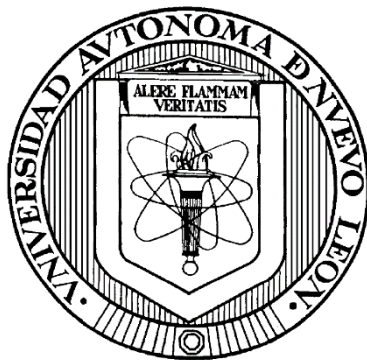


UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

FACULTAD DE CIENCIAS QUÍMICAS



EVALUACIÓN ECONÓMICA Y AMBIENTAL DE LA GESTIÓN DEL BIOGÁS
DE SITIOS DE DISPOSICIÓN FINAL EN MÉXICO

Por

M.C. JUAN FELIPE RUEDA AVELLANEDA

Como requisito parcial para obtener el Grado de
DOCTOR EN CIENCIAS con Orientación en Procesos Sustentables

Diciembre, 2022

EVALUACIÓN ECONÓMICA Y AMBIENTAL DE LA GESTIÓN DEL BIOGÁS
DE SITIOS DE DISPOSICIÓN FINAL EN MÉXICO

Aprobación de la Tesis:

Asesor: Dr. Ricardo Gómez González

Revisor: Dr. Pasiano Rivas García

Revisor: Dr. Salvador Tututi Ávila

Revisor: Dr. José Rosario Guadalupe Sánchez López

residuos dispuestos, la eficiencia de captura, la composición de la matriz de generación de electricidad y la distancia a las industrias en las emisiones de gases de efecto invernadero. Los impactos económicos de la implementación de los escenarios con y sin recuperación energética fueron determinados mediante modelos de costos donde se realizaron análisis de sensibilidad de subsidios, precios de créditos de carbono y reducción de impuestos.

Contribuciones y conclusiones

El diagnóstico de la disposición final de residuos sólidos urbanos mostró que el 92.6 % de los sitios de disposición final en operación son sitios no controlados, los cuales contribuyen con 24 % de las emisiones nacionales de biogás. Esta situación dificulta el alcance de los compromisos de mitigación de emisiones de México. El aumento en la eficiencia de captura mostró ser un factor preponderante en la mitigación de emisiones, ya que el escenario de eficiencia de captura de 80 %, puede mitigar hasta un 71 % de las emisiones en comparación con el escenario base. Este resultado muestra que los esfuerzos de mitigación de emisiones en el sector de residuos no deben solo enfocarse en la instalación de infraestructura para la captura del biogás, sino también en asegurar una reconversión de los SNC a RS. La implementación de un escenario de captura y quema del biogás en todos los SDF en México requiere una inversión de 696.460 MUSD. Este resultado sugiere que estos costos pueden exceder el presupuesto de los municipios, por lo que, se debe buscar financiamiento a través de mecanismos u organizaciones multilaterales. La evaluación ambiental de los escenarios de aprovechamiento energético del biogás mostró que, en escenarios de descarbonización del sector energético y de residuos, las estrategias de valorización del biogás a combustible vehicular para el reemplazo de gasolina y de uso en la industria siderúrgica cobran mayor relevancia que la generación de electricidad. Este resultado sugiere que los formuladores de políticas públicas deben incentivar la diversificación del uso energético del biogás para lograr una mayor mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero

Firma del alumno

Firma del director de Tesis

TABLA DE CONTENIDO

CAPÍTULO I.....	1
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. ANTECEDENTES.....	6
1.1.1. Potencial de generación del biogás de rellenos sanitarios	6
1.1.2. Evaluación ambiental de la gestión del biogás.....	11
1.1.3. Evaluación económica de la gestión del biogás	14
1.2. JUSTIFICACIÓN.....	17
1.3. APORTACIÓN CIENTÍFICA	17
1.4. HIPÓTESIS	18
1.5. OBJETIVOS.....	18
1.5.1. Objetivo general	18
1.5.2. Objetivos específicos.....	19
CAPÍTULO II	20
2. METODOLOGÍA.....	20
2.1 POTENCIAL DE GENERACIÓN DE LOS SITIOS DE DISPOSICIÓN FINAL.....	21
2.1.1 Características de los sitios de disposición final en México	21
2.1.2. Generación de biogás de los sitios de disposición final en México.	23
2.1.3. Evaluación espacial de la generación de biogás en los sitios de disposición final en México.	25
2.1.4. Evaluación temporal de la generación de biogás y de escenarios de minimización de disposición de residuos sólidos urbanos y uso de sitios de disposición final regionales.	27
2.2. ESCENARIO ACTUAL DE GESTIÓN DEL BIOGÁS Y ESCENARIOS SIN APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO	29

2.2.1. Evaluación ambiental del escenario actual de gestión del biogás y escenarios sin aprovechamiento energético.....	30
2.2.2. Evaluación económica de escenarios sin aprovechamiento energético.	34
2.3. ESCENARIOS DE GESTIÓN DEL BIOGÁS CON APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO.....	35
2.3.1. Evaluación ambiental de los escenarios de aprovechamiento energético del biogás	36
2.3.2. Evaluación económica de los escenarios de aprovechamiento energético del biogás	45
CAPÍTULO III.....	48
3. RESULTADOS.....	48
3.1. POTENCIAL DE GENERACIÓN DE BIOGÁS DE LOS SITIOS DE DISPOSICIÓN FINAL (SDF)	48
3.1.1 Características de los SDF.....	48
3.1.2. Evaluación espacial de la generación de biogás en los SDF en México	59
3.1.3. Evaluación Temporal de la Generación de Biogás en los SDF en México y Potencial de Electricidad.....	62
3.2. ESCENARIO ACTUAL DE GESTIÓN DEL BIOGÁS Y ESCENARIOS SIN APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO	69
3.2.1 Evaluación ambiental del escenario actual de gestión del biogás y escenarios sin aprovechamiento energético.....	69
3.2.1 Evaluación económica de escenarios sin aprovechamiento energético.	77
3.3. ESCENARIOS DE APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO DEL BIOGÁS.....	80
3.3.1. Evaluación ambiental.....	80
3.3.2. Evaluación económica.....	94
CAPÍTULO IV.....	99
4. CONCLUSIONES.....	99
BIBLIOGRAFÍA	102

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Métodos de implementación en el ACV territorial.....	14
Tabla 2. Características de la base de datos de los sitios de disposición final en México.....	22
Tabla 3. Estados que conforman las regiones económicas de México	26
Tabla 4. Escenarios del análisis de sensibilidad de la reducción del uso de los sitios de disposición final	28
Tabla 5. Escenarios para el análisis de sensibilidad de la eficiencia de captura..	33
Tabla 6. Costos de implementación de la quema y captura del biogás	34
Tabla 7. Composición de algunos sitios de disposición final en México.....	37
Tabla 8. Especificaciones del gas natural en México [88].....	41
Tabla 9. Características de los procesos del biogás para los escenarios de aprovechamiento energético evaluados	42
Tabla 10 Inventario de emisiones	43
Tabla 11. Factores evaluados de los análisis de sensibilidad de impacto ambiental	44
Tabla 12. Costos de inversión inicial y costos de operación y mantenimiento para los procesos de aprovechamiento energético del biogás.....	47
Tabla 13. Factores evaluados de los análisis de sensibilidad en el impacto económico.....	47
Tabla 14. Disposición de residuos sólidos urbanos por tipo de sitio de disposición para estados y regiones económicas	52
Tabla 15. Clasificación de los SDF en México basado en la capacidad diaria de gestión de RSU.....	57

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Metas de mitigación de emisiones de GEI para diferentes sectores en México.[19]	4
Figura 2. Emisiones y contribución de GEI por sector, 2015. [19].....	4
Figura 3. Esquema de la metodología.....	21
Figura 4. Mapa con las regiones económicas de México.....	26
Figura 5. Esquema del análisis de ciclo de vida (ACV).....	30
Figura 6. Diagrama del sistema de fronteras del escenario base de gestión del biogás en México.	31
Figura 7. Sistema de fronteras de los escenarios de aprovechamiento energético evaluados.....	38
Figura 8. Diagrama de flujo para el cálculo del VPN para cada escenario.....	46
Figura 9 Mapa de los sitios de disposición final (SDF) por estado.....	49
Figura 10 Participación del PIB por región económica.....	53
Figura 11. Antigüedad promedio de los sitios de disposición final por región económica en México.....	55
Figura 12. Mapa de la fracción orgánica de los RSU (FORSU) para las regiones económicas en México	56
Figura 13. Disposición de RSU per cápita para las regiones económicas de México.....	58
Figura 14. Distribución espacial de la generación de biogás de los SDF en México para el año 2020	60
Figura 15. Generación de biogás del año 2020 por tipo y tamaño de SDF	61
Figura 16. Generación de biogás en el año 2020 para las regiones económicas de México.....	62
Figura 17. Generación de biogás acumulada para los escenarios de reducción de disposición de residuos sólidos urbanos	63
Figura 18. (a) Generación acumulada de biogás para las regiones económicas y (b) participación anual de cada región en la generación anual	65
Figura 19. Potencial de generación de electricidad anual para escenarios de reducción de disposición de los residuos sólidos urbanos	66
Figura 20. Potencial de generación de electricidad anual en México para escenarios de regionalización de los sitios de disposición final.....	68
Figura 21. Balance temporal del biogás generado para el escenario base	70

Figura 22. Indicador de cambio climático para la gestión del biogás en el escenario base	72
Figura 23. Indicador de cambio climático para las regiones económicas en el escenario base	74
Figura 24. Indicador de cambio climático para el análisis de sensibilidad de reducción de RSU	75
Figura 25. Indicador de cambio climático para análisis de sensibilidad de eficiencia de captura	77
Figura 26. Regresión para las variables de tamaño del relleno y residuos sólidos urbanos dispuestos	78
Figura 27. (a) Mitigación por unidad de costo por sitio de disposición final y (b) Mitigación por unidad de costo para las regiones económicas de México.....	80
Figura 28. Métodos de gestión de biogás para el biogás capturado en el año 2022 para los escenarios evaluados	81
Figura 29. Generación de energía para los escenarios evaluados.....	82
Figura 30. Matrices de generación de electricidad por región económica.....	84
Figura 31. Indicador de cambio climático para los escenarios evaluados de aprovechamiento energético del biogás.....	85
Figura 32. Indicador de cambio climático para los escenarios de aprovechamiento energético por región.....	89
Figura 33. Emisiones de GEI por generación de electricidad para las matrices regionales.....	90
Figura 34. Análisis de sensibilidad de la eficiencia de captura en el indicador de cambio climático.....	91
Figura 35. Análisis de sensibilidad de la participación de energías limpias en la matriz eléctrica de México en el indicador de cambio climático.....	92
Figura 36. Análisis de sensibilidad de la distancia a las industrias siderúrgicas para el indicador de cambio climático.	93
Figura 37. Costo para los escenarios de aprovechamiento energético	95
Figura 38. Análisis de sensibilidad del precio del bono de carbono	96
Figura 39. Análisis de sensibilidad del porcentaje de subsidio.....	98

NOMENCLATURA

Bio-GNV	Biogás natural vehicular
GNV	Gas natural vehicular
GEI	Gas de efecto invernadero
FORSU	Fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos
iNDC	Contribuciones previstas y determinadas a nivel nacional
MMB	Modelo mexicano del biogás
RS	Relleno sanitario
RSU	Residuos sólidos urbanos
SC	Sitio controlado
SDF	Sitio de disposición final
SNC	Sitio no controlado
UF	Unidad funcional

CAPÍTULO I

1. INTRODUCCIÓN

El metano (CH_4) es uno de los gases de efecto invernadero (GEI) más relevantes. Desde la era preindustrial, los niveles de CH_4 globales se han triplicado convirtiéndolo en el segundo GEI más abundante, solo superado por el CO_2 [1]. Se estima que anualmente se emiten 8 Gt CO_2 eq de CH_4 por actividades antropogénicas [2]. Sumado a esto, el CH_4 tiene un potencial de calentamiento atmosférico 28 veces superior al del CO_2 , en un horizonte de 100 años [3]. Estas características hacen que el CH_4 sea el segundo GEI que más contribuye al cambio climático antropogénico [4].

El cambio climático es una problemática mundial que tiene consecuencias ambientales, económicas y sociales. Se han reportado incrementos en la temperatura global, acidificación de los océanos, pérdidas de biodiversidad y aumento en las sequías e inundaciones [5]. Por otra parte, las variaciones climáticas pueden afectar los rendimientos agrícolas, la productividad laboral, junto con la demanda y suministro de energía [6]. Adicionalmente, la Organización Mundial de la Salud proyecta que el cambio climático ocasionará 250 mil muertes adicionales por año entre 2030 y 2050 [7].

Los sitios de disposición final (SDF) son la tercera causa de emisiones de CH₄ antropogénico en el mundo después de la fermentación entérica y de la industria de los hidrocarburos, [8]. En 2010, las emisiones de CH₄ de SDF se contabilizaron en 850 Mt CO₂ eq y se estima que para el 2030, las emisiones de SDF representarán el 10 % del total de las emisiones globales de CH₄ [9]. Se calcula que, globalmente, el 69.7% de los residuos sólidos urbanos (RSU) se disponen en SDF, lo que representa aproximadamente 139000 Mt/año [10]. Solo los dos principales países generadores de RSU, Estados Unidos y China, tienen en conjunto más de 3000 SDF en operación [3].

Los países latinoamericanos gestionan gran parte de los RSU mediante SDF (Argentina: 94 %, Brasil: 91 %, Chile: 94 %, Colombia: 83 %, México: 95 %)[10]. Otros métodos de gestión de RSU como el reciclaje, la digestión anaerobia y la incineración se encuentran aún emergentes en la región [11]. Este panorama indica que, a corto y mediano plazo, la disposición final en SDF continuará siendo una opción preponderante para la gestión de los RSU en Latinoamérica.

La principal fuente de emisiones de CH₄ en los SDF es la generación y emisión del biogás. El CH₄ es el principal componente del biogás (50 - 60%), junto con el CO₂ (30 - 40%) y algunos componentes trazas como H₂S, NH₃ y compuestos orgánicos volátiles [12]. El biogás se genera en los SDF a partir de una cadena de procesos físicos, químicos y microbiológicos que sufre la fracción orgánica de los RSU [12]. La producción de biogás se encuentra entre 0.05 y 0.40 m³/kg de RSU

[13]. Sin embargo, esta productividad depende de variables como la cantidad de residuos depositados, la fracción orgánica de estos residuos, la edad del SDF y las condiciones climáticas de las zonas donde se encuentren ubicados [14].

México es el quinto país con mayores emisiones de CH₄ asociadas al biogás de SDF [15]. En 2020, se liberaron 24.67 Mt CO₂ eq de CH₄ y se prevé que para el 2030 las emisiones pueden aumentar un 21.6 % en un escenario tendencial [15]. En México, aproximadamente 100000 t de RSU son dispuestas diariamente en SDF [16], convirtiendo la disposición final de RSU en uno de los sectores clave para la mitigación de emisiones CO₂.

México ha adoptado la mitigación y adaptación ante el cambio climático como una política pública [17]. En el marco de la Conferencia 21 de las partes (COP21), donde la comunidad internacional acordó acciones para afrontar el cambio climático [18], México se comprometió a una contribución prevista y determinada a nivel nacional (iNDC, por sus siglas en inglés) que representa una reducción del 22 % de sus emisiones de GEI desde un escenario tendencial o *Business as usual* (BUA). Esta meta equivale a una reducción de 210 MtCO₂ eq, para al año 2030 [19].

Para alcanzar la meta, México trazó una ruta de mitigación de emisiones para los diferentes sectores económicos, como se muestra en la **Figura 1** [20]. Puede observarse que el sector de residuos es el de menor contribución al abatimiento proyectado con una reducción de 14 MtCO₂ eq del escenario

tendencial (BAU, por sus siglas en inglés) para 2030. La baja contribución del sector de los residuos, donde la disposición en SDF es la segunda actividad más contaminante, se debe primordialmente a que los demás sectores económicos en México generan una mayor cantidad de GEI, como se muestra en la **Figura 2** [21].

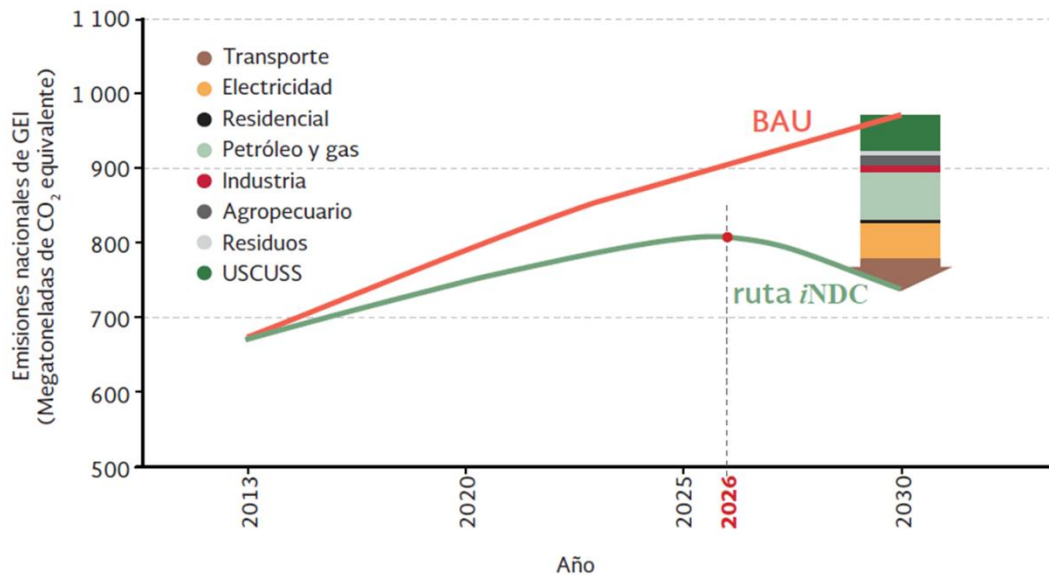


Figura 1. Metas de mitigación de emisiones de GEI para diferentes sectores en México. [19]

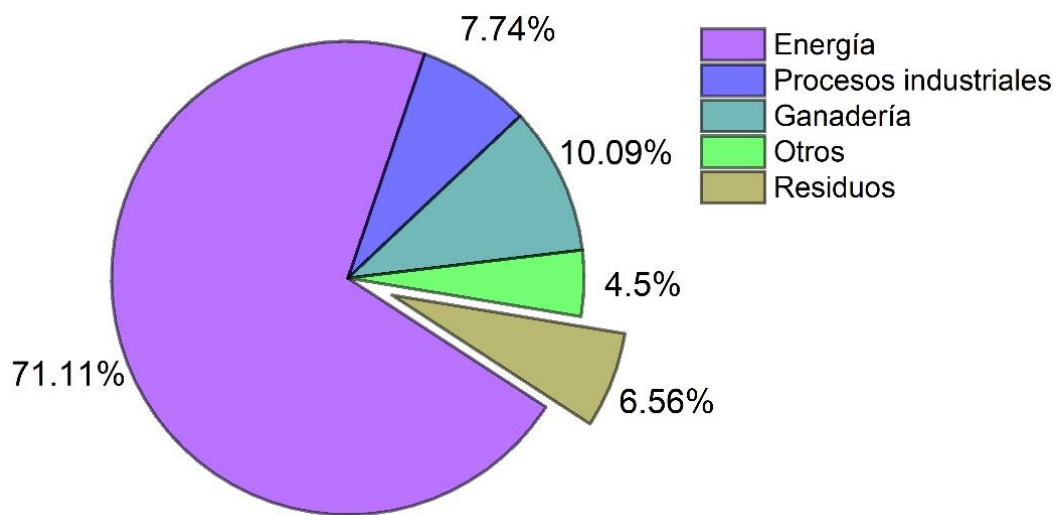


Figura 2. Emisiones y contribución de GEI por sector, 2015. [19]

El compromiso de México en el sector de residuos consiste en la recuperación y uso del biogás de los SDF de RSU para lograr la captura del CH₄ en todos los SDF [22]. Para lograr esta meta es necesario identificar los potenciales usos del CH₄ de SDF que generen la mayor mitigación de GEI. Entre los diferentes métodos de gestión y aprovechamiento del CH₄ se encuentran la quema del biogás, la generación de electricidad y la valorización del biogás para obtener biometano [23]. Las alternativas de recuperación energética del biogás tienen un efecto transversal en el potencial de mitigación de emisiones de GEI: disminuyen las emisiones en el sector residuos y mitigan las emisiones en el sector energético mediante la sustitución de combustibles a través de una fuente limpia y renovable como es el biogás de SDF. No obstante, la toma de la decisión de la gestión del biogás debe tener en cuenta las realidades locales de necesidades energéticas y calidades ambientales del entorno.

En México, como en gran cantidad de países [24], la gestión de los RSU es responsabilidad de las autoridades locales [25]. Esto ocasiona que sean los municipios los que finalmente tomen la decisión sobre cómo gestionar el biogás proveniente de SDF. Por ende, la evaluación de los impactos regionales, tanto económicos como ambientales, son cruciales para lograr una gestión sustentable del CH₄ de RS.

El objetivo de este estudio es la estimación del panorama actual y futuro de la disposición final de residuos sólidos urbanos de sitios de disposición final

en México para la cuantificación espacial y temporal de impactos económicos y ambientales de escenarios de gestión del biogás como la quema, generación de electricidad, uso como combustible industrial y valorización a bio-GNV

1.1. ANTECEDENTES

1.1.1. Potencial de generación del biogás de rellenos sanitarios

En la literatura se han evaluado diferentes modelos para predecir la generación de biogás en los SDF (LandGEM [26], triangular [27], IPCC [28], modelo de la EPA de decaimiento de primer orden [29], método de cámara de flujo cerrado [30], entre otros). Varios de estos modelos están basados en una ecuación de decaimiento de primer orden.

Los modelos de decaimiento de primer orden son los más utilizados para la estimación del biogás generado en SDF. Esta metodología es la recomendada por la agencia de protección ambiental de EE.UU (EPA, por sus siglas en inglés) y el grupo intergubernamental de expertos sobre el cambio climático (IPCC, por sus siglas en inglés) [31]. Otros modelos como el de orden cero, no refleja los procesos biológicos de generación de CH_4 ; mientras que los modelos de segundo orden requieren de varios parámetros, que generalmente se obtienen con mucha incertidumbre [32]. Los modelos de primer orden se caracterizan por representar

un perfil dependiente del tiempo de la emisión de CH₄. Este perfil refleja el patrón de degradación de la materia orgánica a través del tiempo [33].

El Modelo Mexicano del Biogás (MMB) [34] es una metodología de estimación de producción biogás que usa una ecuación de decaimiento de primer orden. El modelo matemático asume que la producción de biogás se da un año después de la disposición de los residuos [35]. Este método tiene en cuenta parámetros como el año de apertura del SDF, el volumen de RSU dispuesto, la precipitación anual y características operacionales del SDF [36]. Igualmente, el MMB cuenta con una base de datos que cuenta con los valores de parámetros como el índice de generación de CH₄ (k) y la generación potencial de CH₄ (L_0), de acuerdo a su ubicación geográfica [37].

Colomer-Mendoza *et al.* [38] compararon diferentes modelos para la estimación de generación del biogás de un SDF en el municipio de Zapopan, Jalisco, MX. Los datos modelados fueron contrastados con mediciones en campo. Se encontró que el MMB es uno de los modelos que mejor predice la generación real del biogás, con un error relativo medio de 16%, el segundo más bajo entre los modelos estudiados. Por su parte, Escamilla-García *et al.* [39] hicieron un análisis comparativo entre los modelos USEPA y MMB en la predicción de generación de biogás en un SDF en el Estado de México. En el estudio se encontró que el MMB presenta diferencias significativas con los datos reales de generación de biogás, incluso mayores que con el modelo USEPA. Esta variación en los datos del MMB

es atribuida a que los parámetros de k y L_0 son asignados automáticamente por el modelo a partir de datos muy generales sobre condiciones climáticas, caracterización de residuos y prácticas de eliminación. Estos resultados reflejan la necesidad de utilizar información particular de cada SDF para un mejor ajuste del modelo.

El uso de herramientas de sistemas de información geográfica (SIG) es una opción que ha sido utilizada para la obtención de variables climatológicas y estadísticas más específicas como la caracterización de los RSU para alimentar los modelos de generación de biogás, a partir de la localización geográfica de los SDF. Los SIG tienen la habilidad de combinar datos espaciales (mapas, fotografías aéreas e imágenes satelitales) con una base de datos cualitativos y cuantitativos; los cuales se pueden almacenar, recuperar, analizar y disponer de ellos con facilidad [40], [41].

Castro-Gómez *et al.* [30] evaluaron diferentes métodos geoestadísticos para determinar la variación espacial de las emisiones de biogás en la superficie de un SDF. En el estudio se utilizaron cámaras de flujo superficial estáticas en diferentes puntos de la cobertura que miden la concentración del CH_4 para posteriormente realizar una interpolación espacial de las emisiones de metano en todo el SDF. En el estudio se encontró que el uso del análisis geoespacial es una herramienta valiosa para la determinación de generación de CH_4 en los SDF cuando se cuenta con poca información sobre la producción del biogás.

La escala del estudio de generación de biogás es un factor relevante, debido a que estudios de alcance nacional pueden ser utilizados como soporte para políticas públicas y cumplimientos de metas de abatimiento de emisiones de GEI. Cai et al. (2018) evaluaron las emisiones de 1955 SDF en funcionamiento y 495 SDF proyectados en China. En el estudio se reportó que el total de emisiones proyectadas era 23 % inferior al escenario BAU formulado por USEPA para China. La discrepancia en los resultados se atribuyó a que el estudio de Cai et al. (2018) consideró los datos de actividad y de las condiciones locales de todos los SDF. De igual manera, la evaluación espacial en este trabajo también permitió establecer las zonas con mayores emisiones de CH₄, lo que permitiría establecer prioridades en las políticas de mitigación.

Diferentes escenarios de recuperación energética del biogás han sido evaluados para algunos países. Choudary *et al.* [43] estimaron el indicador de cambio climático y la producción energética de los RSU dispuestos en India, encontrando que los SNC son el principal contribuidor a las emisiones de CH₄, debido a que entre 75 y 80 % del total de los RSU son dispuestos en este tipo de sitios. Esta situación causó que solo 782 GWh de electricidad pudieron ser generados a partir de biogás [44]. Fei *et al* [45] evaluaron espacial y temporalmente el potencial de generación de electricidad de los RSU en China, estimando que el biogás podría producir 7.39 TWh de electricidad o 1.70 Gm³ de biometano para el año 2020.

Existen muy pocos estudios sobre emisiones nacionales de biogás en Latinoamérica. Santalla *et al.* estimaron que, para Argentina, en 2030, las emisiones de biogás alcanzarían 9.6 Mt CO₂ eq, mientras que, en un escenario de captura de biogás, se podría alcanzar una reducción de emisiones de 50 %. Los escenarios de abatimiento de emisiones a partir del uso energético del biogás han sido evaluados solamente para Brasil [46]. Este estudio determinó que la producción máxima anual de biogás en Brasil era de 1567 Mm³, con una capacidad a instalar de 533 MW.

México ha evaluado las emisiones de biogás a escala nacional mediante el inventario nacional de emisiones de GEI en 2015 [47]. De acuerdo con este estudio, el CH₄ emitido en los SDF representa 22 Mt CO₂ eq, representando un 15 % del total de emisiones de este GEI. Sin embargo, este estudio no considera las tendencias futuras de emisiones de biogás, ni el potencial de mitigación de las estrategias de gestión del biogás. Adicionalmente, los pocos estudios desarrollados para Latinoamérica relacionados con las emisiones de biogás no discuten las características de los SDF de los países ni los efectos de la transición hacia sistemas de gestión de RSU con menor participación de los SDF en las emisiones de GEI.

1.1.2. Evaluación ambiental de la gestión del biogás

Las emisiones de biogás proveniente de SDF tienen impactos ambientales entre las que se encuentran el calentamiento global [48], generación de *smog* fotoquímico [49], acidificación [50] y afectación a la salud humana [50]. Una metodología que permite evaluar los impactos ambientales causados por el biogás es el análisis de ciclo de vida (ACV) [51]. El ACV es una metodología que recopila y evalúa todas las entradas y salidas, así como los potenciales impactos ambientales de un producto o sistema [52].

El ACV se ha utilizado en varios estudios para diagnosticar los métodos de gestión del biogás utilizados por los SDF y compararlos con escenarios de aprovechamiento energético. Chávez-Silva *et al.* [53] evaluaron los impactos ambientales de la gestión del biogás del SDF de Ciudad de México (Bordo Poniente), uno de los SDF más grandes de Latinoamérica que en la actualidad se encuentra clausurado. En el estudio evaluaron el escenario actual (quema) y lo compararon con dos escenarios de aprovechamiento: generación de electricidad y calor y producción de biometano como combustible para transporte. La generación de electricidad y calor fue el escenario con mayor mitigación respecto a todos los indicadores evaluados. Este escenario mostró créditos ambientales por cada tonelada de residuo orgánico seco de 155 kg CO₂ eq, considerando el indicador de cambio climático, es decir, 52 kg de petróleo equivalente, en agotamiento de recursos fósiles; y 3557 MJ, en demanda acumulada de energía.

Aldana-Espitia *et al.* [54] evaluaron los impactos ambientales de la disposición de RSU en un SDF con y sin aprovechamiento energético del biogás en Celaya, Guanajuato, México. En el estudio se reportó que la utilización del biogás para generar electricidad redujo el indicador de cambio climático de 2198 a 298.4 kg CO₂ eq, en comparación con el escenario sin recuperación energética (liberación del biogás).

Beylot *et al.* [55] evaluaron cuatro escenarios de gestión del biogás: sin recuperación, quema, producción de electricidad y calor, así como la valorización del gas para su uso como combustible para buses. Se reportó que la opción del uso de biogás como combustible vehicular presentó los menores impactos en la categoría de formación de oxidantes fotoquímicos (0.1 kg de compuestos orgánicos volátiles diferentes al metano equivalente, COVDM eq), además de mostrar créditos ambientales en la categoría de ecotoxicidad (0.11 unidades comparativas de ecotoxicidad, UCTe). Por otra parte, la generación de electricidad mostró créditos ambientales en la categoría de cambio climático (30 kg CO₂ eq).

