sin embargo, su adaptación a contextos específicos puede ser un proceso complicado dadas las diferentes variables que impactarían el rendimiento de la tecnología. En primera instancia la tasa de generación de metano variará acorde a las condiciones climáticas de la región geográfica en cuestión, esto no solo por la temperatura y precipitación, sino también por los sistemas de tratamiento de residuos adoptados en el relleno sanitario. Otro aspecto importante a considerar para un escalamiento industrial tiene que ver con el mercado local de energía y las regulaciones aplicables. Si bien en México existe la posibilidad de esquemas de cogeneración con la Secretaría de Energía, las disposiciones actuales imposibilitan la comercialización directa de la electricidad, lo que puede reducir la rentabilidad final a un

nivel industrial. Aunado a lo anterior, la infraestructura de interconexión desde el relleno sanitario hasta la subestación eléctrica más cercana puede representar costos adicionales importantes que de no considerarse adecuadamente limitarían los beneficios económicos. Por otro lado, la evidencia documentada sugiere que tecnologías como un sistema a base de motores puede reportar eficiencias a nivel industrial (Abbasi et al., 2018) pero su uso resulta en una mayor concentración de contaminantes (Duarte et al., 2021). Por otro lado, tecnologías de ciclo combinado con set de turbinas igualmente pueden generar niveles adecuados para una comercialización a un nivel mayor, pero también son susceptibles de reducción en su eficiencia por aspectos como altitud y humedad en el aire (Grosshauser, 2016). Con las consideraciones anteriores, se establece que, si bien la generación de energía por metano de RSU tiene potencial de escalamiento industrial, se recomienda enfáticamente la conducción de estudios con variables acordes a la región donde se pretende llevar a cabo a fin de validar su desempeño y factibilidad en escalas macro.

IV. Conclusiones

En términos generales, la evaluación realizada permitió determinar una factibilidad tanto técnico-económica como ambiental para el procesamiento de RSU como recurso energético en Oaxaca. El biogás generado por

la fracción orgánica en un flujo de residuos demuestra ser un insumo de valor para la conformación de proyectos de energías limpias. Con este tipo de evaluación se abre la puerta a la configuración de sistemas integrales de gestión de residuos con enfoques sustentables que no solo reduzcan las afectaciones a la sociedad y los entornos urbanos por la incorrecta gestión de RSU, sino que también se contribuye en la mitigación del cambio climático por la reducción de GEI por residuos. De igual forma un proyecto de energía por biogás contribuiría en la matriz energética local y nacional lo que implicaría reducir la dependencia de combustibles contaminantes a base de petróleo. El estado de Oaxaca demuestra ser un entorno adecuado para el emprendimiento en este tipo de proyectos y así igualmente coadyuvar al incremento de los índices ambientales y de sustentabilidad del estado. A su vez en México se pueden conducir estudios similares de acuerdo con las características de cada región y la caracterización de los RSU locales, a fin de determinar parámetros técnicos, económicos y ambientales que incentive la inversión tanto con recursos privados o bien con fondos públicos en este tipo de tecnologías. Los resultados obtenidos del caso de estudio aportan a la discusión sobre la valorización de residuos para la generación de electricidad en economías emergentes bajo las diferentes agendas ambientales y de desarrollo que se alineen con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) en pro de mitigar el cambio climático.

V. Referencias

Abbasi, M., Chahartaghl, M. y Hashemian, S. (2018). Energy, exergy, and economic evaluations of a CCHP system by using the internal combustion engines and gas turbine as prime movers. *Energy Conversion and Management*, 173: 359-374.

<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.07.095>

Alemán-Nava, G., Casiano-Flores, V., Cárdenas-Chávez, D., Díaz-Chavez, R., Scarlat, N., Mahlknecht, J., Dallemand, J. y Parra, R. (2014). Renewable energy research progress in Mexico: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 32, 140-153. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.01.004>

Amini, H., Reinhart, D. y Mackie, K. (2012). Determination of first-order landfill gas modeling parameters and uncertainties. *Waste Management*, 32, 305-316. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2011.09.021>

Asadollahfardi, G., Asadi, M., Youssefi, M., Elyasi, S. y Mirmohammadi, M. (2019). Mathematical and experimental study of hydrogen sulfide concentrations in the Kahrizak landfill, Tehran, Iran. *Environmental Engineering Research*, 24, 350-358. <https://doi.org/10.4491/eer.2018.265>

