



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
ENERGÍA – SISTEMAS ENERGÉTICOS

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

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

PRESENTA:
ING. JONATAN DABIR BARLANDAS CALDERÓN

TUTOR PRINCIPAL
M.I. ABEL CLEMENTE REYES
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA

CIUDAD UNIVERSITARIA, CD. MX. DICIEMBRE 2023



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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. Martín Del Campo Márquez Cecilia

Secretario: Dr. Pathiyamattom Joseph Sebastian

1 er. Vocal: M. en I. Clemente Reyes Abel

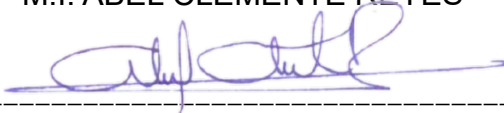
2 do. Vocal: Dr. Valdés Palacios José Alberto

3 er. Vocal: Dr. Monje Ramírez Ignacio

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: Posgrado de Ingeniería, Facultad de ingeniería, UNAM, Ciudad Universitaria, CDMX.

TUTOR DE TESIS:

M.I. ABEL CLEMENTE REYES



FIRMA

(Segunda hoja)

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 un escenario de aplicación de sistemas de aprovechamiento de energías renovables, producción y uso de hidrógeno verde.

Este análisis no tiene fines políticos ni de lucro.

Agradecimientos

Agradezco a la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México por permitirme realizar mis estudios y al Consejo Nacional de Humanidades Ciencia y Tecnología por otórgame una beca.

También agradezco a mi asesor, Ing. Abel Clemente Reyes por su apoyo y consejos durante la realización de esta beca.

Por último, agradezco a los profesores que conocí en las asignaturas que cursé, por todos los conocimientos nuevos.

Dedicatoria

A mis padres y mis hermanos que siempre me han apoyado

A mi amigo Iván quien conocí durante la maestría

Y a mi amigo Israel por su ayuda

Índice

1. RESUMEN	12
2. INTRODUCCIÓN	14
3. OBJETIVOS, HIPÓTESIS Y METODOLOGÍA	15
3.1. OBJETIVO	15
3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	15
3.3. HIPÓTESIS	15
3.4. METODOLOGÍA	15
3.5. CONTRIBUCIONES	16
4. CONSUMO Y GENERACIÓN DE ENERGÍA EN PTAR.....	17
4.1. AGUAS RESIDUALES EN MÉXICO	17
4.2. EVALUACIÓN COMPARATIVA “BENCHMARKING” DE CONSUMO DE ENERGÍA EN PTAR	19
4.3. DIAGNÓSTICO ENERGÉTICO	19
4.4. EJEMPLOS DE CONSUMO ESPECIFICO DE ENERGÍA EN MÉXICO	20
4.5. ENERGÍAS RENOVABLES EN MÉXICO	22
4.6. ENERGÍAS RENOVABLES EN PTAR.....	25
5. PRODUCCIÓN, ALMACENAMIENTO Y USO DE HIDRÓGENO	29
5.1. PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO	30
5.1.1. PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO A PARTIR DE BIOMASA.....	32
5.1.2. ELECTRÓLISIS.....	33
5.1.3. REFORMADO DE METANO CON VAPOR.....	37
5.2. ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO	40
5.2.1. HIDRÓGENO COMPRIMIDO	42
5.3. GENERACIÓN DE ENERGÍA CON HIDRÓGENO	46
5.3.1. COMBUSTIÓN DE HIDRÓGENO EN MOTOGENERADORES Y TURBINAS DE GAS	46
5.3.2. EMPLEO DE CELDAS DE COMBUSTIBLE DE HIDRÓGENO	47
5.4. SEGURIDAD EN EL USO DEL HIDRÓGENO	50
5.4.1. ESTÁNDARES Y NORMAS.....	51
6. MODELO DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA.....	53
6.1. SISTEMA DE BIOGÁS	55
6.1.1. CRITERIOS DE DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA DE BIOGÁS	56
6.1.2. GENERACIÓN Y GESTIÓN DE ENERGÍA DEL SISTEMA DE BIOGÁS	60

6.1.3. COSTOS DEL SISTEMA DE BIOGÁS	62
6.2. SISTEMA FOTOVOLTAICO	62
6.2.1. CRITERIOS DE DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	63
6.2.2. GENERACIÓN Y GESTIÓN DE ENERGÍA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	64
6.2.3. COSTOS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	66
6.3. SISTEMA DE HIDRÓGENO	66
6.3.1. CRITERIO DE DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA DE HIDRÓGENO	67
6.3.2. GENERACIÓN Y GESTIÓN DE ENERGÍA DEL SISTEMA DE HIDRÓGENO	68
6.3.3. COSTOS DEL SISTEMA DE HIDRÓGENO	70
6.4. CANTIDAD TOTAL DE POTENCIA Y ENERGÍA GENERADA Y CONSUMIDA <i>IN SITU</i>.	71
6.4.1. POTENCIA Y ENERGÍA CONSUMIDA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	72
6.5. MODELO DE CÁLCULO DE EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO	74
6.6. CÁLCULO DE INDICADORES FINANCIEROS	75
6.6.1. CÁLCULO DEL VPN	76
6.6.2. CÁLCULO DE TIR	78
6.6.3. CÁLCULO DEL PRI	78
6.6.4. CÁLCULO DE RELACIÓN COSTO-BENEFICIO	78
6.6.5. CÁLCULO DEL LCOE	79
<u>7. CASO DE ESTUDIO PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES ACAPANTZINGO.....</u>	<u>80</u>
7.1. ESTIMACIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA CASO BASE	82
7.2. CRITERIO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA	82
7.3. DIMENSIONAMIENTO DE LOS SISTEMAS	83
7.3.1. DIMENSIONAMIENTO SISTEMA FOTOVOLTAICO	83
7.3.2. DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA DE BIOGÁS	85
7.3.3. DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA DE HIDRÓGENO	87
<u>8. RESULTADOS</u>	<u>88</u>
8.1. GENERACIÓN Y CONSUMO DE ENERGÍA	88
8.2. EMISIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO	92
8.3. INDICADORES FINANCIEROS OBTENIDOS	93
<u>9. CONCLUSIONES.....</u>	<u>98</u>
<u>10. REFERENCIAS</u>	<u>100</u>
<u>11. ANEXO.....</u>	<u>113</u>
11.1. AGUAS RESIDUALES EN MÉXICO	113
11.2. AGUA RENOVABLE PER CÁPITA Y GRADO DE PRESIÓN 2017 Y 2030.....	113
11.3. ENTORNO REGULATORIO PARA EL USO DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES EN PTAR	115