En la literatura existen muy pocos trabajos que implementen el ACV como herramienta de evaluación ambiental en el análisis de escenarios de aprovechamiento energético del biogás a escala nacional. Jeswani y Azapagic [56] evaluaron los impactos ambientales y económicos de la recuperación de energía en el Reino Unido. Para ello, realizaron un ACV a la generación de electricidad y

calor a partir del biogás, junto a un escenario de incineración como método de aprovechamiento de los RSU. Encontraron que para el escenario del biogás las etapas que más contribuyen a los diferentes impactos son la operación y disposición de los RSU. Los impactos reportados por tonelada de RSU dispuesta para este escenario son: 240 kg CO₂ eq para cambio climático, 95 MJ para agotamiento de recursos fósiles, 176 g SO₂ eq para acidificación y 2691 g PO₄ eq para acidificación. Sin embargo, este estudio sólo evaluó los escenarios propuestos, sin tomar en cuenta el escenario real de la gestión del biogás.

Los impactos ambientales del biogás y los potenciales créditos ambientales de los diferentes procesos de aprovechamiento energético varían de un país a otro, como se observa en los trabajos anteriores. Esto se debe principalmente a la matriz energética de cada uno de los países. En regiones donde los combustibles fósiles tienen mayor participación como México, el potencial de mitigación de los impactos ambientales por el uso del biogás es mayor.

El ACV evalúa los impactos ambientales desde un punto de vista global (potencial de cambio climático, eutrofización, acidificación) [57]–[59]. Sin embargo, los impactos ambientales causados por el biogás de SDF dependen de la distribución espacial y pueden encontrarse resultados diferentes si se evalúan localmente [60]. Las variaciones en las condiciones específicas de los sitios son relevantes y deben estudiarse detalladamente en la medida de lo posible [61]. El ACV territorial es un enfoque novedoso, que permite evaluar los impactos

ambientales de un proceso dentro de un territorio determinado [62]. El ACV territorial proporciona indicadores más apropiados para los tomadores de decisiones que se encargan de administrar y desarrollar su territorio.

Loiseau *et al.* [63] definieron el marco metodológico para la aplicación del ACV territorial. En él establecieron que las etapas de un ACV territorial son las mismas de un ACV convencional, sólo que deben evaluarse con un enfoque territorial. La **Tabla 1** muestra los métodos sugeridos por Loiseau *et al.* para lograr la territorialidad en las diferentes etapas del ACV. Algunas de estas consideraciones han sido reportadas en la literatura para procesos como la agricultura [64], producción de gasolina y etanol [65], la producción de leche [66] y procesos de digestión anaerobia [67]. Sin embargo, no se ha reportado un ACV con enfoque territorial para la generación de biogás en SDF.

Tabla 1. Métodos de implementación en el ACV territorial.

Etapa del ACV	Método
Objetivo y alcance	Definición del objetivo y alcance a partir de las necesidades de la región evaluada
Inventario	Georreferenciación del inventario
Evaluación del impacto	Evaluación de impacto ambiental a partir de indicadores que reflejen la variabilidad espacial
Interpretación	El uso de herramientas SIG para la comunicación de los resultados

1.1.3. Evaluación económica de la gestión del biogás

El biogás de SDF es una fuente de energía que debido a su contenido de CH_4 puede usarse como combustible. El biogás tiene en promedio un poder calorífico inferior de 18600 kJ/m^3 que permite su uso en motores de combustión interna y turbinas de generación de electricidad [68]. El uso del biogás en otras aplicaciones energéticas como combustible vehicular o alimentación de la red de gas natural requieren de la valorización del biogás para la obtención de biometano [69]. No obstante, para el desarrollo de diversos aprovechamientos energéticos del biogás es necesario establecer el potencial de generación de energía a partir de las características de los SDF, así como los potenciales beneficios económicos. Aguilar-Virgen *et al.* [13] evaluaron el potencial de generación de electricidad de un SDF en Ensenada, México. Se reportó que la capacidad máxima de generación proyectada para el SDF es de 2.40 MW, que representa el 4.36 % de la capacidad instalada en la ciudad. Esta capacidad se obtendría un año después del cierre del SDF, y disminuiría 0.10 MW por año.

Francisca *et al.* [70] evaluaron técnica y económicamente la captura y tratamiento del biogás para la producción de electricidad para un SDF en Argentina. La cantidad de generación de biogás se estimó entre 0.43 y $0.69 \text{ m}^3 \text{ s}^{-1}$. El análisis financiero mostró que el costo de generación de electricidad era de 83 USD MWh^{-1} , cifra superior al costo de generación de electricidad del mercado energético argentino. Hoo *et al.* [71] evaluaron la inyección del biogás en la red de distribución del gas natural en Malasia. Encontraron que el costo de un escenario

de alimentación a la red de gas natural únicamente con biogás era aproximadamente tres veces superior al uso del gas natural convencional. Sheets y Sha [72] evaluaron el desempeño económico de diferentes métodos de valorización del biogás en EE. UU, reportando que el gas natural comprimido (GNC) para uso vehicular era el más rentable. El costo de generación del GNC era de 0.36 USD/kg de GNC, un precio inferior al del GNC convencional (0.78 USD/kg de GNC). Sin embargo, los costos de inversión totales ascendieron a 7.5 millones de USD.

La viabilidad económica de los métodos de aprovechamiento energético del biogás depende en gran medida de políticas públicas que estimulen iniciativas de mitigación de emisiones [73]. Un ejemplo de ello son los créditos de carbono [74]. Los créditos de carbono consisten en la asignación de un precio a determinada actividad por la cantidad de emisiones abatidas [75]. Maalouf y El-fadeñ [76] realizaron un análisis de sensibilidad del valor de los créditos de carbono ante diferentes tecnologías de aprovechamiento energético del biogás. Encontraron que el punto de equilibrio para la generación de electricidad se alcanzaba con un precio crédito de carbono de 21 USD/Mt CO₂ eq.

La evaluación económica y ambiental es fundamental para implementar estrategias de gestión de biogás con un enfoque sustentable que aporten a la descarbonización del sector de residuos. Sin embargo, la mayoría de los estudios

revisados se encuentran en países europeos, con realidades económicas, ambientales y políticas diferentes a las encontradas en México.

1.2. JUSTIFICACIÓN

La revisión de la literatura mostró que la evaluación técnica, económica y ambiental de la gestión del biogás de SDF a escala nacional depende de las realidades de gestión de los RSU, de los impactos ambientales de los combustibles que se buscan reemplazar, de los mercados energéticos de cada país y de las políticas públicas que incentiven el uso del biogás como recurso energético. Este estudio tiene en cuenta los factores mencionados anteriormente considerando un enfoque regional, para contar con una metodología que sirva como herramienta para la toma de decisiones de acuerdo con las realidades locales y que permitan la transición hacia un esquema de gestión de RSU que contribuya al alcance del objetivo de reducción de emisiones en México.

1.3. APORTACIÓN CIENTÍFICA

La aportación científica de este trabajo es la evaluación económica y ambiental de las características de infraestructura y operación de los sitios disposición final en México. Junto con el análisis de la influencia de políticas

públicas de planeación de los sectores de residuos y energético, a escala regional y nacional, de las estrategias de gestión del biogás en un país en vías de desarrollo.

1.4. HIPÓTESIS

La implementación de escenarios de aprovechamiento energético del biogás en sitios de disposición final que tengan en cuentas variables como el potencial de generación de biogás, características de la disposición final, ubicación geográfica, sinergias con la industria, políticas de gestión de residuos y políticas de planeamiento energético aumentará la factibilidad de los proyectos y la mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero.

1.5. OBJETIVOS

1.5.1. Objetivo general

Evaluar escenarios de gestión del biogás para los sitios de disposición final en México, considerando indicadores de desempeño económico y ambiental, además del potencial de generación de biogás, distribución espacial y condiciones operativas de los sitios, sinergias con la industria, políticas de gestión de residuos y de planeación energética.

1.5.2. Objetivos específicos

- Estimar la generación del biogás para los sitios de disposición final que están en operación en México.

- Evaluar el escenario actual de gestión del biogás de manera espacial considerando el impacto ambiental y económico y evaluar escenarios sin aprovechamiento energético a escala nacional y regional.

- Evaluar escenarios de aprovechamiento energético del biogás de sitios de disposición final a través de indicadores de impacto ambiental y económico a escala nacional y regional.

CAPÍTULO II

2. METODOLOGÍA

La **Figura 3** muestra un esquema de la metodología que se empleó para el desarrollo de este proyecto, la cual está basada en los objetivos específicos. En la primera etapa se evaluó la generación de biogás de los SDF en operación en México, con el objetivo de establecer el potencial espacial y temporal del biogás. Para ello, se creó una base de datos con las características de los SDF que permitió la determinación de los flujos de biogás para cada uno de ellos mediante el uso del MMB. La siguiente etapa consistió en la evaluación ambiental y económica del escenario actual de gestión del biogás en México, así como de escenarios de implementación de sistemas de quema y captura del biogás. La última etapa del proyecto evaluó ambiental y económicamente escenarios de aprovechamiento energético del biogás. La evaluación ambiental se realizó siguiendo la metodología del ACV, desde un enfoque espacial, mientras que, para la evaluación económica se determinó el VPN de los diferentes escenarios evaluados. En cada etapa se realizaron análisis de sensibilidad para evaluar la sustentabilidad de los escenarios propuestos ante diferentes políticas de gestión

de RSU, políticas energéticas e incentivos de implementación de proyectos de aprovechamiento energético del biogás.

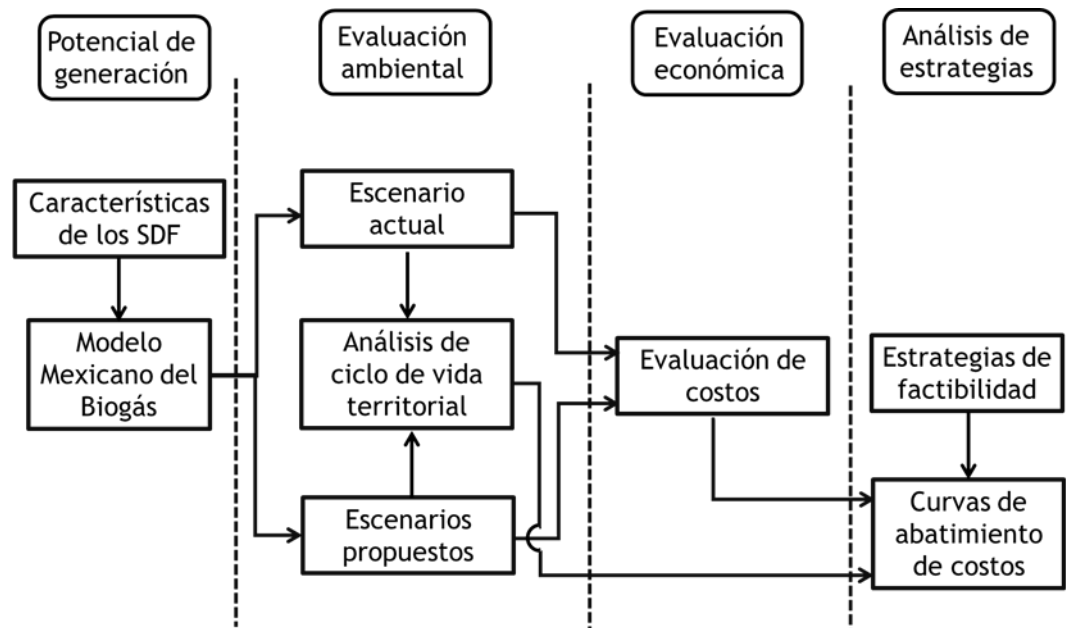


Figura 3. Esquema de la metodología

2.1 POTENCIAL DE GENERACIÓN DE LOS SITIOS DE DISPOSICIÓN FINAL

2.1.1 Características de los sitios de disposición final en México

La **Tabla 2** muestra las características de la base de datos recopilada para la determinación del biogás generado en los SDF. Esta base de datos incluye características como el número y distribución espacial, condiciones operativas,

infraestructura y edad de los SDF. Los datos fueron obtenidos del Censo Nacional de Gobiernos Municipales y Delegaciones 2017 [77], con excepción de la caracterización de los RSU que se obtuvo de los programas estatales de gestión de RSU y en literatura.

Tabla 2. Características de la base de datos de los sitios de disposición final en México.

Característica	Cantidad evaluada
Número y distribución espacial de los SDF	2187 SDF
Composición de los SDF	32 composiciones
Tasa de disposición per cápita	2281 municipios
Tiempo de disposición	1970-2100

SDF: Sitio de disposición final

Los datos de disposición de RSU para cada SDF fueron determinados para el período 1970 - 2100. Estas estimaciones se basaron en las tasas de disposición per cápita del año 2016 de cada municipio. La cantidad de habitantes de cada municipio fue evaluada de la siguiente manera: para los años 1970 - 2015, se consultaron los censos nacionales; para el período 2015 - 2050 se utilizaron las proyecciones de población municipal y estatal, mientras que para el período 2050 - 2100 las proyecciones de crecimiento poblacional fueron linealmente extrapoladas.

El tiempo de vida útil promedio de un SDF se encuentra entre 30 y 50 años [78]. Este estudio usó un promedio de vida útil de 40 años para establecer la fecha de clausura de los SDF.

2.1.2. Generación de biogás de los sitios de disposición final en México.

Las características de cada SDF y las respectivas caracterizaciones de RSU (descritas en la sección 2.1.1) fueron usadas para la evaluación de la generación de biogás. Las emisiones de biogás fueron calculadas mediante el MMB, el cuál es descrito en la **Ecuación 1**,

$$Q_{LFG} = \sum_{i=1}^n 2kL_0 [M_i] (e^{-kt_i}) (MCF) (F)$$

Ecuación 1

donde Q_{LFG} representa el flujo máximo de biogás ($m^3 \text{ año}^{-1}$), i indica el período anual (año), k representa el índice de generación de metano (año^{-1}), L_0 es el potencial de generación de metano ($m^3 \text{ Mg}^{-1}$), M_i es la masa de RSU dispuesta en el año i (Mg), t_i es la antigüedad de la masa de RSU dispuesta (año), MCF corresponde al factor de corrección de metano y F es el factor de ajuste por incendios, el cual fue considerado como 1. La Ecuación 1 fue evaluada para cada uno de los SDF, de acuerdo con los parámetros considerados en la sección 2.1.1.

La tasa k es influenciada por condiciones climáticas [79], junto con las características fisicoquímicas y de composición de la fracción orgánica de los RSU (FORSU). La **Ecuación 2** representa el cálculo de k_{pond} (índice de generación de metano ponderado), donde $\%r_j$ es el porcentaje de residuo en la FORSU y k_j es la tasa de degradación asociada al residuo j . La FORSU se divide en: i) residuos de

degradación muy rápida (residuos de comida), ii) residuos de degradación moderadamente rápida (residuos de jardín y otros residuos orgánicos), iii) residuos de degradación relativamente lenta (papel y textiles) y iv) residuos de degradación muy lenta (madera y paja).

$$k_{pond} = \sum_{j=1}^4 (\% r_j \times k_j)$$

Ecuación 2

El parámetro L_0 representa la capacidad de generación de metano por unidad de RSU dispuesto [80]. Este valor se calculó usando la **Ecuación 3**.

$$L_0 = MCF \times DOC \times DOC_F \times F \times \frac{16}{12}$$

Ecuación 3.

Donde MCF es el factor de corrección de metano, el cual considera la reducción de generación de metano como consecuencia de condiciones aeróbicas; DOC es el contenido de carbono orgánico degradable del RSU; DOC_F es la fracción de carbono que puede ser biodegrada anaeróbicamente, cuyo valor es de 0.77 para países en vías de desarrollo [81]; F es la fracción de metano en el biogás, el cual se supuso de 0.5 y $16/12$ es la relación estequiométrica entre el C y el CH_4 .

La **Ecuación 4** describe la estimación del parámetro DOC , donde A es la fracción de RSU compuesta por papel y textiles, B corresponde a los residuos de

jardín y otros orgánicos, C es la fracción de residuos de comida y D es la fracción de paja y madera.

$$DOC = (0.4 \times A) + (0.17 \times B) + (0.15 \times C) + (0.3 \times D) \quad \text{Ecuación 4}$$

El MMB fue programado para estimar la generación de cada SDF en México. De los 2187 SDF en México (**Tabla 2**), solo 1782 SDF fueron evaluados para la generación de biogás. Los SDF restantes fueron descartados ya que no contaban con información sobre el año de apertura.

2.1.3. Evaluación espacial de la generación de biogás en los sitios de disposición final en México.

La generación de biogás fue evaluada espacialmente usando el programa de sistemas de información geográfica Qgis 3.18 [82]. La evaluación espacial se realizó mediante la división económica de México, propuesta por Bassols-Batalla [83]. La **Figura 4** muestra un mapa con las regiones económicas de México, mientras que la **Tabla 3** muestra los estados que las conforman.



Figura 4. Mapa con las regiones económicas de México

Tabla 3. Estados que conforman las regiones económicas de México

Región	Estados
Noroeste	Baja California, Baja California Sur, Nayarit, Sinaloa
Norte	Coahuila, Chihuahua, Durango, San Luis Potosí, Zacatecas
Noreste	Nuevo León, Tamaulipas
Centro Occidente	Aguascalientes, Colima, Guanajuato, Jalisco, Michoacán
Centro Sur	CDMX, Hidalgo, México, Morelos, Puebla, Querétaro, Tlaxcala
Pacífico Sur	Chiapas, Guerrero, Oaxaca
Golfo de México	Tabasco, Veracruz
Península de Yucatán	Campeche, Quintana Roo, Yucatán

2.1.4. Evaluación temporal de la generación de biogás y de escenarios de minimización de disposición de residuos sólidos urbanos y uso de sitios de disposición final regionales.

La evaluación temporal de la generación de biogás y de producción de electricidad fue evaluada mediante análisis de sensibilidad de diferentes escenarios. La evaluación temporal consideró la generación de biogás entre los años 1970 y 2100. Para el cálculo del potencial de generación de electricidad se tuvieron las siguientes consideraciones:

- Un flujo mínimo de 5 Mm³ año⁻¹ de biogás para considerar el SDF apto para la generación de electricidad (caudal mínimo requerido para la instalación de un motor de combustión interna) [68].
- Composición de biogás de 50% de metano y 50% de CO₂ biogás
- Eficiencia de captura de biogás de 100%
- Eficiencia de 35% del generador de electricidad
- Poder calorífico inferior del metano de 9.32 kWh m⁻³

2.1.4.1 Análisis de sensibilidad

El primer análisis de sensibilidad evaluó el efecto de la reducción del uso de los SDF en la generación de biogás y en el potencial de generación de electricidad. Cinco escenarios de reducción del uso de SDF fueron evaluados

(escenario base, 25 %, 50 %, 75 % y 100 % de reducción). Para cada escenario las tendencias de disposición de RSU después de la clausura de los SDF fueron reducidas, con la excepción del escenario base, cuyas tendencias de disposición de RSU en SDF permanecen iguales. La **Tabla 4** describe cada escenario y su consideración. El escenario del 100 % es el escenario más optimista, debido a que considera que México cambiará completamente la gestión de los RSU hacía otras tecnologías alternativas al SDF.

Tabla 4. Escenarios del análisis de sensibilidad de la reducción del uso de los sitios de disposición final

Escenarios de reducción en el uso de los SDF	Consideraciones de las tendencias de disposición de los RSU, posterior a la clausura de los SDF
Base	Las tendencias de RSU dispuesto permanecen iguales.
25%	Las tendencias de RSU dispuesto disminuyen 25 %
50%	Las tendencias de RSU dispuesto disminuyen 50 %
75%	Las tendencias de RSU dispuesto disminuyen 75 %
100%	Las tendencias de RSU dispuesto disminuyen 100 %

RSU: Residuos sólidos urbanos

SDF: Sitio de disposición final

El segundo análisis de sensibilidad evaluó el efecto del uso de la regionalización en la generación de biogás y en el potencial de generación de electricidad. Este análisis consideró escenarios hipotéticos de uso de SDF regionales. Los escenarios evaluados correspondieron al escenario base (el número actual de los SDF) y regionalización de 25, 50 y 75% de los SDF (reducción en 25, 50 y 75 % del número actual de SDF). Todos los escenarios evaluados consideran la misma cantidad de RSU dispuesto a través del tiempo. Esta consideración implica que entre mayor es el porcentaje de regionalización, las

facilidades de los SDF son más grandes y dan servicio a mayor cantidad de municipios, recibiendo mayores cantidades de RSU. La regionalización de los SDF se basó en la distancia entre ellos y fueron agrupados usando el método de K-medias. Este método agrupa una serie de datos (en este caso SDF) en un número de *clusters* preestablecidos, basado en la menor distancia entre ellos [84].

2.2. ESCENARIO ACTUAL DE GESTIÓN DEL BIOGÁS Y ESCENARIOS SIN APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO

Esta sección se enfocó en la evaluación ambiental y económica del escenario actual y de escenarios de gestión de biogás sin aprovechamiento energético (quema y captura del biogás). La evaluación consideró la totalidad del biogás generado en todos los SDF (RS y SNC) entre los años 2022 - 2100.

La evaluación ambiental se realizó mediante un ACV espacial, cuyo esquema se muestra en la **Figura 5**. Esta variación del ACV es una metodología que permite evaluar los impactos ambientales de una manera regional, en contraste del ACV convencional donde los impactos ambientales tienen un enfoque global. El ACV territorial consta de las mismas etapas de un ACV convencional con la diferencia que en cada una de ellas se pueden involucrar aspectos espaciales o geográficos. La evaluación económica se enfocó en la determinación de indicadores económicos como el valor presente neto, para

evaluar la viabilidad económica de la implementación a escala nacional de sistemas de gestión del biogás en los SDF sin aprovechamiento energético.

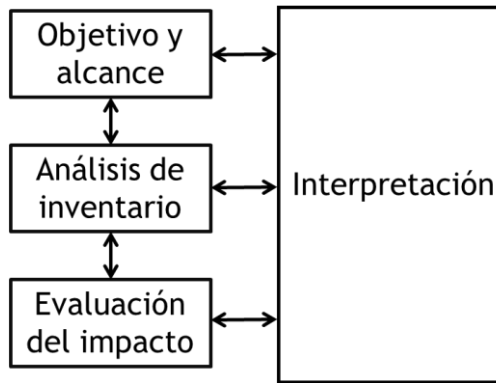


Figura 5. Esquema del análisis de ciclo de vida (ACV)

2.2.1. Evaluación ambiental del escenario actual de gestión del biogás y escenarios sin aprovechamiento energético

2.2.1.1. Objetivo y alcance

En esta sección se presenta como objetivo la evaluación de la huella de carbono del escenario actual de gestión de biogás junto con escenarios de quema y captura del biogás en el período 2020-2100. La unidad funcional evaluada fue el biogás generado en los SDF en México durante el período 2020 - 2100. La **Figura 6** muestra el diagrama de fronteras del escenario base de gestión del biogás, donde para cada año evaluado se hizo un balance para la cantidad de biogás emitido, quemado y usado para la generación de electricidad. La evaluación del

aprovechamiento energético del biogás se realizará mediante la expansión de fronteras con sustitución de la generación de electricidad a partir de la matriz energética.

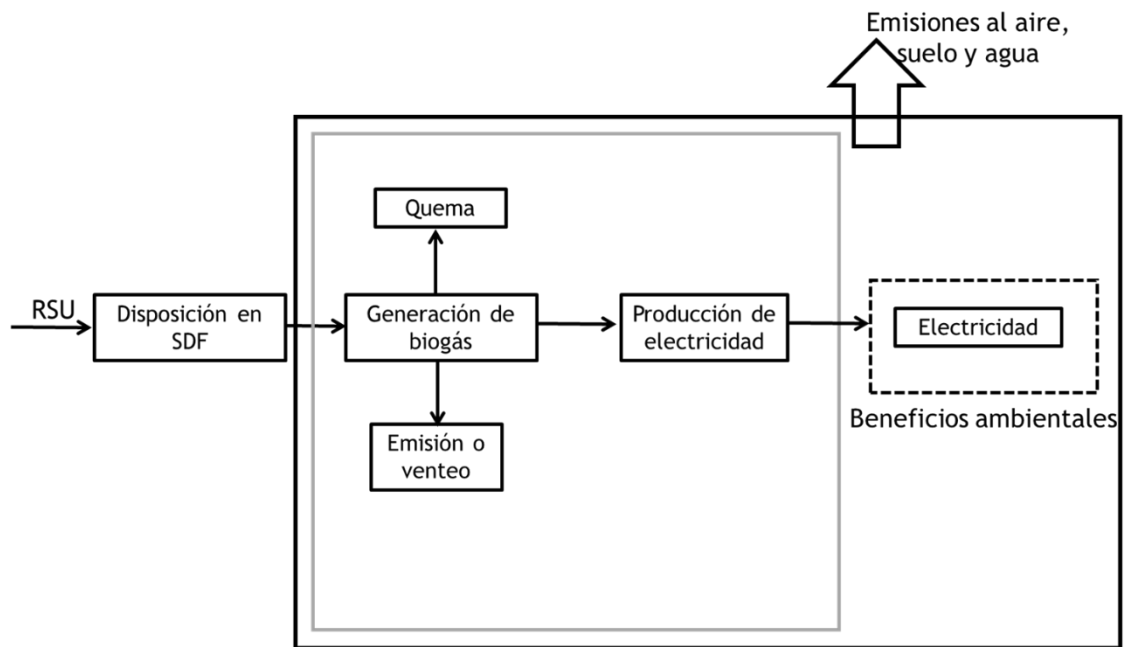


Figura 6. Diagrama del sistema de fronteras del escenario base de gestión del biogás en México.

2.2.1.2. Inventario

El inventario de los flujos elementales se realizó a partir de los balances anuales de biogás generado, liberado, capturado y usado para la generación de electricidad. El enfoque espacial consistió en definir para cada región económica la matriz de generación de electricidad mediante una georreferenciación de las diferentes plantas de generación de electricidad en México.

2.2.1.3. Evaluación del impacto

El cálculo de emisiones de CO₂ para los procesos de quema y venteo se realizaron mediante el indicador de cambio climático que se muestra en la

Ecuación 4

$$CC = GWP_{CH_4} \times f_{CH_4} \times \rho_{CH_4} \times \sum_{i=1}^{1782} Q_{LFG} \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde CC es el indicador de cambio climático (kg CO₂ eq), GWP es el potencial de cambio climático del metano (28 kg CO₂ eq kg CH₄⁻¹), f_{CH_4} es la fracción de metano en el biogás (0.5), ρ_{CH_4} es la densidad del metano (0.657 kg m⁻³), i es el SDF y Q_{LFG} es el flujo de biogás (m³ año⁻¹).

El cálculo de los créditos ambientales por el reemplazo de la electricidad se calculó espacialmente al asignarle diferentes cargas ambientales a partir de la composición de cada una de las matrices de generación de electricidad regional. Esta evaluación se realizó utilizando la metodología IPCC 2013 a un horizonte de 100 años mediante el programa de ACV SIMAPRO.

2.2.1.4. Análisis de sensibilidad

En esta sección se realizaron análisis de sensibilidad para establecer la influencia de variables de gestión de RSU como la cantidad de RSU dispuesto y de variables operativas de los SDF como la instalación de sistemas de captura y de eficiencia de captura del biogás.

El análisis de sensibilidad de la cantidad de RSU dispuesto evaluó los mismos escenarios presentados anteriormente en la **Tabla 3**, con una eficiencia de captura del 60 %.

Los escenarios del análisis de sensibilidad de la eficiencia de captura se muestran en la **Tabla 5**. El escenario de Captura en RS 37 % representa el escenario base, donde se captura el biogás solo en los RS con la eficiencia de captura promedio actual 37%. El escenario de Captura en SDF 37 %, representa un escenario donde se captura en todos los SDF (RS, SNC) con la misma eficiencia de captura actual (37%). Los siguientes escenarios (Captura en SDF 40 %, Captura en SDF 60 % y Captura en SDF 80 %) representan escenarios donde también se captura el biogás en todos los SDF, con incrementos en la eficiencia de captura.

Tabla 5. Escenarios para el análisis de sensibilidad de la eficiencia de captura

Escenarios	Consideración
Captura en RS 37 %	Se captura solo en los RS con la eficiencia de 37%
Captura en SDF 37 %	Se captura en todos los SDF con eficiencia de 37 %
Captura en SDF 40 %	Se captura en todos los SDF con eficiencia de 40 %
Captura en SDF 60 %	Se captura en todos los SDF con eficiencia de 60 %
Captura en SDF 80%	Se captura en todos los SDF con eficiencia de 80 %

RS: Relleno sanitario

SDF: Sitio de disposición final

2.2.2. Evaluación económica de escenarios sin aprovechamiento energético.

La evaluación económica se enfocó principalmente en la determinación de los costos de implementación de sistemas de captura y quema del biogás en los diferentes SDF en México, utilizando el VPN como indicador.

La **Tabla 6** muestra los costos de inversión inicial y de operación de los sistemas de quema y captura del biogás utilizados para la evaluación económica. Los costos se encuentran por unidad de área, debido a que el tamaño de los SDF establece el número de pozos de extracción de biogás necesarios en la implementación de los proyectos. La información del área solo está disponible para algunos SDF en México. Por esta razón, se optó por realizar una regresión lineal que incluyó las variables de área y cantidad de RSU dispuesto (característica reportada para todos los SDF) con características de 65 SDF de Latinoamérica. El modelo encontrado con la regresión lineal se utilizó para establecer el tamaño de cada uno de los SDF en México y determinar los costos de inversión inicial y de operación de los sistemas de quema y captura del biogás.

Tabla 6. Costos de implementación de la quema y captura del biogás

Tipo de costo	Costo (USD/ha)
Inversión inicial	58217
Costos anuales de operación y mantenimiento	167.07

El VPN a escala nacional se determinó con la **Ecuación 5**, donde VPN es el valor presente neto a escala nacional de la implementación de los sistemas de captura y quema del biogás (MUSD), j es el SDF, I es la inversión inicial, C son los costos de operación y mantenimiento, i es la tasa de descuento y n es el tiempo evaluado (81 años).

$$VPN = \sum_{j=1}^{1782} -I_j - \frac{C_j}{(1+i)^n} \quad \text{Ecuación 5}$$

2.3. ESCENARIOS DE GESTIÓN DEL BIOGÁS CON APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO

En esta sección se evaluaron los impactos ambientales y económicos de escenarios de aprovechamiento energético del biogás. La evaluación consideró la generación de biogás solo en RS. Esta consideración se debe a que las alternativas tecnológicas de uso energético de biogás se realizan generalmente en RS, ya que estos sitios requieren menor inversión y cuentan con mayor información para un modelado más certero del flujo de biogás [85]. Los usos energéticos del biogás evaluados incluyen la generación de electricidad, uso directo del biogás y uso del biogás como combustible vehicular. Estos escenarios fueron escogidos debido a su mayor factibilidad de implementación en países en vías de desarrollo. La

evaluación se realizó solo para el año 2022, con el fin de reducir las incertidumbres asociadas a los cambios tecnológicos.

