



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
ENERGÍA– ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE

OBTENCIÓN DE H₂ VERDE A PARTIR DE RESIDUOS ORGÁNICOS Y CAPTACIÓN
DEL CO₂ RESULTANTE EN APLICACIONES DE INFRAESTRUCTURA DE
HIDROCARBUROS

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRA EN INGENIERÍA

PRESENTA:
ING. BEATRIZ BRAMBILLA GONZALEZ

TUTOR
M. I. ABEL CLEMENTE REYES
Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería
Energía-Energía y Medio Ambiente

CIUDAD DE MÉXICO. FEBRERO 2024



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dra. Cecilia Martín del Campo Márquez.

Secretario: Dra. Pamela Fran Nelson Edelstein.

Vocal: M.I. Abel Clemente Reyes.

1^{er}. Suplente: Dr. Gerardo Hiriart Le Bert.

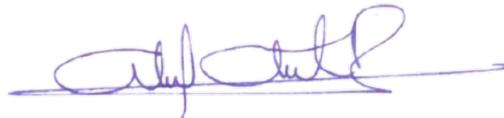
2^{do}. Suplente: Dr. Humberto Hinojosa Gómez.

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: Ciudad Universitaria, CDMX.

TUTOR DE TESIS:

NOMBRE:

M.I. Abel Clemente Reyes



FIRMA

Contenido

Índice de figuras.....	4
Índice de tablas	6
Acrónimos	7
Agradecimientos.....	8
Nota aclaratoria.....	9
Resumen.....	10
Abstract	11
Introducción.....	12
Objetivos.....	15
General.....	15
Particulares	15
Hipótesis.....	15
Justificación y delimitación del caso de estudio	16
Capítulo 1: Antecedentes.....	19
Ventajas de la implementación de biomasa	19
Biogás	20
Capítulo 2: Generación de residuos sólidos urbanos (RSU) en México	27
Capítulo 3: potencial de generación de biogás.....	33
Tratamiento del biogás.....	38
Purificación del biogás.....	40
Capítulo 4: potencial de obtención de Hidrógeno mediante Reformado de biometano	42
Capítulo 5: captura y almacenamiento de CO ₂	48
Potencial de reducción de emisiones.....	55
Conclusiones	59
Referencias	62
Anexo 1: Información básica sobre el hidrógeno	66
Anexo 2: Eliminación del CO ₂ del biogás.....	68
Anexo 3: Evaluación rápida del uso de energía	69

Índice de figuras

Figura 1 Comparativa de generación de emisiones de CO ₂ a partir de combustibles fósiles y biomasa.	13
Figura 2. Producción nacional de hidrocarburos por entidad (diciembre 2022)	16
Figura 3 Tipos de Biocombustibles.....	17
Figura 4 Diagrama de Ruta del trabajo de tesis.....	18
Figura 5. Generación de metano por vía fósil y a partir de biomasa fresca.....	23
Figura 6. Esquema de una planta de digestión.....	24
Figura 7 Generación de RSU, PIB y gasto del consumo final privado en México, 2003-2015....	28
Figura 8. Mapa de la República Mexicana con datos iniciales de producción diaria de RSU (2015).	29
Figura 9. Mapa de la República Mexicana con estimación de crecimiento del PIB por entidad en el periodo 2020-2050.	30
Figura 10. Mapa de la República Mexicana con la clasificación de regiones según SEMARNAT.	31
Figura 11 Porcentaje de la composición orgánica de los residuos por región de SEMARNAT. ...	31
Figura 12. Estimación de generación de RSU y FORSU para 2050.	32
Figura 13. Proyección de Generación de RSU (t/día) 2012-2050.....	34
Figura 14. Proyección de Generación de FORSU (t/día)2012-2050.....	35
Figura 15. Estimación de Generación de biogás (m ³ /día) 2012-2050.	37
Figura 16. Estimación de generación de biometano (m ³ /día) 2012-2050.....	39
Figura 17. Tratamientos para el biogás hasta llegar a H ₂	40
Figura 18. Proyecciones de generación de biometano posterior a tratamiento de limpieza y pérdida.	41
Figura 19. Fases del proceso de reformado.	42
Figura 20. Concentración de gas producido mediante SMR dependiendo de la relación S/C. ...	44
Figura 21. Diagrama de bloques de escenario 1.....	45
Figura 22. Diagrama de bloques de escenario 2.....	46
Figura 23. Comparativa de Generación de Hidrógeno entre SMR de 1 y 2 etapas para el periodo 2020-2050.	47
Figura 24. Proceso CO ₂ -EOR.....	50
Figura 25. Zona de inclusión y exclusión en México para inyección y captura de CO ₂	52

Figura 26. CO₂ total disponible para proceso EOR.53

Figura 27. Estimación de barriles producido mediante EOR-CO₂ con un factor de inyección de 0.3.....54

Figura 28. Comparativo de emisiones de CO₂ equivalente entre 1 y 2 etapas de SMR.....56

Figura 29 Contribución de GEI por gas.....58

Figura 30. Espectro de colores del Hidrógeno.67

Índice de tablas

Tabla 1. Características del biogás.....	21
Tabla 2. Comparativa de diversas tecnologías de biodigestión.	26
Tabla 3. Aportes por tipo de grupo presente en FORSU.....	36
Tabla 4. Composición teórica del biogás.....	38
Tabla 5. Selección de agente oxidante por tipo de proceso de reformado de metano	42
Tabla 6. Intensidad de emisiones por tecnología de producción de H ₂	56
Tabla 7. Consumos de agua por tecnología	57
Tabla 8. Propiedades fisicoquímicas del Hidrógeno.....	66
Tabla 9. Comparación de tecnologías en operación para purificación de biogás	68

Acrónimos

AMBB	Asociación Mexicana de Biomasa y Biogás
ASG	Factores Ambientales, Sociales y de Gobernanza
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos
CO₂ e	CO ₂ equivalente
EOR	Recuperación Mejorada de Petróleo
FORSU	Fracción Orgánica de Residuos Sólidos Urbanos
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GIZ	Sociedad Alemana de Cooperación Internacional
GNR	Gas Natural Renovable
IEA	Agencia Internacional de Energía
IMP	Instituto Mexicano de Petróleo
INEGI	Instituto Nacional de Estadística y Geografía.
INEGI	Instituto Nacional de Estadística y Geografía
K	Potasio
m³ BG/t BM	metro cubico de biogás por cada tonelada de biomasa
m³ CH₄/kg MV	metro cubico de metano por cada kilogramo de masa volátil
MS	Masa seca
MV	Masa volátil
N	Nitrógeno
P	Fósforo
PIB	Producto Interno Bruto
PTAR	Plantas de tratamiento de Aguas Residuales
RSU	Residuos Sólidos Urbanos
SEMARNAT	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.
SENER	Secretaría de Energía
SMR	Reformado de Metano con Vapor
TRH	Tiempo de Retención Hidráulica

Agradecimientos

En primer lugar, quiero agradecer a Dios por permitirme llegar a este punto a pesar de las adversidades, siempre guiando cada uno de mis pasos.

A mis padres Beatriz Gonzalez y Gilberto Brambilla por su cariño incondicional a lo largo de los años, por respetar y apoyar cada una de mis decisiones.

A mi hermana Mariana, por apoyarme y escucharme en cada momento difícil, pero también por compartir a mi lado los momentos felices.

También quiero agradecer a mis amigos Berenice Flores, Carlos Correa y Macrina Damián, quienes, a pesar del tiempo y la distancia, han demostrado ser personas en las que siempre puedo confiar.

A todas las personas que he conocido en los últimos años, en especial a Jesús Florido, por su sincera amistad, apoyo y enseñanzas durante el posgrado, y a mis colegas Jesús de la Vega y Edgard Mejía. Ha sido un gusto coincidir y aprender de todos ustedes. Gracias por su apoyo y paciencia.

A mi asesor, el maestro Abel Clemente Reyes, quien ha sido un apoyo total durante todo el proceso, y quien con sus enseñanzas y consejos ha forjado una nueva visión en mi carrera profesional.

A todos mis sinodales, quienes con sus consejos y comentarios han enriquecido este trabajo. Todos ustedes son un gran ejemplo en el ámbito energético nacional e internacional, y es un honor contar con su participación.

Agradezco al Consejo Nacional de Humanidades, Ciencias y Tecnologías (CONAHCYT) por la beca otorgada durante mis estudios de maestría. A mi Alma Mater, por todas las oportunidades, conocimientos y experiencias que me han permitido crecer tanto profesional como personalmente.

A mi perrita “Arenita” quien se ha convertido en mi leal compañera y mi amor más incondicional.

Por último, quiero agradecer a Iván Martín, quien de algún modo me animó a comenzar este posgrado y quien sin duda alguna formará parte de mi vida a pesar de las circunstancias *forever*.

Nota aclaratoria

Toda la información utilizada en este trabajo es de acceso público y se empleó exclusivamente para fines académicos. Se respetan posibles derechos de autor o intelectuales de terceros que pudieran haber sido mencionados como parte de las referencias bibliográficas. El objetivo de este trabajo es establecer pronósticos sobre el potencial de obtención de hidrógeno a partir del biogás proveniente de la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos, los cuales están sujetos a cambios dependientes de factores socioeconómicos y de crecimiento poblacional.

Este análisis no tiene fines políticos ni de lucro.

Resumen

El objetivo de este estudio es proponer una alternativa de obtención de hidrógeno de bajas emisiones, a partir del reformado del biometano proveniente de la digestión anaeróbica de los residuos sólidos orgánicos. Esto proporcionaría energía limpia mediante la sustitución del bioenergético en un proceso tradicional de la industria petrolera. Además, simultáneamente se mejoraría la gestión de residuos para cuatro estados que se encuentran dentro de las cuencas petroleras con mayor importancia en México y que, a consecuencia principalmente de la actividad petrolera, tienen una acumulación importante de metano por km². Dichos estados son: Veracruz, Tabasco, Campeche y Chiapas.

A partir de los últimos datos publicados por (SEMARNAT, 2020) sobre la generación de residuos para los estados delimitados para este trabajo, se realizaron estimaciones de generación de residuos para el año 2050 considerando una tasa de crecimiento proporcional a la del PIB para cada estado debido a la relación existente entre el comportamiento del PIB y la generación de residuos. Este cálculo sirvió como base para la estimación del potencial de generación de hidrógeno proveniente del biometano, una fuente de energía renovable, impulsando una mejor gestión de los residuos e implementando tecnologías maduras para la obtención de hidrógeno en México.

Con los resultados obtenidos se pronostica para el año 2050 una generación promedio para los cuatro estados de 28,700 toneladas de residuos sólidos urbanos al día, de las cuales en promedio el 42.95% son residuos orgánicos. Esto representa un potencial de generación de 287,800 m³ diarios de hidrógeno, es decir, una tasa de conversión de 10.02 m³ de hidrógeno por cada tonelada de residuos que es un promedio de 69 kWh por cada tonelada de residuos orgánicos.

Adicional el CO₂ generado durante el proceso de reformado del biometano, es propuesto para su inyección en yacimientos petroleros como alternativa de un sistema de captura, uso y almacenamiento de CO₂, reduciendo la emisión de hasta 80,000 m³ de CO₂.

Keywords:

Hidrógeno Verde, Biogás, Biomasa, Biometano, Reformado de metano con vapor, Captura de CO₂.

Abstract

The objective of this study is to propose an alternative method for obtaining hydrogen from biogas reforming generated by anaerobic digestion of organic solid waste. This would provide clean energy by replacing bioenergy in a traditional process used in the petroleum industry. Additionally, it would improve waste management in four states located within the most important oil basins in Mexico. These states are Veracruz, Tabasco, Campeche, and Chiapas, which have a significant accumulation of methane per km² due to oil-related activities.

Based on the latest data published by (SEMARNAT, 2020) on waste generation in the delimited states for this study, estimates were made for waste generation in the year 2050, considering a growth rate proportional to the GDP for each state. This calculation served as the basis for estimating the potential of green hydrogen generation from biogas, a renewable energy source. It aims to promote better waste management and implement mature technologies for hydrogen production in Mexico.

According to the results obtained, an average waste generation of 28,700 tons of urban solid waste per day is projected for the four states in the year 2050, of which an average of 42.95% is organic waste. This represents a potential generation of 287,800 m³ of hydrogen per day, with a conversion rate of 10.02 m³ of hydrogen per ton of waste, averaging 69 kWh per ton of organic waste.

Furthermore, the CO₂ generated during the biogas reforming process is proposed to be injected into oil fields as an alternative for a carbon capture, utilization, and storage system, reducing emissions by up to 80,000 m³ of CO₂.

Keywords:

Green Hydrogen, Bioenergy, Biomass, Biomethane, Reforming with steam.

Introducción

El hidrógeno es uno de los principales vectores energéticos conocido actualmente por su capacidad para almacenar energía, misma que posteriormente puede ser utilizada en diversos sectores y actividades de manera amigable al ambiente y sin incidir en el fenómeno del calentamiento global.

El hidrógeno verde suele concebirse como el hidrógeno producido mediante electrolisis basada en fuentes de energía renovable. Sin embargo, la definición general de hidrógeno verde está relacionada con la ausencia de emisiones de CO₂, es decir que implementa tecnologías que utilizan fuentes renovables o tecnologías neutras en carbono (Squadrito, Maggio, & Nicita, 2023). El hidrógeno procedente de la biomasa es considerado de bajas emisiones de CO₂, ya que, al proceder de un carbono retirado de la atmósfera en el mismo ciclo biológico de la materia orgánica, no altera la concentración de carbono atmosférico, por lo que es aceptable denominarlo hidrógeno verde o de bajas emisiones de CO₂.

Sin embargo, la intensidad de las emisiones del hidrógeno basado en bioenergía dependerá principalmente de las emisiones previas de la cadena de suministro de la biomasa, para el caso de los residuos la composición es fundamental, ya que suele ser una mezcla de materiales de origen biogénico y fósil. La fracción de desechos biogénicos o fracción orgánica de los residuos tiene el potencial de producir hidrógeno de bajas emisiones (IEA, 2023).

El proceso SMR por sí mismo involucra la emisión de CO₂, sin embargo, al sustituir el gas natural por biometano, el dióxido de carbono que es emitido está vinculado al proceso de fotosíntesis de la materia vegetal, por lo tanto, resulta en un balance neutral o de bajas emisiones de carbono durante el ciclo de vida del biometano usando en el proceso SMR. Caso contrario en el proceso tradicional de SMR a partir del gas natural de origen fósil, el CO₂ producido que se libera a la atmósfera pertenece al carbono que fue formado durante millones de años, aumentando la cantidad de CO₂ en la atmósfera (**Figura 1**).

CICLO DEL CARBONO EN LA PRODUCCIÓN DE H₂ A PARTIR DE FUENTES FÓSILES Y BIOMASA

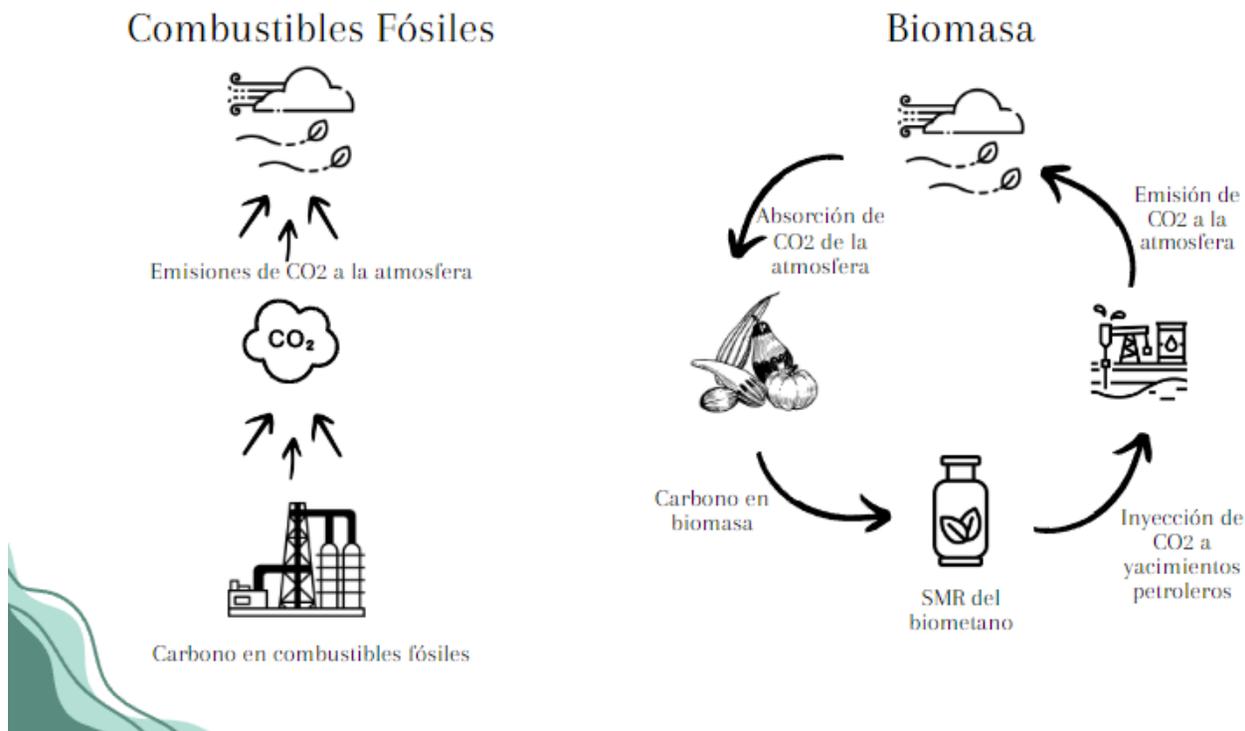


Figura 1 Comparativa de generación de emisiones de CO₂ a partir de combustibles fósiles y biomasa.

Fuente: elaboración propia.

La investigación muestra resultados potenciales de obtención de hidrógeno verde a partir de FORSU y explora los beneficios adicionales de su uso como vector energético en el sector hidrocarburos, como la recuperación mejorada mediante la inyección de CO₂ obtenido por el proceso de reformado del biometano. De esta manera, no sólo se obtiene H₂ verde, sino que también se reduce la emisión de gases de efecto invernadero de la producción de petróleo en los yacimientos donde se inyecta el CO₂ en comparación con aquellos yacimientos que no utilizan esta técnica de captura y uso de CO₂.

Para prever la cantidad de hidrógeno que se puede obtener a partir de biomasa residual, se realizó un estudio ex ante utilizando los datos de la SEMARNAT referentes a la generación de residuos en los estados de interés proporcionados en el Diagnóstico Básico para la Gestión Integral de los Residuos (SEMARNAT, 2020) a partir de los cuales se realizaron proyecciones hasta el año 2050.

Aunado a ello, esta investigación cuantifica el beneficio ambiental que implica el reformado de biogás con captura y almacenamiento de CO₂ en comparación con otras tecnologías de obtención de hidrógeno verde. En términos generales, este trabajo escrito consta de cinco capítulos que abordan los siguientes temas:

Capítulo 1: Presenta las ventajas del uso de la biomasa para la obtención de biogás, el cual comparte propiedades fisicoquímicas con metano de origen hidrocarburo fósil.

Capítulo 2: Analiza la generación de residuos sólidos urbanos en México y los estados de interés, identificando su composición y frecuencia de generación para estimar el porcentaje de la fracción orgánica asociada a los residuos.

Capítulo 3: Estima el potencial de biogás que puede ser obtenido basado en las estimaciones de producción de residuos orgánicos y su composición, esto posterior a los tratamientos de limpieza necesarios para el enriquecimiento del biogás.

Capítulo 4: Producción de hidrógeno a partir del reformado de biometano con vapor de agua.

Capítulo 5: Descripción de la captura de CO₂ producido en el proceso de reformado de biometano, mediante la inyección en yacimientos petroleros.

Finalmente, se presentan las conclusiones y las sugerencias para futuros pasos a seguir.

Objetivos

General

Proponer esquemas de bioenergía mediante distintos tipos de residuos orgánicos para la generación y aprovechamiento energético de H_2 verde, así como la utilización del CO_2 resultante en la extracción de hidrocarburos como yacimientos maduros, coadyuvando cuando sea técnicamente viable con algunos procesos de recuperación mejorada de petróleo en el sureste mexicano.

Particulares

- Pronosticar potencial de generación de H_2 verde o de bajas emisiones de CO_2 , a partir de la biomasa proveniente de los residuos sólidos urbanos en estados preseleccionados del sureste mexicano y su equivalente energético.
- Analizar tecnologías de reformado de metano con vapor de agua para obtener la mayor cantidad posible de H_2 a partir de la sustitución por biometano proveniente de la fracción orgánica de residuos sólidos urbanos (FORSU).
- Estudiar las opciones de captura, uso y almacenamiento del CO_2 proveniente del procesamiento de biomasa y biohidrógeno en la industria de hidrocarburos en México.
- Determinar el potencial de reducción de emisiones contaminantes al obtener hidrógeno a partir del biometano a comparación del proceso tradicional de SMR con metano de origen fósil.

Hipótesis

El H_2 verde proveniente del biometano genera beneficios energéticos con emisiones de CO_2 neutras y complementada con procesos de inyección de CO_2 en yacimientos petroleros fomenta una industria petrolera sustentable.

Justificación y delimitación del caso de estudio

Se reconoce que, para satisfacer las demandas energéticas del país, el sector hidrocarburos sigue y seguirá siendo un factor clave. Sin embargo, es importante complementarlo con una diversificación adecuada de la matriz energética, aumentando cada vez más la participación de energías limpias y renovables, en línea con los objetivos sectoriales del Acuerdo de París.