Bolan, N., Thangarajan, R., Seshadri, B., Jena, U., Das, K., Wang, H. y Naidu, R. (2013). Landfills as a biorefinery to produce biomass and capture biogas. *Bioresource Technology*, 135, 578-587. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2012.08.135>

Calabro, P. (2009). Greenhouse gases emission from municipal waste management: The role of separate collection. *Waste Management*, 29, 2178-2187. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2009.02.011>

CONAPO. (2015). Datos abiertos del índice de marginación. Recuperado de

[http://www.conapo.gob.mx/es/CONAPO/Datos Abiertos del Indice de Marginacion](http://www.conapo.gob.mx/es/CONAPO/Datos%20Abiertos%20del%20Indice%20de%20Marginacion)

Duarte, J., Mendoza, D. y Valencia, G. (2020). Energy, exergy, and emissions (3e) assessment of a low-displacement engine powered by biodiesel blends of palm oil mill effluent (pome) and hydroxy gas. *Thermal Science and Engineering Progress*, 26: 101126. <https://doi.org/10.1016/j.tsep.2021.101126>

Elwell, A., Elsayed, N., Kuhn, J. y Joseph, B. (2018). Design and analysis of siloxanes removal by adsorption from landfill gas for waste-to-energy processes. *Waste Management*, 73, 189-196. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2017.12.021>

EPA. (2005). Landfill Gas Emissions Model (LandGEM) Version 3.02 User's Guide. Recuperado de <https://www3.epa.gov/ttnecat1/dir1/landgem-v302-guide.pdf>

Escamilla-García, P.E., Tavera-Cortés, M., Sandoval-Gómez, R., Salinas-Callejas, E. y Alvarado-Raya, H. (2016) Economic feasibility analysis for electrical generation from biogas in waste disposal sites in Mexico City. *Applied Economics* 48, 5761-5771. <https://doi.org/10.1080/00036846.2016.1184378>

Escamilla-García, P.E. (2019). Efficiency and reliability of theoretical models of biogas for landfills. *LA GRANJA: Revista de Ciencias de la Vida*, 29, 33-44. <https://doi.org/10.17163/lgr.n29.2019.03>

Fei, F., Wen, Z. y De-Clercq D (2019). Spatio-temporal estimation of landfill gas energy potential: A case study in China. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 103, 217-226. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.12.036>

Ghosh, P., Shah, G., Chandra, R., Sahota, S., Kumar, H., Vijay, V. & Thakur, I. (2019). Assessment of methane emissions and energy recovery potential from the municipal solid waste landfills of Delhi, India. *Bioresource Technology*, 272, 611-615. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2018.10.069>

Grosshauser, R., (2016). Turbines vs. Reciprocating engines. Recuperado de: <https://www.power-eng.com/coal/turbines-vs-reciprocating-engines/#gref>

Hurlimann, A., Warren-Myers, G. y Browne, G. (2019). Is the Australian construction industry prepared for climate change?. *Building and Environment*, 153, 128-137. <https://doi.org/10.1016/j.buildenv.2019.02.008>

IMCO. (2016). Índice de competitividad estatal 2016. Recuperado de <https://imco.org.mx/wp-content/uploads/2016/11/2016-ICE-Libro.pdf>

INECC. (2018). Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero. Recuperado de <https://www.gob.mx/inecc/acciones-y-programas/inventario-nacional-de-emisiones-de-gases-y-compuestos-de-efecto-invernadero>