La evaluación ambiental se realizó mediante un ACV espacial, donde el inventario de emisiones fue georreferenciado y regionalizado. La evaluación económica utilizó el VPN para cada uno de los escenarios considerados. Variables como la eficiencia de captura, la distancia a los usuarios, la composición de la matriz energética, la carga tributaria, subsidios gubernamentales e incentivos como los bonos de carbono fueron evaluadas a partir de análisis de sensibilidad para determinar su influencia en los impactos económicos y ambientales de los escenarios de aprovechamiento energético del biogás en los SDF.

2.3.1. Evaluación ambiental de los escenarios de aprovechamiento energético del biogás

2.3.1.1. Objetivo y alcance

El objetivo de esta sección es comparar diferentes usos energéticos del biogás en los RS en México. La unidad funcional se tomó como el biogás capturado en el año 2022. Los escenarios de aprovechamiento energético evaluados en esta sección consistieron en la generación de electricidad, uso directo del biogás en la industria siderúrgica y uso como gas natural vehicular.

Para definir los procesos que requiere cada escenario de aprovechamiento energético se establecieron las características de composición del biogás y las condiciones requeridas para su uso. La **Tabla 7** muestra las composiciones de biogás de 14 SDF en México, las cuales se utilizaron para obtener una composición promedio del biogás en México.

Tabla 7. Composición de algunos sitios de disposición final en México

Relleno sanitario	Estado	% CH ₄	% CO ₂	% O ₂	%N ₂	H ₂ S (ppm)
Ensenada	Baja California	44.08	35.04	4.21	16.66	
Prados de la montaña	CDMX	55.31	38.09	0.94	5.66	
Santa Catarina	CDMX	41.28	58.08	0	0.64	
Tlalnepantla	México	57.41	40.95	0.23	1.4	208
Tepotzotlán	México	52.99	38.91	0.7	7.4	
Chimalhuacán	México	57.08	37.5	0.98	4.43	
Querétaro	Querétaro	57.27	42.17	0.08	0.48	
Puebla	Puebla	59.13	37.54	0.83	2.5	212
Tehuacán	Puebla	54.43	38.82	1.44	5.3	169
San Andrés Cholula	Puebla	55.76	42.04	0.47	1.72	
San Pedro Cholula	Puebla	49.75	36.26	1.26	12.72	
Huejotzingo	Puebla	39.98	48.04	2.55	9.43	
Jalapa	Veracruz	55.8	42.31	0.39	1.5	
Poza Rica	Veracruz	54.62	42.09	0.7	2.6	224
<i>Valor promedio</i>		52.49	41.27	1.06	5.17	203.25

La **Figura 7** muestra el sistema de fronteras y de procesos para los diferentes escenarios propuestos de uso energético del biogás. Los escenarios de aprovechamiento energético evaluaron la generación de electricidad, uso del biogás como combustible en la industria siderúrgica y uso del biogás como combustible vehicular. El biogás que no pudo ser aprovechado energéticamente

por las restricciones técnicas de cada escenario fue considerado para la quema. La evaluación del aprovechamiento energético del biogás se realizó mediante la expansión de fronteras con sustitución de electricidad a partir de la matriz energética regional, producción de gas natural, producción de gasolina y producción de diésel para uso como combustible vehicular. A continuación, se presenta una breve descripción de los escenarios evaluados:

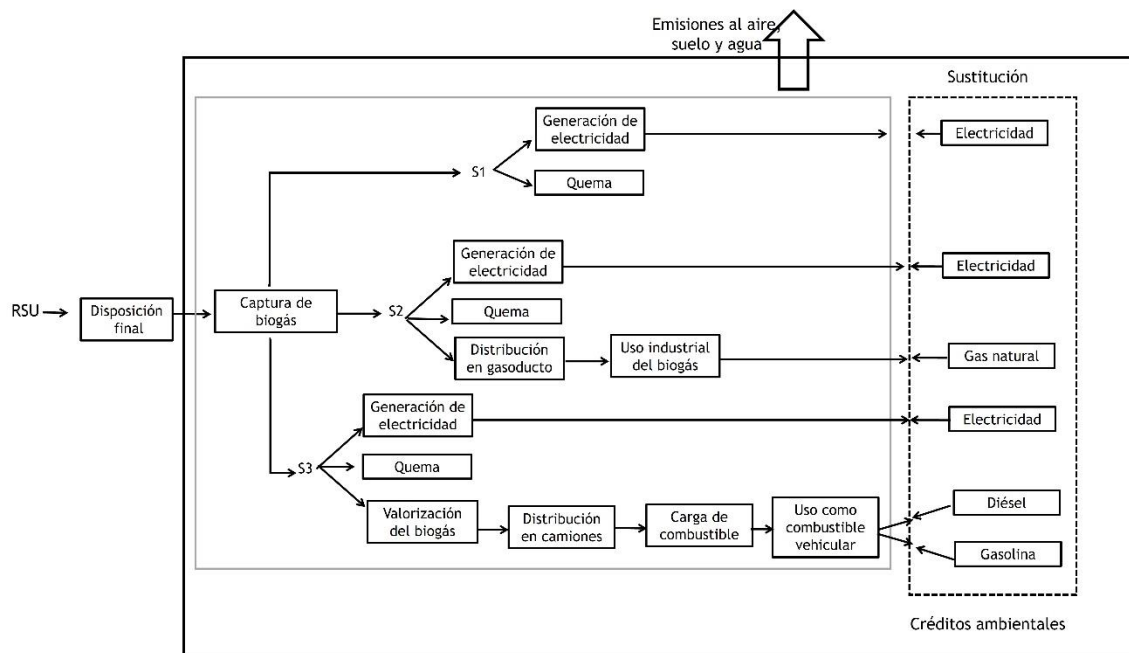


Figura 7. Sistema de fronteras de los escenarios de aprovechamiento energético evaluados

Escenario 1 (S1)

Este escenario estudió exclusivamente el uso de biogás como combustible para la generación de electricidad. Se consideraron que solo modificaciones menores son requeridas en los equipos para el uso del biogás como combustible para la generación de electricidad [86]. Sin embargo, esta conversión tecnológica

no fue contabilizada en los impactos ambientales. La electricidad generada entra a la red eléctrica nacional. Este escenario considera los beneficios ambientales del reemplazo de la electricidad generada por la matriz energética de México.

La restricción técnica considerada para este escenario está relacionada con el flujo mínimo requerido de biogás para la generación de electricidad usando un motor de combustión interna. Esta restricción es la misma considerada en la sección 2.1.4 y considera que el flujo de biogás en un RS debe ser superior a $5 \text{ Mm}^3 \text{ año}^{-1}$ para poder generar electricidad [86]. El biogás generado en los RS que no alcanzó el flujo mínimo fue considerado para la quema.

Escenario 2 (S2)

Este escenario evaluó el uso del biogás como combustible en la industria siderúrgica, así como para la generación de electricidad. La industria siderúrgica es la principal consumidora de gas natural en México [87]. Para su uso como combustible industrial, se consideró que el biogás solo requería remoción de agua y algunos contaminantes. El gasoducto fue escogido como el medio de distribución. Las condiciones para la generación de electricidad se tomaron como las mismas del Escenario 1. El escenario consideró los beneficios ambientales del reemplazo de la electricidad generada por la matriz energética de México y el gas natural proveniente de recursos fósiles.

La restricción técnica para el uso industrial del biogás está relacionada con distancia del RS a las plantas siderúrgicas. Se consideró que el biogás generado en un RS podía ser utilizado para uso industrial si la planta siderúrgica se encontraba a una distancia menor a 5 km del RS. Cuando esta condición no se cumplía, el biogás podía ser utilizado para generación de electricidad con las mismas consideraciones del escenario 1. Cuando el biogás generado en el RS no cumplía ninguna de las dos restricciones técnicas se consideró su quema.

Escenario 3 (S3a y S3b)

Este escenario evaluó el uso del biogás como combustible vehicular y para generación de electricidad. La producción de bio-GNV, requiere de un proceso de valorización del biogás, el cual debe ser tratado para la remoción del CO₂ y otros contaminantes. La **Tabla 8** muestra que el biogás en México requiere la remoción del CO₂ y H₂S para alcanzar las condiciones especificados en la NOM-SECRE-2010, que establece las características del gas natural en México. La remoción del O₂ no se consideró, debido a que se puede evitar manteniendo la cobertura final sin fugas o aumentando la densidad de los pozos de extracción [86]. El proceso seleccionado para la valorización del biogás a biometano es el *scrubber* de agua. Esta tecnología es una de las más utilizadas ya que puede remover CO₂ y H₂S. Posteriormente el biometano es comprimido y distribuido mediante camiones, método que también se conoce como gasoducto virtual. Este escenario considera que el bio-GNV puede reemplazar dos tipos de combustibles:

diésel y gasolina. Los impactos ambientales causados por la conversión de los vehículos para su uso a bio-GNV no son considerados en este escenario. Este escenario se encuentra dividido en dos subescenarios. El Escenario 3a considera el reemplazo de gasolina en vehículos, mientras el escenario 3b considera la sustitución de diésel en autobuses.

Tabla 8. Especificaciones del gas natural en México [88]

Componente	Especificaciones del gas natural en México ^a
CH ₄ (%v)	>84
CO ₂ (%v)	<3
O ₂ (%v)	<0.2
N ₂ (%v)	<6
H ₂ S (ppm)	<4.31

La restricción técnica de este escenario está relacionada con el flujo mínimo asociado a la factibilidad de un proceso valorización del biogás a bio-GNV. El flujo de biogás en los RS debía ser superior a 15 Mm³año⁻¹ para ser considerados en la obtención de bio-GNV. Cuando los RS no cumplían esta condición, se evaluó la generación de electricidad con la misma restricción técnica mencionada en el Escenario 1. Si los RS no cumplían los requerimientos para la producción de bio-GNV, ni para la generación de electricidad, el biogás generado se destinó a la quema.

2.3.1.2. Inventario

El inventario de los flujos elementales para cada escenario se realizó a partir del balance anual del biogás capturado y quemado, y el biogás

aprovechado energéticamente. Para ello se consideraron las restricciones técnicas de cada escenario. Los inventarios de los demás insumos y emisiones se obtuvieron a partir de revisión de literatura y de ecoinventarios. El enfoque espacial consistió en utilizar las matrices de generación de electricidad de cada región económica. Los diferentes procesos considerados para los escenarios de aprovechamiento energético del biogás se muestran en la **Tabla 9**. El inventario de emisiones para los escenarios se muestra en la Tabla 10.

Tabla 9. Características de los procesos del biogás para los escenarios de aprovechamiento energético evaluados

Proceso/característica	Valor	Referencia
<i>Captura de biogás</i>		
Eficiencia de captura (%)	60	[86]
<i>Quema</i>		
Eficiencia de destrucción del metano (%)	99	[86]
<i>Generación de electricidad</i>		
Eficiencia del motor de combustión interna	35	[46]
Contenido de metano del biogás	52.5	(Tabla 6)
<i>Uso industrial del biogás</i>		
Distancia máxima del RS a la planta industrial	5	[71]
Eficiencia térmica	70	[86]
Contenido de metano	52.5	(Tabla 6)
<i>Valorización a bio-GNV</i>		
Pérdidas de metano en la valorización del biogás	4	[89]
Contenido de metano después de la valorización	97	[89]
Eficiencia del bio-GNV en vehículos (kWh km ⁻¹)	0.47	[90]
Eficiencia del bio-GNV en autobuses (kWh km ⁻¹)	7.2	[90]

Tabla 10 Inventario de emisiones

Proceso		Emisiones	Referencia
Generación y captura del biogás	(kg CO ₂ eq m ⁻³ biogás)	0.2168	[91]
Generación de electricidad ^a	(kg CO ₂ eq m ⁻³ biogás)	0.0182	[91]
Quema	(kg CO ₂ eq m ⁻³ biogás)	9.65E-04	[80]
<i>Uso industrial del biogas</i>			
Distribución por gasoducto	(kg CO ₂ eq/m ³ biogás)	0.04311	[92]
Combustion of LFG	(kg CO ₂ eq/m ³ LFG)	9.65E-04	[80]
<i>Generación de bio-GNV</i>			
Valorización del biogas	(kg CO ₂ eq/m ³ biogás)	0.2996	[89]
Distribución en camiones	(kg CO ₂ eq/m ³ biogás valorizado-km)	7.11E-04	[92]
Carga	(kg CO ₂ eq/m ³ biogás valorizado)	0.0402	[92]
<i>Uso del GNV</i>			
Buses	(kg CO ₂ eq/m ³ biogás valorizado)	0.14	[90]
Automóvil	(kg CO ₂ eq/m ³ biogás valorizado)	4.3E-03	[90]
<i>Reemplazo de combustible</i>			
Matriz eléctrica de México	(kg CO ₂ eq/kWh)	0.574	[91]
Gas natural	(kg CO ₂ eq/m ³)	2.47 ^a	[91]

Gasolina en automóvil	(kg CO ₂ eq/kWh)	0.269	[93]
Diésel en buses	(kg CO ₂ eq/kWh)	0.250	[90]

2.3.1.3. Evaluación del impacto

La evaluación del impacto ambiental se basó en la cuantificación del indicador de cambio climático, mediante la metodología del IPCC 2013 a un horizonte de 100 años. Se obtuvieron resultados a escala nacional y regional. Los créditos ambientales por el reemplazo de electricidad, gas natural y GNV en los escenarios evaluados se contabilizaron a partir de ecoinventarios y del software de ACV SIMAPRO.

2.3.1.4. Análisis de sensibilidad

Varios análisis de sensibilidad fueron realizados para determinar la influencia de factores técnicos, espaciales y de políticas energéticas en el desempeño ambiental en los escenarios evaluados. La **Tabla 11** muestra los factores considerados para cada escenario.

Tabla 11. Factores evaluados de los análisis de sensibilidad de impacto ambiental

Clasificación	Factores	Escenarios			
		S1	S2	S3a	S3b
Técnico	Eficiencia de captura	✓	✓	✓	✓
Espacial	Distancia de los SDF a la industria siderúrgica	-	-✓		
Políticas energéticas	Composición de la matriz de generación de electricidad en México	✓	✓	✓	✓

2.3.2. Evaluación económica de los escenarios de aprovechamiento energético del biogás

La evaluación económica se basó en la construcción de un modelo para la determinación de la ganancia neta (GN) ingreso neto para cada SDF de acuerdo con los escenarios planteados. Para cada SDF se consideraron los costos de inversión inicial, así como los costos de operación y mantenimiento para los procesos de aprovechamiento energético evaluados. Los costos de instalación de sistemas de captura no fueron considerados, ya que todos los RS cuentan con estos. La **Figura 8** describe el diagrama de flujo para el cálculo de la GN para los escenarios evaluados, donde Q_{LFG} es el flujo de biogás, t es el año, E es la producción de energía (electricidad, biogás o bioGNV) (kWh año^{-1}), T es el precio de venta de la energía generada (USD kWh^{-1}), i es la tasa de descuento (%) e I es la inversión inicial (USD).

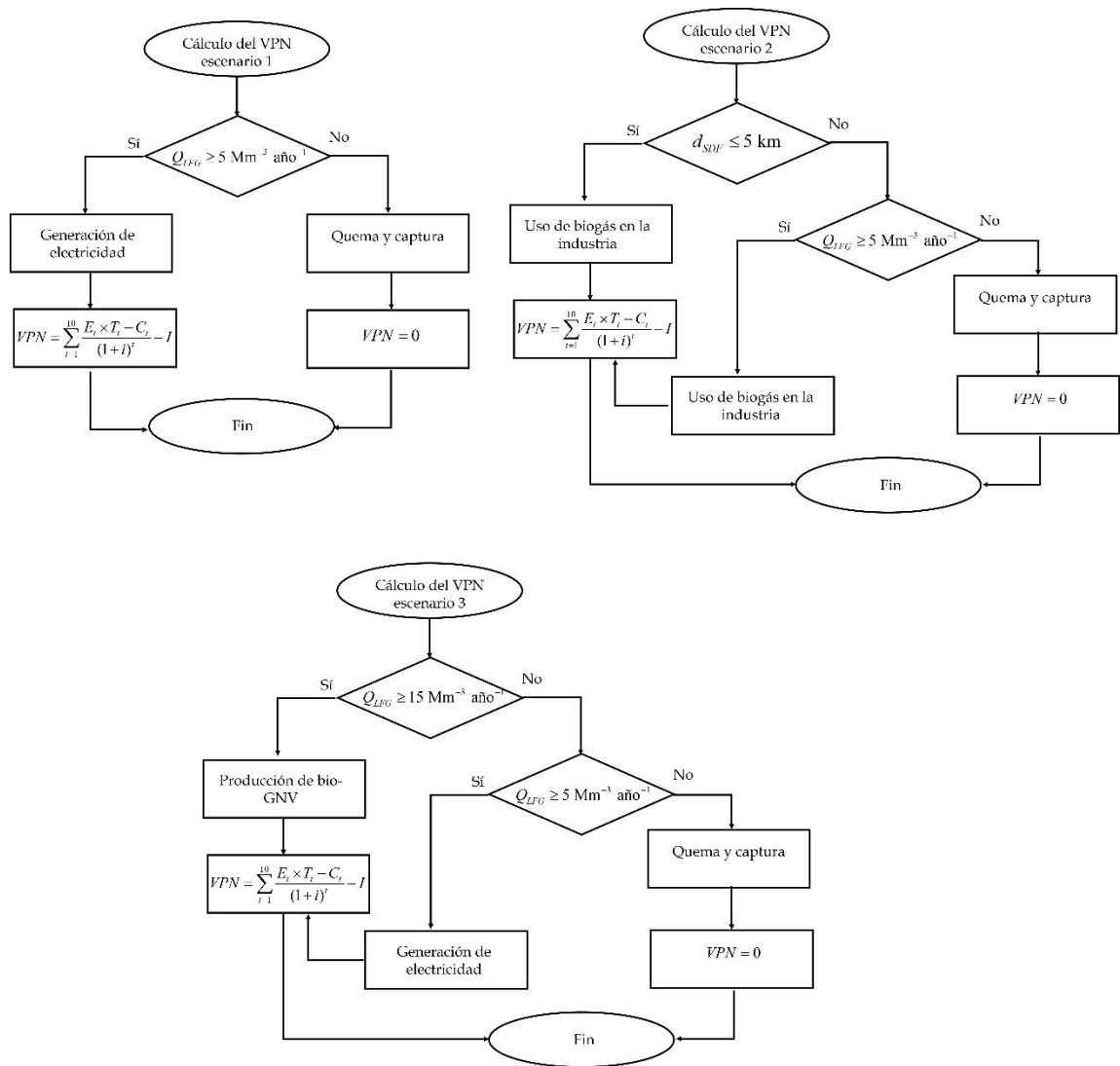


Figura 8. Diagrama de flujo para el cálculo del VPN para cada escenario.

Los costos de inversión inicial y los costos de operación y mantenimiento para cada tecnología se muestran en la **Tabla 12**. Los costos para los procesos de generación de electricidad se obtuvieron a partir de los costos promedio de 15 proyectos registrados en México en el mecanismo de desarrollo limpio de la Organización de Naciones Unidas [94]. Los costos para el uso del biogás en la industria y la producción de bio-GNV fueron obtenidos de la literatura.

Tabla 12. Costos de inversión inicial y costos de operación y mantenimiento para los procesos de aprovechamiento energético del biogás

Uso del biogás	Proceso	Costo capital (I)	Costo de operación y mantenimiento (C)
Generación de electricidad	Generación y transmisión	4.41 MUSD MW ⁻¹	59.89 USD MWh ⁻¹
Uso de biogás en la industria	Limpieza del biogás ^b	626 USD m ⁻³ h	76 USD m ⁻³ h ⁻¹
	Distribución en gasoducto ^b	0.488 MUSD km ⁻¹	Despreciable
Producción-GNV	Valorización del biogás ^b	12318 USD m ⁻³ h ⁻¹	2209 USD m ⁻³ h ⁻¹
	Distribución en camiones ^c	61.62 USD m ⁻³	0.000257 USD km ⁻¹ m ⁻³

^a [94]

^b [86]

^c [92]

2.3.1.1. Análisis de sensibilidad

Tres análisis de sensibilidad fueron realizados para evaluar la influencia de variables espaciales y financieras. Los factores evaluados para cada escenario se muestran en la **Tabla 11**.

Tabla 13. Factores evaluados de los análisis de sensibilidad en el impacto económico

Clasificación	Factores	Escenarios		
		S1	S2	S3
Espacial	Distancia a usuario final	-	✓	✓
Financiero	Precio del crédito de carbono	✓	✓	✓
	Reducción de impuestos	✓	✓	✓
	Subsidios	✓	✓	✓

CAPÍTULO III

3. RESULTADOS

3.1. POTENCIAL DE GENERACIÓN DE BIOGÁS DE LOS SITIOS DE DISPOSICIÓN FINAL (SDF)

3.1.1 Características de los SDF

3.1.1.1 Número y distribución espacial

En el año 2016, existían en México 2197 SDF operativos en México de acuerdo con el INEGI [77]. Estos sitios se encuentran ubicados en todo el territorio, con excepción de Ciudad de México, la cual dispone los RSU en los estados vecinos de México y Morelos. La **Figura 9** muestra el número de SDF por estado, donde Oaxaca (385), Veracruz (149) y Chihuahua (131) tienen la mayor cantidad. Los estados con menor cantidad de SDF fueron Aguascalientes (1), Colima (3) y Tlaxcala (4). La diferencia entre el número de SDF por estado está relacionado con la heterogeneidad del número de municipios. Oaxaca es uno de los estados con mayor cantidad de municipios (569), mientras Colima y Aguascalientes (11) son dos de los estados con menor cantidad de municipios.

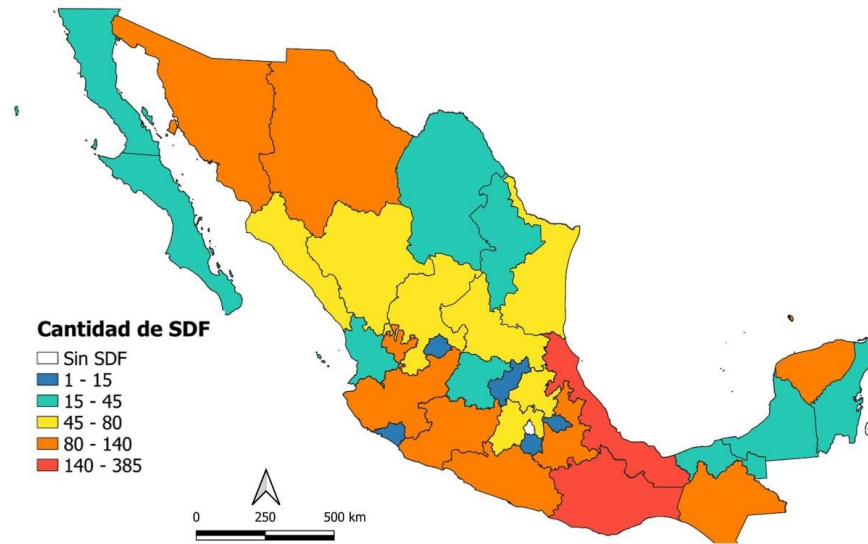


Figura 9 Mapa de los sitios de disposición final (SDF) por estado

La implementación de SDF regionales o intermunicipales es una estrategia de gestión de RSU que logra reducir el número de SDF. Esta estrategia reduce los costos de los RSU debido a que los SDF tienen economía de escala [95]. El modelo de costos desarrollado por la EPA [96], muestra que la disposición de una tonelada de RSU en un SDF con una capacidad de 10 t día^{-1} puede costar 11.3 veces más que disponerla en un SDF con una capacidad de 1000 t día^{-1} .

El uso de SDF regionales es frecuente en Latinoamérica [97]. Sin embargo, el uso de esta estrategia en México es poco común, ya que solo existen 126 SDF regionales (6 % del total). Este resultado puede atribuirse a la baja tasa de cooperación intermunicipal en México [98]. Por ejemplo, estados cuya legislación facilita la cooperación intermunicipal, como Aguascalientes [99], presentaron una mayor cobertura de SDF regionales (100 %). En contraste, estados cuya legislación

inhiben la asociación intermunicipal, como Yucatán [99], tuvieron menor cobertura municipal por SDF regional.

3.1.1.2. Clasificación de los SDF en México

La SEMARNAT considera una clasificación de SDF basada en la infraestructura y las prácticas operativas: rellenos sanitarios (RS) son los sitios que cumplen todos los requerimientos de la NOM-083-SEMARNAT-2003 [100]. Por otro lado, los sitios controlados (SC) son similares a los RS con la diferencia que los SC no cuentan con un sistema de prevención de filtración de lixiviados a los mantos acuíferos. Los sitios no controlados (SNC) son los sitios que no cuentan con el sistema de impermeabilización ni con ninguna otra característica establecida en la NOM-083 (captura y manejo de los lixiviados, captura y quema del biogás, compactación y cobertura diaria de los RSU).

La distribución de los SDF en México fue: 163 RS (7.4 %) y 2034 SNC (92.6 %). Ninguno de los SDF presentó las características para ser considerado un SC. Estos resultados difieren de los reportados por el INECC [47], donde se reportaron 2637 SDF, de los cuales 12 % correspondieron a RS, 60 % SNC y 21 % no se contabilizaron. La diferencia correspondiente al número de SDF se debe a que el INECC consideró SDF clausurados y proyectados. La discrepancia entre los porcentajes de RS, SC y SNC pueden ser atribuidos a que el INECC usó la

clasificación normativa de cada estado para definir la clasificación de los SDF, mientras que el presente estudio consideró solo la normativa nacional NOM-083.

El alto uso de los SNC en México puede ser atribuido a la gran cantidad de ciudades pequeñas. Ciudades con población entre 2500 y 100000 habitantes representaron el 76 % de los municipios en México, concentrando el 29 % de la población. Estas ciudades pequeñas, generalmente, tienden a una gestión inadecuada de los RSU debido a limitados presupuestos para la construcción y operación de RS o SC [101].

La **Tabla 14** muestra la participación de los diferentes tipos de SDF por estado y región económica en México. La región Sur Central y Noreste tuvo al RS como el método principal para gestionar los RSU. En cambio, la región de Golfo de México tuvo la mayor participación de SNC, que es la estrategia con menor infraestructura. Es notoria la relación entre la infraestructura de disposición de RSU y los indicadores económicos, debido a que las regiones con mayor aportación al producto interno bruto (PIB) tuvieron al RS como la principal estrategia, como se muestra en la **Figura 10**. Estos resultados están acorde con lo reportado con Kaza *et al.* [10] quienes reportaron que los territorios con altos ingresos tienen mejores prácticas de gestión de RSU.

Tabla 14. Disposición de residuos sólidos urbanos por tipo de sitio de disposición para estados y regiones económicas

Región/Estado	Disposición de RSU por tipo de SDF (%)		Región/Estado	Disposición de RSU por tipo de SDF (%)	
	RS	SNC		RS	SNC
<i>Noroeste</i>	57.2	42.8	<i>Sur Central</i>	81.6	18.4
Baja California	66.9	33.1	Hidalgo	50.4	49.6
Baja California Sur	54.8	45.2	Ciudad de México*	-	-
Nayarit	66.0	34.0	México	85.9	14.1
Sinaloa	63.1	36.9	Morelos	69.2	30.8
Sonora	31.5	68.5	Puebla	74.7	25.3
North	64.8	35.2	Queretaro	89.8	10.2
Coahuila	73.7	26.3	Tlaxcala	78.4	21.6
Chihuahua	80.0	20.0	<i>Pacífico Sur</i>	44.1	55.9
Durango	70.5	29.5	Chiapas	42.9	57.1
San Luis Potosi	46.9	53.1	Guerrero	50.8	49.2
Zacatecas	22.0%	78.0%	Oaxaca	36.8	63.2
<i>Noreste</i>	80.3	19.7	<i>Golfo de México</i>	21.5	78.4
Nuevo León	82.6	17.4	Tabasco	28.4	71.6
Tamaulipas	77.1	22.9	Veracruz	19.5	80.5
<i>Centro Occidente</i>	60.1	39.9	<i>Península de Yucatán</i>	72.1	27.9
Aguascalientes	100.0	0.0	Campeche	71.5	28.5
Colima	74.7	25.3	Quintana Roo	82.3	17.7
Guanajuato	47.5	52.5	Yucatán	52.8	47.2
Jalisco	69.7	30.3			
Michoacán	45.3	54.3			

RSU: Residuos sólidos urbanos, SDF: Sitios de disposición final, RS: Relleno sanitario, SNC: Sitios no controlados

*Los RSU dispuestos en Ciudad de México se contabilizaron en los estados de México y Morelos.

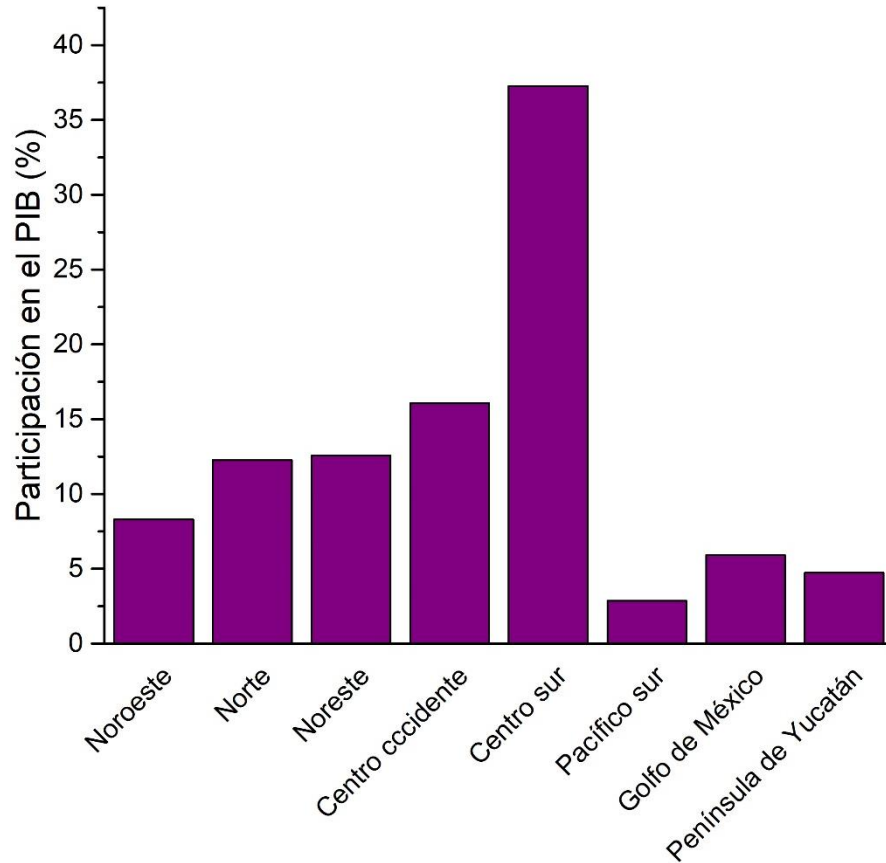


Figura 10 Participación del PIB por región económica

3.1.1.3. Antigüedad de los SDF en México

La antigüedad promedio de los SDF fue 15.5 años, sin existir diferencias significativas entre RS y SNC. Estos resultados sugieren que la promulgación en 2003 de la normatividad para mejorar la disposición final en México, como la Ley para la Prevención y la Gestión Integral de los Residuos [25] y la NOM-083, han promovido la construcción de RS. Sin embargo, estos esfuerzos no han prevenido la aparición de nuevos SNC, algunos de ellos abiertos en 2015.