Los estados de la república mexicana que serán fundamentales para esta investigación son Campeche, Tabasco, Veracruz y Chiapas, debido a que dichos estados concentran el 99% de la producción de hidrocarburos líquidos en México (Comisión Nacional de Hidrocarburos [CNH], 2020) (**Figura 2**). Como resultado de esta actividad, también son responsables de la mayor cantidad de emisiones de metano por km² proveniente de las actividades terrestres y costa fuera de la producción, procesamiento, transmisión y distribución de hidrocarburos en un 22 % y 52 % respectivamente (Sheng, y otros, 2017).



Figura 2. Producción nacional de hidrocarburos por entidad (diciembre 2022)

Fuente: (Comisión Nacional de Hidrocarburos [CNH], 2020).

Para alcanzar el objetivo de una industria petrolera sustentable y de bajas emisiones de GEI, es necesario recurrir a alternativas de captura, uso y almacenamiento de CO₂. Dentro de los procesos de producción de hidrocarburos, existe un área de oportunidad para la captura y almacenamiento de CO₂, mediante la inyección de este gas a yacimientos petroleros, ya sea como parte de un proceso de mantenimiento de presión o de un proceso miscible para aumentar la producción del yacimiento, a lo que se le conoce como un proceso de Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR, Enhanced Oil Recovery), sin embargo, el CO₂ para la inyección debe de provenir de la combustión o conversión de biomasa o debe ser capturado directamente de la atmósfera.

Para cumplir con la condición anterior, el aprovechamiento de la biomasa como parte del sector energético mediante su conversión a un biocombustible ya que no solo ofrece los beneficios energéticos y ambientales propios de su aprovechamiento, adicionalmente ofrece una alternativa de aprovechamiento del CO₂ resultante de la conversión de la biomasa para reducir el impacto ambiental de un sector tan relevante para el desarrollo de México.

La biomasa es un recurso que tiene la posibilidad de conversión a diversos tipos de energéticos, usualmente llamados biocombustibles, los cuales se pueden clasificar en tres grupos, biocombustibles sólidos, líquidos y gaseosos, tal y como se muestra en la **Figura 3**.

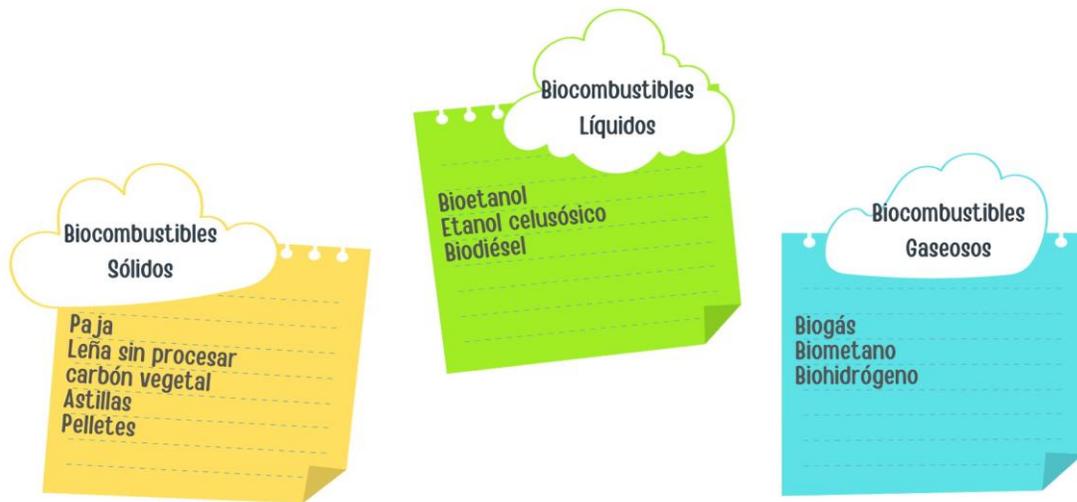


Figura 3 Tipos de Biocombustibles.

Fuente: elaboración propia con información de (Alfonso Romero, 2020).

El biocombustible que regirá la investigación es el biohidrógeno, o también llamado hidrógeno verde por su origen renovable, debido a su relevancia como vector energético que permite la capacidad de almacenar y transportar energía para posteriormente ser implementada en la descarbonización de sectores que por sus requerimientos especiales de energía suelen ser considerados difíciles de descarbonizar.

Actualmente existen diversas tecnologías para la obtención de hidrógeno, algunas de ellas tienen como base recursos fósiles y son las más utilizadas hoy en día, pero cada vez cobran más relevancia aquellas basadas en recursos renovables o las que involucran procesos de Captura del CO₂.

Después de una revisión bibliográfica, se propone que la ruta de obtención de hidrógeno verde que mejor coadyuva los alcances de este trabajo es la obtención de hidrógeno verde mediante la sustitución del biometano en el proceso de Reformado de Metano con Vapor (SMR) complementado con la captura del CO₂ resultante del proceso mediante la inyección en

yacimientos petroleros como método EOR. La **Figura 4** representa el diagrama de ruta involucrado para el desarrollo de este trabajo, partiendo de la identificación de dos problemáticas que pudieran parecer no tener una interacción directa, pero que finalmente demuestran la interacción entre procesos, logrando beneficios ambientales, energéticos y sociales.

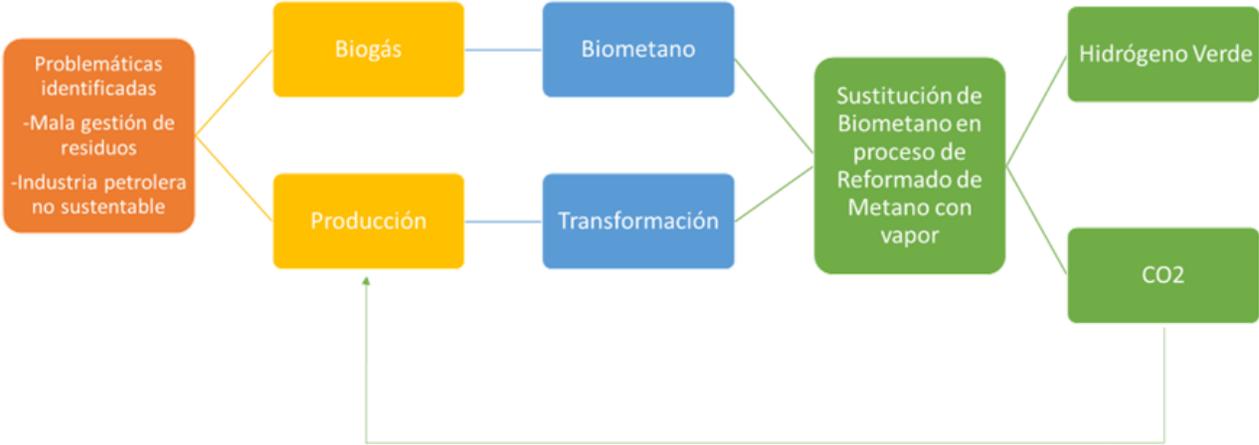


Figura 4 Diagrama de Ruta del trabajo de tesis.

Fuente: elaboración propia.

Capítulo 1: Antecedentes

Ventajas de la implementación de biomasa

El potencial para la producción de hidrógeno a gran escala a partir de biomasa se ve limitado por la disponibilidad de biomasa barata o los cuestionamientos sobre la biomasa a partir de cultivos energéticos, los cuales podrían entrar en dilema para satisfacer las necesidades alimenticias y energéticas. Sin embargo, considerar la producción de hidrógeno a partir de biomasa residual podría desempeñar un rol importante al considerarse una opción de bajas emisiones, lo que coincide con algunas de las acciones de mitigación del cambio climático dentro del contexto de los Factores Ambientales, Sociales y de Gobernanza (ASG).

La Agencia Internacional de Energía (IEA) por sus siglas en inglés, menciona que América Latina es una de las principales regiones del mundo para el uso de energías renovables, y puede desempeñar un papel importante en el impulso internacional para la implementación de hidrógeno como fuente de energía. Si bien, existen diversos procesos para generar hidrógeno, la IEA destaca que el desarrollo de biogás puede respaldar el proceso de aumento de escala del hidrógeno en América Latina y desempeñar un papel importante en la transición energética de la región. Una de las rutas más comunes de producción de dicho biogás es mediante el proceso de digestión anaeróbica de la fracción orgánica de los residuos¹ sólidos urbanos o rurales para generar biogás, el cual tiene una composición similar al gas natural (International Energy Agency [IEA], 2021).

Sujeto a ello, es preciso afirmar que el biogás puede desempeñar un papel importante en la descarbonización de la producción de hidrógeno, especialmente, si se consideran procedimientos de captura de CO₂ en lugares que no pueden tener acceso a otro tipo de fuentes energéticas renovables. Una de las principales ventajas del uso del biogás es la posibilidad de generar beneficios más allá de la reducción de emisiones, con bajos costos de implementación. Las plantas de digestión anaeróbica permiten la recuperación de nutrientes mediante la producción de fertilizantes bajos en carbono, desarrollando cadenas de suministro locales que puede beneficiar áreas rurales, promoviendo la economía circular y mitigando la contaminación local.

Un análisis de ciclo de vida reciente para Brasil ha llegado a indicar la posibilidad de lograr emisiones negativas al combinar estrategias de generación de hidrógeno a partir de biogás y captura y almacenamiento de CO₂ (International Energy Agency [IEA], 2021). Dicha sinergia tiene un gran potencial para lograr la transición energética en México y América Latina.

A continuación, se definirán las generalidades del biogás y su generación debido a su potencial descrito en los párrafos anteriores.

¹ Residuos: “aquellos materiales o productos cuyo propietario o poseedor desecha y que se encuentran en estado sólido o semisólido, líquido o gaseoso y que se contienen en recipientes, pueden ser susceptibles de ser valorizados o requieren sujetarse a tratamiento o disposición final” (Congreso General de los Estados Unidos Mexicanos, 2015).

Biogás

De acuerdo con el programa especial para el aprovechamiento de energías renovables publicado por SENER en 2014, el biogás se define como el gas que se produce por la conversión biológica de la biomasa (toda materia orgánica proveniente de desechos, ya sean de origen animal, vegetal o derivada de la actividad humana y que puede ser transformada en energía) resultado de su descomposición. El biogás es un gas producido por la digestión anaerobia de diferentes formas de materia orgánica y se compone principalmente de metano y dióxido de carbono. Las fuentes principales para la generación de biogás son el estiércol, aguas residuales, residuos de cultivos, fracción orgánica de residuos sólidos, cultivos energéticos (Instituto Mexicano del Petróleo [IMP], 2016). Algunas de las características principales del biogás son mostradas en la **Tabla 1**.

Tabla 1. Características del biogás

Característica	Biogás
Composición (depende del sustrato)	<ul style="list-style-type: none"> • Metano 50-75 % • Dióxido de carbono 25-45 % • Vapor de agua 2-7 % • Nitrógeno <2 % • Oxígeno <2 % • Sulfuro de hidrógeno <2 % • Monóxido de carbono: trazas • Amoníaco: trazas
Sustrato	<ul style="list-style-type: none"> • Residuos de origen animal como estiércol, orina, rastros. Residuos orgánicos de granjas lecheras, ganaderas, bobinas, porcinas y aviares. • Residuos de origen vegetal: malezas, rastrojos, pajas, forraje. • Residuos de origen humano: heces, fracción orgánica de residuos sólidos urbanos (FORSU). • Residuos agroindustriales: industria papelera, ingenios azucareros, alimentos, cerveceras. • Lodos de plantas de tratamiento (PTAR) • Biogás de rellenos sanitarios • Residuos forestales • Residuos de cultivos acuáticos
Productos y subproductos	<ul style="list-style-type: none"> • Biogás, biometano, lodos estabilizados, mejoradores de suelo (biofertilizantes)
Transformación energética	<ul style="list-style-type: none"> • Energía eléctrica • Energía calorífica • Biocombustible
Mitigación de GEI (CO ₂)	<ul style="list-style-type: none"> • 1.5 % mayor respecto al gas natural
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> • Producción de biofertilizante rico en nitrógeno, fósforo y potasio capaz de competir con los fertilizantes comerciales • Reducción de contaminación en suelo, agua y aire • El biogás es una alternativa interesante para solventar los problemas de basura orgánica en municipios y ciudades
Característica	Biogás
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> • Para su uso como combustible para vehículos requiere ser almacenado en contenedores a alta presión • La conversión de los motores para su utilización es costosa

Fuente: Elaboración propia con información de (Instituto Mexicano del Petróleo [IMP], 2016).

Como se mencionó anteriormente, la digestión anaeróbica (también denominada digestión anaerobia) es la ruta más común para generar biogás a partir de la biomasa; la digestión anaeróbica es un proceso de descomposición por la actividad microbiana en ausencia de oxígeno y se compone de cuatro fases sucesivas descritas a continuación (Wilken, y otros, 2019):

- En la fase de hidrólisis los compuestos complejos y de cadena larga de la materia prima como los carbohidratos, las proteínas y las grasas, se descomponen en compuestos orgánicos de menor peso molecular como aminoácidos, azúcares y ácidos grasos. Los microorganismos hidrolíticos implicados liberan enzimas hidrolíticas que descomponen el material bioquímicamente fuera de las células microbianas.
- En la acidogénesis los productos intermedios se transforman en ácidos grasos inferiores como el ácido propiónico, ácido butírico y ácido acético, así como en CO₂ e hidrógeno como subproductos del proceso de degradación.
- En la Acetogénesis las bacterias acetogénicas convierten el ácido propiónico y ácido butírico en ácido acético, hidrógeno y CO₂, que son fundamentales para generar metano (CH₄).
- Finalmente, en la metanogénesis, los microorganismos involucrados tienen dos vías metabólicas diferentes: la vía acetoclástica que transforma el ácido acético en CH₄ y CO₂ y la vía hidrógeno trófica que a partir del H₂ y el CO₂ genera CH₄.

El proceso químico y físico que sufre la materia orgánica no sólo produce biogás, sino también genera un residuo estabilizado o digerido que tiene propiedades adecuadas para ser utilizado como biofertilizante o mejorador de suelo. Para fines de este trabajo, no se profundizará en este producto puesto que nuestro objeto de estudio es el biogás susceptible de ser aprovechado energéticamente.

El metano es considerado el hidrocarburo más ligero y su molécula está conformada por un átomo de carbono y cuatro átomos de hidrógeno, de ahí su alto potencial para generar hidrógeno. Existen diversas teorías sobre el origen de los hidrocarburos, siendo la teoría orgánica la más aceptada y, al igual que la biomasa (fresca), tiene su origen a partir de la materia orgánica animal o vegetal. En otras palabras, la materia orgánica es resultado de los procesos de fotosíntesis y cadenas alimenticias de las diversas especies de acuerdo con la era geológica en cuestión.

Partiendo de la composición del metano y del entendimiento del proceso geoquímico² que rige la formación de hidrocarburos fósiles, es posible comparar los procesos de generación de metano a partir de biomasa y el metano de origen fósil, tal y como se muestra en la **Figura 5**, donde se puede observar de lado izquierdo de la imagen, el proceso geoquímico de generación de hidrocarburos, que se divide en tres fases. Cabe mencionar que este proceso toma lugar en cuencas sedimentarias y que toma miles de años para poder alcanzar las condiciones de profundidad y, con ello, la temperatura y presión adecuada para poder generar un gas con alto contenido en metano. En el lado derecho se muestran las fases de la digestión anaeróbica, la cual tiene lugar en reactores³ o también llamados biodigestores y que, dependiendo del tipo de biomasa y la temperatura del proceso, varía el tiempo de retención hidráulica.

² El proceso geoquímico se centra en determinar si una roca generadora es suficientemente rica en contenido orgánico para generar hidrocarburos (Energy Glossary, 2023).

³ Reactor: unidad procesadora diseñada para que en su interior se lleven a cabo una o más reacciones químicas, cuenta con líneas de entrada y salida de las sustancias químicas involucradas.

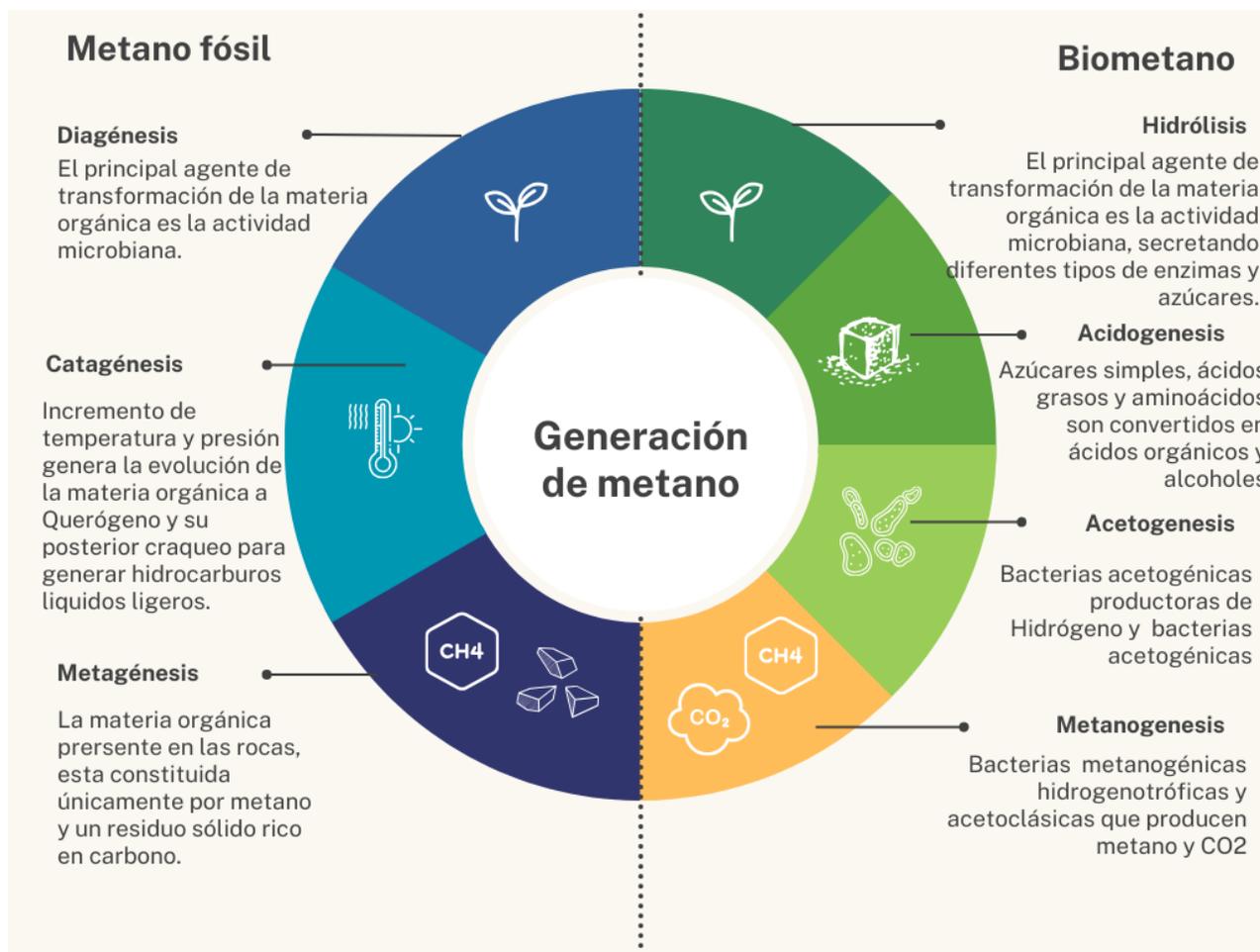


Figura 5. Generación de metano por vía fósil y a partir de biomasa fresca.

Fuente: elaboración propia con información de (González-Partida, Camprubí, Canet, & González-Sanchez, 2008) y (Huertas, 2023).

El biodigestor también llamado reactor o bioreactor, ya sea solo o mediante un arreglo de biodigestores, dicta la tecnología apropiada para el fin que se persigue debido a ser el principal componente en el sistema de generación de Biogás. Sin embargo, esto depende de diversos factores como lo son las características y la disposición de la biomasa, la demanda local de energía, las condiciones ambientales de temperatura y humedad, además del dimensionamiento del espacio disponible con el que se cuenta y los costos de inversión y operación.

De forma general, una planta de biodigestión anaerobia se conforma de diversas partes y elementos que actúan sobre la materia prima y que tienen como resultado los productos y subproductos de interés energético. De acuerdo con la **Figura 6**, en primer lugar, se tienen a las materias primas para producir biogás que van desde los residuos municipales, industriales y comerciales, así como subproductos animales y vegetales. Dependiendo de la materia prima empleada, se requiere un tipo de almacenamiento específico. Para el caso de materia prima líquida se requieren tanques de almacenamiento, mientras que la materia sólida o con menor porcentaje de humedad se puede almacenar en pilas dentro de edificios construidos para dicho fin, por lo que

deben ser construidos con un sistema de recirculación de aire, además de filtros adicionales para ayudar a reducir los olores provenientes de compuestos orgánicos.

El biodigestor debe contar con un almacenamiento hermético de gas en la parte superior del digestor para evitar la entrada de aire en el proceso anaerobio y, en algunos casos, este almacenamiento se da en una unidad de almacenamiento independiente. Antes de emplear el biogás generado, debe limpiarse de compuestos de azufre y agua para generar energía en forma de calor o electricidad, posterior a este paso, el gas puede emplearse para generar energía o para su enriquecimiento (Wilken, y otros, 2019).