- Inman, M. (2013). The true cost of fossil fuels. *Scientific American*, 308, 58-6. <https://doi.org/10.1038/scientificamerican0413-58>
- IPCC. (2014). Climate Change 2014 Synthesis Report. Recuperado de <https://archive.ipcc.ch/report/ar5/syr/>
- IPCC. (2021). Climate Change 2021 - The Physical Science Basis. Working Group I contribution to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Recuperado de <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/>
- Jo, J. y Kim, W. (2018). Market potential of biomethane as alternative transportation fuel in South Korea. *Journal of Material Cycles and Waste Management*, 20, 864-876. <https://doi.org/10.1007/s10163-017-0646-9>
- Kaza, S., Yao, L., Bhada-Tata, P. y Van, W. (2018). *What a Waste 2.0: A Global Snapshot of Solid Waste Management to 2050*. Washington: Banco Mundial.
- Krause, M., Chickering, G. y Townsend, T. (2016) Translating landfill methane generation parameters among first-order decay models. *Journal of the Air & Waste Management Association*, 66, 1084-1097. <https://doi.org/10.1080/10962247.2016.1200158>
- Kumar, S., Gaikwad, S., Shekdar, A., Kshirsagar, P. y Singh, R. (2004). Estimation method for national methane emission from solid waste landfills. *Atmospheric Environment*, 38, 3481-3487. <https://doi.org/10.1016/j.atmosenv.2004.02.057>
- Mambeli, R., Tiago, G., Moreira, A., Ferreira, C., Fernandes, M., Sales, J., Sayuri, H., Martins, L., Silva, I., Martuscelli, E. y Rocha, J. (2018). A potential of the biogas generating and energy recovering from municipal solid waste. *Renewable Energy Focus*, 25, 4-16. <https://doi.org/10.1016/j.ref.2018.02.001>
- Mansson, A. (2014). Energy, conflict and war: Towards a conceptual framework. *Energy Research & Social Science*, 4, 106-116. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2014.10.004>
- Mou, Z., Scheutz, C. y Kjeldsen, P. (2015) Evaluating the methane generation rate constant (k value) of low-organic waste at Danish landfills. *Waste Management*, 35, 170-176. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2014.10.003>
- Munster, M. y Meibom, P. (2011). Optimization of use of waste in the future energy system. *Energy*, 36, 1612-1622. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2010.12.070>
- Papadias, D., Ahmed, S. y Kumar, R. (2012). Fuel quality issues with biogas energy – An economic analysis for a stationary fuel cell system. *Energy*, 44, 257-277. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.06.031>
- Pillai, J. y Riverol, C. (2018). Estimation of gas emission and derived electrical power generation from landfills. Trinidad and Tobago as study case. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 29, 139-146. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2018.08.004>

- Salomon, K. y Silva, E. (2009). Estimate of the electric energy generating potential for different sources of biogas in Brazil. *Biomass and Bioenergy*, 33, 1101-1107.
<https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2009.03.001>
- Santos, I., Barros, R., Geraldo, B. y Filho, T. (2020). Biogas Production From Solid Waste Landfill. *Encyclopedia of Renewable and Sustainable Materials*, 2, 11-19.
<https://doi.org/10.1016/B978-0-12-803581-8.10585-5>
- Schmidt, C. (2011). Arctic oil drilling plans raise environmental health concerns. *Environmental Health Perspectives*, 119, 116-117.
<https://doi.org/10.1289/ehp.119-a116>
- SEMARNAT (2009). Cambio climático: Ciencia, evidencia y acciones. Recuperado de https://www.conafor.gob.mx/biblioteca/cambio_climatico_09-web.pdf 15/05/2021
- SEMARNAT (2020) Diagnóstico básico para la gestión integral de los residuos. Recuperado de <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/555093/DiagnosticoBasicoGestionIntegralResiduosF.pdf.pdf>
- SEMAEDES (2016). Programa Estatal de Cambio Climático de Oaxaca 2016-2022. Recuperado de <http://www.medioambiente.oaxaca.gob.mx/wp-content/uploads/2018/12/PECC-Oaxaca-2016-2022.pdf>
- SENER (2018). Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional. Recuperado de <https://base.energia.gob.mx/prodesen/PRODESEN2018/PRODESEN18.pdf>
- SENER (2020). Producción de petróleo crudo por tipo y región. Recuperado de: <https://datos.gob.mx/busca/dataset?theme=Energ%C3%ADa+Y+Medio+Ambiente&tags=produccion>
- Shafiee, S., Topal, E. (2009). When will fossil fuel reserves be diminished? *Energy Policy*, 37, 181-189.
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.08.016>
- Spokas, K., Bogner, J., Chanton, J., Morcet, M., Aran, C., Graff, C., Golvan, Y. y Hebe, I. (2006). Methane mass balance at three landfill sites: What is the efficiency of capture by gas collection systems? *Waste Management*, 26, 516-525.
<https://doi.org/10.1016/j.wasman.2005.07.021>
- Zairi, M., Aydi, A. y Dhia, H. (2014). Leachate generation and biogas energy recovery in the Jebel Chakir municipal solid waste landfill, Tunisia. *Journal of Material Cycles and Waste Management*, 16, 141-150.
<https://doi.org/10.1007/s10163-013-0164-3>