La **Figura 11** muestra el promedio de antigüedad de los RS y SNC para las regiones económicas. La menor antigüedad de los RS en regiones como la Península de Yucatán (8.7 años) y Pacífico Sur (13.3 años) puede ser explicada como una transición de estas regiones de una gestión de RSU de SNC a RS. Estas zonas tienen mayores tiempos para la planeación energética del uso del biogás, ya que tienen picos de producción tardíos, en comparación con las demás regiones de México. En cambio, la mayor antigüedad de los SDF, presentada en las regiones Noroeste (21.4 años) y Noreste (18.9 años), puede ser atribuida a planeamientos más tempranos en la gestión de RSU. Estas áreas deben enfrentarse al cierre de la mayoría de sus SDF en el corto plazo, por lo que son regiones adecuadas para el inicio de la transición hacia métodos de gestión alternativos. Por ejemplo, Nuevo León, estado de la región Noreste, ha planificado la construcción de un centro de manejo integral de los RSU que incluye separación, recuperación, transformación, valorización térmica y digestión anaerobia [102]. En contraste, la región Noroeste, podría mantener al SDF como principal método de gestión, debido a que estados como Baja California Sur proyectan la construcción de nueve RS [103].

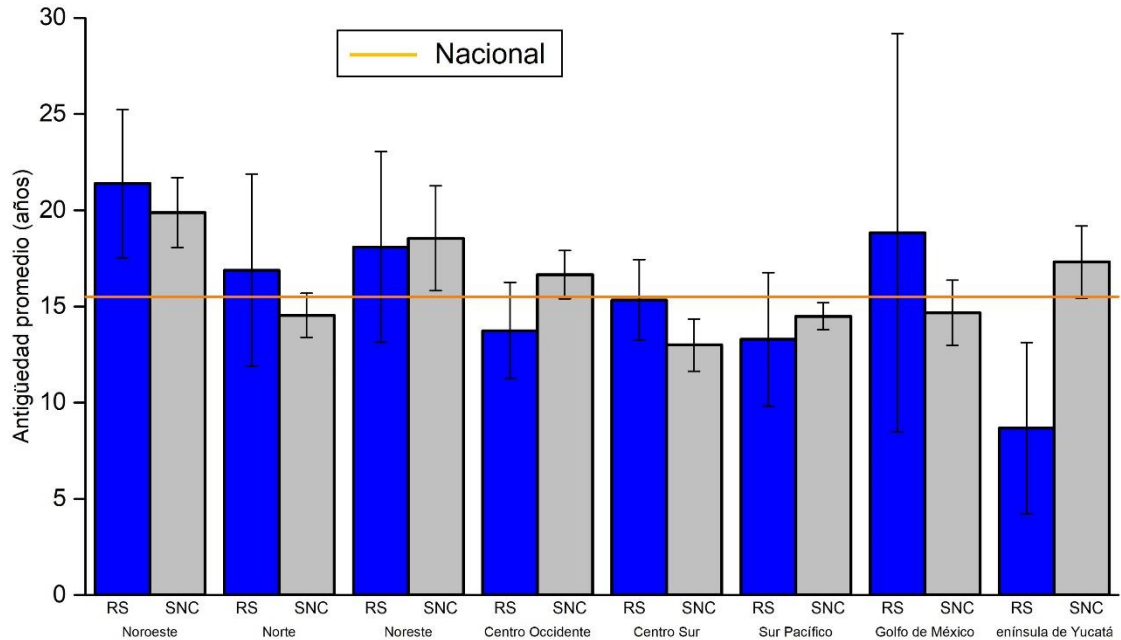


Figura 11. Antigüedad promedio de los sitios de disposición final por región económica en México

3.1.1.4. Composición de los RSU en México

El promedio de la FORSU encontrado en México fue 50 %, similar al 51.6 % reportado por la SEMARNAT [104]. Esta fracción es similar al valor promedio de FORSU en países en desarrollo (53 %) [10]. La **Figura 12** muestra la FORSU para las regiones económicas en México, donde la diferencia entre la composición de los RSU entre las regiones es notoria. Este resultado es bastante útil para los tomadores de decisión, principalmente en la selección de estrategias alternativas a la disposición final. Por ejemplo, las ciudades localizadas en las regiones Centro Occidental y Pacífico Sur pueden ser adecuadas para métodos que requieren altas tasas de FORSU como el compostaje o la digestión anaerobia. En cambio, los RSU generados en regiones como la Centro Sur pueden ser más apropiados para el tratamiento térmico o para la producción de combustible

derivado de residuos. Esta última técnica ha sido implementada incipientemente en el RS de Monterrey, donde el combustible obtenido es utilizado en la industria cementera [105].

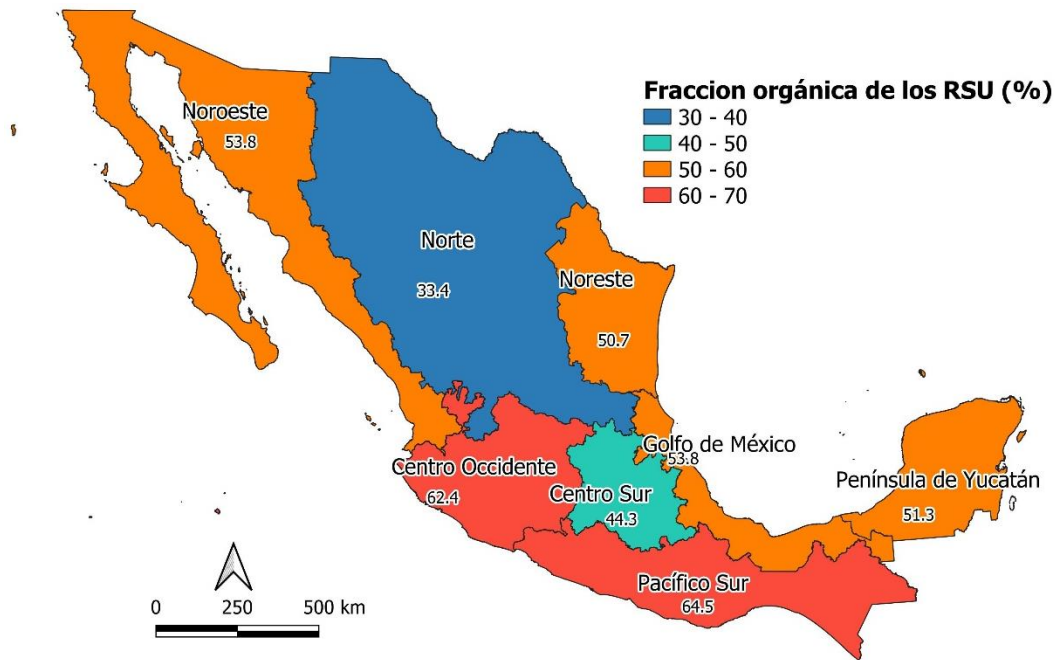


Figura 12. Mapa de la fracción orgánica de los RSU (FORSU) para las regiones económicas en México

3.1.1.5 Cantidad de RSU dispuesta en SDF en México

En el año 2016, la masa de RSU dispuesta en los SDF en México fue de 0.103 Mt día⁻¹. La comparación entre los RSU dispuestos con la estimación de los RSU generados (0.122 Mt día⁻¹) mostró que la cantidad de RSU confinado representa el 84.4 % [104]. Este valor está acorde con las tasas de recolección en México (87 %). El RSU restante pudo haberse dispuesto en SDF ilegales o dentro de un sistema informal de recolección y recuperación de materiales valorizables. Un reporte oficial de la Ciudad de México identificó 1129 tiraderos clandestinos dentro de la ciudad [106], mientras que un estudio de Botello-Álvarez *et al.* [107]

encontró que los recolectores informales o “pepenadores” pueden recuperar hasta el 23 % de la fracción valorizable de los RSU, reduciendo en 8.5 % las emisiones de GEI.

La **Tabla 15** muestra la clasificación de los SDF en México establecida en la NOM-083, basada en la cantidad diaria de RSU recibidos. Se observa que predominan los SDF pequeños, debido a que el 87.3 % de los SDF reciben menos de 100 t día⁻¹.

Tabla 15. Clasificación de los SDF en México basado en la capacidad diaria de gestión de RSU

Clasificación de los SDF	Disposición de RSU t día ⁻¹	Número de SDF
A	>100	166
B	50 - 100	112
C	10 - 50	461
D	<10	1458

SDF: Sitio de disposición final, RSU: Residuos sólidos urbanos

La **Figura 13** ilustra la disposición de RSU per cápita en México. Esta característica mantiene una relación compleja entre los ingresos económicos de los territorios. En algunas regiones la gran cantidad de RSU dispuesto no está relacionado con el desarrollo económico. Por ejemplo, la región Noroeste tiene la mayor cantidad de RSU por habitante, pero es la tercera región con menores ingresos per cápita.

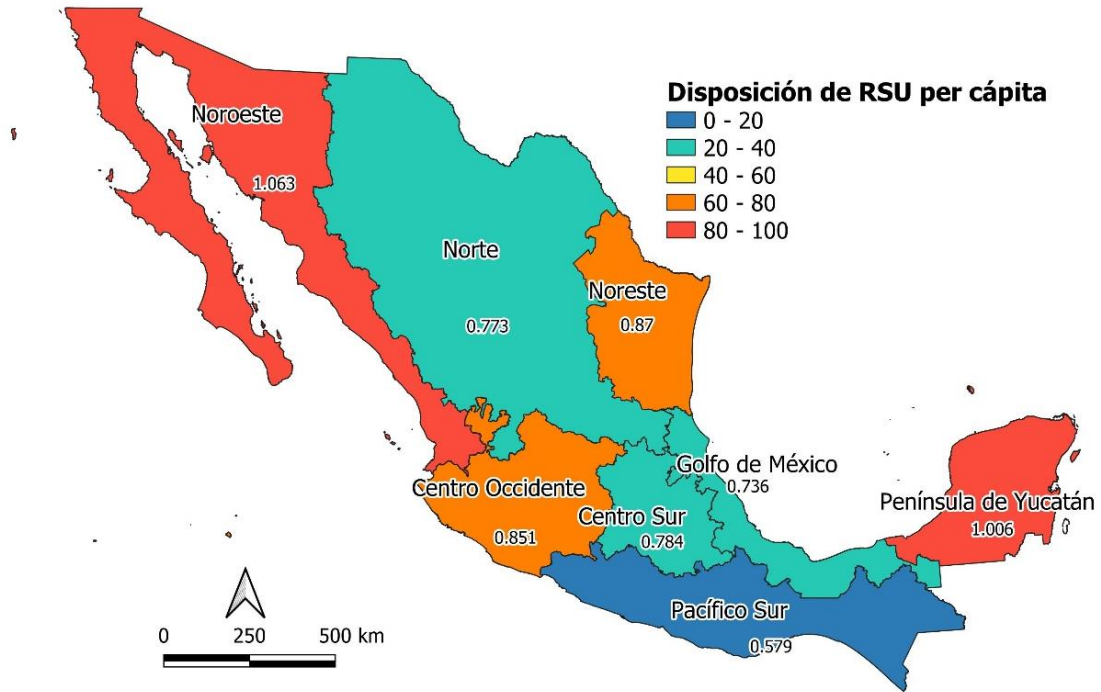


Figura 13. Disposición de RSU per cápita para las regiones económicas de México

La actividad turística ha sido descrita como un factor que puede afectar la cantidad de RSU en un territorio. Arbulu *et al.* [108] estimaron que un incremento de 1 % del número de turistas en ciudades pequeñas puede incrementar en 1.25 % la cantidad de RSU generados. Saito [109] encontró que el sector turístico puede representar hasta el 10 % del RSU generado. El presente estudio mostró que dos de las tres regiones con la mayor cantidad de turistas; Península de Yucatán (68 millones de turistas anuales) y Noroeste (37 millones de turistas anuales), fueron dos de las regiones con las mayores tasas de disposición de RSU per cápita. Este resultado sugiere que el turismo es un factor relevante en la generación de RSU, por lo que, las formuladores de políticas de las regiones turísticas deben considerar este factor en la planeación de la gestión de los RSU.

3.1.2. Evaluación espacial de la generación de biogás en los SDF en México

La generación de biogás en los SDF en México se estimó para el año 2020 en 2298 Mm³. Las estimaciones de emisión de biogás en otros países latinoamericanos muestran diferencias significativas: Panamá 125 Mm³ [110], Argentina 902 Mm³ [111] y Brasil 1567 Mm³ [46]. Estas diferencias pueden asociarse con el tamaño de la población y los hábitos de consumo, dado que en Latinoamérica la gestión de RSU es similar en toda la región con un promedio de disposición de RSU de 53.5 % en RS, 15 % SC y 26.8 en SNC% [10].

La **Figura 14** representa la distribución espacial de la generación de biogás para el año 2020 de los SDF en México. Solo el 4.6 % de los SDF (equivalente a 82 sitios) tuvieron una generación de biogás superior a 5 Mm³año⁻¹, que se especificó como el caudal mínimo requerido para el uso energético del biogás. Estos SDF se clasificaron todos como tipo A (disposición de RSU > 100 t día⁻¹) y generaron el 86 % del total de biogás, convirtiéndose en la principal fuente de generación de biogás, como se observa en la **Figura 15**. Este resultado implica que hay pocos SDF aptos para la generación de electricidad a partir del biogás, pero estos sitios tienen un gran potencial para mitigar emisiones, con un potencial de 1788 Mm³de biogás técnicamente aprovechable para uso energético (**Figura 15**). De los 82 SDF con flujo de biogás adecuado para generación de electricidad, 71 fueron RS. Esto

es una ventaja para el uso del biogás, debido a que los RS requieren de menor acondicionamiento en su infraestructura, en comparación con los SNC. La **Figura 15** también muestra que los SNC tuvieron una participación en la generación de 24 %. Estos SNC pueden implementar otras estrategias para mitigar los GEI como la quema del biogás. Dedinec *et al.* [112] reportaron que un escenario de quema del biogás puede mitigar hasta un 25 % de los GEI.

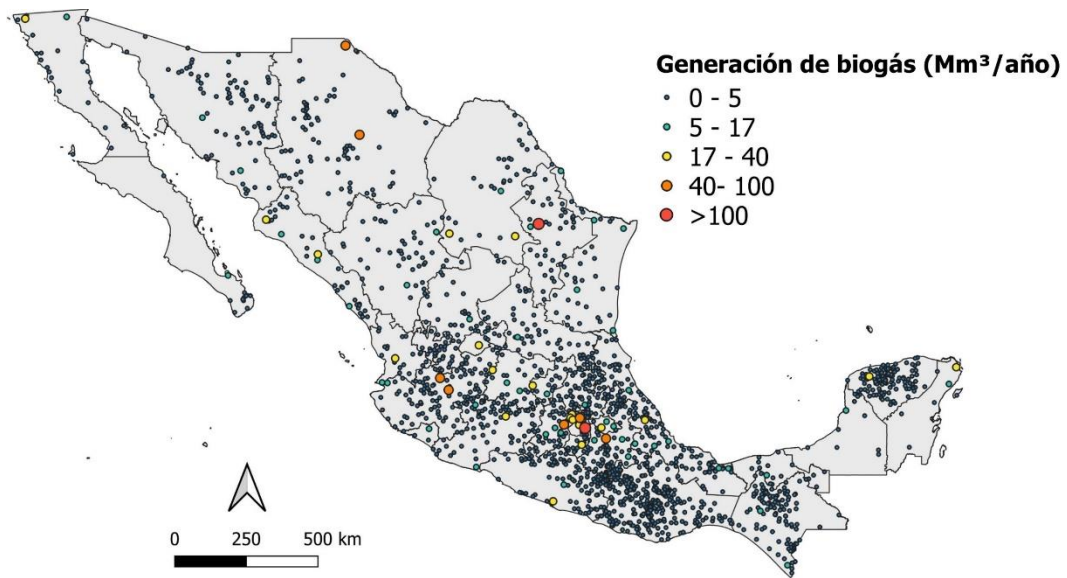


Figura 14. Distribución espacial de la generación de biogás de los SDF en México para el año 2020

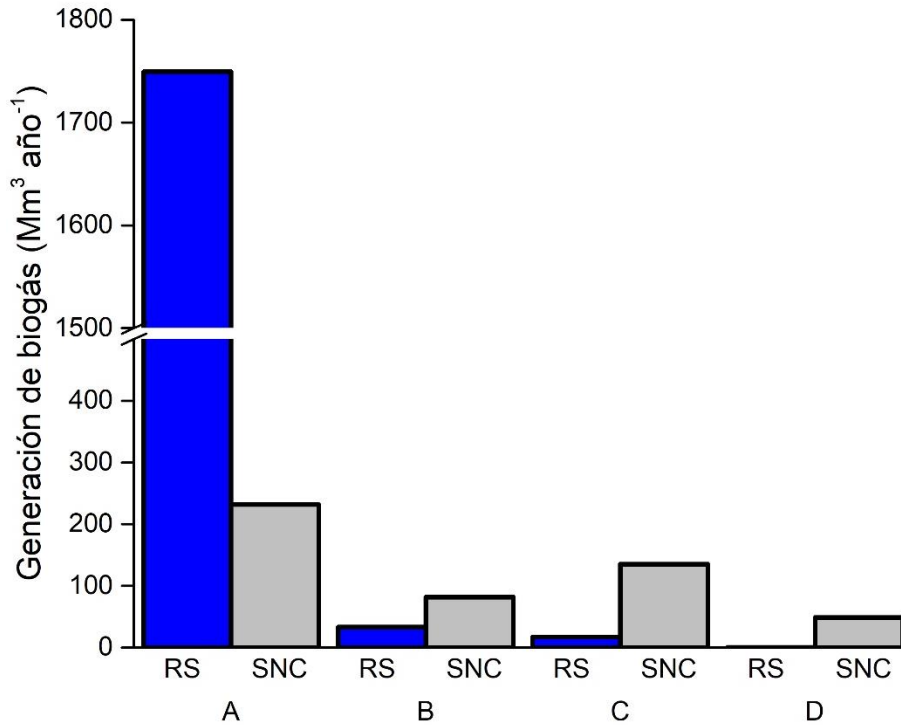


Figura 15. Generación de biogás del año 2020 por tipo y tamaño de SDF

La **Figura 16** describe la generación de biogás de las regiones económicas de México para el año 2020, donde se observa una marcada diferenciación espacial. La variación regional en la generación de biogás puede ser atribuido a características económicas y demográficas. La **Figura 10** describe la contribución de cada región al PIB. En ella se observa como las regiones centrales tienen la mayor población y participación en el PIB, seguido por las regiones del norte. En contraste, las regiones del sur presentaron menor población y desarrollo económico. Estas diferencias económicas pueden relacionarse con el Tratado de Libre Comercio de América del Norte, el cual impulsó el crecimiento económico

en los estados del centro y Norte de México [113], favoreciendo la presencia de industrias electrónicas, automotrices, químicas y textiles [114].

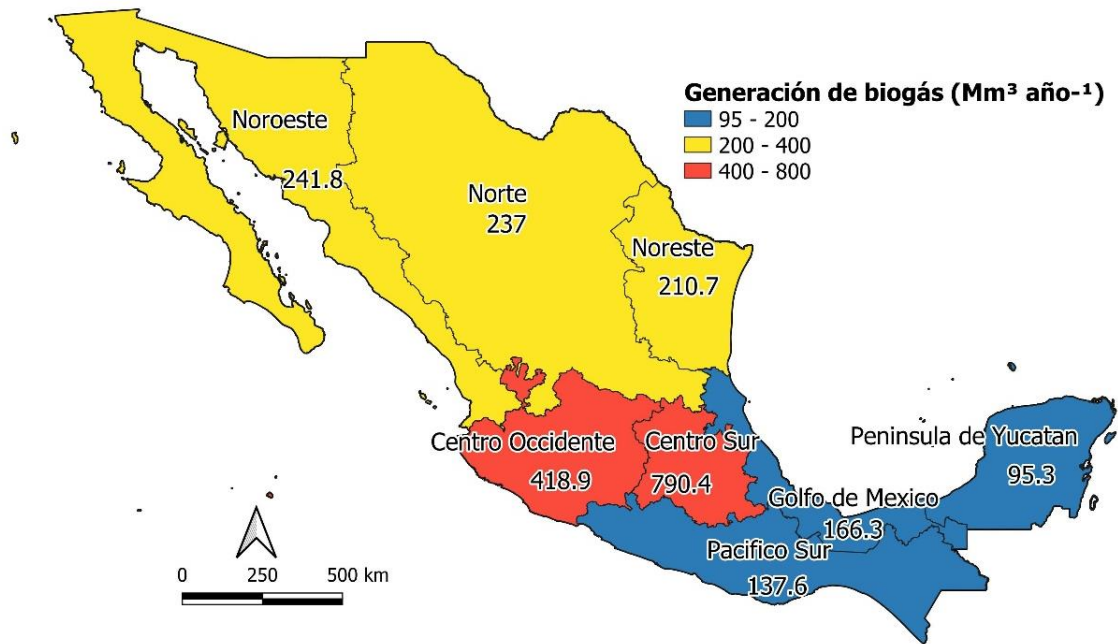


Figura 16. Generación de biogás en el año 2020 para las regiones económicas de México

3.1.3. Evaluación temporal de la generación de biogás en los SDF en México y potencial de electricidad

3.1.3.1. Reducción de la cantidad de RSU dispuesto

La Figura 17 muestra el análisis de sensibilidad para escenarios de minimización de la cantidad de RSU dispuesto en la generación de biogás. En la Figura se observa como el escenario base al recibir una mayor cantidad de RSU, presentó una mayor generación de biogás. La diferencia entre las emisiones acumuladas del escenario base y el escenario de reducción de 100 % es 177.8 Gm³

de biogás. En la **Figura 17** también se evidencia que la gestión de los RSU en SDF es un pasivo ambiental, ya que en el escenario de reducción de RSU de 100% se siguen emitiendo cantidades considerables de biogás después de 2040, cuando la mayoría de los SDF se encuentran clausurados.

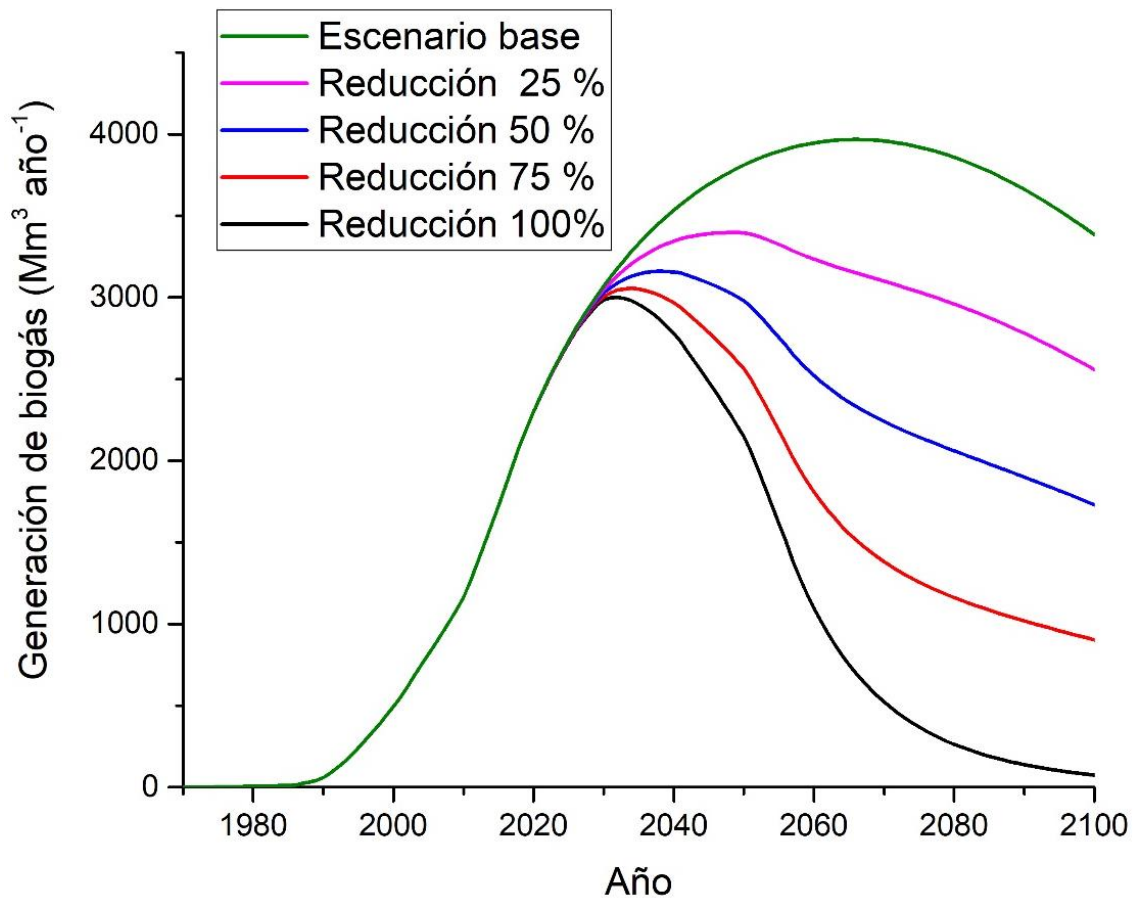


Figura 17. Generación de biogás acumulada para los escenarios de reducción de disposición de residuos sólidos urbanos

La Figura 18a y 18b muestran la participación de las diferentes regiones en la generación acumulada y anual de biogás, respectivamente. En estas figuras se observa que la región Sur Central fue el principal contribuidor a la generación de

biogás, con una producción acumulada de biogás 2.4 veces superior a Centro Occidente, la siguiente región con la mayor generación acumulada, lo que representa una participación superior al 30 % desde el año 2020. La región Sur Central específicamente, Ciudad de México, ha hecho esfuerzos para reducir la cantidad de RSU dispuesto. En 2004, Ciudad de México promulgó un estatuto pionero, el cual establecía la separación de RSU desde la fuente [115]. Después de la clausura del RS de Bordo Poniente en 2011 (el RS más grande de México con capacidad de 12000 t día⁻¹ [116]), la capacidad de las plantas de compostaje incrementaron de 103.75 t día⁻¹ en 2010 a 1388 t día⁻¹ en 2015 [117], [118]. Ciudad de México también ha desarrollado estrategias para la recuperación de materiales valorizables, como la implementación de 1587 rutas de recolección selectivas y dos plantas de separación, las cuales recuperan 163 t día⁻¹ para reciclaje y reutilización. Estas acciones han reducido los RSU dispuestos en SDF en aproximadamente 20 %. Este resultado denota que los SDF siguen emitiendo grandes cantidades de biogás a mediano y largo plazo, incluso cuando se realizan cambios drásticos en la gestión de RSU [54].

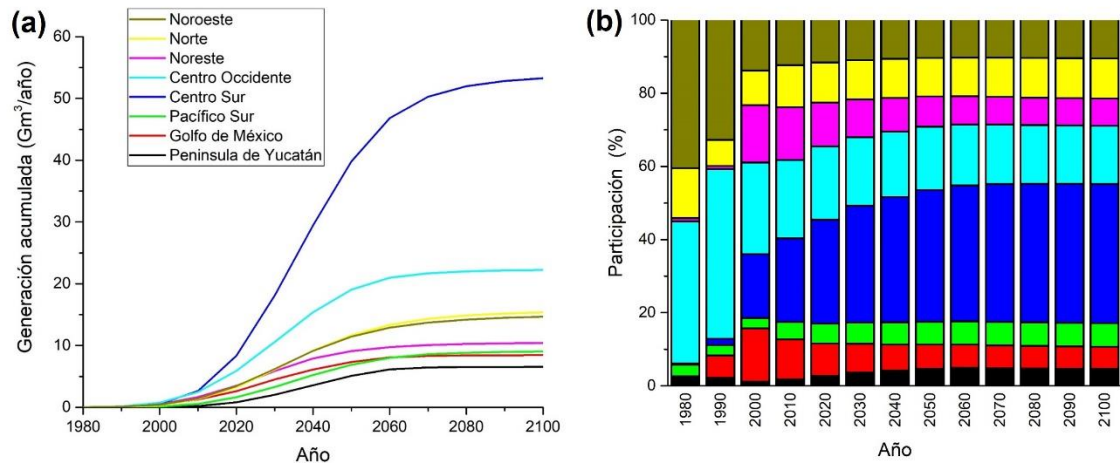


Figura 18. (a) Generación acumulada de biogás para las regiones económicas y (b) participación anual de cada región en la generación anual

La **Figura 19** describe el potencial de generación de electricidad para los escenarios de reducción de RSU dispuesto. El escenario base presentó el mayor potencial de generación de electricidad, siendo el año 2065 el de mayor potencial de producción (4717 GWh). Esta generación representa 8.7 % de la generación actual correspondiente a la región Noreste. [119]. La **Figura 19** muestra que para el 2021 México tiene un potencial estimado entre 2660 (escenario 100 %) a 2664 GWh (escenario base). Este potencial representa 0.8 % del total de generación de electricidad en México y podría reemplazar el consumo de más de 220 mil hogares en México, considerando un consumo mensual de 1000 kWh [119].