Por otro lado, el biodigestato se almacena por separado para luego ser empleado, el cual también es posible mejorar al separar la fase sólida y líquida mediante un proceso de secado, compostaje, lo cual agrega valor y facilita el transporte.

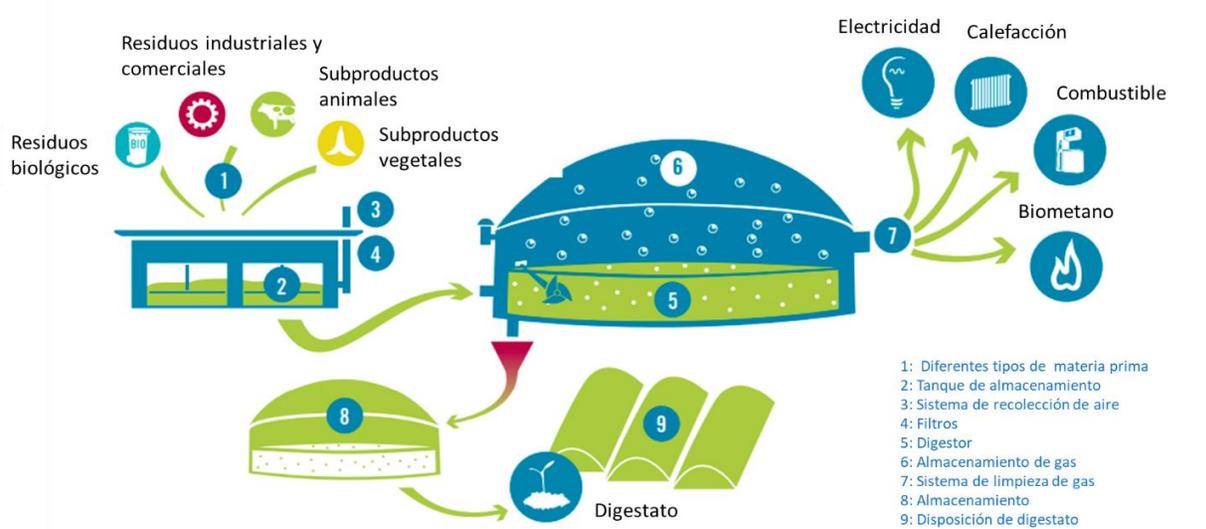


Figura 6. Esquema de una planta de digestión.

Fuente: (Wilken, y otros, 2019).

Los procesos biológicos, como la digestión anaerobia, son altamente dependientes de la temperatura del proceso, puesto que a partir de ella se da el crecimiento y la velocidad de reacción de los microorganismos involucrados. A medida que la temperatura incrementa, la velocidad de crecimiento de microorganismos aumenta, sin embargo, este incremento se limita a un rango específico de temperatura, dado que de aumentar de forma drástica se puede eliminar a dichos microorganismos.

Se definen tres rangos de temperatura en los cuales se puede llevar a cabo la digestión anaerobia⁴: el régimen mesofílico es el más utilizado, a pesar de que cada vez se incrementa la implementación de los procesos termofílicos para conseguir una mayor velocidad del proceso y, con ello, un menor tiempo de retención hidráulica⁵ (TRH). De este parámetro depende el dimensionamiento del reactor, se deben comparar los beneficios que implica cada rango de procesos, y los costos que involucra, puesto que una menor temperatura conlleva a un mayor dimensionamiento del reactor, generando un mayor costo comparado al que se tendría al mantener una mayor temperatura con un proceso termofílico. Sin embargo, los procesos termofílicos suelen ser más inestables a cualquier cambio de las condiciones de operación y presenta más problemas de inhibición del proceso por la mayor toxicidad de determinados compuestos a elevadas temperaturas. Un ejemplo de ello son el nitrógeno amoniacal o los ácidos grasos de cadena larga. Como generalidad, la actividad de los microorganismos se duplica por cada incremento en 10°C, para un óptimo funcionamiento del reactor, debido a ello, se recomienda considerar variaciones de temperatura que no excedan los 0.6 a 1.2 °C al día, dentro del rango de temperatura al cual fue diseñado.

Actualmente, se pueden combinar dos fases de digestión en una primera etapa a una temperatura termofílica para una elevada carga orgánica y en la segunda etapa a temperatura mesofílica con menor carga orgánica. De esta forma se aprovechan las ventajas del sistema termofílico, pero reduciendo los problemas de inestabilidad. La solubilidad de los gases generados desciende al aumentar la temperatura, favoreciendo la transferencia líquido-gas, resultando en un efecto positivo para gases tales como NH₃, H₂ y H₂S, en contraste, desciende la solubilidad CO₂ lo que genera un incremento en el pH, generando lodos con una elevada concentración de amonio. En general, la temperatura favorece las formas no ionizadas que resultan más tóxicas, y reduce la viscosidad⁶ del influente⁷, lo que implica menores requerimientos de agitación (Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura [FAO], 2011).

Los biodigestores mesofílicos y termofílicos logran reducir en más de un 50 % el contenido de materia seca de la mezcla a emplear, resultando en un lodo digerido mucho más estable (Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura [FAO], 2011). Los diversos tipos de biodigestores se resumen de acuerdo con diversas características Comparativa de diversas tecnologías de biodigestión, las cuales pueden combinarse según las necesidades específicas, las condiciones ambientales y el tipo de materia orgánica disponible (**Tabla 2**). Algunos de los tipos de biodigestores que se han empleado para tratar la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (FORSU), bajo condiciones termofílicas.

⁴ Para más información consulte la sección de anexos.

⁵ Tiempo de retención hidráulica: tiempo que una unidad de fluido permanece en el reactor durante un proceso. Se obtiene al dividir el volumen (m³) entre el gasto (m³/hr).

⁶ Viscosidad: propiedad de los fluidos que indica su resistencia al flujo, definida como la relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte.

⁷ Influyente: Flujo de entrada del reactor.

Tabla 2. Comparativa de diversas tecnologías de biodigestión.

Tipo	Flujo	Temperatura	Agitación	Biomasa	Condiciones climáticas	Generalidades
Digestión húmeda continua	Continuo	Mesofílica o termofílica	Con agitación a excepción de digestores hidráulicos	Fácilmente bombeable	Sin limitaciones	Impurezas pueden causar problemas técnicos
Reactor de flujo pistón	Continuo	Usualmente mesofílica con posibilidad a termofílica	Agitación a lo largo y a través del flujo a excepción de sistemas verticales	Usualmente residuos orgánicos municipales	Sin limitaciones	Alta tolerancia a impurezas
Sistema tipo Garaje	Discontinuo	Usualmente mesofílica con posibilidad a termofílica	Sin agitación	Usualmente residuos orgánicos municipales	Sin limitaciones	Reactor robusto sin partes móviles
Sistema tipo Laguna	Continuo con tiempos de retención mayores a 100 días	Ambiente	Sin agitación	Aguas residuales	Regiones tropicales	Impurezas pueden generar problemas técnicos
Digestor domestico	Continuo	Ambiente	Sin agitación	Residuos orgánicos, agrícolas a pequeña escala	Temperaturas mayores a 10°C	No deben entrar impurezas al proceso

Fuente: elaboración propia con información de (Wilken, y otros, 2019).

Capítulo 2: Generación de residuos sólidos urbanos (RSU) en México

Los residuos sólidos urbanos son aquellos que se producen en los domicilios, ya sean de casa, habitación, oficinas o pequeños comercios, así como los que provienen de cualquier otra actividad que se realiza en los establecimientos o en vía pública con características domiciliarias, siempre que no sean considerados como residuos de otra índole (Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales [SEMARNAT], 2019).

Para estimar la cantidad de residuos generados, se recurre a estimaciones indirectas a partir de la medición de residuos producidos por personas o por vivienda, extrapolando en función del tamaño de la población y de otras características, tales como ingresos, la condición social y las propiedades de la población; si es urbana o rural.

De acuerdo con el censo de población de 2015 se consideró que la generación per cápita calculada fue de 0.944 kg de residuos por habitante al día, dando una generación total de 120,128 toneladas de residuos diarios. Del total de los residuos generados se considera una cobertura a nivel nacional del 83.87%, lo que representa un incremento de 17,233 de toneladas diarias con respecto a la generación de residuos para el año 2012¹ (SEMARNAT, 2020) El crecimiento de RSU marcha a la par del gasto del consumo final privado y el PIB nacional, lo que implica mayores ingresos dado que el nivel de consumo se incrementa y, en consecuencia, se produce un mayor volumen de residuos.

Se ha demostrado una correlación directa entre el Producto Interno Bruto (PIB) y la producción de residuos, (Xue, Geng, Ren, & Zhang, 2011), debido a que existe un amplio consenso en la relación a que los estratos de población con mayor ingreso generan más residuos sólidos y el contenido de fracción orgánica es mayormente asociado a áreas rurales (Gomez , Meneses, Ballinas , & Castells, 2008). En el caso de México entre 2003 y 2015, el PIB y la generación de residuos crecieron prácticamente a la misma tasa del aproximadamente 2.77% anual, tal y como se muestra en la **Figura 7** (SEMARNAT, 2016). Debido a lo anterior se considera al PIB como una variable que incide notoriamente en la proyección de generación de los residuos sólidos urbanos.

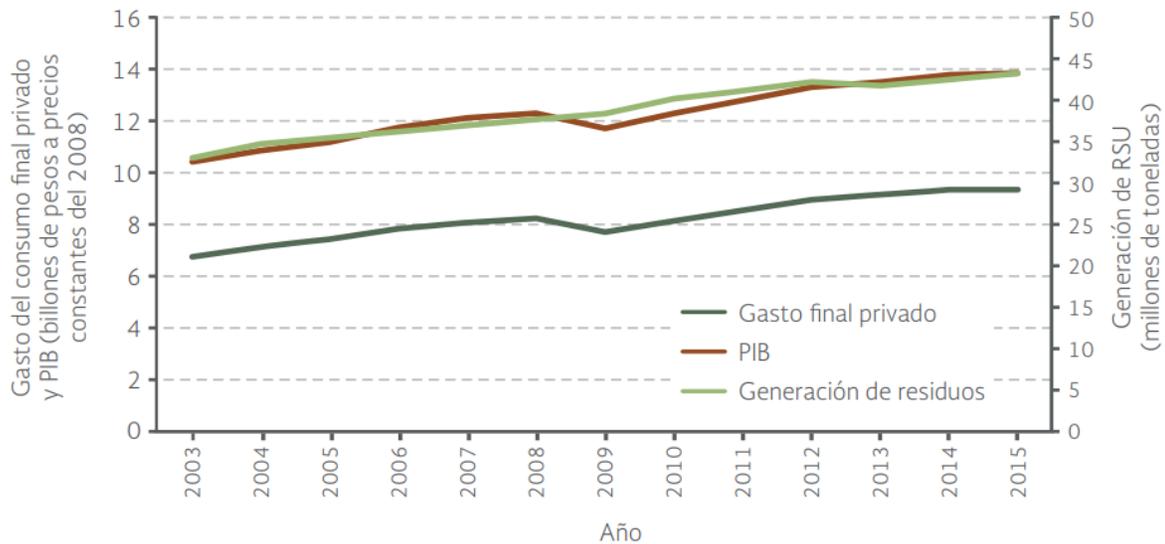


Figura 7 Generación de RSU, PIB y gasto del consumo final privado en México, 2003-2015.

Fuente: (SEMARNAT, 2016).

El inadecuado manejo de los residuos puede causar afectaciones a la salud humana por agentes físicos, químicos y biológicos. Aunado a ello, los efectos ambientales también pueden ser significativos: los RSU afectan la calidad de los hábitats de los ecosistemas naturales, contaminan las aguas superficiales y los acuíferos por la infiltración de los lixiviados, emiten gases de efecto invernadero (GEI) y, en casos más graves, acentúan la problemática por la presencia de materiales tóxicos. Por lo anterior, la gestión y aprovechamiento de RSU se considera un paso clave hacia el desarrollo sustentable; además de disminuir la presión sobre las fuentes de suministro de recursos naturales, además de limitar el riesgo de impactos adversos a la salud humana y a los ecosistemas.

La **Figura 8** se ilustra la producción de residuos recolectados al día por estado de la república, demostrando que la mayor producción de residuos se concentra en los estados de México, Ciudad de México y Jalisco. En contraste, los estados de Baja California Sur, Colima y Campeche son los estados con menor generación de residuos (SEMARNAT, 2020). Estos son los datos base para las proyecciones para años futuros.

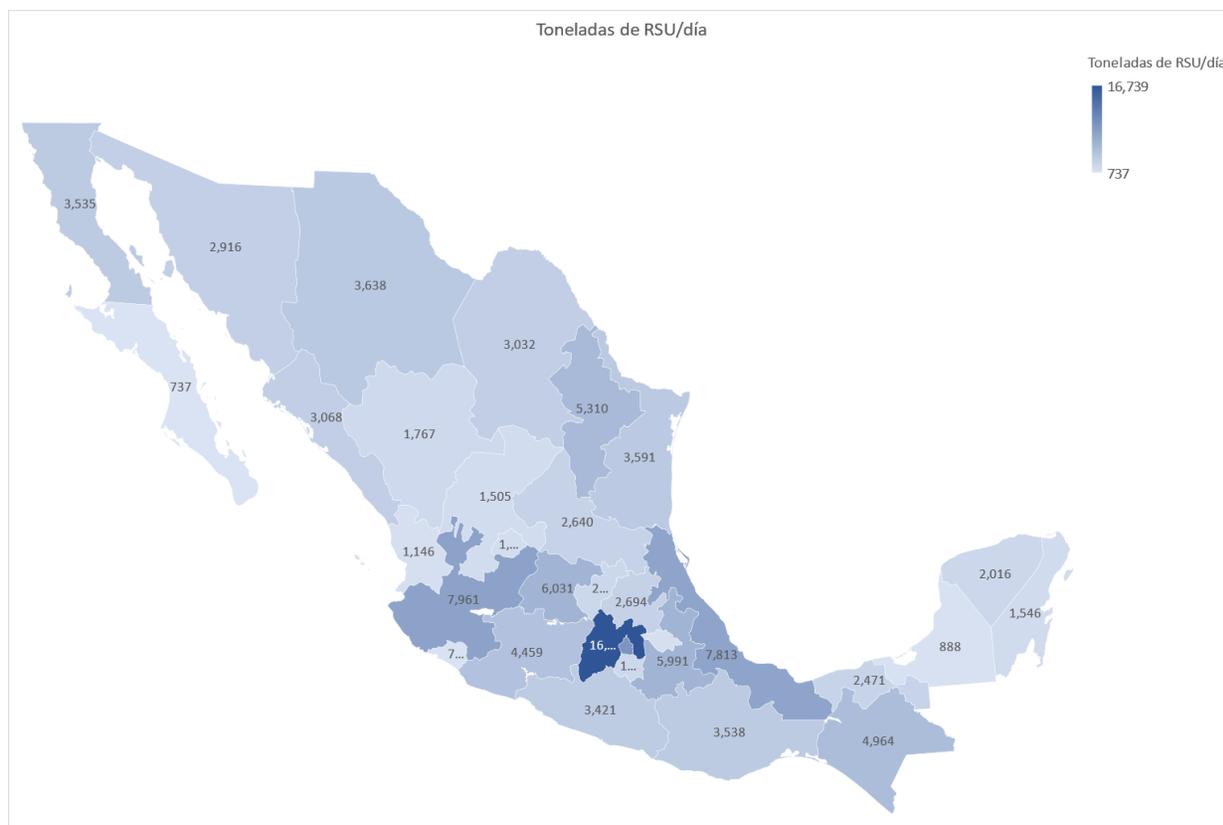


Figura 8. Mapa de la República Mexicana con datos iniciales de producción diaria de RSU (2015).

Fuente: Elaboración propia con información de (SEMARNAT, 2020).

Además de lo anterior, la **Figura 9** muestra una estimación de la tasa anual del crecimiento del PIB 2020-2050, el cálculo de dicha tasa corresponde a la tasa de crecimiento promedio del periodo 2000-2019. Se observa que el estado de Campeche como aquel con menor crecimiento del PIB, llegando a estar en valores negativos. Esto como resultado de la concentración de la actividad económica, la cual está centralizada en el sector petrolero, por lo que se tienen poca diversificación en otros sectores con mayor potencial de crecimiento, por lo que, si se dejara de lado la actividad petrolera en el estado, la situación económica en el estado sería complicada (Moy, 2021). Este aspecto resultará relevante para la estimación del potencial de generación del hidrógeno de dicho estado.

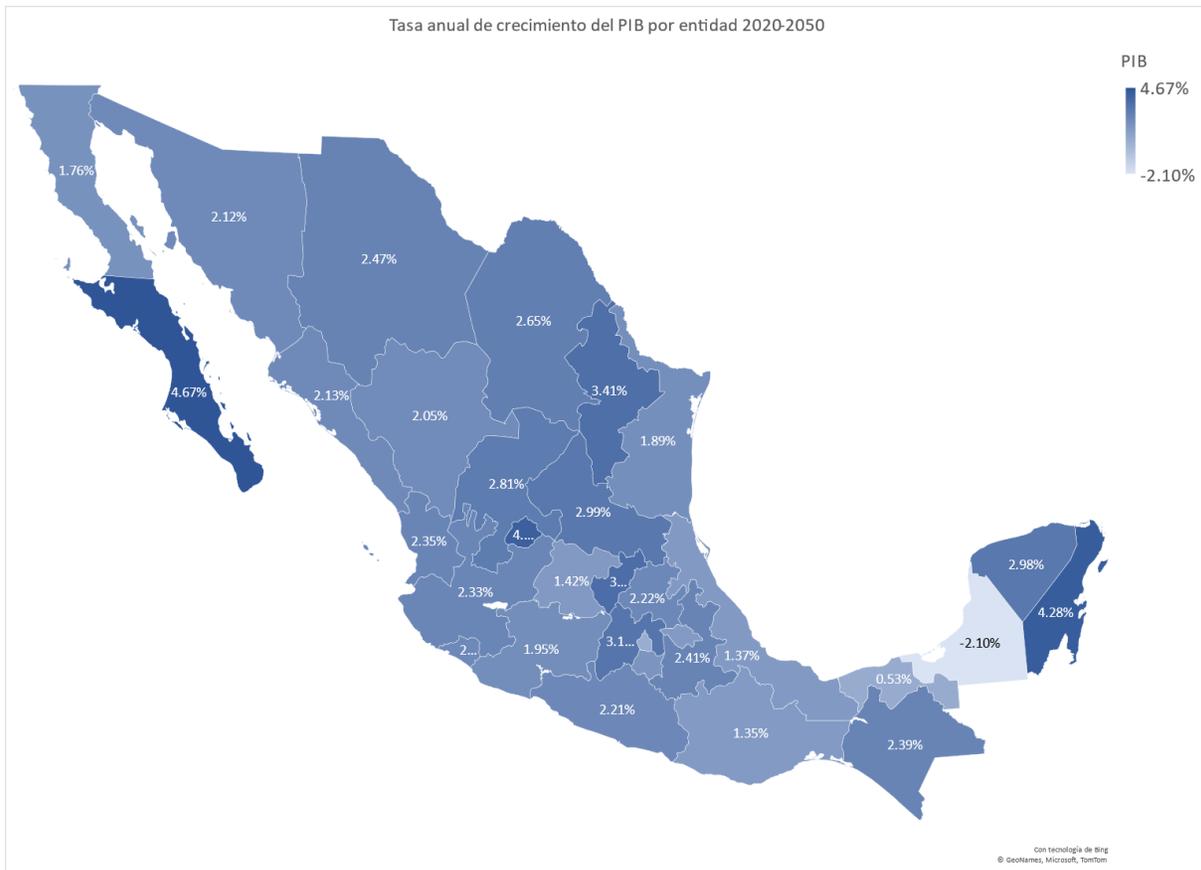


Figura 9. Mapa de la República Mexicana con estimación de crecimiento del PIB por entidad en el periodo 2020-2050.

Fuente: elaboración propia.

En el contexto de residuos sólidos urbanos, SEMARNAT clasifica los estados en diferentes regiones, incluyendo el Noroeste (Baja California, Baja California Sur, Sinaloa y Sonora), Noreste (Chihuahua, Coahuila, Durango, Nuevo León y Tamaulipas), Occidente (Aguascalientes, Colima, Guanajuato, Jalisco, Michoacán, Nayarit, Querétaro, San Luis Potosí y Zacatecas), Centro (Estado de México, Hidalgo, Morelos, Puebla, Tlaxcala y Ciudad de México), Sur (Chiapas, Guerrero, Oaxaca y Veracruz) y Sureste (Campeche, Quintana Roo, Tabasco y Yucatán), tal y como se muestra en el mapa de la **Figura 10**. La clasificación resulta importante, ya que, dependiendo de la región, se estima una composición específica de los residuos sólidos urbanos, por lo que la cantidad de fracción orgánica varía entre regiones, tal y como se observa en la **Figura 11**.



Figura 10. Mapa de la República Mexicana con la clasificación de regiones según SEMARNAT.

Fuente: elaboración propia con información de (SEMARNAT, 2020).