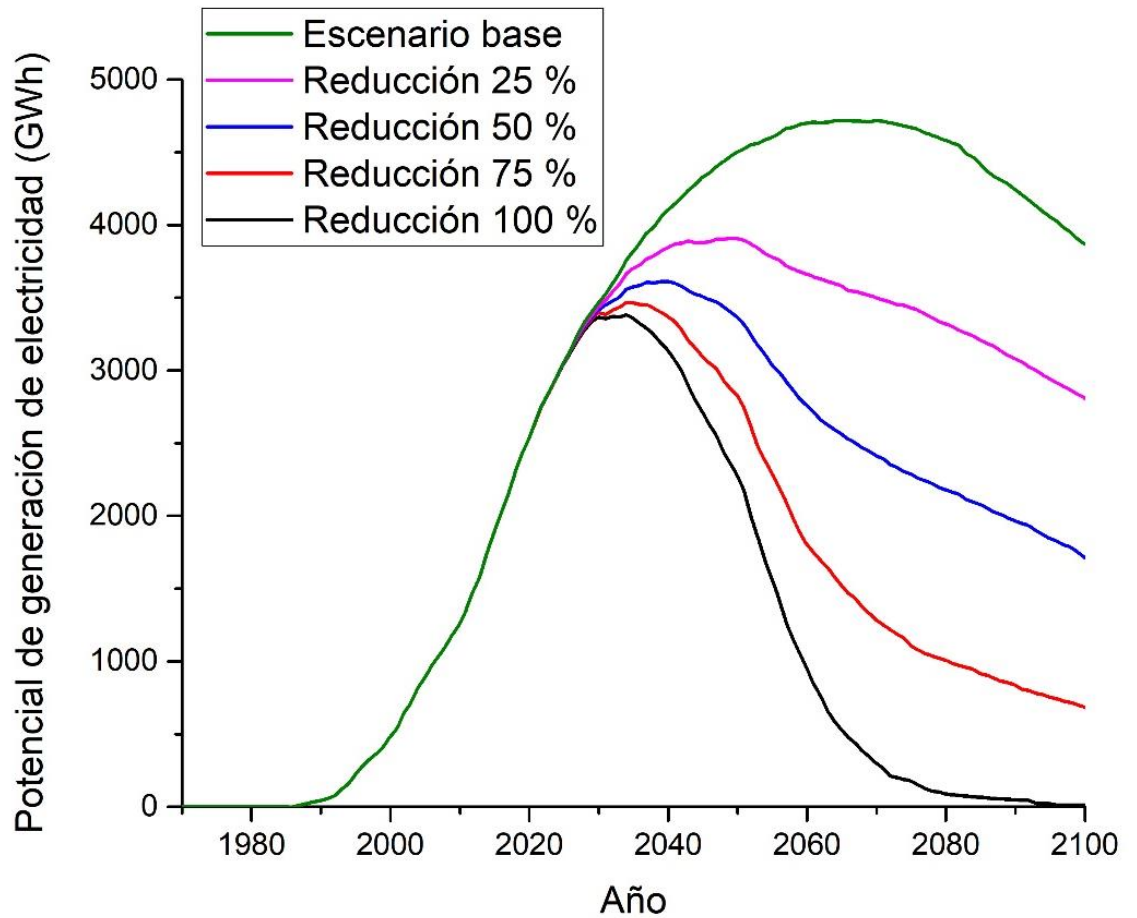


Figura 19. Potencial de generación de electricidad anual para escenarios de reducción de disposición de los residuos sólidos urbanos

3.1.3.2. Regionalización de los SDF

La **Figura 20** describe el análisis de sensibilidad del potencial de generación de electricidad ante escenarios de implementación de SDF regionales. En el pico de producción de electricidad el escenario de regionalización de 75 % puede generar 5913 GWh, lo que representa un incremento de 20.2 % en la electricidad generada en comparación con el escenario base. Esta electricidad adicional podría suplir el 2.2 % del consumo actual de la región Noreste. El

incremento en la generación de electricidad en los escenarios con mayor regionalización (escenarios con menor cantidad de SDF pero de mayor tamaño) se debe a que una mayor cantidad de SDF alcanzó el flujo mínimo de biogás adecuado para la generación de electricidad ($5 \text{ Mm}^3\text{año}^{-1}$). Por ejemplo, en el escenario base el biogás técnicamente aprovechable es 71 %, mientras que en el escenario de regionalización de 75 % el biogás que puede ser utilizado para generar electricidad incrementa a 89 %. El incremento en el potencial de generación de electricidad por regionalización de SDF ha sido reportado anteriormente por Lima *et al.* [46], quienes encontraron un incremento de 1.66 veces en la generación de electricidad en un escenario de regionalización para Brasil. Estos resultados muestran que el incremento de uso de SDF regionales puede contribuir al aumento del potencial energético de los RSU, por lo que esta opción puede ser contemplada por los tomadores de decisión para el planeamiento de la gestión de RSU a mediano y largo plazo.

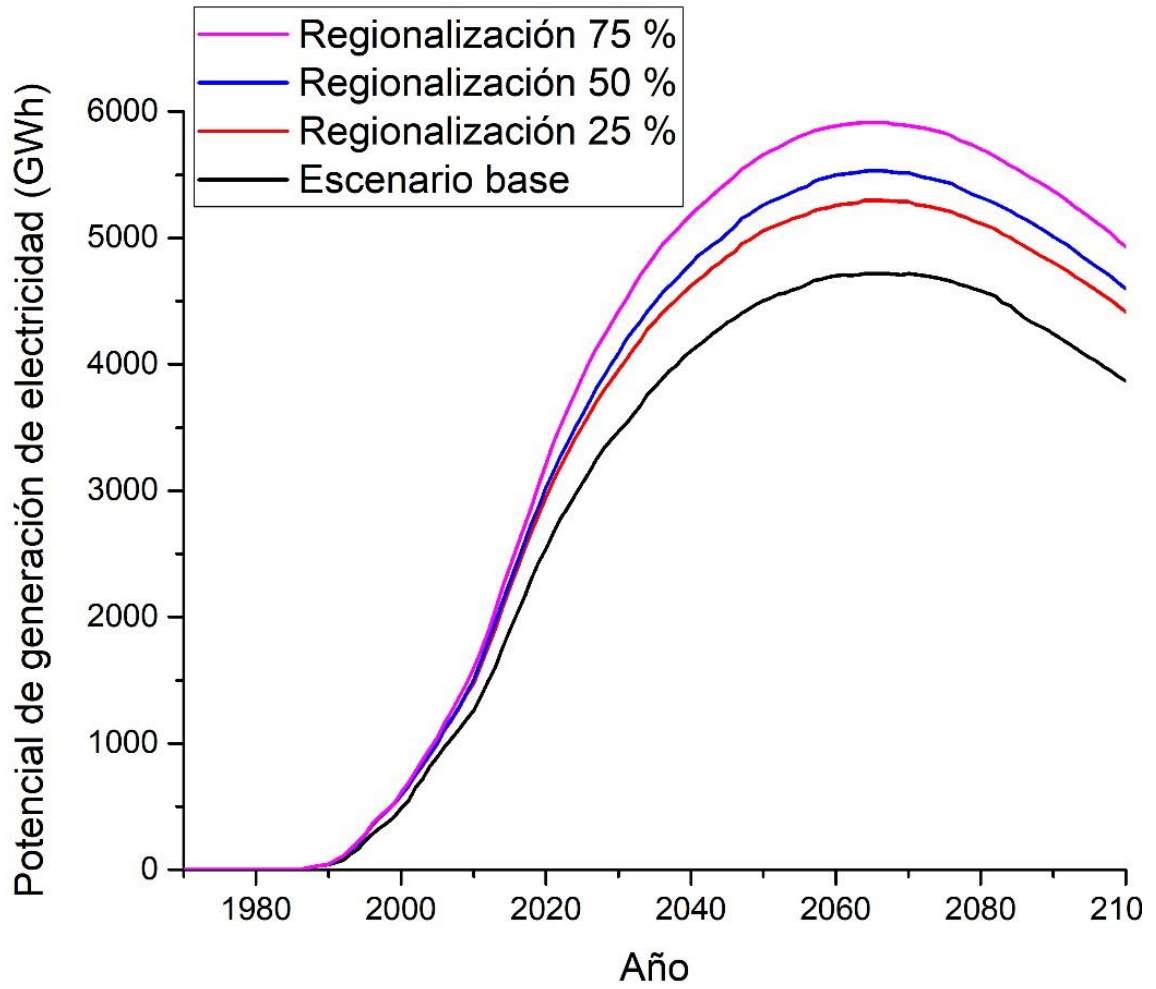


Figura 20. Potencial de generación de electricidad anual en México para escenarios de regionalización de los sitios de disposición final.

3.2. ESCENARIO ACTUAL DE GESTIÓN DEL BIOGÁS Y ESCENARIOS SIN APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO

3.2.1 Evaluación ambiental del escenario actual de gestión del biogás y escenarios sin aprovechamiento energético

3.2.1.1. Inventario

La **Figura 21** muestra el balance del biogás para el período 2020-2100 para el escenario base, donde se observan los tres destinos que actualmente presenta el biogás generado: liberación, captura y quema, y uso para generación de electricidad. La alta tasa de liberación del biogás se explica por la considerable cantidad de SNC en México y por la baja eficiencia de captura promedio del biogás en los RS (37 %). Esta baja eficiencia de captura puede estar relacionada con la gestión inadecuada de los SDF como falta de cobertura diaria de los RSU, ausencia de cobertura final de la celda, o falta de suficientes pozos de captura del biogás. El uso del biogás para generar electricidad representó aproximadamente el 6 % del biogás, lo cual implica una generación de electricidad, para el año 2020, de 220 GWh, que representa apenas 0.067 % del total de generación de electricidad [120]. En México existen 20 SDF con propuestas para la generación de electricidad a partir del biogás [94]; sin embargo, en la actualidad solo 8 SDF aprovechan energéticamente el biogás [105]. Este resultado indica que los SDF

con condiciones para generar electricidad reportados en la sección 3.1.2, solo un 25 % han planificado la recuperación energética del biogás y solo 10% ha ejecutado los proyectos.

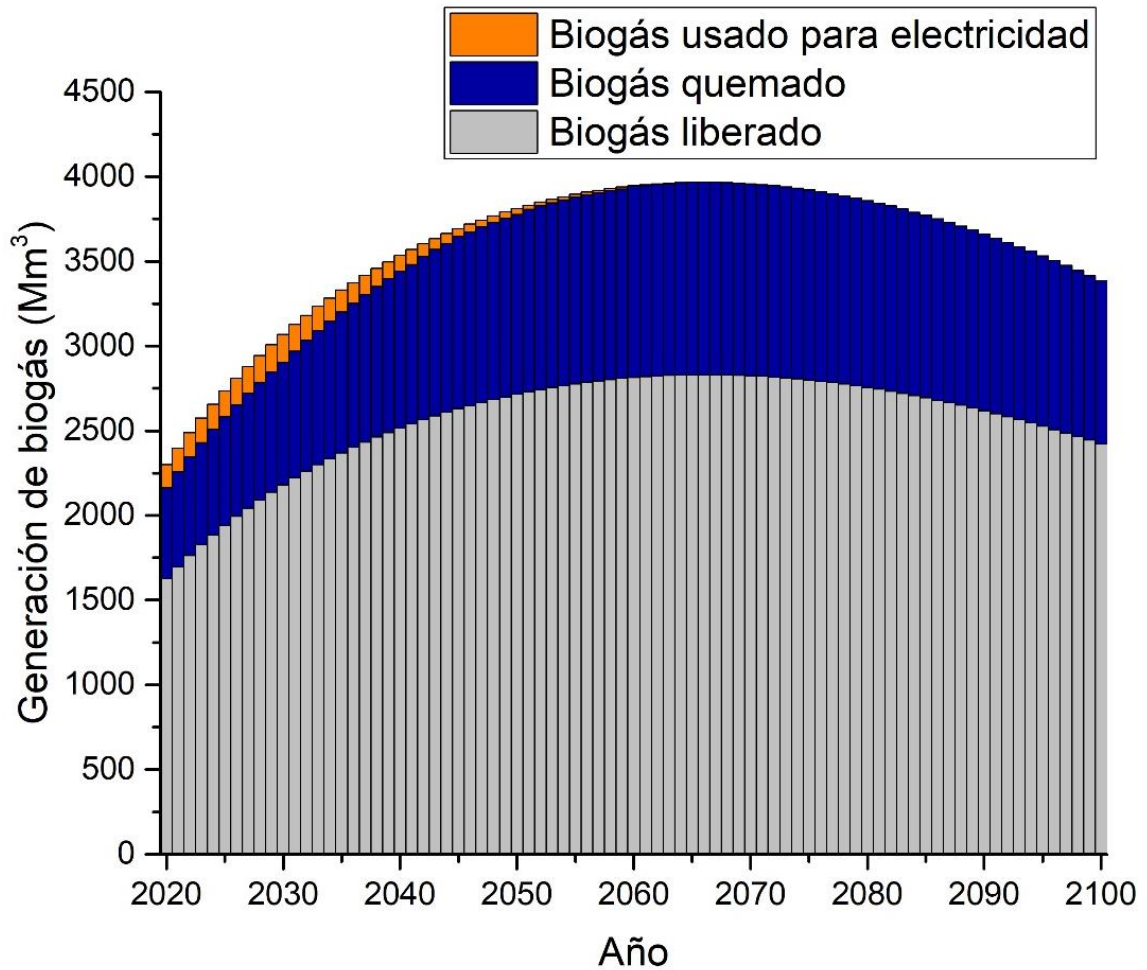


Figura 21. Balance temporal del biogás generado para el escenario base

El incipiente uso del biogás para generación de electricidad se ha reportado en otros países en vías de desarrollo. Doorga *et al.* [121] encontraron que en Mauricio la electricidad generada a partir del biogás representa el 0.6 % de la generación total, aunque tiene un potencial técnico que podría alcanzar el 2 %.

Lima *et al.* [46] estimaron que en Brasil la capacidad instalada actual para generación de electricidad a partir del biogás de SDF es 4.2 veces menor a la capacidad que potencialmente podría instalarse. La baja participación del biogás para aprovechamiento energético en regiones en desarrollo, como Latinoamérica, está relacionado principalmente con barreras económicas. Silva-Martínez *et al.* [122] mencionan que los altos costos de implementación de la tecnología de generación de electricidad, la ausencia de incentivos financieros y la falta de un mercado de biogás son algunos de los principales retos para la recuperación energética de los RSU.

3.2.1.2. Evaluación del impacto

La **Figura 22** describe las emisiones de GEI y los créditos ambientales de la gestión de biogás del escenario base. Se observa que el biogás de los SDF es un sector clave para la mitigación de emisiones de GEI, ya que para el año 2020 presentó una emisión de 14.9 Mt CO₂ eq, lo que representa 10.5 % de las emisiones de CH₄ y 2.1 % de las emisiones de GEI para el año 2015. Estos resultados difieren a los encontrados por la EPA [15], donde se reportan 24.7 Mt CO₂. La diferencia puede atribuirse a que el reporte de la EPA incluye SDF de RSU y de residuos de manejo especial (RME), así como información general sobre las condiciones de los residuos dispuestos y de operación e infraestructura de los SDF en México. Diferencias entre las emisiones reportadas por estudios generales y estudios con información específica de los SDF han sido descritas previamente por Cai *et al.*

[42], quienes encontraron que las emisiones proyectadas para China eran 26.5 % que las estimadas por la EPA.

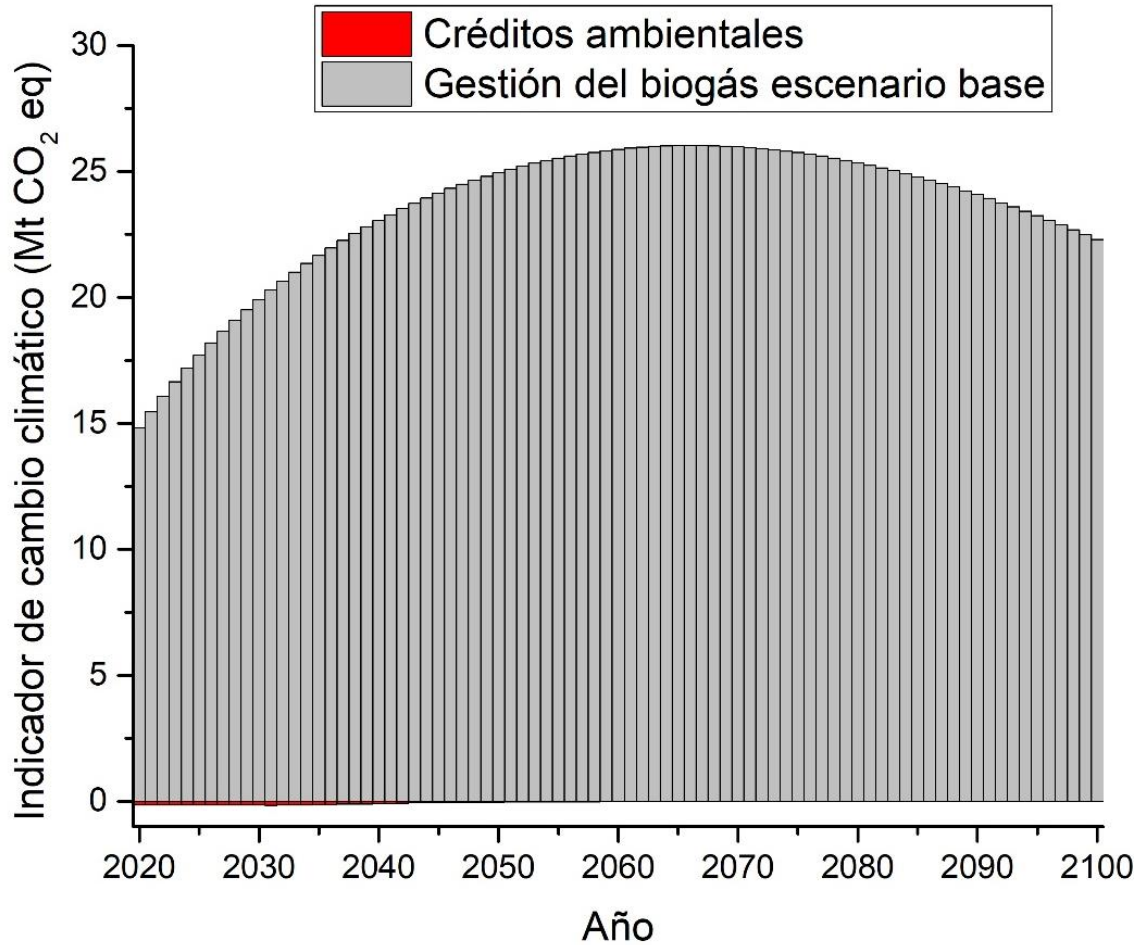


Figura 22. Indicador de cambio climático para la gestión del biogás en el escenario base

Los créditos ambientales considerados por el reemplazo de la energía de la red eléctrica de México mitigaron menos del 1 % (0.14 Mt CO₂ eq) de las emisiones de GEI del escenario base, a pesar que la electricidad generada por la matriz energética de México presenta considerables impactos ambientales en la categoría de cambio climático (573 t CO₂ eq GWh⁻¹) debido a la alta participación de combustibles fósiles (78.9 %) [87]. Estos resultados muestran que los

formuladores de políticas deben generar condiciones necesarias para el estímulo de proyectos de aprovechamiento energético del biogás y favorecer la mitigación de diferentes sectores económicos en las emisiones de GEI.

La **Figura 23** muestra que el análisis regional para el indicador de cambio climático, donde se observa que Centro Sur es la región con mayores emisiones, con una participación superior a 30 % de las emisiones de GEI en todo el período evaluado, seguido de la región Centro Occidente con 18 %. Estas regiones lideran el impacto al indicador de cambio climático a pesar de tener altas disposición de RS (81.6 y 60 %, Tabla 14) y altas tasas de captura global de biogás. Estos resultados muestran que los tomadores de decisión deben priorizar estas regiones para la implementación de otros métodos de gestión de RSU para lograr una mayor mitigación de las emisiones de GEI.

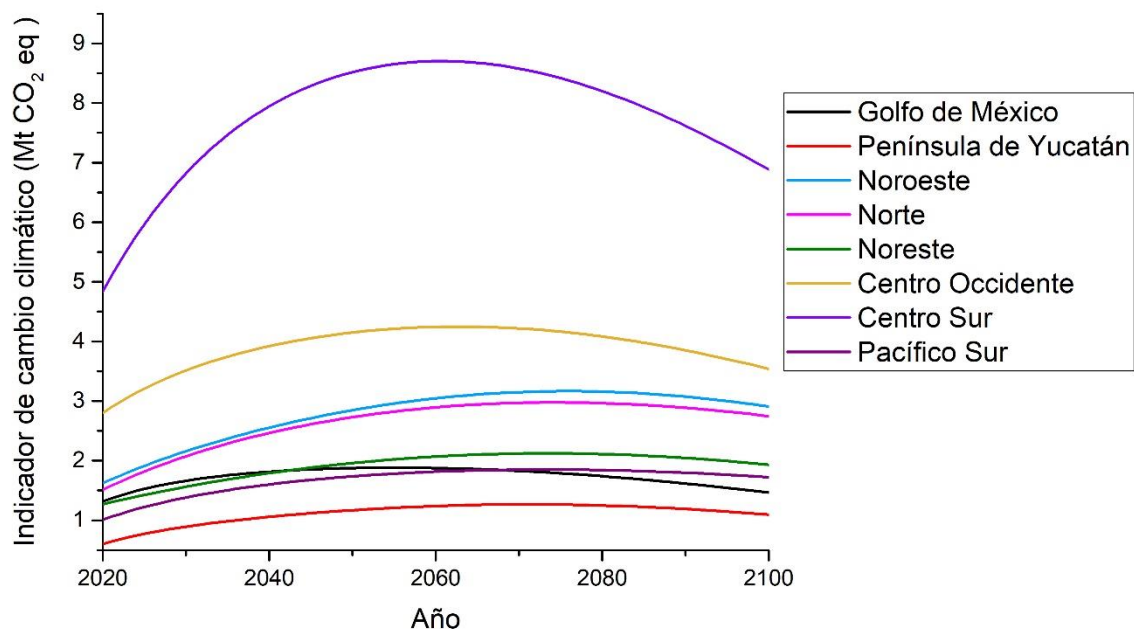


Figura 23. Indicador de cambio climático para las regiones económicas en el escenario base

3.2.1.3. Análisis de sensibilidad

La Figura 24 muestra el indicador de cambio climático para el análisis de sensibilidad para escenarios de reducción de RSU en los SDF. Las emisiones acumuladas del escenario base fueron 2.6 veces las emisiones del escenario de reducción de 100% de disposición de RSU. La brecha de emisiones entre ambos escenarios representa una mitigación promedio anual de emisiones de 9.73 Mt CO₂ eq en el período 2020-2100, lo que equivale a 21.6 % del total de emisiones del sector de residuos. Esta reducción de emisiones es superior a la que se puede lograr en un escenario de generación de electricidad, como se evidenció en la Figura 10 (sección 3.1.3.1), donde el potencial máximo de generación de electricidad fue 4717 GWh, lo que representa una mitigación de 2.71 Mt CO₂ eq. Estos resultados sugieren que los tomadores de decisión deben considerar la

transición de la gestión de los RSU a mediano y largo plazo hacia esquemas menos dependientes de la disposición final, que incluyan reducción de la generación y separación desde la fuente de RSU, aumento en las tasas de reciclaje y composta, junto con la implementación de métodos de valorización energética como incineración y digestión anaerobia.

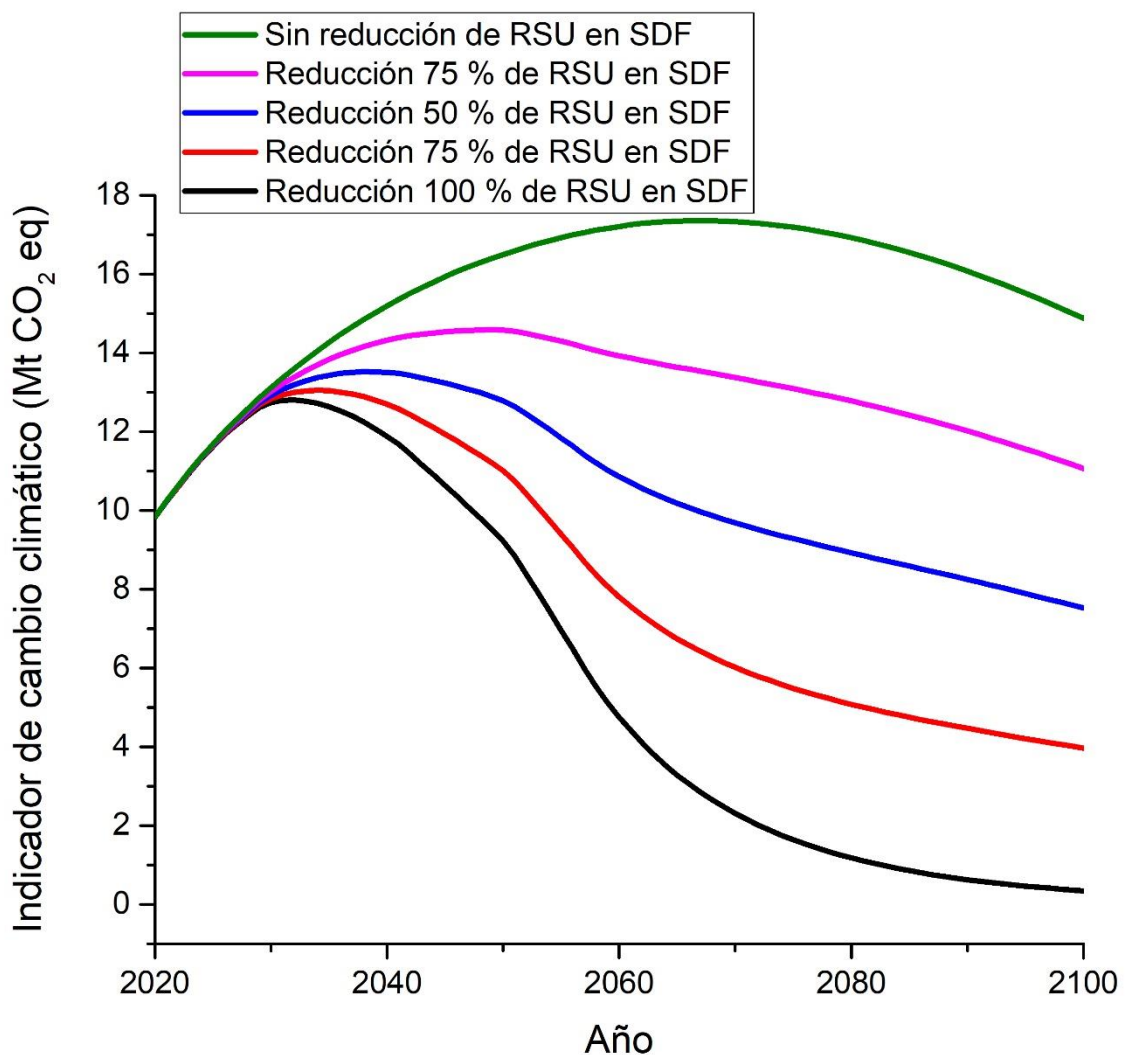


Figura 24. Indicador de cambio climático para el análisis de sensibilidad de reducción de RSU

La **Figura 25** describe el análisis de sensibilidad del indicador de cambio climático para diferentes escenarios de eficiencia de captura. El escenario de captura en RS (37%) muestra que instalar sistemas de captura y quema del biogás en todos los SDF, con el promedio actual de captura del biogás (37 %) reduciría hasta en 11 % el total de emisiones de GEI, en comparación con el escenario base donde solo hay captura y quema del biogás en los RS. Una mayor mitigación de emisiones puede alcanzarse si, además de aumentar el número de SDF con sistemas de quema y captura, se aumenta su eficiencia. Por ejemplo, el escenario de captura en SDF con eficiencia de 80% implica una reducción acumulada de emisiones de 71 %, respecto al escenario base. Esta mitigación representaría, solo para el año 2020 un 20 % del total de emisiones de GEI del sector de residuos para el año 2015 [47]. Duan *et al.* [123] reportaron que pueden alcanzarse eficiencias de captura de biogás superiores al 90 % si los SDF cuentan con diseños adecuados de los *liners*, presencia de cobertura diaria, intermedia y final, instalación de sistemas de captura en celdas activas e incrementos en el número de pozos de extracción en celdas cerradas.

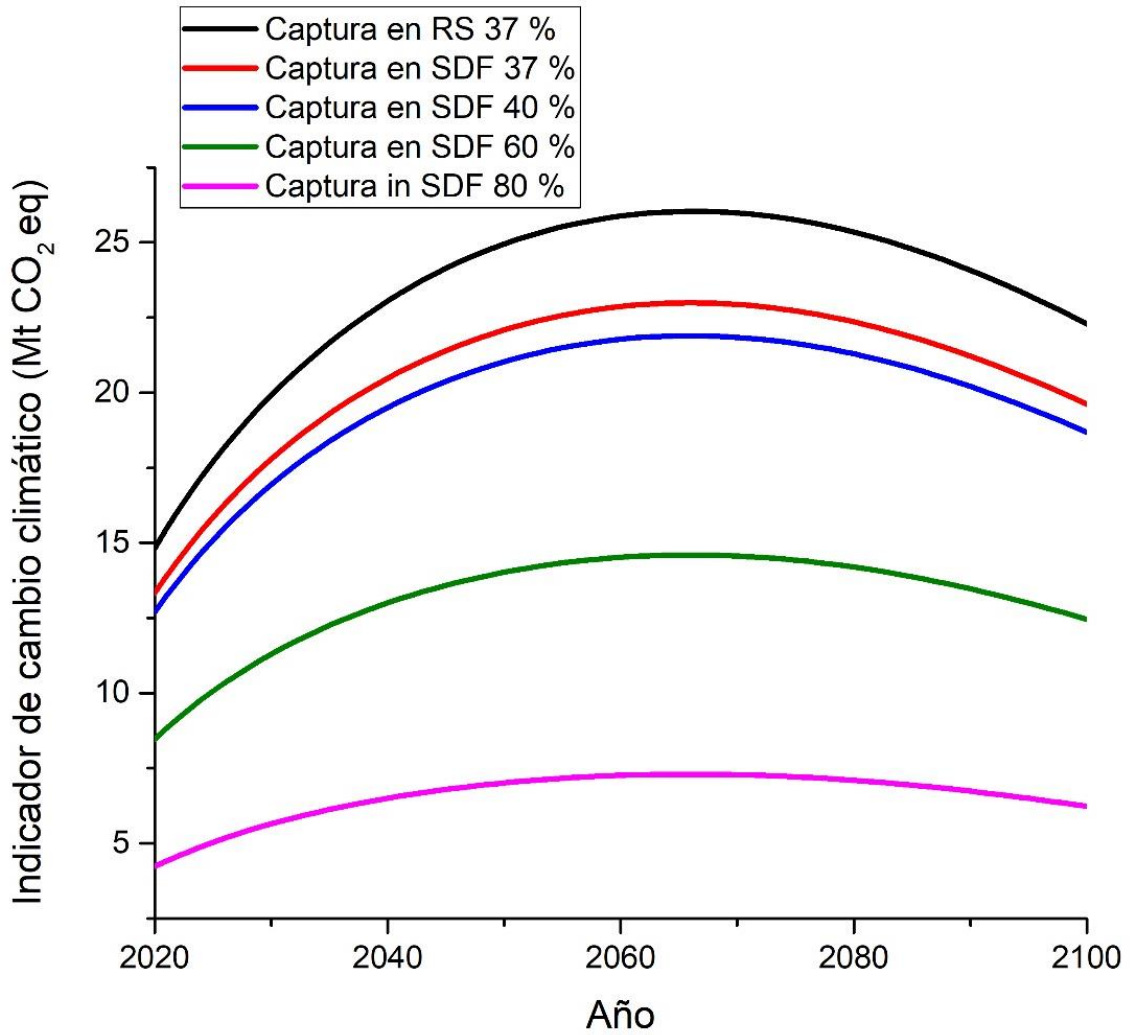


Figura 25. Indicador de cambio climático para análisis de sensibilidad de eficiencia de captura

3.2.1 Evaluación económica de escenarios sin aprovechamiento energético.

La **Figura 26** muestra los datos de superficie del relleno y de RSU dispuestos para 66 SDF de Latinoamérica. El coeficiente de ajuste de la regresión lineal (R^2) fue de 0.717. Otras variables de la gestión de RSU han sido correlacionados con este método por Lima *et al.* [46], quienes reportaron R^2 de

hasta 0.6 entre las variables de generación de RSU, recolección de RSU y población.

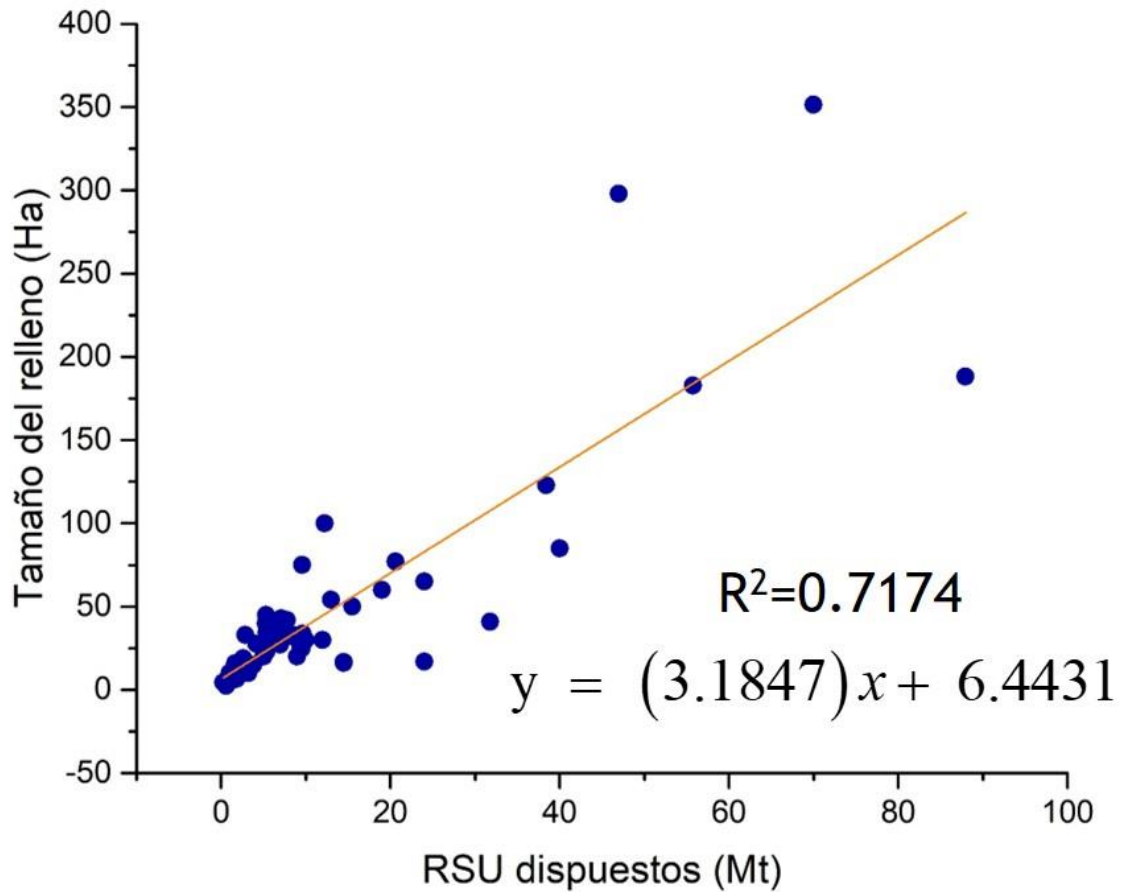


Figura 26. Regresión para las variables de tamaño del relleno y residuos sólidos urbanos dispuestos

Los costos nacionales de implementación del escenario de quema del biogás se estimaron en 696.460 MUSD. Este costo representa el 35 % del gasto asignados a limpieza y manejo de residuos para el año 2019 de los municipios [124], que de acuerdo con la Ley de prevención y gestión integral de los residuos son los encargados de la gestión de los RSU [25]. Este resultado sugiere que probablemente la mayoría de los municipios no cuentan con los recursos suficientes para la implementación de este escenario, especialmente considerando

que los principales costos de la gestión de los RSU están asociados a las etapas de recolección y no de disposición final [125]. El Banco Mundial, el Banco Interamericano de Desarrollo y el Mecanismo de Desarrollo Limpio de la Organización de las Naciones Unidas pueden explorarse como fuentes de financiamiento para lograr la implementación de estos proyectos de mitigación de emisiones en la gestión del biogás.

Los costos de abatimiento para el escenario de quema y captura del biogás para México, fueron de 1.93 USD t CO₂ eq. Este valor es superior al reportado por Dedinec *et al.* [112] quienes determinaron para Croacia costos de abatimiento de 0.5 USD t CO₂ eq. La diferencia entre ambos resultados puede atribuirse a que el mencionado estudio consideró un escenario base sin quema y captura del biogás, lo que permite un mayor potencial de abatimiento. Una evaluación con esta consideración mostró un valor similar de 0.49 USD t CO₂ eq.

La **Figura 27a** muestra la mitigación de emisiones por unidad de costo para todos los SDF donde se consideró la implementación los sistemas de quema y captura del biogás. Se observan que la mayoría de los SDF (90 %) tienen una mitigación por costo menor a 1 t CO₂ eq USD⁻¹. Esto se debe a que la mayoría de estos SDF son pequeños, por lo que tienen un bajo potencial de mitigación de emisiones. Los SDF con mayor potencial de mitigación se presentaron en las regiones de Golfo México, Noroeste y Centro Sur; las cuales a su vez las regiones con mayor potencial de mitigación por unidad de costo, como se muestra en la

Figura 27b. Estos resultados sugieren que los tomadores de decisión pueden priorizar estas regiones y los SDF anteriormente mencionados para la implementación de sistemas de quema y captura del biogás.

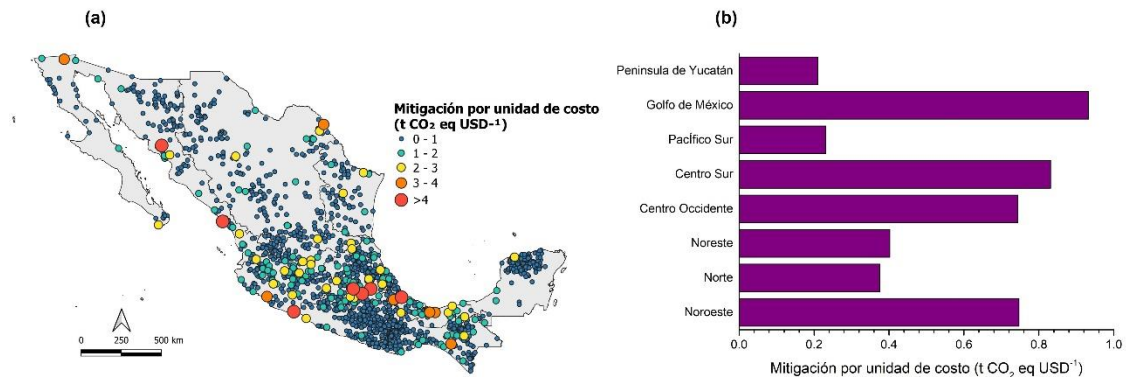


Figura 27. (a) Mitigación por unidad de costo por sitio de disposición final y (b) Mitigación por unidad de costo para las regiones económicas de México

3.3. ESCENARIOS DE APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO DEL BIOGÁS

3.3.1. Evaluación ambiental

3.3.1.1. Inventario

La **Figura 28** muestra los diferentes métodos de gestión del biogás de los escenarios evaluados para el año 2022, donde se observa que en el escenario base predomina la quema (1028 Gm³) debido al poco aprovechamiento energético del biogás. El volumen biogás utilizado para generación de energía incrementó de manera similar para los escenarios 1, 2 y 3 (5.7, 5.8 y 5.7 veces, respectivamente), representando hasta un 86 % del total de biogás capturado. La fracción de biogás

aprovechable en México es mayor a la reportada por Fei *et al.* [45] para China, quienes encontraron para un potencial de uso para energía eléctrica de 70 % . No obstante, el trabajo anteriormente mencionado consideró la generación de biogás de todos los SDF del país, lo que aumenta la cantidad de biogás que no puede ser usado energéticamente. La **Figura 28**, también muestra que el uso como combustible industrial del biogás incrementó solo en 2 % la cantidad de biogás utilizable, respecto a los escenarios 1 y 3. Este resultado sugiere que, además de las variables discutidas en secciones anteriores como tamaño de los SDF, las tendencias de gestión de RSU y su regionalización, la ubicación de los SDF respecto a facilidades industriales puede ser un factor a consideración para aumentar el potencial de biogás aprovechable energéticamente.

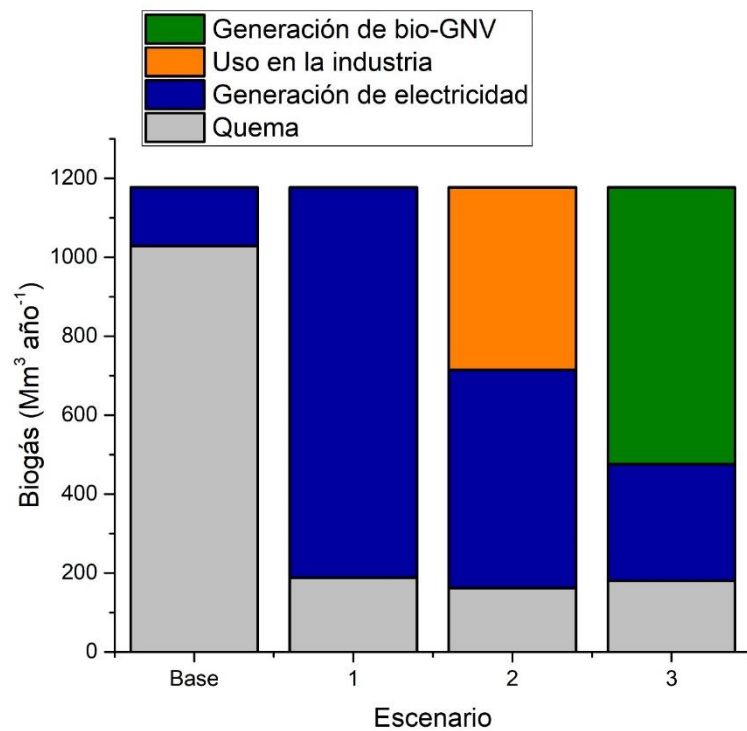


Figura 28. Métodos de gestión de biogás para el biogás capturado en el año 2022 para los escenarios evaluados

La **Figura 29** describe la generación energética por la unidad funcional (biogás capturado en el año 2022), donde se observa como la diversificación del uso energético del biogás aumenta su potencial energético. El Escenario 1 presentó una generación de 1.4 kWh UF⁻¹, lo que representa una producción de electricidad de 1692 GWh año⁻¹. Esta generación de electricidad significa un incremento de 15 veces, respecto al escenario base, y puede reemplazar el 0.5 % del consumo eléctrico nacional [120]. El Escenario 2 mostró una generación de energía de 2.15 kWh UF⁻¹, donde el biogás usado en la industria siderúrgica (1589 GWh año⁻¹) puede sustituir 7.8 % del gas natural. El Escenario 3 presentó una generación energética DE 3.34 kWh UF⁻¹, donde la producción de bio-GNV se estimó en 3679 GWh año⁻¹, representando 0.83, 2.3 y 5.4 % del consumo nacional de gasolina, diésel y GNV, respectivamente, en el sector transporte [126].

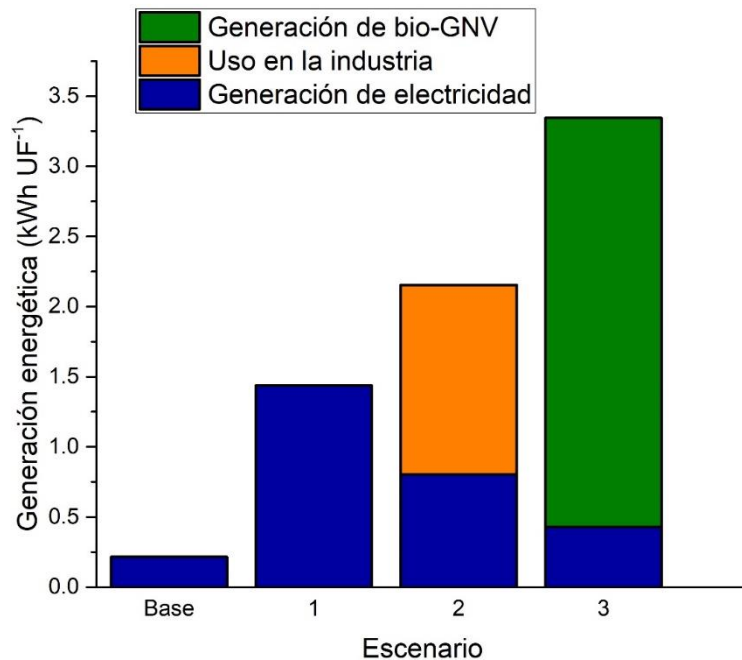


Figura 29. Generación de energía para los escenarios evaluados

Los resultados del potencial de generación de electricidad están acordes con los de otros países en vías de desarrollo como Brasil, donde se ha estimado una capacidad instalada para generación de electricidad de 0.3 % del total de capacidad [46] y una generación de biometano que puede suplir el 6 % del consumo de gas natural. Regiones como la Unión Europea han logrado aumentar el uso energético del biogás incluyendo otras fuentes de biogás como las plantas de tratamiento de agua, plantas de codigestión, plantas de digestión anaerobia [127] hasta alcanzar una generación de 58 TWh (72 % de la electricidad mundial generada a partir de biogás) [128]. Además, un potencial de generación de biometano que representa hasta el 4 % del total de consumo de energía primaria [129], junto con una generación de 160 Mm³ de bio-GNV con 697 estaciones de servicio [128].

La **Figura 30** muestra las matrices de generación de electricidad para las regiones económicas de México, donde se observa que existe heterogeneidad entre las tecnologías que utiliza cada región para la generación de electricidad. Las regiones del norte presentan una mayor participación de combustibles fósiles (superior a 79 %), a pesar de contar con los estados de mayor potencial para generación de electricidad en tecnologías como solar (Chihuahua, 23 %; Sonora, 22 %) y eólica (Coahuila, 20 %, Tamaulipas, 17 %) [130]. La preponderancia de combustibles fósiles en estas regiones, específicamente del gas natural, puede explicarse por la cercanía con los Estados Unidos, que es el principal exportador

de gas natural a México. En 2021, México importó 4806 Mpcd (78 % del consumo de gas seco del mercado), donde el 94 % provino de Estados Unidos [131].

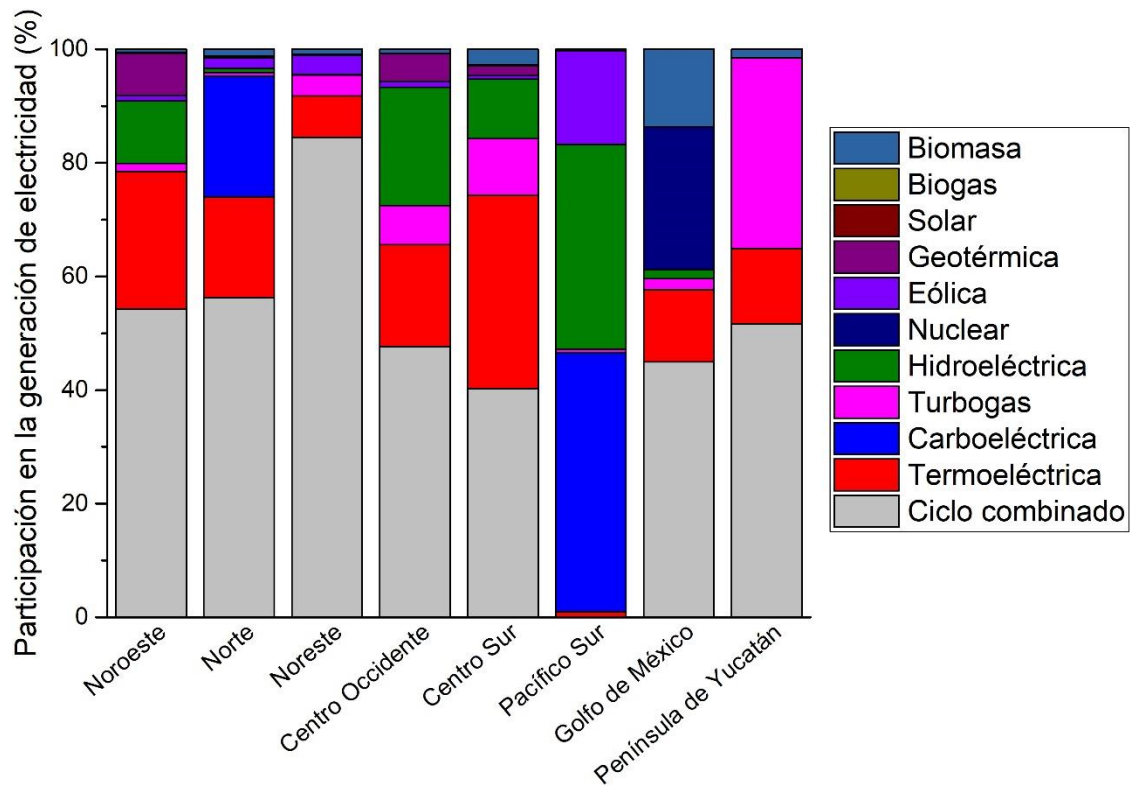


Figura 30. Matrices de generación de electricidad por región económica.

Las regiones del centro y sur del país tienen una matriz más diversificada, con mayor presencia de energías limpias. Por ejemplo, la región de Golfo de México genera 25.2 % de electricidad a partir de nucleoelectrónica y 13.6 % de biomasa, Pacífico Sur 36.0 % con hidroeléctrica y 16.5 % a partir de energía eólica y la región Centro Occidente con 26.5 % de generación en hidroeléctricas. La excepción es la Península de Yucatán cuya matriz está compuesta en más de 98 % por combustibles fósiles. La alta participación de energías limpias y renovables en las regiones centro y sur del país se explica porque cuentan con los estados con

mayor potencial de generación eléctrica a partir de hidroeléctricas (Chiapas, 40 %; Veracruz, 13 %; Oaxaca 10 %) y biomasa (México, 47 %; Veracruz, 15 %) [130].

3.3.1.2. Evaluación del impacto

La **Figura 31** muestra el indicador de cambio climático para los escenarios evaluados de aprovechamiento energético del biogás. El escenario base presentó los impactos ambientales netos más altos ($0.111 \text{ kg CO}_2 \text{ eq UF}^{-1}$) debido a la baja tasa de uso energético del biogás (12.6 %). Los créditos ambientales de este escenario mitigaron solo 56 % del total de emisiones de GEI.

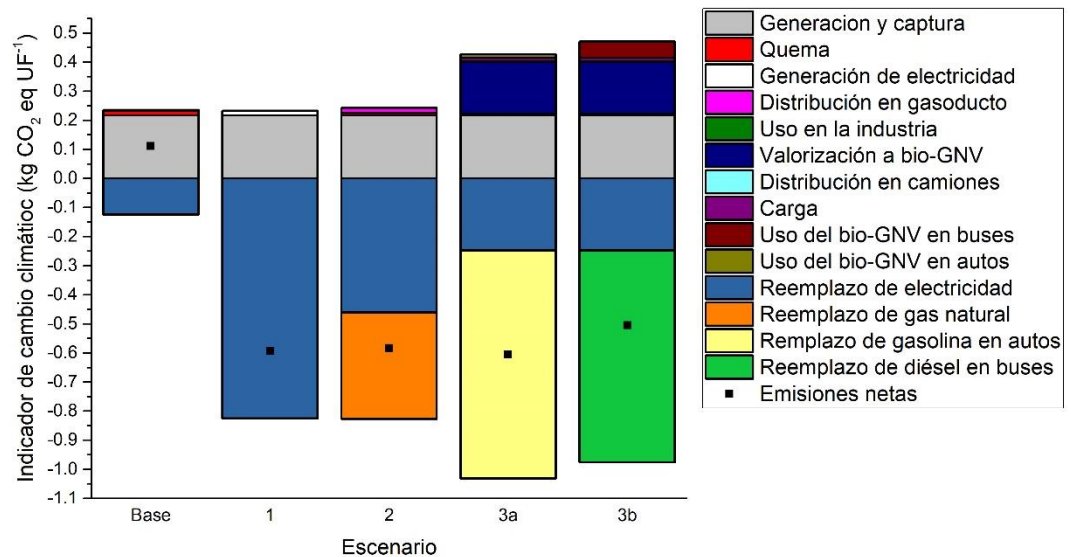


Figura 31. Indicador de cambio climático para los escenarios evaluados de aprovechamiento energético del biogás

El Escenario 1 presentó un impacto en el indicador de cambio climático de $-0.593 \text{ kg CO}_2 \text{ eq UF}^{-1}$, donde el reemplazo de electricidad mostró unos créditos ambientales de $0.82 \text{ kg CO}_2 \text{ eq UF}^{-1}$. Algunos escenarios con impactos netos negativos (créditos ambientales) para la generación de electricidad han sido reportados anteriormente. Beylot *et al.* [55] encontraron ganancias ambientales de

aproximadamente 40 kg CO₂ t⁻¹ RSU por la generación de electricidad a partir de biogás en Francia, mientras que Silva-Chávez *et al.* [53] determinaron créditos de 155 kg CO₂ t⁻¹ FORSU en peso seco para un RS de Ciudad de México. Las ganancias ambientales del Escenario 1 en comparación con los impactos del Escenario base, muestran que los formuladores de políticas pueden incluir la generación de electricidad en ciertos SDF como medida de mitigación para lograr los compromisos ambientales de México, ya que se pueden mitigar 0.698 Mt CO₂ eq al año.

El Escenario 2 mostró créditos ambientales de 0.584 kg CO₂ eq UF⁻¹. El menor impacto ambiental positivo de este escenario, respecto al Escenario 1, se debe a que la producción de gas natural causó menos emisiones de GEI que la producción de electricidad en México, por lo que el reemplazo de 1 kWh de electricidad genera 1.12 veces más créditos ambientales que el reemplazo de 1 kWh de gas natural. Estos resultados son similares a los encontrados por Ncube *et al.* [132] quienes encontraron que en Canadá la generación de electricidad a partir de biogás ocasionaba créditos ambientales de 0.67 kg CO₂ eq, en comparación con la electricidad de la matriz; mientras que el reemplazo de gas natural producía impactos ambientales de 0.9 kg CO₂, respecto al gas natural fósil. Los menores créditos ambientales del Escenario 2 sugieren que los tomadores de decisión deben priorizar la generación de electricidad sobre el uso del biogás

como combustible en la industria, mientras no se incremente sustancialmente la participación de las energías renovables en la matriz eléctrica de México.

El Escenario 3a produjo los mayores beneficios ambientales ($0.605 \text{ kg CO}_2 \text{ eq UF}^{-1}$) de los escenarios evaluados. El desempeño ambiental mejorado se presentó a pesar de que, el reemplazo de la gasolina ($0.269 \text{ kg CO}_2 \text{ eq kWh}^{-1}$) causa menos beneficios ambientales que la sustitución de electricidad de la matriz de México ($0.574 \text{ kg CO}_2 \text{ eq kWh}^{-1}$). Este resultado se explica por la mayor eficiencia energética del Escenario 3 que es 75 % superior al del Escenario 1 y 55 % al del Escenario 2, como se muestra en la **Figura 29**.

El Escenario 3b presentó los menores créditos ambientales de los escenarios de aprovechamiento energético ($0.505 \text{ kg CO}_2 \text{ eq UF}^{-1}$). Esto como consecuencia del impacto de las etapas de valorización a bio-GNV ($0.178 \text{ kg CO}_2 \text{ eq UF}^{-1}$) y el uso del bio-GNV en buses ($0.057 \text{ kg CO}_2 \text{ eq UF}^{-1}$), junto con los menores créditos ambientales por el reemplazo del diésel en autobuses. El impacto de la valorización del biogás a bio-GNV, también presentado en el Escenario 3a, es influenciado por la tecnología de remoción de CO_2 . En este estudio se consideró el *scrubber* de agua, el cual presenta menores impactos en el indicador de cambio climático, en comparación con otras tecnologías como adsorción con oscilación de presión y separación con membranas [89]. El uso del bio-GNV en autobuses mostró mayor impacto debido al mayor factor de emisión ($1.4\text{E-}01 \text{ kg CO}_2 \text{ eq m}^{-3} \text{ bio-GNV}$) en comparación con el factor de emisión en

automóviles ($4.3E-03$ kg CO₂ eq m⁻³ bio-GNV). Los menores créditos ambientales por el reemplazo de combustible del Escenario 3b, respecto al 3a, se explica por las mayores emisiones de GEI de los motores a gasolina (156 kg CO₂ eq km⁻¹) en comparación con los motores diésel (120 kg CO₂ eq km⁻¹). Estos resultados son consistentes a los reportados por Silva-Chávez *et al.* [53] quienes encontraron que un escenario de generación de electricidad a partir de biogás presentaba 38 % más de créditos ambientales en comparación con el escenario de producción de bio-GNV para reemplazo de diésel.

Los resultados del indicador de cambio muestran que, a escala nacional, los beneficios ambientales son similares para los diferentes escenarios de aprovechamiento energético. Sin embargo, la evaluación escala a regional mostró que la ubicación geográfica de los SDF influye en los impactos ambientales de los diferentes escenarios, como se observa en la **Figura 32**. Algunas zonas como la región Norte presentaron las mayores ganancias ambientales en el Escenario 1 (0.75 kg CO₂ eq UF⁻¹), que puede ser atribuido a la mayor cantidad de créditos ambientales que se obtienen por reemplazar electricidad en esta región (**Figura 33**). En contraste, el escenario 3a mostró mejor desempeño ambiental para regiones como el Golfo de México debido a tener una matriz de generación de electricidad con menor impacto ambiental (**Figura 33**). Por otra parte, el Escenario 2 mostró presentó mayores créditos ambientales que el Escenario 1 en regiones como el Noreste y Centro Occidente, donde se concentran el 23 y 17 % de las empresas del sector siderúrgico. Estos hallazgos favorecen la premisa de la

relevancia de las consideraciones regionales para la definición de estrategias de mitigación, ya que permite establecer zonas y tecnologías prioritarias para lograr la descarbonización transversal de sectores como los residuos, la energía y el transporte.