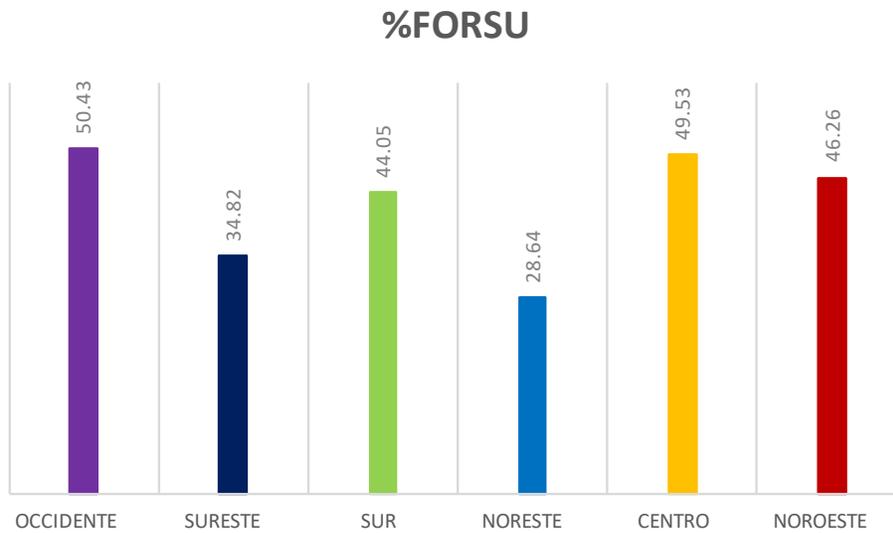


Figura 11 Porcentaje de la composición orgánica de los residuos por región de SEMARNAT.

Fuente: elaboración propia con información de (SEMARNAT, 2020).

A partir de los datos obtenidos de SEMARNAT (SEMARNAT, 2020) respecto a la generación de residuos por día, se realizó una estimación del incremento de la generación de residuos para un periodo que abarca del año 2020 al año 2050, a partir de un pronóstico del comportamiento del PIB para cada estado y el porcentaje de fracción orgánica generada correspondiente a cada una de las regiones definidas por la SEMARNAT. En la **Figura 12** se muestra las estimaciones de generación de toneladas de residuos por día para cada uno de los estados de la república mexicana y su correspondiente estimación de fracción orgánica (línea naranja) basada en el porcentaje correspondiente de fracción orgánica dependiendo a la región.

Cabe destacar que dichas estimaciones se pueden ver afectadas por diversos factores como la situación económica actual a nivel mundial, derivada entre otros aspectos por la pandemia de Covid-19, la situación en Europa y la consecuente inflación, reduciendo los comportamientos de consumo dada la pérdida o reducción de ingresos y el aumento por la inflación de la canasta básica alimentaria (Esquivel, 2020). Otro de los aspectos que afectan las estimaciones de generación de residuos es el crecimiento poblacional que, a nivel nacional, se considera que el crecimiento es superior al uno por ciento anual. Sin embargo, el crecimiento no está distribuido de forma equitativa entre los 32 estados de la república mexicana, concentrando el 53% tan solo en ocho estados principalmente de la zona centro del país, mientras que la región del sureste concentra el 27% de la población total (García de León, 2018). Dichos factores impactan directamente en el PIB y con ello afectan el poder adquisitivo de la población y la generación de residuos, sin embargo, las estimaciones presentadas consideran un mantenimiento en la tendencia previa a las afectaciones antes mencionadas.

RSU (ton/día) y FORSU (ton/día) por Entidad Federativa y Región SEMARNAT

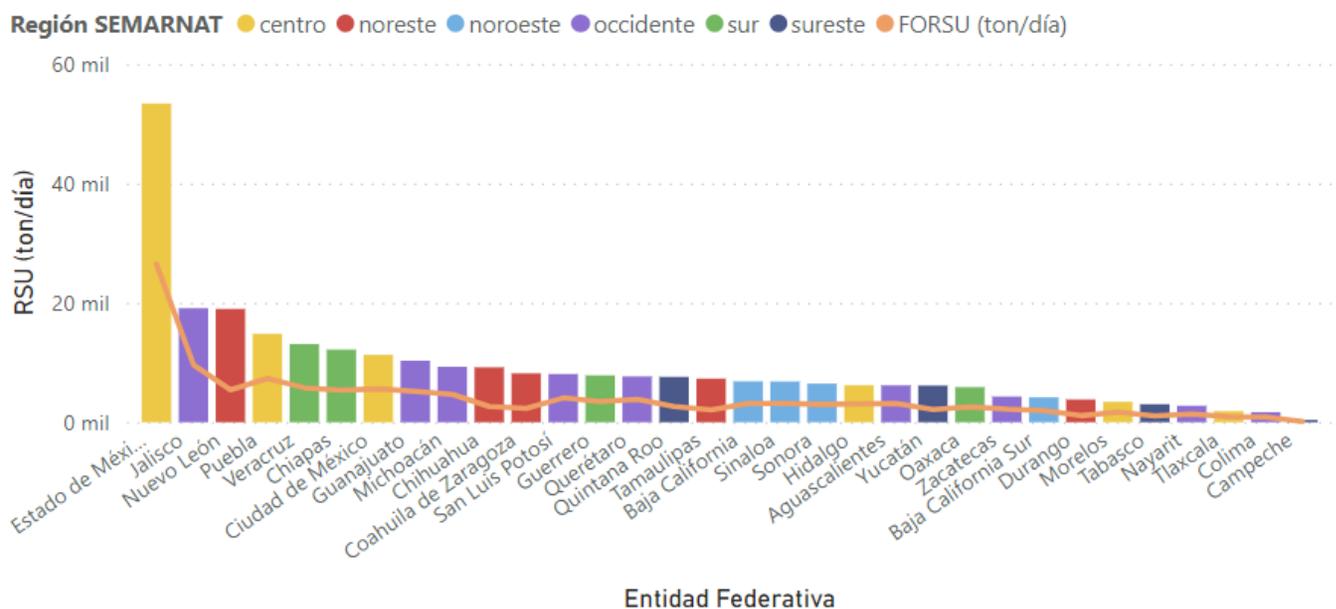


Figura 12. Estimación de generación de RSU y FORSU para 2050.

Fuente: elaboración propia.

Capítulo 3: potencial de generación de biogás

La gestión adecuada de residuos es un tema esencial en todo el mundo debido a las afectaciones ambientales, sociales y económicas como consecuencia de la gestión inadecuada de los residuos, particularmente de aquellos residuos que tienen un proceso de descomposición, como lo son la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (FORSU, pero también conocidos como basura orgánica) alimenticios y agropecuarios, los cuales podrían liberar gases de efecto invernadero, contribuyendo anualmente hasta en 4.4 Gt CO_{2e}. Adicionalmente, si estos desechos son incinerados generan dióxido de azufre (SO₂) y óxidos de nitrógeno (NO_x), que al ser mezclados con agua o lixiviados se filtran en el subsuelo acidificando el agua de los acuíferos. A esta situación se suma el olor producido por la descomposición de los residuos (Cudjoe, Zhu, & Wang, 2022). Cuando los residuos orgánicos se utilizan como materia prima en procesos de digestión anaerobia se pueden evitar una gran cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero, razón por la cual es de suma importancia tomar medidas para su aprovechamiento.

El objetivo de esta investigación implica lograr la mayor generación de biogás a partir de FORSU y, por consecuencia de H₂, sin embargo, la biomasa proveniente de lodos de Plantas de Tratamiento de Aguas Residuales⁸ (PTAR) y los residuos agropecuarios al ser considerados como Residuos de Manejo Especial (RME) (SEMARNAT, 2020), no son considerados para los alcances de este trabajo, debido a que muchas veces este tipo de residuos pueden ser aprovechados in situ y tener un beneficio para la entidad pública o privada responsable de su gestión, caso contrario a la gestión de los RSU, los cuales suelen ser asociados a problemáticas de gestión.

En la **Figura 13** se presentan las proyecciones que se obtienen al calcular el valor futuro a partir de un valor presente de la generación de RSU, en un periodo de tiempo definido con pasos de tiempo enteros y constantes, considerando una tasa de crecimiento constante, aproximado mediante una ecuación exponencial (**Ecuación 1**) En el crecimiento de tipo exponencial, la tasa de crecimiento de la generación de residuos aumenta con el tiempo, en proporción con el tamaño de la población (Connie Rye, 2016). Lo anterior, rige el comportamiento de las proyecciones y la tendencia en los resultados gráficos. Es importante tener en cuenta que la tasa de crecimiento se basa en la tasa de crecimiento del PIB para cada estado, y no considera los efectos atípicos asociados con la pandemia de Covid-19, por lo que los resultados pueden mostrar una discrepancia con los datos reales debido a estas consideraciones. El modelo implementado comparte similitudes en consideraciones al modelo Mexicano de Biogás (2003) al asumir tasas de crecimiento constantes (Aguilar-Virgen, Taboada-González, & Ojeda-Benítez, 2011).

Al ser la generación de RSU la base de las estimaciones, el comportamiento de dichas estimaciones regirá el comportamiento de las siguientes gráficas, por lo que se mantiene el comportamiento característico del estado de Campeche, que como se menciona anteriormente, es el único estado con un PIB negativo.

⁸ Para más información se recomienda revisar el material presentado en (Barlandas Calderón, En elaboración)

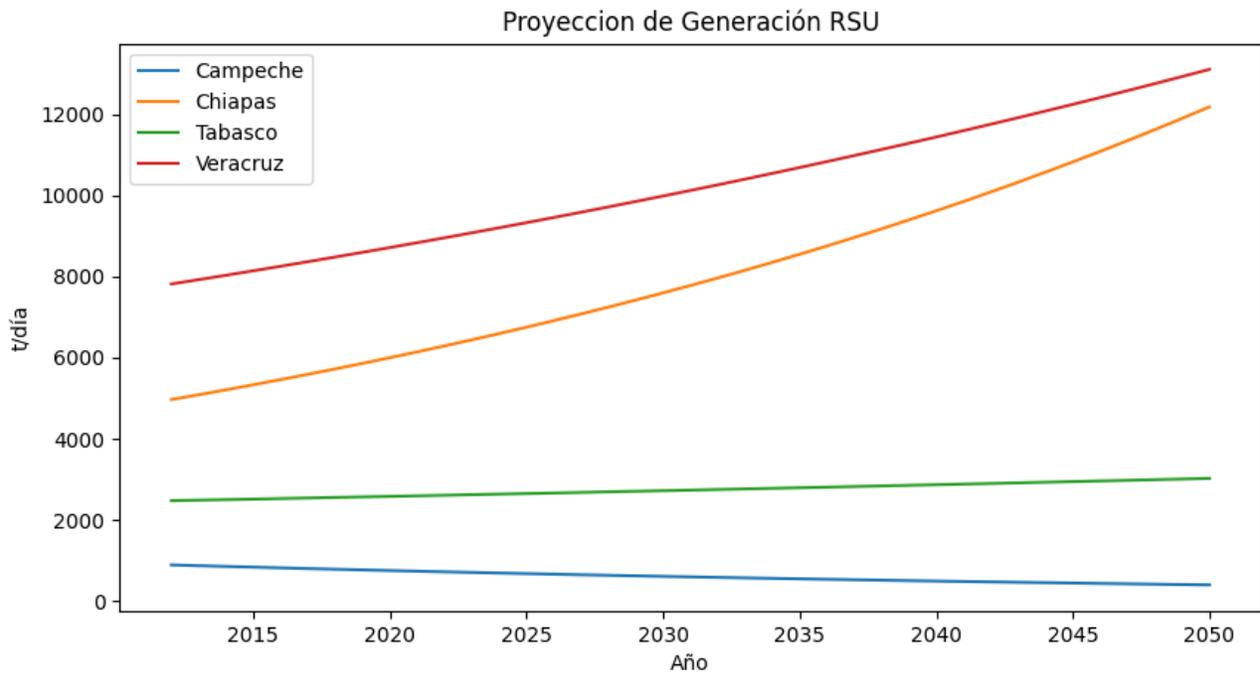


Figura 13. Proyección de Generación de RSU (t/día) 2012-2050.

Fuente: elaboración propia.

Ecuación 1

$$Y = Ae^{CX}$$

Donde:

Y= valor futuro

A= valor presente

C= tasa de crecimiento PIB

X=periodo de tiempo

Después de calcular los residuos en los estados seleccionados, se procedió a estimar la fracción orgánica contenida en ellos, conforme los porcentajes de contenido orgánico por región que reporta SEMARNAT y que se mostraron previamente en la **Figura 11**. Del total de los residuos generados para los cuatro estados analizados, el porcentaje promedio de residuos orgánicos es del 42.58 %. (**Figura 14**). Conviene señalar que estos cálculos son claves para cuantificar el potencial de obtención de hidrógeno que se puede obtener en los estados seleccionados.

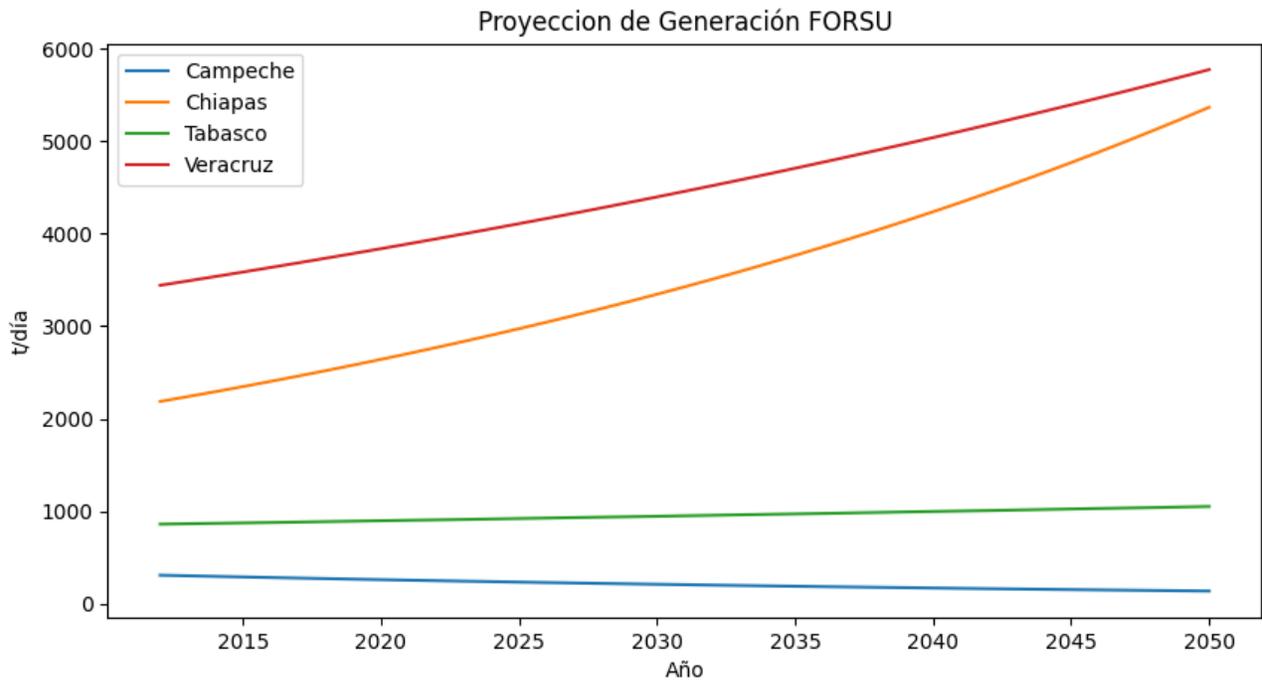


Figura 14. Proyección de Generación de FORSU (t/día) 2012-2050.

Fuente: elaboración propia.

De acuerdo con la Asociación Mexicana de Biomasa y Biogás (Asociación Mexicana de Biomasa y Biogás, 2015), los residuos orgánicos pueden ser clasificados en 5 grupos diferentes, cada uno con una composición y contribución específica a la producción de biogás y biometano. Por lo tanto, la cantidad de biogás y biometano producido dependerá de la proporción de cada uno de estos grupos en los FORSU (**Tabla 3**). Para este trabajo se consideró una proporción constante a través de los años y equivalente para los 4 estados.

Además de la composición, otros factores clave en el proceso de biodigestión de los residuos orgánicos son el tipo de biodigestor, para fines de este trabajo se seleccionó un biodigestor de tipo mesofílico a 40°C y una eficiencia de conversión de la materia volátil teórico inicial de **64.45 %** (Asociación Mexicana de Biomasa y Biogás, 2015).

Tabla 3. Aportes por tipo de grupo presente en FORSU.

Sustrato	% del FORSU	MS (%)	MV (%)	N (%)	P (%)	K (%)	m ³ BG/t BM	m ³ CH ₄ /kg MV
Comida, restaurantes y cocinas	10.00	22.00	85.00	2.50	0.90	0.80	51.07	0.25
Frutas, restos de frutas con agua	10.00	3.00	95.00	0.10	0.73	1.60	7.41	0.25
Grasas de separadores, gastronomía	10.00	55.00	90.00	1.25	0.50	0.80	279.15	0.70
Mercados, restos de mercados	60.00	16.00	90.00	3.00	1.00	0.80	75.93	0.45
Verduras	10.00	15.00	84.00	3.00	1.00	0.80	48.48	0.40

Fuente: (Asociación Mexicana de Biomasa y Biogás, 2015).

El procedimiento para determinar la cantidad de biogás y biometano a partir del FORSU, se puede determinar para cada tipo de sustrato mediante las siguientes ecuaciones:

Ecuación 2

$$\begin{aligned} \text{Disponibilidad de biomasa} \left(\frac{t}{\text{día}} \right) \\ = \text{Cantidad de FORSU} \left(\frac{t}{\text{día}} \right) * (\% \text{ del FORSU})_{\text{sustrato}} \end{aligned}$$

Ecuación 3

$$\text{Masa Seca} \left(\frac{t}{\text{día}} \right) = \text{Disponibilidad de biomasa} \left(\frac{t}{\text{día}} \right) * MS(\%)$$

Ecuación 4

$$\text{Masa Volatil} \left(\frac{t}{\text{día}} \right) = \text{Masa Seca} \left(\frac{t}{\text{día}} \right) * MV(\%)$$

Ecuación 5

$$\text{Masa Volatil Degradada} \left(\frac{t}{\text{día}} \right) = \text{Masa volatil} \left(\frac{t}{\text{día}} \right) * \text{Eficiencia de Conversión}(\%)$$

Ecuación 6

$$\begin{aligned} \text{Producción estimada de biogás} \left(\frac{m^3 \text{ biogás}}{\text{día}} \right) \\ = \text{Disponibilidad de biomasa} \left(\frac{t}{\text{día}} \right) * \frac{m^3 \text{ biogás}}{t \text{ biomasa}} \end{aligned}$$

Los resultados de las estimaciones de obtención de biogás para los 4 estados de análisis son mostrados en la **Figura 15**. Mediante programación lineal, el factor de conversión de la materia volátil final que ofreció la mayor cantidad de generación de biogás fue de 64.28% es decir un 0.263% de diferencia con respecto al factor teórico.

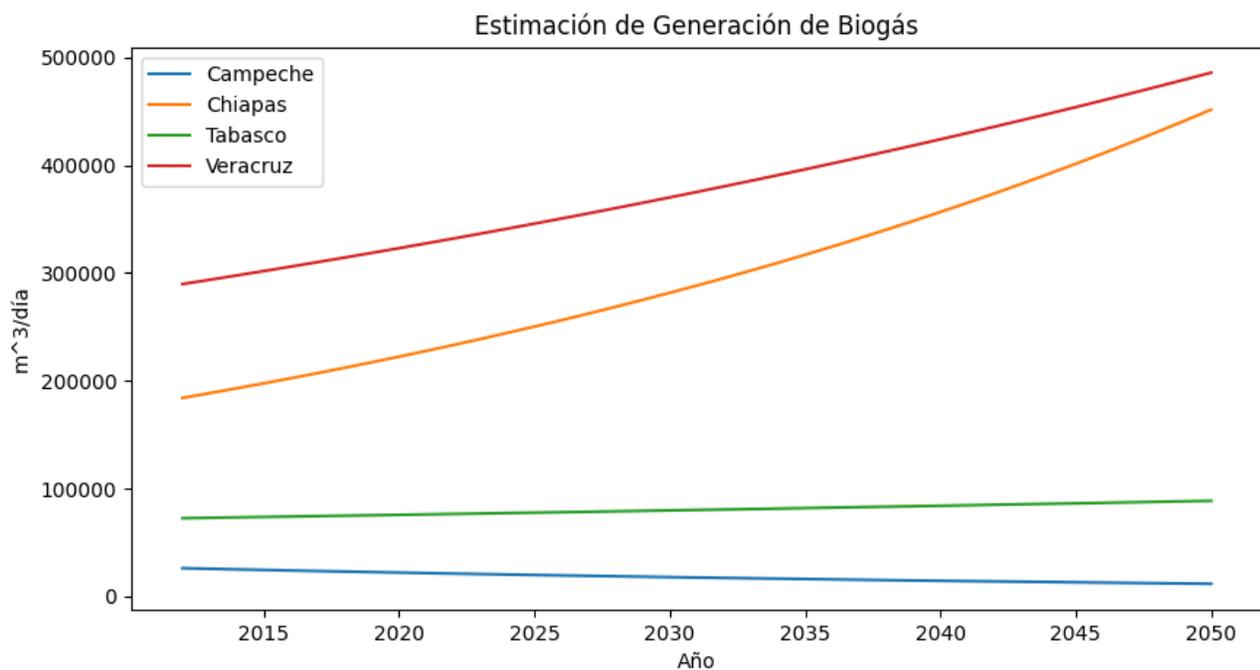


Figura 15. Estimación de Generación de biogás (m³/día) 2012-2050.