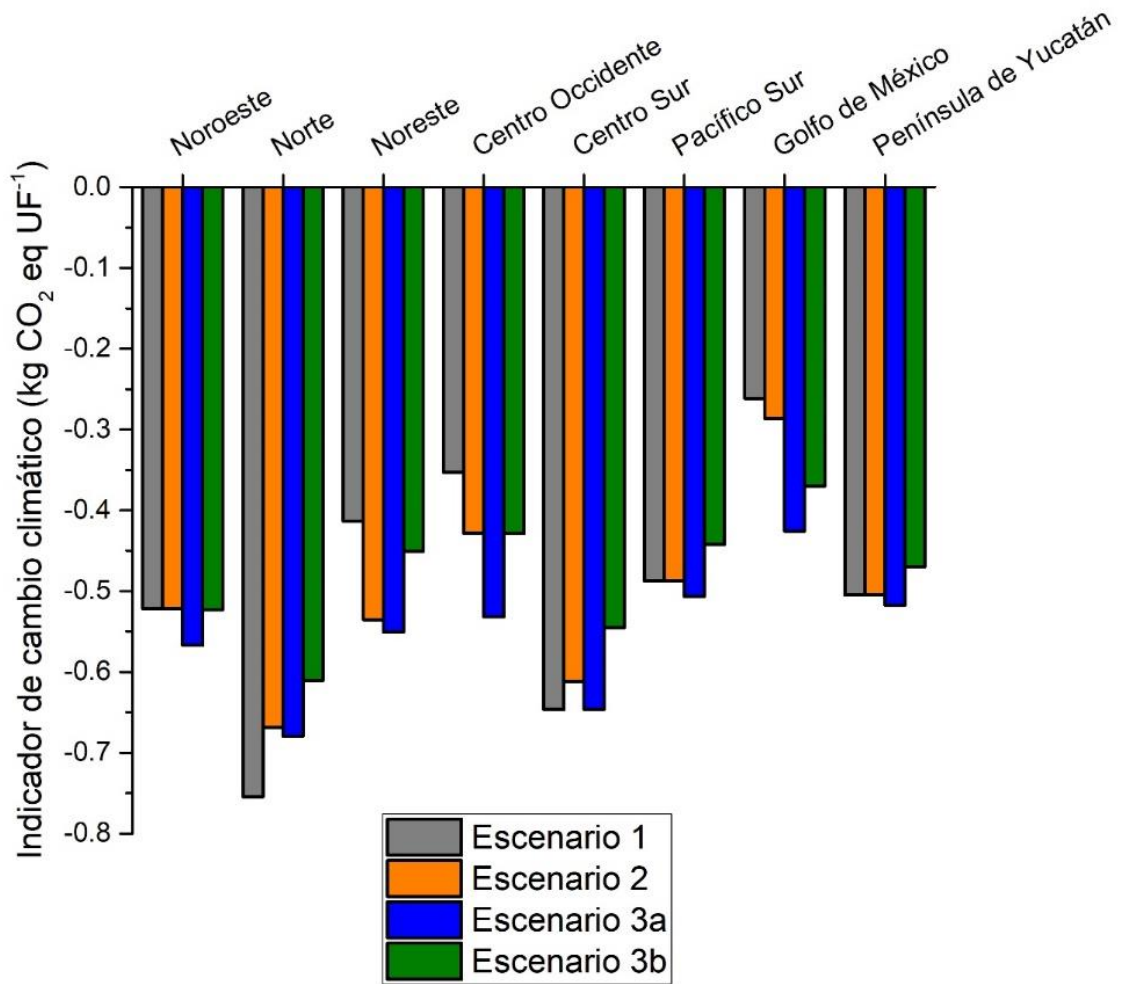


Figura 32. Indicador de cambio climático para los escenarios de aprovechamiento energético por región

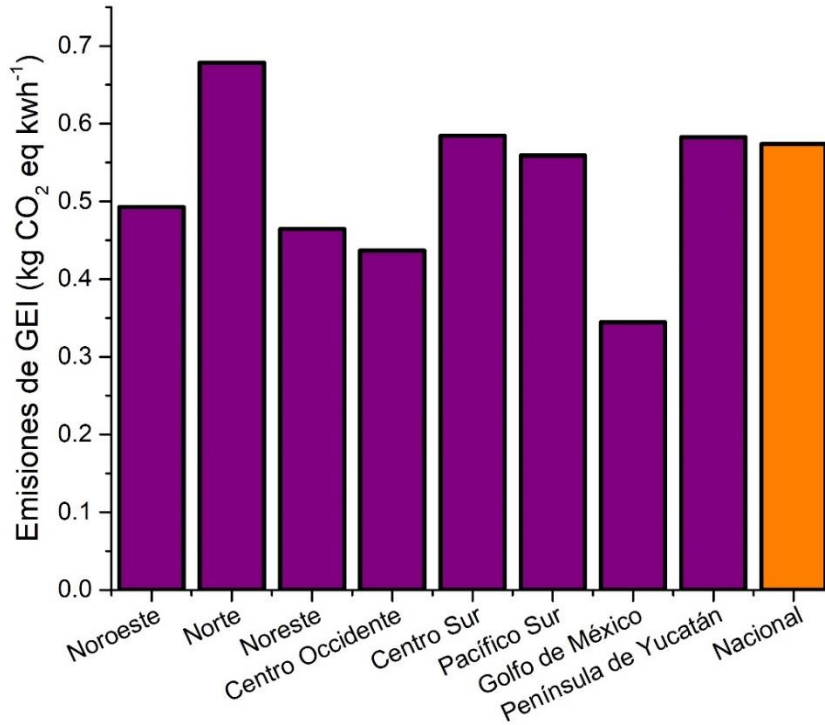


Figura 33. Emisiones de GEI por generación de electricidad para las matrices regionales

3.3.1.3 Análisis de sensibilidad

La Figura 34 describe el análisis de sensibilidad del factor de eficiencia de captura en el indicador de cambio climático, donde se observa que a eficiencias bajas de captura (20 %) el Escenario 2 fue el de mayores créditos ambientales (- 0.38 kg CO₂ eq UF⁻¹). La explicación de este resultado consiste en que, con estas eficiencias, menos SDF cuentan con el flujo mínimo necesario para la implementación de proyectos de generación de electricidad o de valorización a bio-GNV, por lo que gran parte del biogás de los escenarios 1, 3a y 3b es quemado. A medida que la eficiencia de captura aumenta, más SDF alcanzan las condiciones de flujo requeridas, por lo que se produce mayor cantidad de electricidad y bio-

GNV a partir del biogás, que permiten los mayores beneficios ambientales del escenario 3a y 1 (-0.671 y -0.657 kg CO₂ eq UF⁻¹ para el escenario de 100 %, respectivamente). Estos resultados están de acuerdo con estudios previos que han encontrado que un incremento de 20% de la eficiencia de captura de biogás puede incrementar la mitigación de GEI en más de 40 % [133].

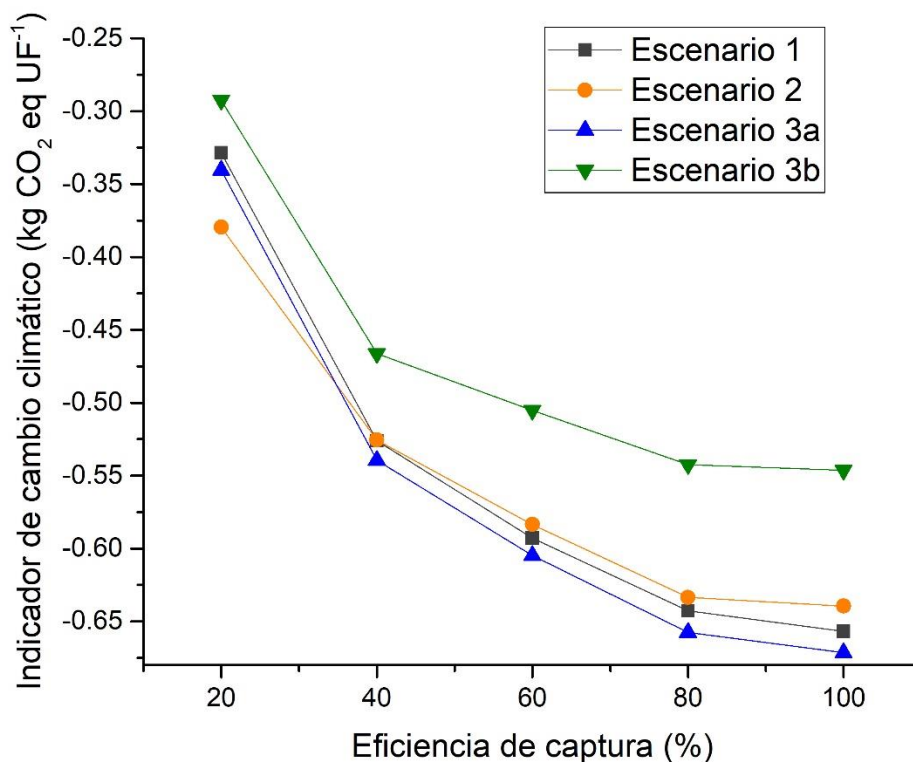


Figura 34. Análisis de sensibilidad de la eficiencia de captura en el indicador de cambio climático.

La **Figura 35** representa el análisis de sensibilidad de la participación de energías limpias en el indicador de cambio climático, donde se observa como el Escenario 1 es el de mayor beneficio ambiental (0.660 kg CO₂ eq UF⁻¹) cuando la matriz de generación de electricidad está compuesta con menos de 15 % de energías renovables. Una participación 30 % de energías limpias en la matriz

disminuye los créditos ambientales del escenario 1 hasta un 29.2%. Este resultado es importante debido a que México planea aumentar la participación de energías limpias hasta un 43 % para el 2030 [19]. Esta meta sugiere que en el mediano plazo los formuladores de políticas deben considerar el uso industrial del biogás y su valorización a bio-GNV como estrategias para lograr una mayor mitigación de emisiones debido a la inminente descarbonización de la generación de electricidad en México.

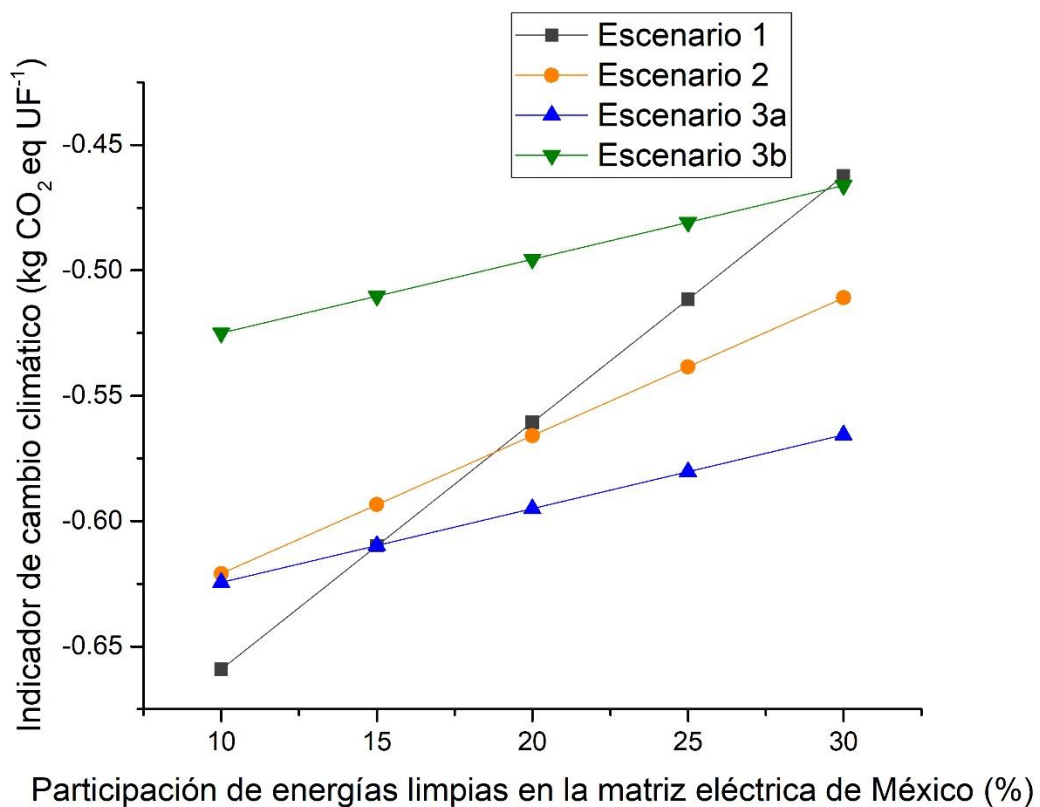


Figura 35. Análisis de sensibilidad de la participación de energías limpias en la matriz eléctrica de México en el indicador de cambio climático.

La **Figura 36** muestra el indicador de cambio climático para el análisis de sensibilidad de la distancia a industrias del Escenario 2, donde se observa que

distancias menores a 7 km muestran resultados similares de beneficios ambientales. La menor ganancia ambiental de la distancia de 5 km (distancia del escenario base) puede ser explicada por las fracciones de biogás usada para electricidad (47.0 %) y para uso industrial (39.2 %), las cuales presentan créditos ambientales de $-0.461 \text{ kg CO}_2 \text{ eq UF}^{-1}$ y $-0.365 \text{ kg CO}_2 \text{ eq UF}^{-1}$ por la sustitución de electricidad y gas natural, respectivamente, como se muestra en la **Figura 28**. Cuando la distancia es superior a 7 km los beneficios ambientales incrementan a $-0.608 \text{ kg CO}_2 \text{ eq UF}^{-1}$. La explicación a este resultado es que el uso del biogás en la industria siderúrgica a largas distancias ($>7 \text{ km}$), aumenta la fracción de biogás que anteriormente no podía ser utilizada para generación de electricidad por no cumplir las condiciones de flujo requeridas. Por ejemplo. A la distancia de 1 km la fracción de biogás disponible para uso energético es de 84 % mientras que a 9 km aumenta a 90.4 %.

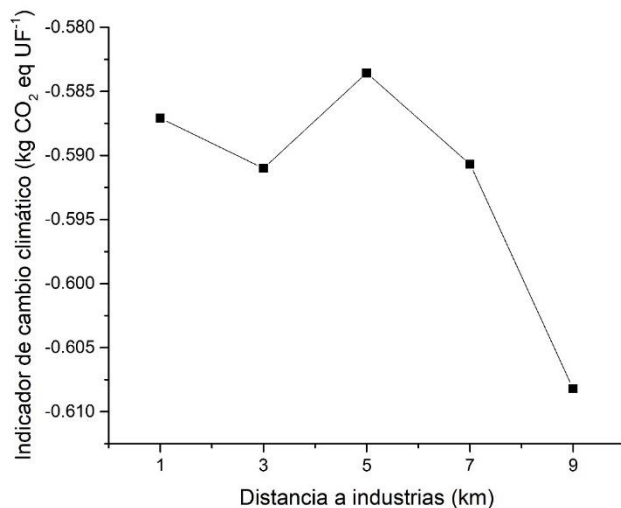


Figura 36. Análisis de sensibilidad de la distancia a las industrias siderúrgicas para el indicador de cambio climático.

3.3.2. Evaluación económica

La **Figura 37** muestra la ganancia neta de los usos energéticos del biogás, donde se observa que el escenario 3 presenta la menor ganancia neta con -150 MMUSD, que representa 29.5 y 32.5 % menos de GN respecto a los escenarios S1 y S3. Otros estudios han reportado que la producción de biometano puede ser hasta tres veces más costosa que la generación de electricidad [134]. Similarmente a la evaluación ambiental, la UN de la producción de bio-GNV es fuertemente influenciada por la tecnología de valorización. La tecnología seleccionada en el presente estudio (*scrubber* de agua) es una de las menos costosas [135]. De esta figura también puede observarse que la UN para todos los escenarios es negativa. Esta situación implica que los proyectos de biogás de RS requieren incentivos para alcanzar la factibilidad como puede ser los bonos de carbono o subsidios.

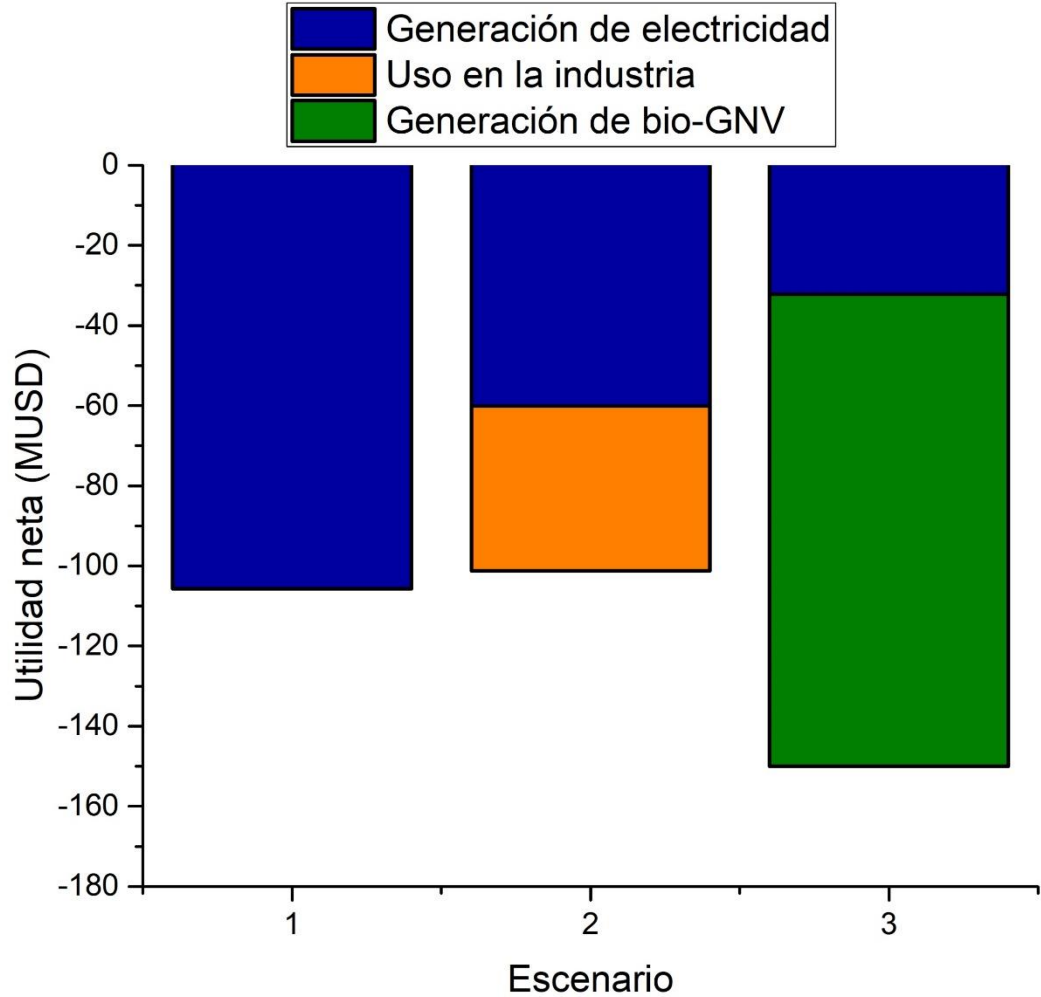


Figura 37. Costo para los escenarios de aprovechamiento energético

La Figura 38 describe el análisis de sensibilidad del precio del bono de carbono para la UN donde se muestra que para el precio actual del bono de carbono (1.8 USD t CO₂ eq⁻¹) o para los máximos precios registrados (30 USD t CO₂ eq⁻¹) [136] todos los escenarios presentan UN negativa. Este resultado difiere del reportado por Njoku *et al.* [137], quienes reportaron factibilidad de implementación con un crédito de carbono de 16.3 USD t CO₂ eq⁻¹. Esta diferencia

puede ser explicada debido a que ese estudio consideró un precio más alto de electricidad ($0.08 \text{ USD kWh}^{-1}$) y mayores emisiones del escenario base.

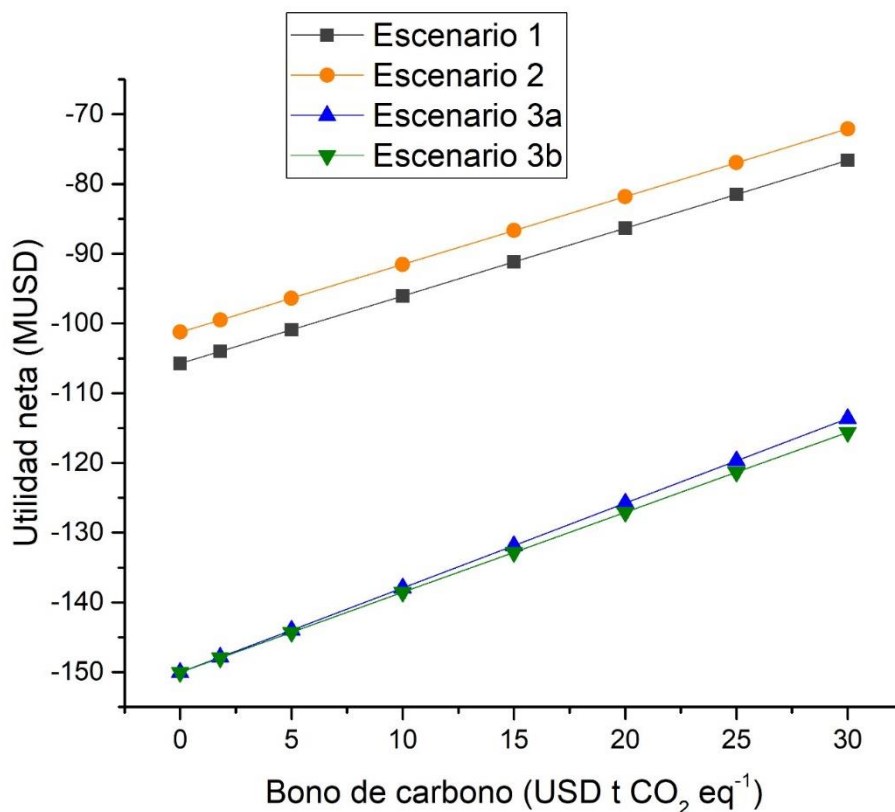


Figura 38. Análisis de sensibilidad del precio del bono de carbono

La **Figura 39** describe el análisis de sensibilidad de la implementación de subsidios, Los subsidios fueron basados en un esquema de tarifa presencial, el cual depende del precio del mercado [138]. En este esquema, el valor del subsidio, es un porcentaje del precio de venta de la energía convencional. Este enfoque fue escogido ya que facilita la comparación entre tecnologías y genera un mayor apoyo [139]. En la figura se observa que el escenario S3 puede ser el más factible con subsidios de 80%. Este subsidio representa $50.78 \text{ USD MWh}^{-1}$ para bio-GNV

y 37.02 USD MWh⁻¹ para electricidad. Estos incentivos son menores a otros reportados por Anaya-Reza *et al.* [140], quienes encontraron puntos de equilibrio para la producción de bio.GNV y electricidad en México con subsidies de 310 USD MWh⁻¹ y 135 USD MWh⁻¹, respectivamente. Sin embargo, ese estudio consideró procesos de digestion anaerobia que son mucho más costosos [141]

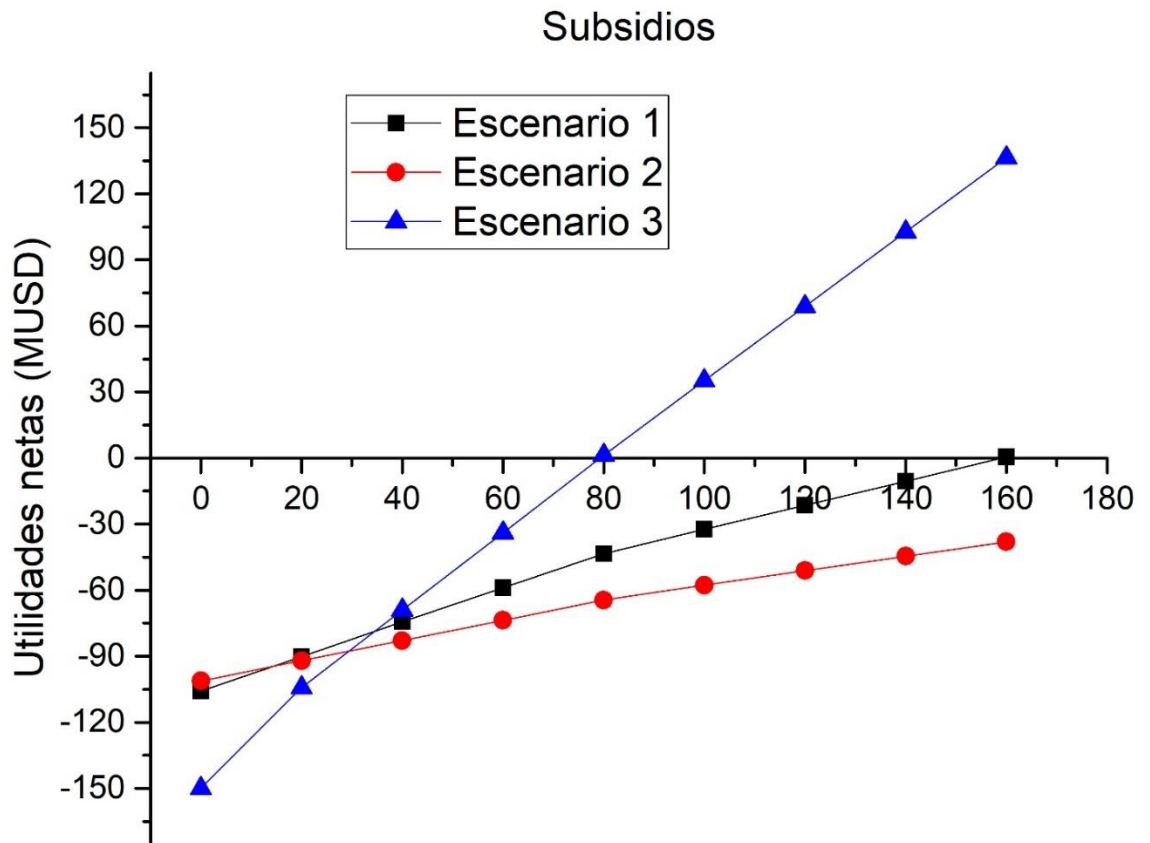


Figura 39. Análisis de sensibilidad del porcentaje de subsidio

CAPÍTULO IV

4. CONCLUSIONES

Este estudio realizó un diagnóstico espacial sobre algunas de las características más relevantes de la disposición final en México como composición de los RSU, número, distribución, tipo y antigüedad de los SDF, junto con la evaluación temporal de emisión del biogás y su potencial energético. Uno de los principales resultados encontrados fue que México tiene en operación 2034 SNC, los cuales contribuyen con 24 % de las emisiones nacionales de biogás. Este número de SNC dificulta el alcance de los compromisos de México en el sector residuos dentro de las contribuciones previstas y determinadas en el marco del Acuerdo de París que consisten en la captura de biogás en cada SDF para el año 2030. Por otro lado, algunas estrategias como la reducción de los RSU dispuestos y la inclusión de un mayor número de SDF regionales pueden ser alternativas de mitigación.

La composición de los RSU (50 %) y la fracción de RSU dispuesto (65 %) favorecen el uso del biogás para producir electricidad. El potencial de generación eléctrica de México a partir de biogás de SDF para el año 2021 fue de hasta 2664 GWh. Este potencial ha sido incipientemente utilizado (220 GWh) debido a que solo 8 SDF tienen la tecnología para la generación de electricidad con el biogás.

Las políticas públicas pueden orientarse a la proposición de incentivos económicos y formulación de condiciones para un mercado de biogás, que incremente el número de SDF que usan el biogás para recuperación energética. Este estudio identificó las regiones del centro y norte de México como las zonas que podrían beneficiarse de estas políticas.

La segunda sección del trabajo se enfocó en una evaluación ambiental y económica de la captura y quema del biogás en el período 2020-2100. Los resultados del análisis de sensibilidad de los escenarios de captura sugieren que los esfuerzos de mitigación de emisiones en el sector de residuos no deben solo enfocarse en la instalación de infraestructura para la captura del biogás, sino en asegurar una reconversión de los SNC a RS que permita un mayor volumen de biogás capturado, ya que el escenario de eficiencia de captura de 80 %, puede mitigar hasta un 71 % de las emisiones en comparación con el escenario base

El escenario de reducción de disposición de RSU de 100 % mostró una mitigación de emisiones de GEI promedio anual de 9.73 Mt CO₂ eq. Esta mitigación es superior a la que se puede lograr en un escenario de generación de electricidad (2.71 Mt CO₂ eq con el máximo potencial de generación de electricidad). Estos resultados sugieren que los tomadores de decisión deben considerar la transición de la gestión de los RSU a mediano y largo plazo hacia esquemas menos dependientes de la disposición final, que incluyan reducción de la generación y separación desde la fuente de RSU. También un aumento en las

tasas de reciclaje y composta, junto con la implementación de métodos de valorización energética como incineración y digestión anaerobia.

La evaluación económica de la captura y quema del biogás determinó que la implementación de esta tecnología a nivel nacional requiere una inversión de 696.460 MUSD. Este resultado sugiere que probablemente este costo exceda los presupuestos de los municipios que son los encargados de la gestión de los RSU, por lo que deben buscarse financiación mediante bancos multilaterales o mecanismos de cooperación extranjera enfocados en proyectos de desarrollo limpio que permitan la viabilidad de implementación de este escenario.

La evaluación ambiental de los escenarios de aprovechamiento energético del biogás mostró que, bajo las condiciones actuales, la generación de electricidad, el uso en la industria siderúrgica y la conversión a bio-GNV para reemplazo de gasolina presentaron beneficios ambientales similares (-0.593, -0.584 y -0.695 kg CO₂ eq UF⁻¹, respectivamente). Sin embargo, en escenarios de incremento en las tasas de captura y participación de energías limpias, el escenario de producción de bio-GNV para reemplazo de gasolina (escenario 3a), mostró las mayores ganancias ambientales con -0.671 y -0.466 kg CO₂ eq UF⁻¹. Estos resultados denotan la importancia de que los tomadores de decisión consideren los escenarios de descarbonización de sectores como el de residuos y el energético para la implementación de proyectos intersectoriales de mitigación de emisiones del biogás de SDF.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] C. Pratt and K. Tate, "Mitigating Methane: Emerging Technologies to Combat Climate Change's Second Leading Contributor," *Environ Sci Technol*, vol. 52, no. 11, pp. 6084–6097, 2018, doi: 10.1021/acs.est.7b04711.
- [2] IPCC, "Climate change 2014. Synthesis Report," 2014. doi: 10.1017/CBO9781107415324.
- [3] C. Xiaoli, D. J. Tonjes, and D. Mahajan, "Methane emissions as energy reservoir : Context , scope , causes and mitigation strategies," *Prog Energy Combust Sci*, vol. 56, pp. 33–70, 2016, doi: 10.1016/j.pecs.2016.05.001.
- [4] C. Pratt and K. Tate, "Mitigating Methane: Emerging Technologies to Combat Climate Change's Second Leading Contributor," *Environ Sci Technol*, vol. 52, no. 11, pp. 6084–6097, 2018, doi: 10.1021/acs.est.7b04711.
- [5] J. Walsh *et al.*, "Our changing climate," in *Climate Change Impacts in the United States: The Third National Climate Assessment*, no. October, 2014, pp. 19–67. doi: 10.7930/J0KW5CXT.Recommended.
- [6] T. A. Carleton and S. M. Hsiang, "Social and economic impacts of climate," *Science (1979)*, vol. 353, no. 6304, pp. 1112–1128, 2016, doi: 10.1126/science.aad9837.
- [7] OMS, "Quantitative risk assessment of the effects of climate change on selected causes of death, 2030s and 2050s," 2014.
- [8] EPA, "Anthropogenic non-CO2 greenhouse gas emissions: 1990-2020," 2006.
- [9] EPA, "Global mitigation of non-CO2 greenhouse gases: 2010-2030," Washington DC, 2013. Accessed: Nov. 19, 2022. [Online]. Available: https://www.epa.gov/sites/default/files/2016-06/documents/mac_report_2013.pdf
- [10] S. Kaza, L. C. Yao, P. Bhada-Tata, and F. van Woerden, "What a waste 2.0: A Global Snapshot of Solid Waste Management to 2050," Washington, D.C., 2018. Accessed: Nov. 20, 2022. [Online]. Available: <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/30317>
- [11] M. Margallo, K. Ziegler-Rodriguez, I. Vázquez-Rowe, R. Aldaco, Á. Irabien, and R. Kahhat, "Enhancing waste management strategies in Latin

America under a holistic environmental assessment perspective: A review for policy support," *Science of the Total Environment*, vol. 689, pp. 1255–1275, 2019, doi: 10.1016/j.scitotenv.2019.06.393.