Fuente: elaboración propia.

Tratamiento del biogás

Como se ha mencionado previamente el uso de biogás generado a partir de residuos orgánicos es una solución directa al problema de contaminación relacionada con los desechos. Además, ayuda a reducir la emisión de gases de efecto invernadero y a disminuir la dependencia de los individuos a los combustibles fósiles, al aprovechar el metano contenido en el biogás. La composición teórica del biogás se muestra en la **Tabla 4**. Es importante tener en cuenta que esta composición varía según el tipo de sustrato utilizado. Aunque la categoría de constituyentes en cantidades de trazas puede estar conformado de hasta 577 compuestos diferentes, pero su presencia no es significativa (Ameztoy Muñoz, 2021).

Tabla 4. Composición teórica del biogás.

Componente	%
Metano	50-70
Dióxido de carbono	30-50
Agua	Saturado
Hidrógeno	0-2
Sulfuro de hidrógeno	0-8
Amoniaco	Trazas
Monóxido de carbono	0-1
Nitrógeno	0-1
Oxígeno	0-1
Constituyentes en cantidades trazas, compuestos orgánicos	Trazas

Fuente: elaboración propia con información de (Ameztoy Muñoz, 2021).

Teniendo en cuenta la contribución individual de metano de cada grupo de residuos contenido en los FORSU (**Tabla 3**), y partiendo de la **Ecuación 7**, se realizó el balance de masa para determinar la cantidad de biogás que se puede obtener de la biomasa. La proporción de metano en el biogás producido es de **64.3** %, lo que coincide con el rango teórico de metano que se encuentra en dicho biogás. Este metano se conoce como biometano (Bio-CH₄) por su origen e, incluso, como gas natural renovable (GNR) porque posee propiedades iguales o muy similares con el gas natural. En la **Figura 16** se muestra el potencial de generación de biometano a partir del biogás previamente estimado.

Ecuación 7

$$\begin{aligned} & \text{Producción estimada de biometano } \left(\frac{m^3}{\text{día}} \right) \\ & = \text{Masa Volatil Degradada } \left(\frac{t}{\text{día}} \right) * \left(\frac{1000 \text{ kg}}{t} \right) * \frac{m^3 \text{ metano}}{\text{kg Masa Volatil}} \end{aligned}$$

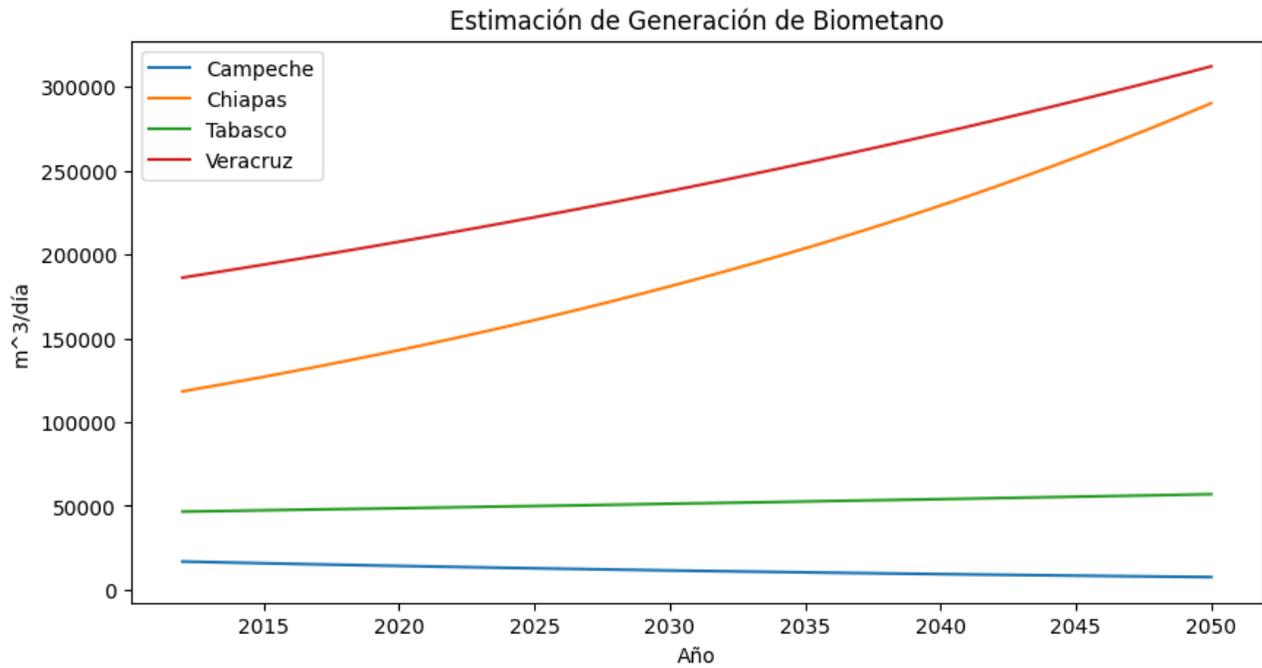


Figura 16. Estimación de generación de biometano (m³/día) 2012-2050.

Fuente: elaboración propia.

Purificación del biogás

La capacidad calorífica del biogás depende de la cantidad de metano que contenga. El metano puro tiene una capacidad calorífica de 12.052 kcal/kg (Ameztoy Muñoz, 2021). Sin embargo, la presencia de otros compuestos como el vapor de agua presente en el biogás, reduce su capacidad calorífica de manera proporcional. Por lo tanto, la purificación del biogás es un proceso muy importante para valorizarlo y poder utilizarlo en procesos posteriores en los que se pueda emplear biogás purificado en lugar de gas natural. La **Figura 17** muestra los tratamientos necesarios para el biogás con el objetivo de obtener H₂ mediante el reformado de biometano.

Al elegir una tecnología para el enriquecimiento del biogás⁹, es importante considerar su poder calorífico y su composición, así como los niveles de humedad, presión y contaminantes como gases inertes y gases ácidos, ya que estos últimos pueden causar corrosión de equipos y la emisión de contaminantes.

Actualmente, el enriquecimiento o concentración del biogás (también conocido como la metanización del biogás) representa aproximadamente el 90 % del biometano producido en todo el mundo. Las tecnologías utilizadas se basan en las propiedades del biogás y su composición, siendo los más comunes las que emplean limpieza con agua o separación por membranas.

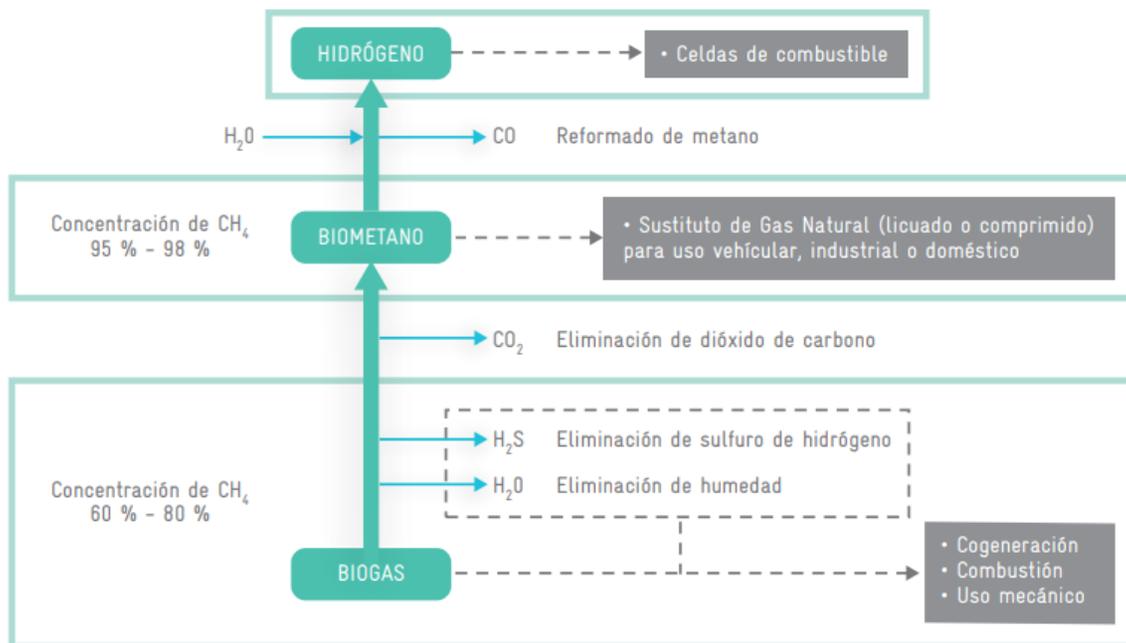


Figura 17. Tratamientos para el biogás hasta llegar a H₂.

Fuente: (Cooperación Alemana al Desarrollo Sustentable en México, 2017).

⁹ Para más información consulte la sección de anexos.

El biometano final disponible para su transformación en hidrógeno se calcula a partir de rangos teóricos, asumiendo una pureza del metano del **95 %** (Cooperación Alemana al Desarrollo Sustentable en México, 2017) y un factor de pérdida del **2 %**, que representa la eficiencia del proceso de limpieza (Bustani Valente, 2015). Es importante no perder el biometano durante el proceso de limpieza del biogás, puesto que esto aumentaría las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Por lo tanto, se busca recuperar o capturar el biometano que se pierde durante el proceso de limpieza.

La reducción total del biometano posterior a limpieza y pérdida es del 6.9% respecto al biometano inicial obtenido del proceso de digestión anaeróbica, siendo esta cantidad final de biometano disponible para sustituir el gas natural en los procesos siguientes (**Figura 18**).

El biometano obtenido se utiliza como sustituto del gas natural en varios procesos, como el uso doméstico, procesos industriales en sectores como la energía, la alimentación, la manufactura, etc. En este trabajo, el biometano se utilizará como sustituto del metano o gas natural en el proceso de obtención de hidrógeno.

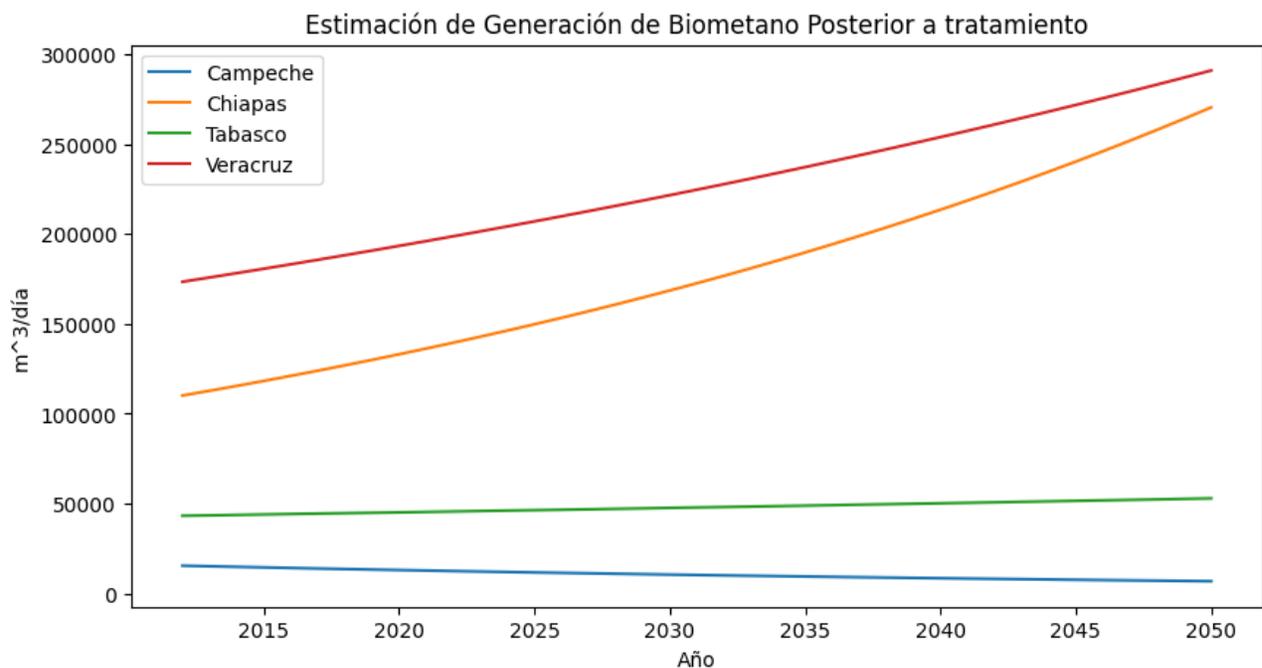


Figura 18. Proyecciones de generación de biometano posterior a tratamiento de limpieza y pérdida.

Fuente: elaboración propia.

Capítulo 4: potencial de obtención de Hidrógeno mediante Reformado de biometano

El reformado de Metano con vapor (SMR) es una de las técnicas más utilizadas para la obtención de hidrógeno, sin embargo, el hidrógeno producido, está asociado a una cantidad considerable de emisiones de CO₂ y al estar basado en combustibles fósiles como materia prima del proceso, el hidrógeno resultante tiene un impacto mayor en materia ambiental que el obtenido de fuentes renovables. Al sustituir el gas natural por biometano, se sigue el mismo proceso para la obtención de hidrógeno, pero cambiando el origen fósil del metano a un origen renovable con menor impacto ambiental.

En términos generales, el reformado de metano o biometano, se basa en la descomposición de la molécula de metano (CH₄), produciendo monóxido de carbono (CO) y dióxido de carbono (CO₂). Este procedimiento requiere de condiciones específicas como altas temperaturas que van entre 700-1000°C, catalizadores y agentes oxidantes. La elección de agentes oxidantes depende del proceso de reformado seleccionado (Ledezma, 2021). En la **Tabla 5**, se resumen los agentes oxidantes para los procesos de reformado de metano.

Tabla 5. Selección de agente oxidante por tipo de proceso de reformado de metano.

Proceso	Tipo de agente oxidante
Reformado de metano con vapor	Vapor de agua
Oxidación parcial	Oxígeno o aire
Reformado autotérmico (ATR)	Combinación de vapor de agua y oxígeno.

Fuente: elaboración propia con información de (Ameztoy Muñoz, 2021).

Se recomienda el reformado con vapor de agua debido a su viabilidad económica, flexibilidad de los productos finales y ser un proceso bien establecido y ampliamente utilizado en la industria (Netto, y otros, 2016). De forma general, el proceso de reformado implica cuatro fases, las cuales se muestran en la **Figura 19**.



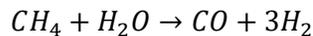
Figura 19. Fases del proceso de reformado.

Fuente: elaboración propia con información de (Morante J. R., 2020).

En la primera fase, el proceso de desulfuración busca eliminar todo el contenido de azufre presente en el biometano después del enriquecimiento del biogás, reduciéndolo hasta un 99 % en dos etapas. Para ello, en la primera etapa se utiliza un catalizador de cobalto y molibdeno e hidrogenación, y un catalizador de óxido de zinc en la segunda etapa. Como resultado, el metano contiene menos de 0.1 ppm de H₂S (Ameztoy Muñoz, 2021).

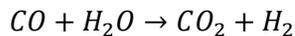
EL gas saliente, ya sin contenido de azufre, se mezcla con el agente oxidante que, en este caso, es vapor de metano. Para esta fase, se utiliza un lecho catalítico a base de níquel y se alcanzan altas temperaturas requeridas por medio de la quema de combustible que puede ser el mismo metano implicado en el proceso. Al salir de la fase de reformado, se tiene una mezcla de CO e H₂ (**Ecuación 8**), que se pasa a la fase de desplazamiento. La reacción anterior es conocida como descomposición parcial de metano y es una reacción endotérmica, en la cual el vapor de agua proporciona el calor necesario, y el proceso alcanza una temperatura de alrededor de 1173.15 – 1233.15 K (Ameztoy Muñoz, 2021).

Ecuación 8



En la fase de desplazamiento, el CO de la mezcla se convierte en CO₂ y se incrementa el H₂ resultante mediante catalizadores de hierro, cromo y cobalto, esta reacción se llama Water-Gas Shift (WGS) (**Ecuación 9**). Por último, se eliminan del hidrógeno trazas de metano, CO y CO₂. Para ello, se suele implementar la adsorción con presión oscilante (PSA por sus siglas en inglés), se emplea una solución de aminas para la eliminación de CO₂ (Morante J. R., 2020).

Ecuación 9



En términos generales, el proceso SMR produce 4 moléculas de hidrógeno por cada molécula de metano. Su eficiencia depende de diversos factores, entre los que destaca la relación de vapor/carbono (S/C), una alta relación S/C produce una mayor cantidad de hidrógeno. Al aumentar la relación S/C, aumenta la tasa de conversión de biometano y reduce la concentración de CO₂ (Choi, Chun, Ma, & Hong, 2016). Sin embargo, a medida que aumenta la cantidad de metano sin reaccionar (relación S/C pequeña), el vapor con metano se vuelve inestable, tal y como se muestra en la **Figura 20**.

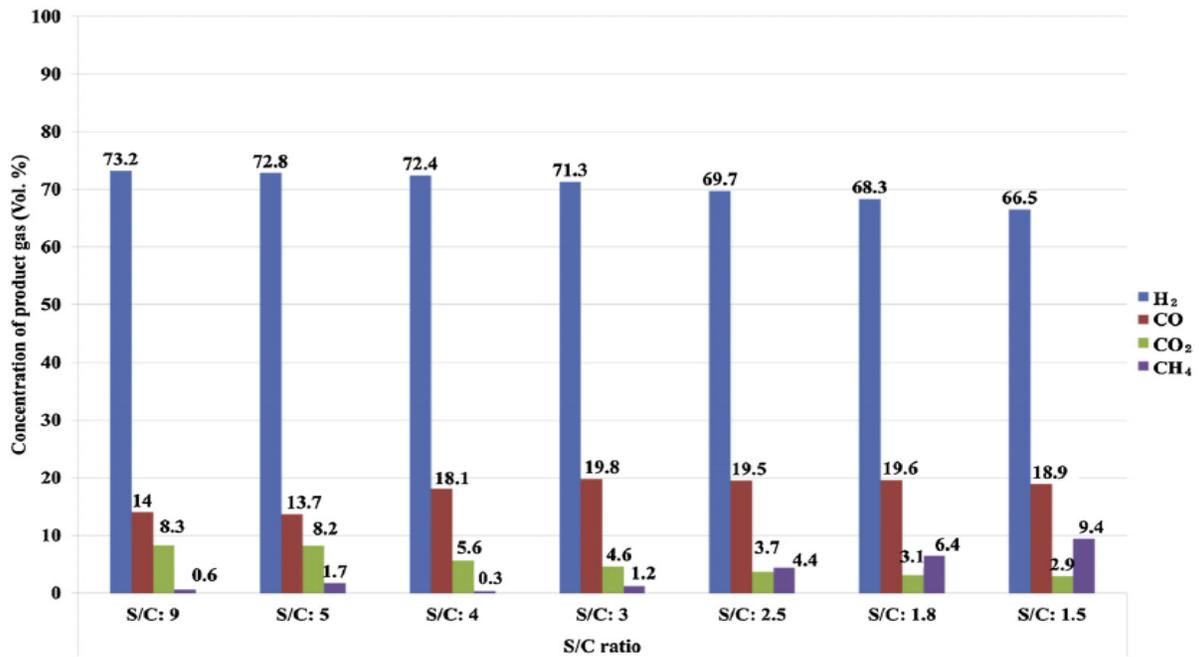


Figura 20. Concentración de gas producido mediante SMR dependiendo de la relación S/C.

Fuente : (Choi, Chun, Ma, & Hong, 2016).

La eficiencia del proceso de conversión del biometano se define como la suma total del contenido energético del hidrógeno producido, dividido entre la suma de todas las entradas de energía. Para el proceso de biometano a hidrógeno se determinó una eficiencia de conversión de **0.65-0.77** (Choi, Chun, Ma, & Hong, 2016), un factor ligeramente inferior al proceso de reformado del gas natural cuyo factor va entre 0.74-0.85 (Buffi, Prussi, & Scarlat, 2022). Se consideraron dos escenarios de producción de hidrógeno a partir de SMR. En el primero (**Figura 21**), se empleó una sola etapa de proceso con una eficiencia del 65 % de conversión del metano a hidrógeno (Choi, Chun, Ma, & Hong, 2016), y se asumió que el 35 % del metano restante se utiliza con fines energéticos dentro de la planta de biodigestión implementada en el aprovechamiento de los residuos de la etapa inicial del proceso.



Figura 21. Diagrama de bloques de escenario 1.

Fuente: elaboración propia.

El segundo escenario de producción de hidrógeno consta de dos etapas de SMR, representadas esquemáticamente por la **Figura 22**, ambas al 65 % (Choi, Chun, Ma, & Hong, 2016) con el objetivo de reducir la cantidad de biometano inerte en el proceso, lo cual afecta positivamente al balance de masa del proceso general y aumenta la cantidad de hidrogeno total producido (García Lario, 2016). En la primera etapa, se sigue un proceso al del primer escenario, pero con la diferencia que el 35 % del biometano inerte del proceso anterior, se somete a una segunda etapa SMR. El biometano que queda sin convertir en la segunda etapa equivale al que se utiliza para fines energéticos dentro del proceso de biodigestión.



Figura 22. Diagrama de bloques de escenario 2.

Fuente: elaboración propia.

En la **Figura 23** se observa las proyecciones totales en m^3 de hidrógeno para un proceso con dos etapas de SMR y considerando un incremento en la producción de hidrógeno del 26.35%, mientras que el incremento volumétrico de biometano sería del 35.78% con respecto a la primera etapa del proceso. Aunque sea posible añadir más etapas de SMR, es importante evaluar el costo-beneficio de cada etapa adicional, para el caso de dos etapas de SMR, el dimensionamiento volumétrico de la segunda etapa, considerando un factor de seguridad del 15%, implicaría la instalación de un reformador con el 50% de dimensiones del reformador principal, pero con un incremento en la producción de hidrógeno, de tan solos una cuarta parte en comparación a la etapa principal. Finalmente, la cantidad de metano inerte resultante de la segunda fase equivale al 12.80% del biometano inicial y tiene el potencial de poderse implementar dentro del proceso para cubrir parte de los requerimientos de energía.

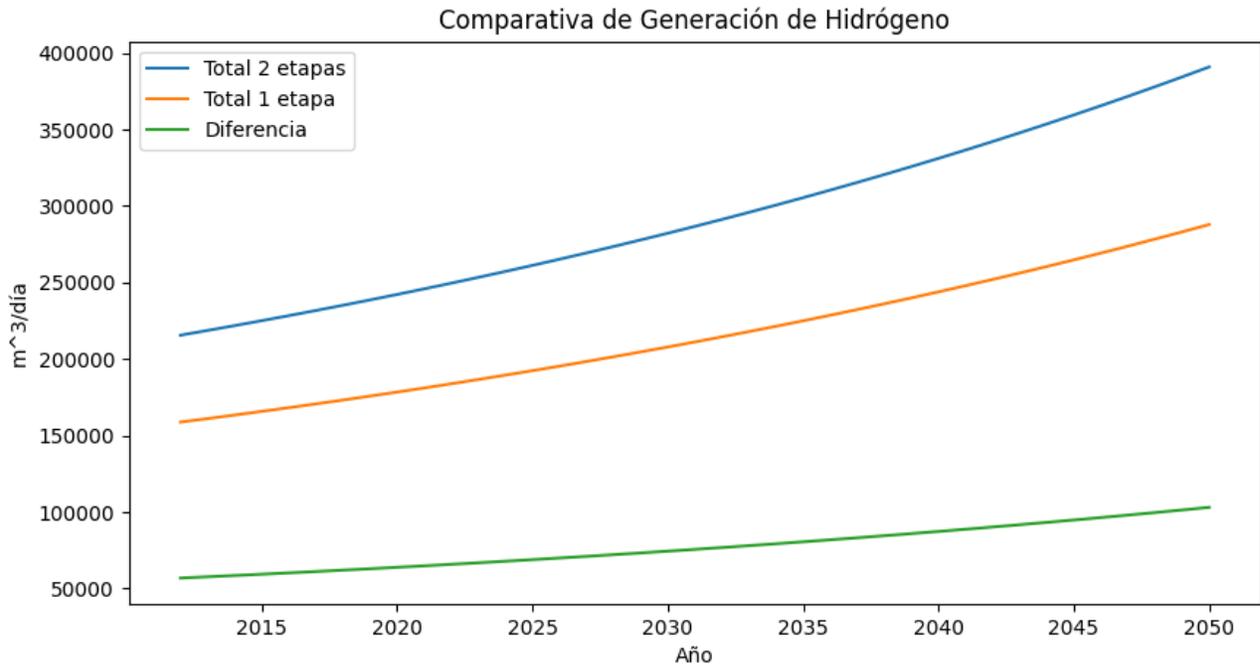


Figura 23. Comparativa de Generación de Hidrógeno entre SMR de 1 y 2 etapas para el periodo 2020-2050.

Fuente: elaboración propia.

La demanda de hidrógeno en México es cubierta por seis refinerías de PEMEX: Cadereyta, Madero, Minatitlán, Salamanca, Salina Cruz y Tula, donde la producción de hidrógeno proviene de dos procesos basados en petrolíferos e intensivos en carbono, el reformado de nafta, realizado en todas las refinerías y representa el 58% de la producción total, por otro lado el reformado de metano con vapor (SMR) se realiza en todas las refinerías a excepción de Tula y Salina Cruz, representando el 42% del hidrógeno producido. Tan solo en 2016, la demanda de hidrógeno para las refinerías fue de 215 mil toneladas, de las cuales 90 mil toneladas de hidrógeno fueron producidas por SMR. (Alianza Energética entre México y Alemania, 2021). Por lo que los resultados obtenidos del potencial de generación de hidrógeno para el año 2050 de los 4 estados de estudio se cubrirían el 7% de la demanda estimada para el 2050, ya que se considera que la integración de la refinería de dos bocas conlleve un aumento del 50% del crudo refinado, el cual se vería totalmente reflejado hasta el año 2027.

Capítulo 5: captura y almacenamiento de CO₂

Una de las principales desventajas que presenta el proceso de reformado del biometano es la producción de CO₂, el cual presenta en los casos estudiados una relación H₂/CO₂ de 3:1 (Navarro-Puyuelo, 2017). Para reducir las emisiones de CO₂ se han propuesto varias alternativas, como aumentar la eficacia de la generación de hidrógeno, sin embargo, la captura y almacenamiento del CO₂ ofrece reducciones más profundas. En este capítulo se aborda la alternativa de inyección de CO₂ en yacimientos petroleros con la finalidad de coadyuvar en la reducción de emisiones de CO₂ en la producción de hidrocarburos, y de este modo apoyar una industria petrolera más sustentable.

La captura, uso y almacenamiento de carbono, conocida como CCUS por sus siglas en inglés, se refiere a un conjunto de tecnologías y procedimientos orientados al cumplimiento de los objetivos climáticos y energéticos globales. El CCUS implica la captura de CO₂ de grandes fuentes puntuales, como la generación de energía o industrias basadas en combustibles fósiles o biomasa. También se puede capturar directamente el CO₂ de la atmósfera, y se puede implementar en sitio o comprimir y transportar a través de la infraestructura de la industria de hidrocarburos. En algunos casos, se puede inyectar en formaciones geológicas como yacimientos de pesado o maduros para mejorar la producción de petróleo.

Un sistema energético basado en energía limpia requiere una transformación profunda en la forma de generar y utilizar la energía. Para cumplir con esta transformación, el CCUS contribuye a la reducción directa de emisiones en sectores clave que, de otro modo, sería difícil evitar. Después de un largo proceso de investigación e implementación, hoy en día es mayor el interés en la implementación de CCUS.

La pandemia de Covid-19 representó tanto una amenaza como una oportunidad en el ámbito de CCUS. Por un lado, la recesión económica afectó casi con toda seguridad a los planes de inversión y desarrollo tecnológico. Además, la caída de los precios del petróleo y la invasión a Ucrania redujeron el atractivo de implementar CO₂ para la recuperación mejorada de petróleo. Sin embargo, CCUS propone contribuir a la recuperación económica posterior a la actual crisis financiera a nivel mundial mediante algunos proyectos enfocados a la reducción de emisiones.

Aunque el PIB de todos los países se ha reducido como efecto de la pandemia, reduciendo la inversión en tecnología, en especial aquella que tenga como objetivo la generación de energía limpia hasta un 20 %, se busca proponer planes de inversión masiva para estimular la recuperación económica. Los agentes internacionales enfocados en el sector energético y ambiental han pedido a los gobiernos no dejar de lado a la energía limpia, y con ello, promover el crecimiento económico mediante la inversión en energías limpias.

A partir de esto, se estima un crecimiento económico mundial hasta de un 1.1 % anual y mantener o crear 9 millones de empleos al mismo tiempo para evitar el repunte de las emisiones de CO₂ que, a consecuencia de las medidas de confinamiento por la pandemia, se vio reducido drásticamente. De no tomar acción inmediata, conforme se comience a retomar las actividades cotidianas, recuperará su tendencia al alza (International Energy Agency [IEA], 2020).

Destacan cuatro contribuciones clave para las tecnologías CCUS (International Energy Agency [IEA], 2020).

- Abordar las emisiones de la infraestructura energética existente.
- Brindar soluciones alternativas para sectores con emisiones difíciles de abatir.
- Coadyuvar con las plataformas para la producción de hidrógeno con bajas emisiones de carbono.
- Mitigar la presencia de carbono antropogénico en la atmósfera.

Dentro de las economías basadas en combustibles fósiles, gran parte del desarrollo tecnológico se enfoca en mejorar los procesos involucrados en la cadena productiva del petróleo, desde la exploración hasta la implementación de los productos derivados. En este desarrollo, surgen nuevas tecnologías llamadas métodos de recuperación mejorada (EOR), cuyo objetivo principal es revertir el declive de los yacimientos y aumentar el porcentaje de petróleo recuperado. Después de la producción primaria y secundaria, solo se recupera 30 % del petróleo debido a la presión natural y al mantenimiento de la presión del yacimiento mediante la inyección de agua o gas de forma inmisible (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2012). Las principales tecnologías EOR se pueden clasificar de manera general de la siguiente manera:

- EOR térmico: se utiliza la inyección de vapor de forma continua o en ciclos para disminuir la viscosidad del petróleo por medio de mecanismos de transferencia de calor. Como resultado de la conservación de la materia, al condensar el vapor dentro del yacimiento, se produce junto con el petróleo, lo que requiere un nuevo ciclo de inyección de vapor.
- EOR químico: se inyectan polímeros solubles en agua y/o surfactantes para que el agua inyectada al yacimiento tenga una mayor viscosidad o para modificar la mojabilidad¹⁰, reduciendo la tensión superficial entre la roca del yacimiento y el aceite. De esta forma, el aceite es expulsado de entre los poros y desplazado hacia la superficie.
- EOR miscible¹¹: se inyecta CO₂ en el yacimiento, el cual se disuelve en el aceite por medio de un proceso miscible, modificando las propiedades del petróleo que se encuentra originalmente en el yacimiento, reduciendo su viscosidad y aumentando su movilidad. Si la inyección del CO₂ es no miscible, se considera como recuperación secundaria, dado que solo empuja el aceite del yacimiento sin modificar su composición. Este método también se puede utilizar con otros tipos de gases, como nitrógeno o gases hidrocarburos (propano, butano o mezcla entre estos). Las condiciones de miscibilidad dependerán de la afinidad del aceite y el gas de inyección (**Figura 24**).

¹⁰ Mojabilidad: Preferencia de un sólido por el contacto con un líquido o un gas, conocido como fase mojante, la cual tenderá a dispersarse sobre la fase sólida y un sólido poroso tenderá a absorber la fase mojante, desplazando en ambos casos la fase no mojante.

¹¹ Proceso Miscible: en EOR se trata de un desplazamiento del aceite mediante la solubilidad de un gas inyectado en el aceite, reduciendo su viscosidad.

- Otros: en esta clasificación se encuentran EOR microbiana (inyección de microorganismos al yacimiento) y combustión in situ (combustión in situ para la generación de calor y reducción de la viscosidad).

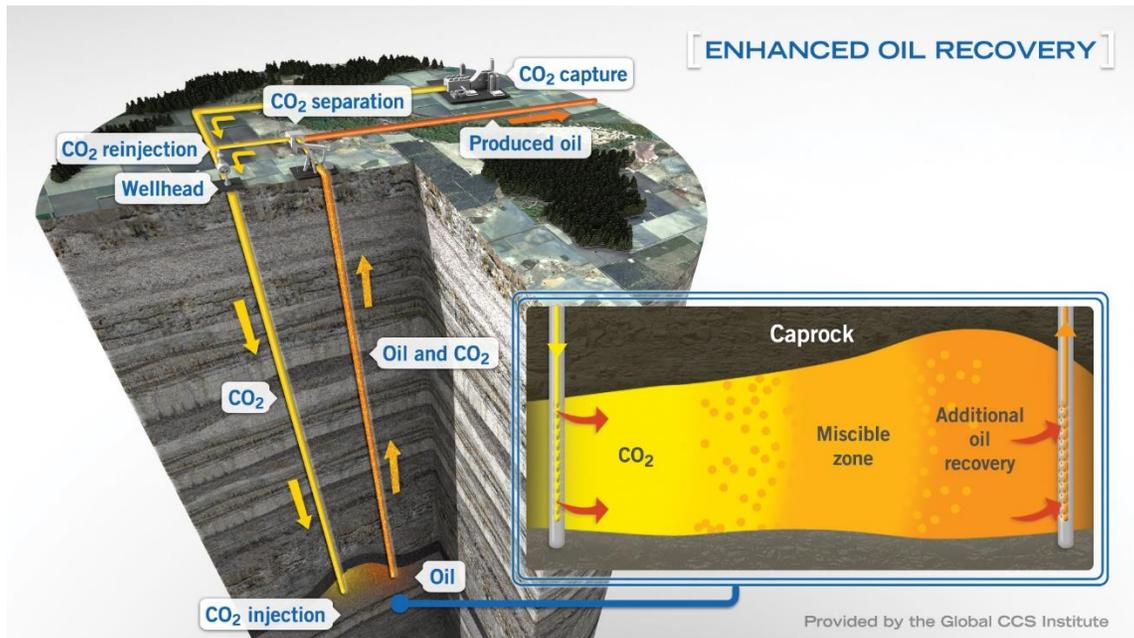


Figura 24. Proceso CO₂-EOR.

Fuente: (Global CCS Institute, 2023).

Históricamente, Estados Unidos de América y Canadá han liderado el desarrollo tecnológico en la industria petrolera, particularmente en la producción mediante EOR, que se ha concentrado en la región América del Norte. Sin embargo, en los últimos años, más países han comenzado a implementar estas tecnologías, incluyendo México, cuyos yacimientos del Sureste Mexicano (Estados de Tabasco, Campeche, Chiapas y Veracruz) son idóneos para este tipo de tecnologías debido a las particularidades del aceite.

Pese a lo anterior, EOR no ha crecido considerablemente debido a que existe una preferencia por proyectos de exploración y perforación de nuevos pozos que puedan generar un retorno más rápido. Implementar un proyecto EOR requiere tiempo para planificar, simular, implementar y obtener el incremento en la producción. Aunque este proceso se puede implementar en los inicios de la vida útil del yacimiento, suele ser implementado en las últimas etapas.

EOR se ha convertido en un negocio de nicho entre las empresas petroleras y de servicios, por lo que las habilidades, tecnologías y experiencia no están ampliamente disponibles. Sin embargo, en México, la empresa paraestatal Pemex es la única encargada de proyectos EOR y, cada año, se destinan menos recursos en el presupuesto anual de la compañía. Adicionalmente, aunque los

costos EOR se han reducido desde 2014 (Lacy, Serralde, Climent, & Vaca, 2013), los costos de otras tecnologías, incluidas las aguas profundas, se han reducido más rápidamente, afectando la competitividad de EOR frente a otras tecnologías de explotación petrolera.

En los proyectos EOR, es importante considerar el impacto que tienen los precios bajos del petróleo en la demanda y el precio del CO₂ utilizado en el proceso. En la actualidad, dos terceras partes de las instalaciones de CCUS en funcionamiento dependen de los ingresos procedentes de las ventas de CO₂ para EOR. El precio del CO₂ suele estar indexado al precio del petróleo en los contratos comerciales, por lo que la caída reciente en la demanda y los precios del petróleo luego de la pandemia de Covid-19 y la invasión a Ucrania, ha reducido sustancialmente los ingresos de las instalaciones de EOR.

De acuerdo con IEA (International Energy Agency, 2019), se necesitan precios de petróleo superiores a \$60 -65 USD por barril para cubrir los costos operativos de las instalaciones de captura. Durante el año 2020, el precio del West Texas Intermediate promedió \$39.2 USD por barril (Statista Research Department, 2021). En la actualidad, en los Estados Unidos, se inyectan entre 0.3 t y 0.6 toneladas de CO₂ en procesos de EOR por barril de petróleo producido; aunque esta cantidad varía según el yacimiento y la vida productiva del mismo, la mayoría de los proyectos de CO₂-EOR reciclan el CO₂ que regresa a la superficie debido a su alto costo, permitiendo que el 99 % del CO₂ inyectado se almacene permanentemente durante la proyección del proyecto. El costo del CO₂ suele estar vinculado al precio del petróleo y oscila entre \$15-30 USD por tonelada de CO₂. Por lo tanto, inyectar 0.5 t de CO₂ por barril de petróleo producido costará entre \$7.5 -15 USD/bbl (Azzolina, y otros, 2015).

Se estima que el CO₂-EOR podría recuperar entre 19 000 y 43 000 millones de barriles de petróleo, lo que requeriría inyectar en 60 000 y 390 000 millones de toneladas de CO₂. Aun así, esta cifra es atractiva considerando que se emitieron 33 000 millones de toneladas de CO₂ relacionadas con la energía en 2019 (International Energy Agency, 2019). Si bien el CO₂- EOR podría tener beneficios climáticos, evaluar su impacto neto sobre las emisiones requeriría una evaluación cuantitativa del ciclo de vida que tome en cuenta la dinámica del mercado y las características específicas de cada proyecto.

Se pueden identificar dos regiones prospectivas en México para la inyección y almacenamiento de CO₂, las cuales se clasifican como zona de inclusión y zona de exclusión (**Figura 25**). En rojo se encuentra la costa del Pacífico, que es la zona de exclusión, donde no se recomienda la captura de CO₂ debido a su alta actividad sísmica. En cambio, en verde se encuentra la región del Golfo de México, que se considera la zona de inclusión debido a sus características geológicas, que permiten la inyección y almacenamiento seguro de CO₂ (González-Díaz, González-Díaz, Alcaráz-Calderón, Gibbins, & Lucquiaud, 2017) (Lacy, Serralde, Climent, & Vaca, 2013).



Figura 25. Zona de inclusión y exclusión en México para inyección y captura de CO₂.

Fuente: (Lacy, Serralde, Climent, & Vaca, 2013).

Uno de los objetivos de este trabajo es proponer la implementación del CO₂ resultante del proceso de conversión de biometano a hidrógeno para su inyección como método de recuperación mejorada (EOR) en la zona del sureste mexicano.

Si se considera que un barril de petróleo libera alrededor de 400 kg de CO₂ al quemarse y alrededor de 100 kg de CO₂ durante la producción, procesamiento y transporte, al hacer el balance, se abre la posibilidad de que las emisiones durante el ciclo de vida del petróleo producido mediante EOR-CO₂ alcancen a ser de emisiones neutrales e incluso “carbono negativo” (Azzolina, y otros, 2015).

Se estima que la empresa PEMEX podría llegar a demandar en un mediano y largo plazo hasta 50 millones de toneladas de CO₂ anuales para fines de procesos EOR (Lacy, Serralde, Climent, & Vaca, 2013). La cantidad total de CO₂ disponible posterior a los dos escenarios definidos previamente se muestra en la **Figura 26** y muestra un incremento del 35.78% de CO₂ producido en el esquema de dos etapas en comparación a una sola etapa, donde la cantidad máxima de CO₂ es de aproximadamente 110 000 m³ diarios. En otras palabras, anualmente se obtendrían cerca de 79,000 toneladas de CO₂, lo que equivaldría al 0.16 % de la demanda estimada por PEMEX.

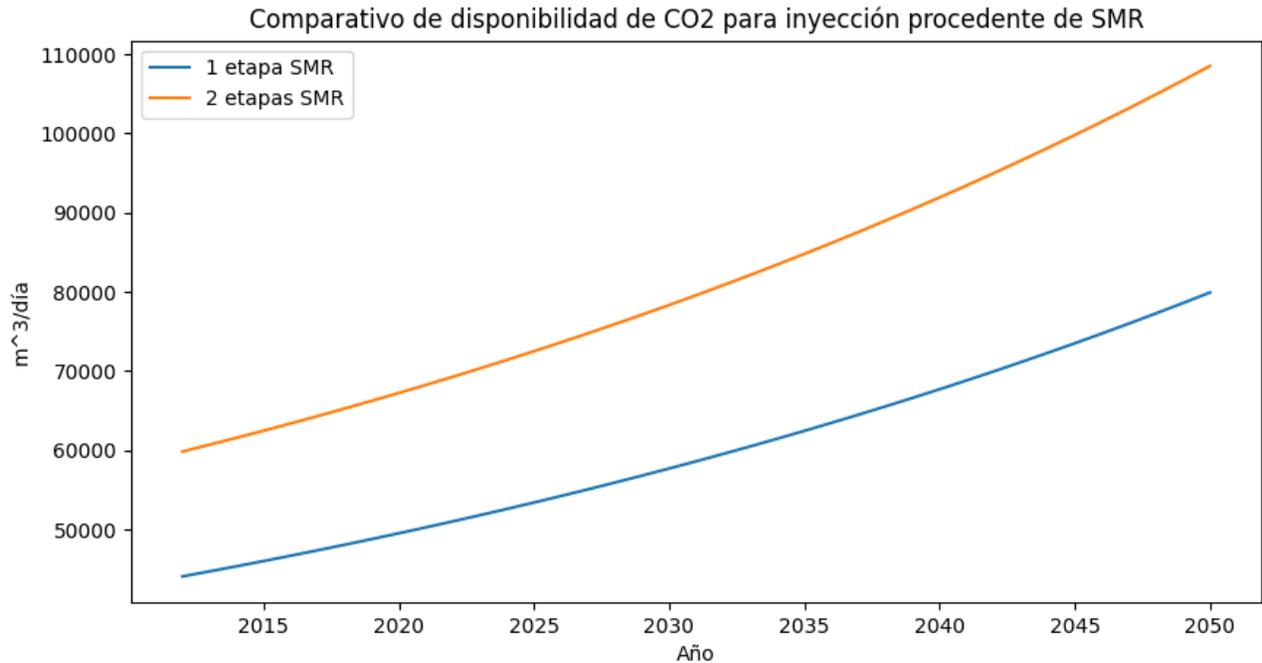


Figura 26. CO₂ total disponible para proceso EOR.