- [12] S. Li, H. Kyul, M. Macauley, K. Palmer, and J. Shih, "Assessing the role of renewable energy policies in land fill gas to energy projects ☆," *Energy Econ*, vol. 49, pp. 687–697, 2015, doi: 10.1016/j.eneco.2015.03.022.
- [13] Q. Aguilar-Virgen, P. Taboada-González, S. Ojeda-benítez, and S. Cruz-sotelo, "Power generation with biogas from municipal solid waste : Prediction of gas generation with in situ parameters," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 30, pp. 412–419, 2014, doi: 10.1016/j.rser.2013.10.014.
- [14] P. O. Njoku, J. N. Edokpayi, and J. O. Odiyo, "Health and environmental risks of residents living close to a landfill: A case study of thohoyandou landfill, Limpopo province, South Africa," *Int J Environ Res Public Health*, vol. 16, no. 12, pp. 1–27, 2019, doi: 10.3390/ijerph16122125.
- [15] EPA, "Non CO2 greenhouse gas data tool," 2020. <https://cfpub.epa.gov/ghgdata/nonco2/> (accessed Oct. 21, 2020).
- [16] SEMARNAT, "Informe de la Situación del Medio Ambiente en México. Compendio de Estadísticas Ambientales. Indicadores Clave de Desempeño Ambiental y de Crecimiento Verde.," 2016.
- [17] Congreso de los Estados Unidos Mexicanos, *Ley general de cambio climático*. México, 2012, pp. 1–58.
- [18] ONU, "Convención Marco sobre el Cambio Climático - Noviembre de 2015, COP 21," vol. 70371, pp. 1–40, 2015.
- [19] Gobierno de México, "Compromisos de mitigación y adaptación ante el cambio climático para el período 2020-2030 - México," 2017. doi: 10.29057/icea.v5i9.2126.
- [20] Gobierno de México, "Compromisos de mitigación y adaptación ante el cambio climático para el período 2020-2030 - México," 2017. doi: 10.29057/icea.v5i9.2126.
- [21] INECC, "Sexta comunicación nacional y segundo informe bienal de actualización ante la convención marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático.," 2018.

- [22] INECC, “Sexta comunicación nacional y segundo informe bienal de actualización ante la convención marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático.,” 2018.
- [23] EPA, “Global mitigation of non-CO2 greenhouse gases: 2010-2030,” 2014.
- [24] S. Kaza, L. C. Yao, P. Bhada-Tata, and F. Van Woerden, “What a waste 2.0: A Global Snapshot of Solid Waste Management to 2050,” Washington, D.C., 2018.
- [25] Congreso de los Estados Unidos Mexicanos, *Ley general para la prevención y gestión integral de los residuos*. México, 2003, pp. 1–53.
- [26] S. S. Hosseini, K. Yaghmaeian, N. Yousefi, and A. H. Mahvi, “Estimation of landfill gas generation in a municipal solid waste disposal site by LandGEM mathematical model,” *Global Journal of Environmental Science and Management*, vol. 4, no. 4, pp. 493–506, 2018, doi: 10.22034/gjesm.2018.04.009.
- [27] R. O. Yusuf, J. A. Adeniran, J. A. Sonibare, and Z. Z. Noor, “Application of the triangular model in quantifying landfill gas emission from municipal solid wastes,” *Pollution*, vol. 5, no. 1, pp. 71–80, 2019, doi: 10.22059/poll.2018.258034.443.
- [28] S. S. Govindan and P. Agamuthu, “Quantification of landfill methane using modified Intergovernmental Panel on Climate Change’s waste model and error function analysis,” *Waste Management and Research*, vol. 32, no. 10, pp. 1005–1014, 2014, doi: 10.1177/0734242X14552551.
- [29] G. W. Chickering, M. J. Krause, and T. G. Townsend, “Determination of as-discarded methane potential in residential and commercial municipal solid waste,” *Waste Management*, vol. 76, pp. 82–89, 2018, doi: 10.1016/j.wasman.2018.03.017.
- [30] A. F. Castro Gámez, J. M. Rodríguez Maroto, and I. Vadillo Pérez, “Quantification of methane emissions in a Mediterranean landfill (Southern Spain). A combination of flux chambers and geostatistical methods,” *Waste Management*, vol. 87, pp. 937–946, 2019, doi: 10.1016/j.wasman.2018.12.015.
- [31] S. S. Govindan and P. Agamuthu, “Quantification of landfill methane using modified Intergovernmental Panel on Climate Change’s waste model and error function analysis,” *Waste Management and Research*, vol. 32, no. 10, pp. 1005–1014, 2014, doi: 10.1177/0734242X14552551.

- [32] Aguilar-Virgen, Taboada-González, and Ojeda-Benítez, "Analysis of the feasibility of the recovery of landfill gas: A case study of Mexico," *J Clean Prod*, vol. 79, pp. 53–60, 2014, doi: 10.1016/j.jclepro.2014.05.025.
- [33] S. Kumar, S. A. Gaikwad, A. V. Shekdar, P. S. Kshirsagar, and R. N. Singh, "Estimation method for national methane emission from solid waste landfills," *Atmos Environ*, vol. 38, no. 21, pp. 3481–3487, 2004, doi: 10.1016/j.atmosenv.2004.02.057.
- [34] SCS Engineers, "Manual del usuario modelo mexicano del biogás versión 2.0." 2009.
- [35] Q. Aguilar-Virgen, P. Taboada-González, and S. Ojeda-Benítez, "Analysis of the feasibility of the recovery of landfill gas: A case study of Mexico," *J Clean Prod*, vol. 79, pp. 53–60, 2014, doi: 10.1016/j.jclepro.2014.05.025.
- [36] Q. Aguilar-Virgen, P. A. Taboada-González, and S. Ojeda-Benítez, "Modelo mexicano para la estimación de la generación de biogás," *Ingenieria-Revista Académica de la Facultad de Ingeniería, Universidad Autónoma de Yucatán*, vol. 15, no. 1, pp. 37–45, 2011.
- [37] Q. Aguilar-Virgen, P. A. Taboada-González, and S. Ojeda-Benítez, "Modelo mexicano para la estimación de la generación de biogás," *Ingenieria-Revista Académica de la Facultad de Ingeniería, Universidad Autónoma de Yucatán*, vol. 15, no. 1, pp. 37–45, 2011.
- [38] F. J. Colomer Mendoza, G. D. Ferran, E. A. Joan, R. M. Fabián, and A. Gil, "Emisiones gaseosas de un relleno sanitario en México. comparación con los modelos de generación de biogás," *Revista Internacional de Contaminacion Ambiental*, vol. 32, no. EspecialResiduosSolidos, pp. 113–122, 2016, doi: 10.20937/RICA.2016.32.05.08.
- [39] P. E. Escamilla-García, "Eficiencia y confiabilidad de modelos de estimación de biogás en rellenos sanitarios," *La Granja*, vol. 29, no. 1, pp. 32–44, 2019, doi: 10.17163/lgr.n29.2019.03.
- [40] S. P. Gbanie, P. B. Tengbe, J. S. Momoh, J. Medo, and V. T. S. Kabba, "Modelling landfill location using Geographic Information Systems (GIS) and Multi-Criteria Decision Analysis (MCDA): Case study Bo, Southern Sierra Leone," *Applied Geography*, vol. 36, pp. 3–12, 2013, doi: 10.1016/j.apgeog.2012.06.013.
- [41] D. Khan and S. R. Samadder, "Municipal solid waste management using Geographical Information System aided methods: A mini review," *Waste*

Management & Research, vol. 32, no. 11, pp. 1049–1062, 2014, doi: 10.1177/0734242X14554644.

- [42] B. Cai *et al.*, “CH₄ mitigation potentials from China landfills and related environmental co-benefits,” *Sci Adv*, vol. 4, no. 7, p. eaar8400, Jul. 2018, doi: 10.1126/sciadv.aar8400.
- [43] A. Choudhary, A. Kumar, and S. Kumar, “National Municipal Solid Waste Energy and Global Warming Potential Inventory: India,” *J Hazard Toxic Radioact Waste*, vol. 24, no. 4, p. 6, 2019, doi: 10.1061/(asce)hz.2153-5515.0000521.
- [44] IEA, “Data and statistics,” *Renewables information 2020 edition*, 2020. <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=INDIA&fuel=Energy supply&indicator=WasteGenBySource> (accessed Mar. 08, 2021).
- [45] F. Fei, Z. Wen, and D. De Clercq, “Spatio-temporal estimation of landfill gas energy potential: A case study in China,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 103, no. December 2018, pp. 217–226, 2019, doi: 10.1016/j.rser.2018.12.036.
- [46] R. M. Lima *et al.*, “Spatially distributed potential of landfill biogas production and electric power generation in Brazil,” *Waste Management*, vol. 74, pp. 323–334, 2018, doi: 10.1016/j.wasman.2017.12.011.
- [47] INECC, “Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero 1990-2015 en México,” 2018.
- [48] I. A. Al-Khatib, A. Abu Hammad, O. A. Sharkas, and C. Sato, “Public concerns about and perceptions of solid waste dump sites and selection of sanitary landfill sites in the West Bank, Palestinian territory,” *Environ Monit Assess*, vol. 187, no. 4, p. 186, 2015, doi: 10.1007/s10661-015-4401-1.
- [49] D. Ying *et al.*, “Characterization and control of odorous gases at a landfill site: A case study in Hangzhou, China,” *Waste Management*, vol. 32, no. 2, pp. 317–326, 2012, doi: 10.1016/j.wasman.2011.07.016.
- [50] P. O. Njoku, J. N. Edokpayi, and J. O. Odiyo, “Health and environmental risks of residents living close to a landfill: A case study of thohoyandou landfill, Limpopo province, South Africa,” *Int J Environ Res Public Health*, vol. 16, no. 12, pp. 1–27, 2019, doi: 10.3390/ijerph16122125.
- [51] R. Salvador, M. V. Barros, J. G. D. P. Do Rosário, C. M. Piekarski, L. M. da Luz, and A. C. de Francisco, “Life cycle assessment of electricity from

biogas: A systematic literature review," *Environ Prog Sustain Energy*, vol. 38, no. 4, 2019, doi: 10.1002/ep.13133.

- [52] ISO, *ISO 14040*. 2006.
- [53] C. Chávez Silva, D. Caro, and M. Thomsen, "Environmental assessment of alternatives for biowaste treatment in Mexico City," *Front Energy Res*, vol. 7, no. MAR, 2019, doi: 10.3389/fenrg.2019.00030.
- [54] N. C. Aldana-Espitia *et al.*, "Environmental impact mitigation in an industrialized city in Mexico : an approach of life cycle assessment," *Rev Mex Ing Quim*, vol. 16, no. 2, pp. 563–580, 2017.
- [55] A. Beylot, J. Villeneuve, and G. Bellenfant, "Life Cycle Assessment of landfill biogas management: Sensitivity to diffuse and combustion air emissions," *Waste Management*, vol. 33, no. 2, pp. 401–411, 2013, doi: 10.1016/j.wasman.2012.08.017.
- [56] H. K. Jeswani and A. Azapagic, "Assessing the environmental sustainability of energy recovery from municipal solid waste in the UK," *Waste Management*, vol. 50, pp. 346–363, 2016, doi: 10.1016/j.wasman.2016.02.010.
- [57] A. Nikkhah, M. Khojastehpour, and M. H. Abbaspour-Fard, "Hybrid landfill gas emissions modeling and life cycle assessment for determining the appropriate period to install biogas system," *J Clean Prod*, vol. 185, pp. 772–780, 2018, doi: 10.1016/j.jclepro.2018.03.080.
- [58] M. M. V. Leme, M. H. Rocha, E. E. S. Lora, O. J. Venturini, B. M. Lopes, and C. H. Ferreira, "Techno-economic analysis and environmental impact assessment of energy recovery from Municipal Solid Waste (MSW) in Brazil," *Resour Conserv Recycl*, vol. 87, pp. 8–20, 2014, doi: 10.1016/j.resconrec.2014.03.003.
- [59] K. M. Winslow, S. J. Laux, and T. G. Townsend, "An economic and environmental assessment on landfill gas to vehicle fuel conversion for waste hauling operations," *Resour Conserv Recycl*, vol. 142, no. November 2018, pp. 155–166, 2019, doi: 10.1016/j.resconrec.2018.11.021.
- [60] F. Cherubini, S. Bargigli, and S. Ulgiati, "Life cycle assessment (LCA) of waste management strategies: Landfilling, sorting plant and incineration," *Energy*, vol. 34, no. 12, pp. 2116–2123, 2009, doi: 10.1016/j.energy.2008.08.023.

- [61] T. Henriksen, T. F. Astrup, and A. Damgaard, "Linking Data Choices and Context Specificity in Life Cycle Assessment of Waste Treatment Technologies: A Landfill Case Study," *J Ind Ecol*, vol. 22, no. 5, pp. 1039–1049, 2018, doi: 10.1111/jiec.12709.
- [62] E. Loiseau, P. Roux, G. Junqua, P. Maurel, and V. Bellon-Maurel, "Implementation of an adapted LCA framework to environmental assessment of a territory: Important learning points from a French Mediterranean case study," *J Clean Prod*, vol. 80, pp. 17–29, 2014, doi: 10.1016/j.jclepro.2014.05.059.
- [63] E. Loiseau *et al.*, "Territorial Life Cycle Assessment (LCA): What exactly is it about? A proposal towards using a common terminology and a research agenda," *J Clean Prod*, vol. 176, pp. 474–485, 2018, doi: 10.1016/j.jclepro.2017.12.169.
- [64] D. Engelbrecht, W. K. Biswas, and W. Ahmad, "An evaluation of integrated spatial technology framework for greenhouse gas mitigation in grain production in Western Australia," *J Clean Prod*, vol. 57, pp. 69–78, 2013, doi: 10.1016/j.jclepro.2013.06.010.
- [65] C. W. Tessum, J. D. Marshall, and J. D. Hill, "A spatially and temporally explicit life cycle inventory of air pollutants from gasoline and ethanol in the United States," *Environ Sci Technol*, vol. 46, no. 20, pp. 11408–11417, 2012, doi: 10.1021/es3010514.
- [66] M. Zucali, A. Tamburini, A. Sandrucci, and L. Bava, "Global warming and mitigation potential of milk and meat production in Lombardy (Italy)," *J Clean Prod*, vol. 153, pp. 474–482, 2017, doi: 10.1016/j.jclepro.2016.11.037.
- [67] F. Laurent, "Optimisation fonctionnelle et spatiale de scénarios de méthanisation centralisée selon une approche systémique territoriale couplée à l'analyse du cycle de vie," p. 309, 2015.
- [68] EPA, "LFG Energy Project Development Handbook," 2017. doi: 10.1385/MB:32:3:197.
- [69] J. Dudek, P. Klimek, G. Kolodziejak, J. Niemczewska, and J. Zaleska-Bartoszyk, *Landfill Gas Energy Technologies*. 2010.
- [70] F. M. Francisca, M. A. Montoro, and D. Alejandro, "Technical and economic evaluation of biogas capture and treatment for the Piedras Blancas landfill in Córdoba, Argentina," *J Air Waste Manage Assoc*, vol. 67, no. 5, pp. 537–549, 2017, doi: 10.1080/10962247.2016.1243594.

- [71] P. Y. Hoo, H. Hashim, and W. S. Ho, "Opportunities and challenges : Landfill gas to biomethane injection into natural gas distribution grid through pipeline," *J Clean Prod*, vol. 175, no. 2018, pp. 409–419, 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2017.11.193.
- [72] J. P. Sheets and A. Sha, "Techno-economic comparison of biogas cleaning for grid injection, compressed natural gas, and biogas-to-methanol conversion technologies," *Biofuels, Bioproducts and Biorefining*, vol. 12, pp. 412–425, 2018, doi: 10.1002/bbb.
- [73] T. R. Ayodele, M. A. Alao, and A. S. O. Ogunjuyigbe, "Effect of collection efficiency and oxidation factor on greenhouse gas emission and life cycle cost of landfill distributed energy generation," *Sustain Cities Soc*, vol. 52, no. March 2019, p. 101821, 2020, doi: 10.1016/j.scs.2019.101821.
- [74] A. S. O. Ogunjuyigbe, T. R. Ayodele, and M. A. Alao, "Electricity generation from municipal solid waste in some selected cities of Nigeria : An assessment of feasibility , potential and technologies," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 80, no. March, pp. 149–162, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.05.177.
- [75] T. R. Ayodele, M. A. Alao, and A. S. O. Ogunjuyigbe, "Effect of collection efficiency and oxidation factor on greenhouse gas emission and life cycle cost of landfill distributed energy generation," *Sustain Cities Soc*, vol. 52, no. March 2019, p. 101821, 2020, doi: 10.1016/j.scs.2019.101821.
- [76] A. Maalouf and M. El-fadel, "Life cycle assessment for solid waste management in Lebanon : Economic implications of carbon credit," *Waste Management & Research*, vol. 37, no. 1, pp. 14–26, 2020, doi: 10.1177/0734242X18815951.
- [77] INEGI, "Censo Nacional de Gobiernos Municipales y Delegacionales 2017," Mexico, 2017.
- [78] G. L. Sivakumar Babu, P. Lakshmikanthan, and L. G. Santhosh, "Assessment of Landfill Sustainability," in *Sustainability Issues In Civil Engineering*, Springer Singapore, 2017, p. 367.
- [79] M. J. Krause, G. W. Chickering, and T. G. Townsend, "Translating landfill methane generation parameters among first-order decay models," *J Air Waste Manage Assoc*, vol. 66, no. 11, pp. 1084–1097, 2016, doi: 10.1080/10962247.2016.1200158.
- [80] IPCC, "Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories," 2006.

- [81] M. J. Krause, "Intergovernmental panel on climate change's landfill methane protocol: Reviewing 20 years of application," *Waste Management and Research*, vol. 36, no. 9, pp. 827–840, 2018, doi: 10.1177/0734242X18793935.
- [82] QGIS Development Team, "QGIS Geographic Information System." Open Source Geospatial Foundation Project, 2019.
- [83] Á. Bassols Batalla, *México: formación de regiones económicas*, no. 1. 1979. doi: 10.1007/s13398-014-0173-7.2.
- [84] QGIS DT - Open source geospatial Foundation project, "Vector analysis," *QGIS user guide*, 2017.
https://docs.qgis.org/3.4/en/docs/user_manual/processing_algs/qgis/vectoranalysis.html#k-means-clustering (accessed Mar. 09, 2021).
- [85] E. Lokey, *Renewable energy project development under the clean development mechanism. A guide for Latin America*. London, 2009.
- [86] EPA, "LFG Energy Project Development Handbook," 2021.
- [87] SENER, "Prospectiva de gas Natural 2018-2032," 2018.
- [88] Comisión Reguladora de Energía, *NOM-001-SECRE-2010*. 2010.
- [89] A. Pertl, P. Mostbauer, and G. Obersteiner, "Climate balance of biogas upgrading systems," *Waste Management*, vol. 30, no. 1, pp. 92–99, 2010, doi: 10.1016/j.wasman.2009.08.011.
- [90] M. Gustafsson, N. Svensson, M. Eklund, and B. Fredriksson Möller, "Well-to-wheel climate performance of gas and electric vehicles in Europe," *Transp Res D Transp Environ*, vol. 97, no. May, 2021, doi: 10.1016/j.trd.2021.102911.
- [91] G. Wernet, C. Bauer, B. Steubing, J. Reinhard, E. Moreno-Ruiz, and B. Weidema, "Ecoinvent 3.1 database." 2016.
- [92] M. Gustafsson, I. Cruz, N. Svensson, and M. Karlsson, "Scenarios for upgrading and distribution of compressed and liquefied biogas – Energy, environmental, and economic analysis," *J Clean Prod*, vol. 256, p. 120473, 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.120473.
- [93] H. Hass, A. Huss, and H. Maas, *Well-To-Wheels Analysis of Future Automotive*. 2014. doi: 10.2790/95839.
- [94] Naciones Unidas, "Clean development mechanism." <https://cdm.unfccc.int/> (accessed Mar. 01, 2022).

- [95] M. Kojima, "Regionalization of Solid Waste Management in Asia: Benefits and Challenges," in *Toward Regional Cooperation of Local Governments in ASEAN*, Chiba, 2019, pp. 1–14.
- [96] EPA, "Final Background Information Document for Life-Cycle Inventory Landfill Process Model," 2011.
- [97] P. Espinoza-Tello, E. Martinez-Arce, D. Daza, M. Soulier-Faure, and H. Terraza, "Informe de la evaluación regional del manejo de residuos sólidos urbanos en América Latina y el Caribe 2010," 2011. Accessed: Nov. 20, 2022. [Online]. Available: <https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Informe-de-la-evaluaci%C3%B3n-regional-del-manejo-de-residuos-s%C3%B3lidos-urbanos-en-Am%C3%A9rica-Latina-y-el-Caribe-2010.pdf>
- [98] IMCO, "Propuestas transversales," in *Competitividad urbana 2010 Acciones urgentes para las ciudades del futuro*, 2010, pp. 185–202.
- [99] L. Santín Del Río, "Las intermunicipalidades y los retos estratégicos para el desarrollo sustentable de los municipios," *RC ET RATIO*, no. 7, pp. 11–31, 2013.
- [100] SEMARNAT, *Norma Oficial Mexicana NOM-083-SEMARNAT-2003*. Mexico, 2003, p. 16.
- [101] S. M. Oakley and R. Jimenez, "Sustainable sanitary landfills for neglected small cities in developing countries: The semi-mechanized trench method from Villanueva, Honduras," *Waste Management*, vol. 32, no. 12, pp. 2535–2551, 2012, doi: 10.1016/j.wasman.2012.07.030.
- [102] Gobierno del Estado de Nuevo León, "Gestión Integral de Residuos Sólidos Urbanos y de Manejo Especial en la Zona Metropolitana de Monterrey, Nuevo León," 2020. https://www.proyectosmexico.gob.mx/proyecto_inversion/0851-gestion-integral-de-residuos-solidos-urbanos-y-de-manejo-especial-en-la-zona-metropolitana-de-monterrey-nuevo-leon/ (accessed Jun. 03, 2021).
- [103] A. Flores Ramos, "Invertirán 40 millones de pesos en nuevos rellenos sanitarios para BCS," *Diario el Independiente*, La Paz, Aug. 15, 2019.
- [104] SEMARNAT, "Informe de la situación del medio ambiente en México," 2018.
- [105] GIZ Mexico, "Proyectos de Aprovechamiento Energético a partir de Residuos Urbanos en México," Ciudad de México, 2018.

- [106] SEDEMA, "Inventario de Residuos Sólidos CDMX 2017," 2017.
- [107] J. E. Botello-Álvarez, P. Rivas-García, L. Fausto-Castro, A. Estrada-Baltazar, and R. Gomez-Gonzalez, "Informal collection, recycling and export of valuable waste as transcendent factor in the municipal solid waste management: A Latin-American reality," *J Clean Prod*, vol. 182, pp. 485–495, 2018, doi: 10.1016/j.jclepro.2018.02.065.
- [108] I. Arbulu, J. Lozano, and J. Rey-Maqueira, "Waste Generation Flows and Tourism Growth: A STIRPAT Model for Mallorca," *J Ind Ecol*, vol. 21, no. 2, pp. 272–281, 2017, doi: 10.1111/jiec.12420.
- [109] O. Saito, "Resource use and waste generation by the tourism industry on the big island of Hawaii," *J Ind Ecol*, vol. 17, no. 4, pp. 578–589, 2013, doi: 10.1111/jiec.12007.
- [110] M. Weitz, J. B. Coburn, and E. Salinas, "Estimating national landfill methane emissions: An application of the 2006 Intergovernmental Panel on Climate Change Waste Model in Panama," *J Air Waste Manage Assoc*, vol. 58, no. 5, pp. 636–640, 2008, doi: 10.3155/1047-3289.58.5.636.
- [111] E. Santalla, V. Córdoba, and G. Blanco, "Greenhouse gas emissions from the waste sector in Argentina in business-as-usual and mitigation scenarios," *J Air Waste Manage Assoc*, vol. 63, no. 8, pp. 909–917, 2013, doi: 10.1080/10962247.2013.800167.
- [112] A. Dedinec *et al.*, "Economic and environmental evaluation of climate change mitigation measures in the waste sector of developing countries," *J Clean Prod*, vol. 88, pp. 234–241, 2015, doi: 10.1016/j.jclepro.2014.05.048.
- [113] J. López Arévalo, Ó. Peláez Herreros, and B. Sovilla Sogne, "Causas del crecimiento económico desigual de las fronteras norte y sur de México en la era del TLCAN," *Revista de Economía, Facultad de Economía, Universidad Autónoma de Yucatán*, vol. 28, no. 77, p. 39, 2011, doi: 10.33937/reveco.2011.26.
- [114] A. V. Gonzalez, E. A. Mack, and M. Flores, "Industrial complexes in Mexico: implications for regional industrial policy based on related variety and smart specialization," *Reg Stud*, vol. 51, no. 4, pp. 537–547, 2017, doi: 10.1080/00343404.2015.1114174.
- [115] Gobierno del Distrito Federal, *Ley de Residuos Sólidos del Distrito Federal*, vol. 22. 2003, pp. 2–20.

- [116] D. Enciso Gómez, P. H. Antonio Cervantes, F. Robles Martínez, E. Durán-Páramo, and D. G. Castro-Fontana, "Geographic information systems for optimizing waste transportation to landfill sites in the state of Mexico, Mexico," *Revista Internacional de Contaminacion Ambiental*, vol. 35, no. Special Issue 2, pp. 55–67, 2019, doi: 10.20937/RICA.2019.35.esp02.06.
- [117] PAOT, "Diagnóstico actual del flujo de residuos sólidos urbanos que se genera en el Distrito Federal," 2011.
- [118] SEDEMA, "Inventario de Residuos Sólidos. Ciudad de México 2015," 2015.
- [119] SENER, "Programa de desarrollo del sistema eléctrico nacional," 2017.
- [120] SENER, "Programa de desarrollo del sistema eléctrico nacional 2020-2034," 2020.
- [121] J. R. S. Doorga, S. D. D. V. Rughooputh, S. Y. Chung, and A. McGivern, "A geospatial approach for addressing long-term solid waste management issues: Extracting value from waste," *J Clean Prod*, vol. 334, no. December 2021, p. 130282, 2022, doi: 10.1016/j.jclepro.2021.130282.
- [122] R. D. Silva-Martínez, A. Sanches-Pereira, W. Ortiz, M. F. Gómez Galindo, and S. T. Coelho, *The state-of-the-art of organic waste to energy in Latin America and the Caribbean: Challenges and opportunities*, vol. 156. 2020. doi: 10.1016/j.renene.2020.04.056.
- [123] Z. Duan, P. Kjeldsen, and C. Scheutz, "Efficiency of gas collection systems at Danish landfills and implications for regulations," *Waste Management*, vol. 139, no. December 2021, pp. 269–278, 2022, doi: 10.1016/j.wasman.2021.12.023.
- [124] INEGI, "Finanzas públicas estatales y municipales," 2021. <https://www.inegi.org.mx/programas/finanzas/#Tabulados>
- [125] R. Benitez-Bravo *et al.*, "Optimization of municipal solid waste collection routes in a Latin-American context," *J Air Waste Manage Assoc*, vol. 71, no. 11, pp. 1415–1427, 2021, doi: 10.1080/10962247.2021.1957040.
- [126] SENER, "Balance nacional de energía," Ciudad de México, 2018.
- [127] M. Larsson, S. Grönkvist, and P. Alvfors, "Upgraded biogas for transport in Sweden - Effects of policy instruments on production, infrastructure deployment and vehicle sales," *J Clean Prod*, vol. 112, pp. 3774–3784, 2016, doi: 10.1016/j.jclepro.2015.08.056.

- [128] N. Scarlat, J. F. Dallemand, and F. Fahl, "Biogas: Developments and perspectives in Europe," *Renew Energy*, vol. 129, pp. 457–472, 2018, doi: 10.1016/j.renene.2018.03.006.
- [129] M. Prussi, M. Padella, M. Conton, E. D. Postma, and L. Lonza, "Review of technologies for biomethane production and assessment of Eu transport share in 2030," *J Clean Prod*, vol. 222, no. 2019, pp. 565–572, 2019, doi: 10.1016/j.jclepro.2019.02.271.
- [130] E. Pérez-Denicia, F. Fernández-Luqueño, D. Vilariño-Ayala, L. Manuel Montaña-Zetina, and L. Alfonso Maldonado-López, "Renewable energy sources for electricity generation in Mexico: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 78, no. January, pp. 597–613, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.05.009.
- [131] Comisión Nacional de Hidrocarburos, "Gas natural y seguridad nacional : un reto para México," 2019.
- [132] A. Ncube, J. Cocker, D. Ellis, and G. Fiorentino, "Biogas from source separated organic waste within a circular and life cycle perspective. A case study in Ontario, Canada," *Environmental and Sustainability Indicators*, vol. 11, p. 100134, 2021, doi: 10.1016/j.indic.2021.100134.
- [133] M. Liikanen, J. Havukainen, M. Hupponen, and M. Horttanainen, "Influence of different factors in the life cycle assessment of mixed municipal solid waste management systems – A comparison of case studies in Finland and China," *J Clean Prod*, vol. 154, pp. 389–400, 2017, doi: 10.1016/j.jclepro.2017.04.023.
- [134] W. M. Budzianowski and D. A. Budzianowska, "Economic analysis of biomethane and bioelectricity generation from biogas using different support schemes and plant configurations," *Energy*, vol. 88, pp. 658–666, 2015, doi: 10.1016/j.energy.2015.05.104.
- [135] L. Lombardi and G. Francini, "Techno-economic and environmental assessment of the main biogas upgrading technologies," *Renew Energy*, vol. 156, pp. 440–458, 2020, doi: 10.1016/j.renene.2020.04.083.
- [136] A. Michaelowa, I. Shishlov, and D. Brescia, "Evolution of international carbon markets: lessons for the Paris Agreement," *Wiley Interdiscip Rev Clim Change*, vol. 10, no. 6, pp. 1–24, 2019, doi: 10.1002/wcc.613.
- [137] P. O. Njoku, J. N. Edokpayi, and J. O. Odiyo, "Modeling landfill gas potential and potential energy recovery from Thohoyandou landfill site,

South Africa," *J Air Waste Manage Assoc*, vol. 70, no. 8, pp. 820–833, 2020, doi: 10.1080/10962247.2020.1778137.

- [138] NREL, "Feed-in-Tariffs vs Feed-in-Premium Policies," 2010. [Online]. Available: <http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/44849.pdf%0AFIT>
- [139] J. Schallenberg-Rodriguez and R. Haas, "Fixed feed-in tariff versus premium: A review of the current Spanish system," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, no. 1, pp. 293–305, 2012, doi: 10.1016/j.rser.2011.07.155.
- [140] O. Anaya-Reza, M. F. Altamirano-Corona, G. Castelán-Rodríguez, S. A. García-González, and A. Durán-Moreno, "Techno-Economic and Environmental Assessment for Biomethane Production and Cogeneration Scenarios from OFMSW in Mexico," *Waste Biomass Valorization*, vol. 13, no. 2, pp. 1059–1075, 2022, doi: 10.1007/s12649-021-01592-x.
- [141] L. S. dos Muchangos, A. Tokai, and A. Hanashima, "Greenhouse gas emissions and cost assessments of municipal solid waste treatment and final disposal in Maputo City," *Environ Dev Sustain*, vol. 21, no. 1, pp. 145–163, 2019, doi: 10.1007/s10668-017-0027-5.