Fuente: elaboración propia.

Se pueden considerar diferentes valores de tasa de inyección o factor de inyección, que van desde 0.3 hasta 0.6 toneladas de CO₂ por barril de petróleo producido mediante métodos EOR (Azzolina, y otros, 2015). Se consideraron dos escenarios de inyección basados en el valor máximo y mínimo del rango posible de factor de inyección. La **Figura 27** muestra la comparación entre las combinaciones existentes entre el número de etapas y el factor de inyección, en color azul se tiene la proyección de producción considerando una etapa y un factor de inyección de 0.3 toneladas de CO₂ por barril de petróleo, la línea en color naranja corresponde a una etapa y un factor de 0.6, mientras que en color verde se consideran dos etapas y un factor de 0.3 para finalmente tener en color rojo a los resultados para dos etapas y un factor de 0.6.

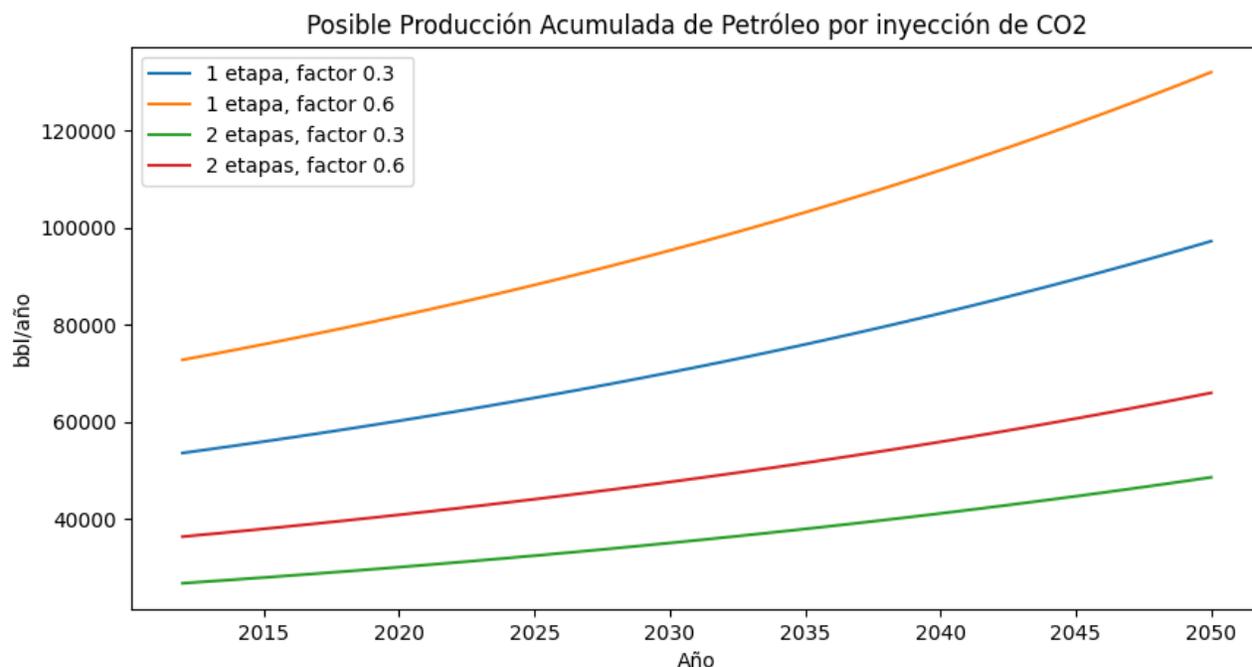


Figura 27. Estimación de barriles producido mediante EOR-CO₂ con un factor de inyección de 0.3.

Fuente: elaboración propia.

Se estima que para utilizar la inyección de CO₂ como método de EOR, se necesitan grandes cantidades. Por ello, es importante tener en cuenta que la generación de CO₂ a partir de la producción de hidrógeno a partir de biogás es limitada, pero constante. Por tanto, será necesario recurrir a fuentes naturales y antropogénicas para cubrir las necesidades del proceso. Aunque este tipo de proyectos no pueden cubrir al 100 % las necesidades de CO₂ para la inyección, es una excelente iniciativa para reducir las emisiones de la industria petrolera y cumplir con los objetivos del Acuerdo de París; la captura y almacenamiento de CO₂ es un camino para transformar a México en una economía baja en carbono a largo plazo.

Aunque hay varios beneficios asociados con el uso de procedimientos EOR, es importante tener en cuenta que este tipo de tecnología requiere una inversión significativa de capital y un largo período de recuperación. Como resultado, la producción a través de EOR generalmente depende de apoyos gubernamentales o de elecciones estratégicas por parte de las compañías petroleras que buscan maximizar el rendimiento de los yacimientos maduros.

En la actualidad, más del 80 % de la producción mundial con EOR se beneficia de algún tipo de incentivo gubernamental. Un ejemplo de esto es el crédito fiscal de la sección 45Q de Estados Unidos de América (Tax Credit for Carbon Sequestration) que ha pasado de \$ 20.22 USD en 2020 a \$ 35 USD hasta 2026 por cada tonelada de CO₂ capturado mediante EOR (Congressional Research Service, 2021).

Potencial de reducción de emisiones

El biometano puede ser clave para reducir la huella de carbono en la producción de hidrógeno, debido a la neutralidad de emisiones de CO₂, ya que las emisiones obtenidas del proceso, pertenecen al CO₂ capturado en el ciclo de vida de la biomasa, si adicionalmente se plantea comercializar el CO₂ para fines de captura, uso y almacenamiento CO₂. Además, el biogás reduce significativamente las emisiones, puesto que actualmente, a nivel mundial, el 6 % del gas natural se utiliza para la producir hidrógeno, lo que equivale al 2.5 % de las emisiones globales de CO₂ en los sectores energéticos e industrial. (International Energy Agency [IEA], 2019).

La producción de hidrógeno es una de las grandes promesas para mitigar el cambio climático, debido a que su combustión produce solo agua y cero emisiones de carbono. Sin embargo, el método de producción utilizado puede hacer una gran diferencia en las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Si bien el hidrógeno obtenido a través de la electrólisis de energías renovables podría parecer adecuado para reducirlas emisiones contaminantes; sin embargo, sus costos actuales lo hacen poco práctico. Además, no se consideran los posibles efectos adversos de la implementación de paneles solares o aerogeneradores, cuestión que aún hoy en día se encuentra en estado de investigación. Actualmente, el método más común para la producción de hidrógeno es el llamado “hidrógeno gris” que se obtiene a partir de gas natural, pero sin la captura y el almacenamiento de CO₂, lo que no contribuye a la mitigación del cambio climático haciendo que este tipo de hidrógeno sea poco sustentable.

La propuesta de obtener hidrógeno a partir del biogás provenientes de los residuos sólidos presenta una reducción significativa en la cantidad de emisiones al medio ambiente; por un lado, evita la emisión de metano por los procesos de descomposición de residuos en los vertederos. Además, el biometano obtenido del tratamiento del biogás es una fuente alternativa a los combustibles fósiles para la producción de hidrógeno, lo que ya constituye una alternativa sustentable que coadyuva para la mitigación del cambio climático.

Sumado a la captura y almacenamiento de CO₂ mediante procesos EOR, este estudio determinó que se podría lograr una intensidad de emisiones de 0.76 kg de CO₂ equivalente por cada kg de hidrógeno producido (**Tabla 6**). Considerando el factor de intensidad de emisiones por la producción de hidrógeno, se comparan la cantidad de kg de CO₂ equivalente para los procesos con 1 y 2 etapas de SMR, manteniendo el incremento de 35.78% entre fases. Sin embargo, estas emisiones resultan significativamente menores a comparación de liberar a la atmosfera la cantidad de biogás generada de los residuos orgánicos **Figura 28**.

De acuerdo con (PEMEX, 2022) la producción de hidrógeno actual repercute con una generación promedio anual de GEI de 1.21 MtCO₂ equivalente. Tan solo en 2021 la cantidad de emisiones de CO₂ equivalente por la producción de hidrógeno mediante el reformado de biometano equivaldría al 13% de las emisiones anuales por la producción de hidrógeno mediante el uso de has natural.

Tabla 6. Intensidad de emisiones por tecnología de producción de H₂.

Tecnología	Emisiones (kg de CO ₂ equivalente /kg de H ₂)
Electrolisis (electricidad por método convencional)	40.5
Electrolisis (electricidad por fuentes renovables)	0
Gasificación sin CCUS	12.7-16.8
Gasificación con CCUS	0.71
SMR sin CCUS	8.5
SMR con CCUS	0.76

Fuente: (Energy Council Hydrogen Working Group C, 2019).

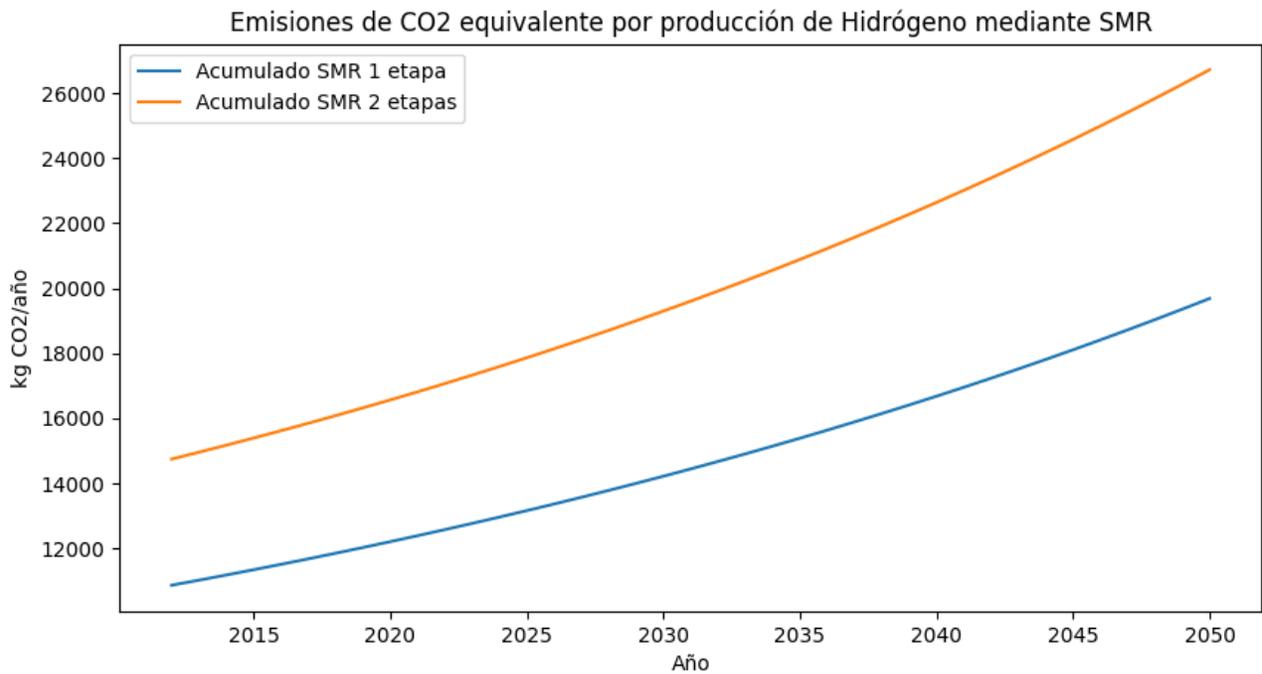


Figura 28. Comparativo de emisiones de CO₂ equivalente entre 1 y 2 etapas de SMR.

Fuente: elaboración propia.

Otro factor muy importante en los procesos de obtención de hidrógeno es el uso de agua en cada tecnología. Las cantidades mostradas en la **Tabla 7** son teóricas y se basan en el balance de masa de cada proceso. Para el caso de SMR del biometano, es necesario considerar el uso de agua para el proceso de biodigestión, donde la biomasa se diluye usando aguas tratadas provenientes de las plantas de tratamiento de aguas residuales, donde el porcentaje líquido de la mezcla debe ser mayor al 85%, por otro lado, si se considera un proceso de biodigestión seca, el porcentaje de materia seca debe ser entre el 15-45% (GIZ, 2018), para este caso, el porcentaje promedio de materia seca de la biomasa inicial es del 23%, por lo que puede considerarse un proceso de biodigestión seca.

Tabla 7. Consumos de agua por tecnología.

Tecnología	Consumo de agua (L)
Electrolisis	9
Gasificación	9
SMR	4.5

Fuente: (Energy Council Hydrogen Working Group C, 2019).

Ningún método es completamente libre de emisiones, pero se están explorando alternativas de tratamiento y fuentes de energía para reducir de manera integral las emisiones asociadas a la producción de hidrógeno, que sean viables para las futuras demandas de hidrógeno y para descarbonizar ciertas industrias de manera sostenible, como la industria petrolera.

La industria petrolera está buscando más formas de reducir las emisiones de GEI asociadas a la producción de petróleo y gas. A pesar de esto, descarbonizar una industria que se basa en compuestos con contenido de carbono y cuyos productos derivados suelen ser tan contaminantes para el medio ambiente, no es tarea fácil. Por esta razón, se han creado organismos reguladores como la Alianza para la Reducción de las Emisiones de Metano Provenientes de la Producción de Petróleo y Gas (OGMP, por sus siglas en inglés), iniciativa liderada por la Coalición Clima y Aire Limpio (CCAC), el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA), la Comisión Europea (CE) y el Fondo de Defensa Ambiental (EDF).

Tan solo a nivel mundial, en el año 2021 se emitieron 54.59 mil millones de toneladas de GEI, de las cuales, tan solo en México se emitieron 807.84 millones de toneladas de GEI (Ritchie, Rosado, & Roser, 2020). Las emisiones totales de gases de efecto invernadero son la suma de las emisiones de varios gases: dióxido de carbono, metano, óxido nitroso y gases traza más pequeños, como los hidrofluorocarbonos (HFC) y el hexafluoruro de azufre (SF₆) **Figura 29**. El metano es un gas de efecto invernadero mucho más potente que el CO₂ en términos de su "potencial de calentamiento". En una escala de tiempo de 100 años, y sin considerar las retroalimentaciones climáticas, una tonelada de metano generaría 28 veces la cantidad de calentamiento que una tonelada de CO₂ (Marielle Saunois, 2020).

CONTRIBUCIÓN POR GAS DE LAS EMISIONES GLOBALES DE GEI

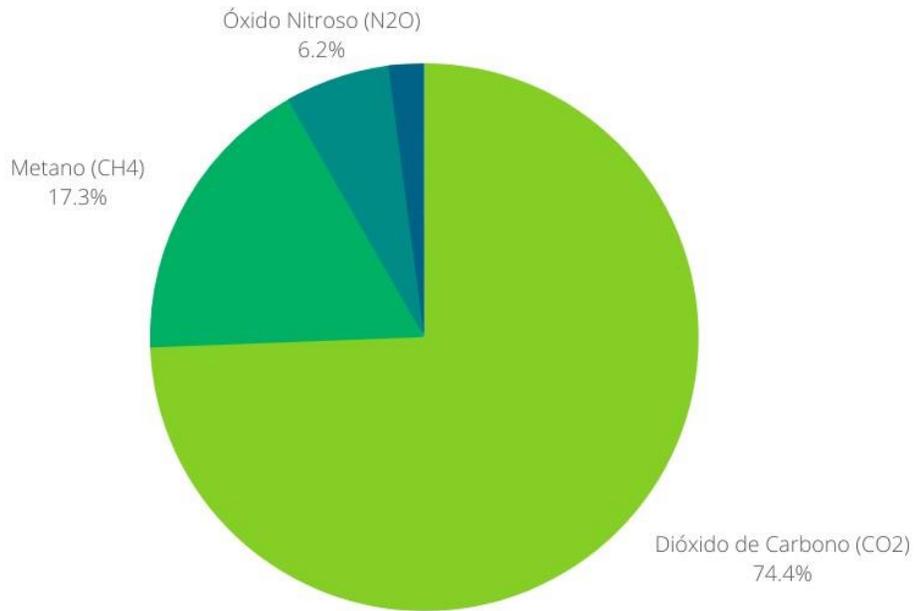


Figura 29 Contribución de GEI por gas.

Fuente: elaboración propia con información de (Ritchie, Rosado, & Roser, 2020).

Conclusiones

Este trabajo reconoce la importancia de una transición energética que incluya la diversificación de la matriz energética y la búsqueda de alternativas para reducir el impacto ambiental de los sectores dependientes de los combustibles fósiles.

La implementación del biogás y biometano aborda dos desafíos: el manejo inadecuado de los residuos orgánicos y la necesidad urgente de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Utilizar biometano proveniente de FORSU para producir hidrógeno ofrece una oportunidad para abordar el cambio climático, proporcionar energía sostenible y mejorar la gestión de los residuos en los estados involucrados.

La cantidad de residuos orgánicos generados está aumentando, pero actualmente se subestiman y se aprovechan de manera ineficiente. El potencial de obtención de hidrógeno a partir de FORSU es aún mayor a lo pensado, debido a que la acumulación actual de residuos es producto de años de generación. Utilizarlos en el sector energético es un paso hacia la descarbonización y promueve una economía más circular.

Aunque el estado de Campeche es el estado con mayor producción de hidrocarburos líquidos en México, es el único estado con un crecimiento negativo del PIB debido a la centralización de ingresos en la industria petrolera. Esto significa que cada año generaría una menor cantidad de residuos en comparación con el año anterior. A pesar de lo anterior, con la producción de hidrógeno del estado es posible suministrar 3486 MWh en 2050, lo que equivaldría al 38% de la iluminación pública del municipio de Campeche.

Para el estado de Chiapas, se estima que para el año 2050 se podrían generar 135 GWh a partir de la utilización del hidrógeno producido en la entidad. Actualmente, Chiapas cuenta con una capacidad de generación de energía mayor a la que consume, lo que lo convierte en una entidad exportadora de electricidad. Al utilizar la energía limpia en la región y que proviene del hidrógeno verde analizada en esta investigación, no solo se cubriría completamente la demanda eléctrica propia, sino que también se ayudaría a otros estados en el SIN¹² a reducir su huella de carbono y disminuir su dependencia de combustibles fósiles para la generación de energía.

En el estado de Tabasco, para el año 2050 se pueden obtener 26 GWh de energía eléctrica a partir del hidrógeno obtenido de los FORSU provenientes del estado, lo que cubriría el 68% del consumo energético del alumbrado público del municipio Centro.

Por otro lado, para el caso del estado de Veracruz que demuestra ser el estado con mayor potencial de generación de hidrógeno a partir del FORSU, se pueden generar 145 GWh en 2050, lo que cubriría en su totalidad el consumo energético de la ciudad de Veracruz, la cual mantiene el mayor consumo eléctrico del estado.

¹² Sistema Interconectado Nacional

La principal diferencia entre implementar una o dos etapas de SMR radica en que el incremento de la producción de hidrógeno es de solo del 26% en contraste con el 35.78% de incremento volumétrico de biometano para la segunda etapa. Si se considera que el biometano inerte puede ser empleado dentro del mismo proceso para cubrir las demandas energéticas para el mantenimiento de temperatura, reduciendo así costos de insumos y fomentando un proceso más sustentable y eficiente, conviene mantener 1 etapa de SMR.

Los resultados potenciales de generación de hidrógeno de los 4 estados de estudio cubrirían el 10% de la demanda actual (año 2023) de hidrógeno por parte de PEMEX. Si consideramos la apertura de la refinería de Dos Bocas, esto incrementaría la capacidad de refinamiento y con ello incrementaría la demanda de hidrógeno, por lo que este porcentaje podría ser menor, pero también sería una oportunidad de negociación para extender la estrategia de generación de hidrógeno a partir de FORSU a otros estados de la república mexicana.

En cuanto a las emisiones de CO₂ equivalente, para el año 2021 la proyección de emisiones provenientes del hidrógeno por SMR de biometano representaría el 13% de las emisiones provenientes del hidrógeno proveniente de gas natural.

Como resultado de inyectar CO₂ generado durante el proceso de reformado del biometano en yacimientos petroleros como opción de captura y almacenamiento se estiman para el año 2050, más de 60,000 barriles por día que podrían considerarse bajos en carbono y evitar la emisión de al menos 159 toneladas de CO₂ al día en los 4 estados analizados.

Sin embargo, las aplicaciones del CO₂ generado durante el proceso de reformado del biometano no se limitan únicamente a procesos EOR, llegando incluso a considerarse una oportunidad para la comercialización del CO₂ a diversos sectores. El CO₂ al provenir de un proceso que tiene como materia prima la biomasa, fomentaría una economía circular y la descarbonización del sector receptor.

Los usos finales del hidrógeno obtenido son diversos, pero actualmente se están centrando en descarbonizar sectores para los cuales no podría ser viable el uso de otras fuentes de energía renovable debido a sus requerimientos energéticos. Por lo tanto, es necesario asegurar que el origen del hidrógeno sea lo más sustentable y bajo en emisiones posible para lograr dicho objetivo.

Una de las posibles limitantes del proceso podría ser el transporte del biometano a los puntos de SMR, por lo que no se descarta el uso de biometano como biocombustible que reemplaza al gas natural en diversos usos a mediana o gran escala. Tan solo se estiman generar 21.63 m³ de biometano por cada tonelada de residuos sólidos urbanos al día en los 4 estados.

Este estudio ex ante consideró como base para la realización de sus estimaciones los valores de generación de RSU publicados por los organismos gubernamentales involucrados, sin embargo, estos datos podrían no ser los más actualizados, por lo que los resultados mostrados son una aproximación basada en la estimación de la tasa de crecimiento del PIB, la cual se puede ver afectada por eventos externos aumentando el nivel de incertidumbre.

Basándonos en los resultados obtenidos en este trabajo, concluimos que el esquema propuesto para obtener hidrógeno verde a partir de la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos en los 4 estados de la República Mexicana es técnicamente viable y ofrece una alternativa energética sustentable, eficiente, con impacto ambiental y social, lo que cumple con la hipótesis inicial planteada en este trabajo.

El enfoque planteado en la valorización de los residuos con fines energéticos se puede extrapolar a más estados de la república e incluso se puede plantear como paso futuro no solo su conversión a hidrógeno verde y considerar su conversión a biometano para su uso en el sector doméstico o su inyección a la red de gasoductos.

Referencias

- Aguilar-Virgen, Q., Taboada-González, P., & Ojeda-Benítez, S. (2011). Modelo mexicano para la estimación de la generación de biogás. *Ingeniería– Revista Académica de la Facultad de Ingeniería*, 9.
- Alfonso Romero, M. (2020). *Análisis de los beneficios ambientales, energéticos y operativos asociados a los procesos para la obtención de bioenergéticos [tesis de maestría]*. México: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Alianza Energética Energie Partnerschaft. (2021). *Hidrógeno verde en México: el potencial de la transformación. Tomo VII*. México: GIZ.
- Alianza Energética entre México y Alemania. (2021). *Hidrógeno verde en México: el potencial de la transformación. Tomo III: Oportunidades para las empresas productivas del estado PEMEX y CFE*. México: GIZ.
- Ameztoy Muñoz, M. (2021). *Producción de hidrógeno a partir de reformado de biometano [trabajo fin de grado]*. Madrid: Universidad Pontificia Comillas.
- Anguiano, D. (14 de diciembre de 2015). *Bonos de carbono emitidos por Simeprode concluirán en 2016*. Recuperado el 23 de mayo de 2023, de <https://www.elfinanciero.com.mx/monterrey/bonos-de-carbono-emitidos-por-simeprode-concluiran-en-2016/>
- Asociación Mexicana de Biomasa y Biogás. (2015). Planta de Biodigestión Atlacomulco, Estado de México. *Foro Internacional 2015 Valorización Energética de residuos Urbanos*. México: AMBB.
- Azzolina, N. A., Nakles, D. V., Gorecki, C. D., Peck, W. D., Ayash, S. C., Melzer, S. L., & Chatterjee, S. (2015). CO₂ storage associated with CO₂ enhanced oil recovery: A statistical analysis of historical operations. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 37, 384-397.
- Barlandas Calderón, J. D. (En elaboración). *Aprovechamiento de la biomasa residual proveniente de Plantas de Tratamiento de Aguas Residuales para la obtención de H₂ verde y energía que coadyuve en su operación sustentable*. México: Tesis de Maestría, UNAM.
- Buffi, M., Prussi, M., & Scarlat, N. (2022). Energy and environmental assessment of hydrogen from biomass sources: Challenges and perspectives. *Biomass and Bioenergy*, 165, 1-11.
- Bustani Valente, V. (2015). *Análise de viabilidade econômica e escala mínima de uso do biogás de reatores anaeróbios em Estações de Tratamento de Esgoto no Brasil*. Brasil.
- Choi, D. H., Chun, S. M., Ma, S. H., & Hong, Y. C. (2016). Production of hydrogen-rich syngas from methane reforming by steam microwave plasma. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, 34, 286-291. doi:<https://doi.org/10.1016/j.jiec.2015.11.019>
- Comisión Nacional de Hidrocarburos [CNH]. (2020). *Sistema de Información de Hidrocarburos*. Recuperado el 16 de mayo de 2023, de <https://sih.hidrocarburos.gob.mx/>
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2012). *El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada*. México.
- Congreso General de los Estados Unidos Mexicanos. (2015). Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos. México, D. F.
- Congressional Research Service. (8 de junio de 2021). *CRS analysis of IRC Section 45Q*. Obtenido de <https://sgp.fas.org/crs/misc/IF11455.pdf>
- Connie Rye, R. W. (2016). Environmental Limits to Population Growth. *OpenStax*.
- Cooperación Alemana al Desarrollo Sustentable en México. (2017). *Guía técnica para el manejo y aprovechamiento de biogás en plantas de tratamiento de aguas*. México: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GIZ GMBH.
- Cudjoe, D., Zhu, B., & Wang, H. (2022). Towards the realization of sustainable development

- goals: Benefits of hydrogen from biogas using food waste in China. *Journal of Cleaner Production*, 360. doi:<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.132161>
- Energy Council Hydrogen Working Group C. (2019). *Australia's National Hydrogen Strategy*. Energy Council Hydrogen Working Group C.
- Energy Glossary. (2023). *Geoquímica*. Obtenido de <https://glossary.slb.com/es/terms/g/geochemistry>
- Eneryou. (2021). *Hidrógeno Verde: Contexto y áreas de oportunidad*. México: Eneryou.
- Esquivel, G. (2020). Los impactos económicos de la pandemia en México. *Economía UNAM*, 17(51), 28-44.
- García de León, A. (2018). *MIENTRAS LA POBLACIÓN CREZCA MÁS QUE EL PIB, LOS PROBLEMAS ECONÓMICOS EN MÉXICO SERÁN MAYORES*. Obtenido de https://www.dgcs.unam.mx/boletin/bdboletin/2018_299.html
- García Lario, A. L. (2016). *Producción de hidrógeno con captura in situ de CO₂ mediante reformado mejorado de metano*. España.
- Garrido Romero, M. (2020). Biocombustibles y producción de biohidrógeno. *MoleQla: Revista de Ciencias de la Universidad Pablo de Olavide*(38), 1-5.
- GIZ. (2018). *Estudio de digestión anaeróbica seca y húmeda en planta piloto, para determinar el potencial de producción de biogás a partir de residuos orgánicos generados en el municipio de Naucalpan de Juárez*. México: GIZ.
- Global CCS Institute. (2023). *Enhanced oil recovery*. Global CCS Institute.
- Global Methane Initiative [GMI]. (2010). *Emisiones Mundiales de Metano y Oportunidades de Atenuación*. GMI.
- Gomez , G., Meneses, M., Ballinas , L., & Castells, F. (2008). Characterization of urban solid waste in Chihuahua, Mexico. *Waste Management*, 28(12), 6.
- González-Díaz, A., González-Díaz, M. O., Alcaráz-Calderón, A. M., Gibbins, J., & Lucquiaud, M. (2017). Priority projects for the implementation of CCS power generation with enhanced oil recovery in Mexico. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 64, 119-125.
- González-Partida, E., Camprubí, A., Canet, C., & González-Sanchez, F. (2008). Fisicoquímica de salmueras e hidrocarburos en cuencas petroleras y en depósitos minerales tipo Mississippi Valley y asociados . *BOLETÍN DE LA SOCIEDAD GEOLÓGICA MEXICANA*.
- Huertas, R. A. (2023). Digestión anaeróbica: mecanismos biotecnológicos en el tratamiento de aguas residuales y su aplicación en la industria alimentaria. *Producción + Limpia*, 142-159.
- IEA. (2023). *Global Hydrogen Review 2023*. IEA.
- Instituto Mexicano del Petróleo [IMP]. (2016). *Reporte de Inteligencia Tecnológica. Biocombustibles Gaseosos*. México: IMP.
- International Energy Agency [IEA]. (2019). *The Future of Hydrogen*. Francia: IEA.
- International Energy Agency [IEA]. (2020). *Special Report on Carbon Capture Utilisation and Storage CCUS in clean energy transitions*. París: IEA.
- International Energy Agency [IEA]. (2020). *Special Report on Clean Energy Innovation Accelerating technology progress for a sustainable future*. París: IEA.
- International Energy Agency [IEA]. (2021). *Hydrogen in Latin America*. IEA.
- International Energy Agency [IEA]. (2023). *Global Hydrogen Review 2022*. París: IEA.
- International Energy Agency. (2019). *World Energy Outlook 2018*. Francia: IEA.
- Lacy, R., Serralde, C., Climent, M., & Vaca, M. (2013). Initial assessment of the potential for future CCUS with EOR projects in Mexico using CO₂ captured from fossil fuel industrial plants. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 19, 212-219.
- Ledesma, D. R. (2021). *Producción de hidrógeno mediante reformado de biogás con plasma – catálisis [tesis de máster]*. Barcelona: Universitat de Barcelona.
- Marielle Saunois, A. R. (2020). The global methane budget 2000–2017. *Earth System Science Data*, 1561-1623.

- Monteros, E., Durand, L., Mora, E., & Édgar, S. (2017). Comparación de dos tipos de biomasa para generación de biogás a partir de excretas de ganado porcino y bovino en el laboratorio. *Tecnogestión*. 2017;. *Tecnogestión*, 14(1), 72-92.
- Morante, J. R. (2020). *Hidrógeno. Vector energético de una economía descarbonizada*. Barcelona: Fundación Naturgy.
- Morante, J. R. (2020). Hidrógeno. Vector energético de una economía descarbonizada. *Naturgy*.
- Morero, B. (2014). *Purificación de biogás con tecnologías de producción limpias [tesis de grado]*. Argentina: Universidad Nacional del Litoral. Obtenido de <http://hdl.handle.net/11185/572>
- Moy, V. (24 de mayo de 2021). *Competitividad estatal: petróleo, ¿bendición o maldición para campeche?* Obtenido de <https://imco.org.mx/competitividad-estatal-petroleo-bendicion-o-maldicion-para-campeche/>
- National Grid. (23 de febrero de 2023). *The hydrogen colour spectrum*. Recuperado el 25 de mayo de 2023, de <https://www.nationalgrid.com/stories/energy-explained/hydrogen-colour-spectrum>
- Navarro-Puyuelo, A. R. (2017). Rutas y retos para la valorización de biogás. *AVANCES Investigación en Ingeniería*, 14.
- Netto, L. D., Reis, T. V., S.Guimarães, A., L.deSantana, P., Silva, A. S., & Pagano, R. (2016). Otimização da produção de hidrogênio utilizando o algoritmo genético. *Scientia Plena*, 12(05), 13.
- Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura [FAO]. (2011). *Manual de Biogás*. Santiago de Chile - Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo - FAO - Global Environment Facility: Gobierno de Chile.
- Pacheco, J., Valdivia, R., Pacheco, M., Montoya, J. J., & Salazar, J. A. (2018). Warm Plasma Torch for Hydrocarbon Reforming. *IEEE Transactions on Plasma Science*, 46(7), 2413-2419.
- PEMEX. (2022). *Anuario estadístico 2021*. Ciudad de México: PEMEX.
- Ritchie, H., Rosado, P., & Roser, M. (2020). *Greenhouse gas emissions*. Obtenido de OurWorldInData.org: <https://ourworldindata.org/greenhouse-gas-emissions>
- Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales [SEMARNAT]. (2019). *Informe del Medio Ambiente en México*. México: SEMARNAT.
- SEMARNAT. (2016). *Informe de la Situación del Medio Ambiente en México. Compendio de Estadísticas Ambientales Indicadores Clave, de desempeño ambiental y de crecimiento verde*. México.
- SEMARNAT. (2020). *Diagnóstico básico para la gestión integral de los residuos*. México: SEMARNAT.
- SENER. (2013). *Evaluación Rápida del Uso de la Energía. Campeche, Campeche*. México: SENER.
- SENER. (2013). *Evaluación Rápida del Uso de la Energía. Centro, Tabasco*. México: SENER.
- SENER. (2013). *Evaluación Rápida del Uso de la Energía. Tuxtla Gutierrez*. México: SENER.
- SENER. (2013). *Evaluación Rápida del Uso de la Energía. Veracruz*. México: SENER.
- Seo, Y. T., Seo, D. J., Jeong, J. H., & Yoon, W. L. (2006). Design of an integrated fuel processor for residential PEMFCs applications. *Journal of Power Sources*, 160(1), 505-509.
- Sheng, J.-X., Jacob, D. J., Maasackers, J. D., Sulprizio, M. P., Zavala-Araiza, D., & Hamburg, S. P. (2017). A high-resolution (0.1° × 0.1°) inventory of methane emissions from Canadian and Mexican oil and gas systems. *Atmospheric Environment*, 158, 211-215.
- Statista Research Department. (30 de septiembre de 2021). *Precio medio anual al contado de petróleo crudo West Texas Intermediate (WTI) de 1990 a 2020*. Recuperado el 25 de mayo de 2023
- Suárez Alcántara, K. (2019). Un poco de todo sobre el hidrógeno. *Ciencia*, 70(1), 72-80. Obtenido de <https://biblat.unam.mx/es/revista/ciencia-academia-mexicana-de-ciencias/articulo/un-poco-de-todo-sobre-el-hidrogeno>

- United Nations Framework Convention on Climate Change [UNFCCC]. (2023). *What is the CDM*. Obtenido de What is the CDM: <https://cdm.unfccc.int/about/index.html>
- Vásquez, R., & Salinas, F. (2018). *Tecnologías del Hidrógeno y Perspectivas para Chile*. Santiago de Chile: GIZ - Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza, Obras Públicas y Seguridad Nuclear - Ministerio de Energía de Chile.
- Wilken, D., Rauh, S., Bontempo, G., Hofmann, F., Strippel, F., & Kramer, A. (2019). *Biowaste to Biogas: Fachverband Biogas*. Freising: Fachverband Biogas.
- Xue, B., Geng, Y., Ren, W., & Zhang, Z. (2011). An overview of municipal solid waste management in Inner Mongolia Autonomous Region, China. *Journal of Material Cycles and Waste Management* (13), 4.

Anexo 1: Información básica sobre el hidrógeno

Propiedades Físicoquímicas del Hidrógeno

En la **Tabla 8** se presentan las principales propiedades fisicoquímicas del hidrógeno, mismas que son independientes del origen de este elemento.

Tabla 8. Propiedades fisicoquímicas del Hidrógeno.

Propiedad	Condiciones	Unidad	Magnitud
Masa molecular	NA	g/mol	2.016 (en forma diatómica)
Densidad del gas	273 K y 1 bar	kg/m ³	0.089
Densidad del líquido	20 K y 1 bar	kg/m ³	70.79
Temperatura de ebullición	1 bar	K	20.39
Poder calorífico inferior (PCI)	288.65 K y 1 bar	MJ/kg	120.1
Densidad energética (gas)	298.15 K y 1 bar	MJ/L	0.01
Energía específica (licuado)	20 K y 1 bar	MJ/L	8.5
Velocidad de propagación de flama	293.15 K y 1 bar	cm/s	346
Rango de ignición	293.15 K y 1 bar	% vol	4-77
Temperatura de autoignición	1 bar	K	858.15
Energía de ignición	1 bar	MJ	0.02

Fuente: (International Energy Agency [IEA], 2019).

Colores asignados al hidrógeno según su origen

Considerando que el hidrógeno se trata de un gas incoloro, puede llegar a ser confuso el pensar en colores para el hidrógeno. Sin embargo, se ha implementado una terminología basada en colores para identificar las diferentes fuentes de obtención de hidrógeno. Es preciso aclarar que, si bien no es una terminología oficial, ha sido muy aceptada y utilizada en los últimos años, pero pueden existir variaciones entre los colores aceptados en diversos países y sectores. La gama cromática de las diversas fuentes de obtención del hidrógeno tiene como referencia el color verde, color ampliamente asociado a temas ambientales y de sostenibilidad. De forma gradual comienzan a surgir otros colores de hidrógeno, siendo aquellos colores más cálidos los asociados a las fuentes más sostenibles de producción de hidrógeno y los colores más oscuros y fríos los asociados a fuentes menos sostenibles. Otro factor para considerar en la clasificación por color del hidrógeno es la implementación de captura y almacenamiento de CO₂. La **Figura 30** muestra la clasificación del hidrógeno por sus colores u orígenes.



Figura 30. Espectro de colores del Hidrógeno^{13,14}.

Fuente: elaboración propia con información de (National Grid, 2023).

¹³ ATR: Reformado Autotérmico.

* Considera energía solar fotovoltaica y eólica para la generación de la electricidad implementada en el proceso de electrólisis.

Anexo 2: Eliminación del CO₂ del biogás

En la **Tabla 9** se muestra una comparación de las tecnologías para eliminar el CO₂, enfatizando los factores que afectan la eliminación de azufre, la presión necesaria, demanda de calor o energía y la temperatura requerida en el proceso.

Tabla 9. Comparación de tecnologías en operación para *purificación de biogás*.

Parámetro	Lavado con agua	Lavado con solventes	Absorción química	PSA¹⁵	Separación por membranas
Contenido típico de metano en el biometano generado	95-98	95-99	>99	95-99	95-99
Contenido de metano	98	96	99.96	98	80-99.5
Pérdida de metano	2	4	0.04	2	0.5-20
Presión normal del biometano (bar)	4-8	4-8	Atmosférica	4-7	4-7
Demanda de energía eléctrica (kWh/m ³)	0.46	0.49-0.67	0.27	0.46	0.25-0.43
Demanda de calor y nivel de temperatura para regeneración de solventes (°C)	No	70-80	120-160	No	No
Remoción previa de compuestos de azufre	Depende	Si	Si	Si	Si
Demanda de insumos químicos	Agente anti-incrustante. Agente de secado	Solvente orgánico	Solución de amina	Carbón activado	No
% Intervalo de variación parcial de carga permitida	50-100	50-100	50-100	85-115	50-105
Número de plantas de referencia de la tecnología	Alto	Bajo	Medio	Alto	Bajo

Fuente: elaboración propia con información de (Morero, 2014).

¹⁵ PSA: Purificación del biogás con sistemas de adsorción.

Anexo 3: Estimación del uso de energía

Se trató de una iniciativa de la Secretaría de Energía en conjunto con el Banco Mundial con el objetivo de promover la eficiencia energética, reducir el consumo de energía y detectar oportunidades para generar mayores beneficios, a continuación, se muestran datos estratégicos para realizar cálculos comparativos para los estados clave para el desarrollo del presente trabajo.

CAMPECHE, CAMPECHE, MÉXICO: El consumo anual de electricidad en el municipio fue de 473,996,000 kWh en 2012 y el gasto por este mismo concepto fue de \$769,859,000. El consumo eléctrico del municipio de Campeche representó, en 2012, el 39 % del consumo total de energía eléctrica, siendo el municipio con el segundo consumo más alto, superado solamente por el municipio del Carmen, con el 41 por ciento. Campeche cuenta con aproximadamente 26,000 puntos de iluminación, las cuales tuvieron un consumo eléctrico anual de 19,865,097 kWh en 2013 (SENER, 2013).

VERACRUZ, VERACRUZ DE IGNACIO DE LA LLAVE, MÉXICO: El consumo total de energía en Veracruz alcanza los 75'183,907 kWh por año lo que sitúa a la ciudad como la de mayor uso del estado de Veracruz de Ignacio de la Llave. En el año 2013 se necesitó un total de 31, 295,072 millones de kWh, a un costo de 57'706,948 de pesos (US\$10 millones aproximadamente), para operar el sistema de alumbrado público de Veracruz. Con 779.09 kWh de consumo de electricidad por poste de luz, Veracruz se ubica como una de las ciudades con menor consumo de electricidad por poste. (SENER, 2013).

CENTRO, TABASCO, MÉXICO: El consumo total de energía en Centro en el año 2013 alcanzó a 20 trillones de kWh, lo que sitúa a la ciudad como la de mayor uso del estado de Tabasco y a nivel región sur del país. En el año 2013 se necesitó un total de 32 millones de kWh, a un costo de 418 millones de pesos (US\$31.9 millones aproximadamente), para operar el sistema de alumbrado público de Centro. Con 2,196.89 kWh de consumo de electricidad por poste de luz, Centro se ubica como una de las ciudades con mayor consumo de electricidad por poste (SENER, 2013).

TUXTLA GUTIÉRREZ, CHIAPAS, MÉXICO: En el estado de Chiapas se cuenta con una capacidad de 4828 MW de generación eléctrica. El total de esta capacidad corresponde a plantas hidroeléctricas, las cuales en 2013 produjeron 11,840 GWh. Esto se encuentra muy por arriba del consumo estatal de 2,825 GWh haciendo al estado un exportador neto de electricidad. Sin embargo, dentro del municipio de Tuxtla Gutiérrez no se cuenta con centrales de generación eléctrica para el servicio público, aunque a finales de 2012 se contaba con 4 contratos de interconexión en pequeña y mediana escala (renovables) en la zona de distribución Tuxtla. El consumo eléctrico en Tuxtla está ampliamente dominado por los sectores Industrial y de Servicios, y el Doméstico. Los servicios públicos municipales en Tuxtla consumen menos del 2.3% del total de 712,909 MWh. Este municipio consume el 25% de la electricidad de Chiapas, pero solo tiene el 15% de los usuarios del estado, de los cuales el 87% son Domésticos (SENER, 2013).