11.3.1. ACUERDOS Y TRATADOS INTERNACIONALES	115
11.3.2. ENTIDADES REGULATORIAS NACIONALES	115
11.3.3. PROGRAMAS NACIONALES DE FOMENTO	117
11.3.4. LEYES Y NORMAS OFICIALES MEXICANAS	118
11.4. TIPOS DE DIGESTORES	124
11.5. TRATAMIENTO DE BIOGÁS.....	129
11.6. MOTOGENERADORES Y MICROTURBINAS DISPONIBLES EN EL MERCADO QUE UTILIZAN BIOGÁS.....	131
11.7. CÁLCULOS PARA LA ESTIMACIÓN DE LA POTENCIA ENTREGADA POR MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.	132
11.8. DISTRIBUCIÓN DE PROCESOS DE TRATAMIENTO PTAR ACAPANTZINGO.	135

Índice de tablas

Tabla 1 Rango de Consumo específico de energía en PTAR de lodos activados en distintos países.19	
Tabla 2 Distribución del consumo de energía eléctrica en plantas convencionales de lodos activados.	20
Tabla 3 Consumo específico de energía en PTAR de lodos activados México.....	21
Tabla 4 Variación en los costos nivelados promedio de tecnologías para el aprovechamiento de fuentes renovables. Fuente: (IRENA, 2023).	25
Tabla 5 Composición del biogás. Fuente: (Speight, 2020).	26
Tabla 6 Características de equipos para generación de energía con biogás. Fuente: (Larios & et al., 2018).	27
Tabla 7 Casos de estudio de aprovechamiento de fuentes renovables en PTAR.	28
Tabla 8 Propiedades fisicoquímicas del gas hidrógeno. Fuentes: (Zini, 2016) y (Nag, 2021).	29
Tabla 9 Categorías de hidrógeno según su fuente y método de producción. Fuente: (GIZ, 2021b) y (Zawadzki, Kończak, & Smoliński, 2023).	31
Tabla 10 Características de los métodos más usuales para obtener hidrógeno de biomasa. Fuente: (Megía, Vizcaíno, Calles, & Carrero, 2021) y (Aziz, Darmawan, & Juangsa, 2021).....	32
Tabla 11 Características de distintos tipos de electrolizadores. Fuente: (GIZ, 2021a), (IRENA, 2021b), (Laroche, 2022).	34
Tabla 12 Resumen de electrolizadores alcalinos comerciales. Fuente: (AZo Cleantech, 2023), (Stargate Hydrogen, 2023), (HYGEAR, 2023b), (Sunfire GmbH, 2023) y (HySTAT, 2021).	35
Tabla 13 Ejemplos de uso de ultrafiltración para el mejoramiento de la calidad de agua en PTAR. 36	
Tabla 14 Cantidades requeridas de gas natural, electricidad y agua para producir 1 kg de H ₂ mediante SMR.	39
Tabla 15 Sistemas de SMR para producción de hidrógeno. Fuente: (BayoTech, 2022) y (HYGEAR, 2023a).	40
Tabla 16 Ventajas y desventajas de los distintos métodos de almacenamiento con hidrógeno. Fuente: (Mengxiao, y otros, 2019).	42
Tabla 17 Tipos de tanques para el almacenamiento de hidrogeno gaseoso comprimido. Fuentes: (Nag, 2021) y (Mengxiao, y otros, 2019).	43
Tabla 18 Capacidades de almacenamiento y dimensiones de tanques para almacenar hidrógeno gaseoso comprimido. Fuente: (NREL, 2014).	43
Tabla 19 Compresores comerciales de hidrógeno. Fuente: (Linde, 2023), (Hiperbaric, 2021), (Sauer Haug, 2023) y (Sollant, 2022).	45
Tabla 20 Beneficios de la mezcla biogás-hidrógeno.	46
Tabla 21 Comparación de distintos tipos de celdas de combustible. Fuente: Elaboración propia con información de (Zini, 2016), (Yue, y otros, 2021).	49
Tabla 22 Celdas de combustible comerciales. Fuente: (Fuji Electric Co., 2023) y (Nedstack, 2022). 50	
Tabla 23 Días promedio de cada mes. Fuente: (Duffe, Beckman, & Blair, 2020).	54
Tabla 24 Características técnicas de gasómetros ¾ de esfera marca Sattler Ceno. Fuente: (Sattler CENO, 2023)	59
Tabla 25 Costos de capital, operación y mantenimiento del Sistema de biogás. Fuente: (IRENA, 2021a)	62
Tabla 26 Costos de capital, operación y mantenimiento del Sistema fotovoltaico. Fuente: (IRENA, 2021a).	66

Tabla 27 Costos del sistema de hidrógeno.....	71
Tabla 28 Factores promedio de emisiones del ciclo de vida para sistemas de generación de electricidad. Fuente: (NREL, 2021b).....	74
Tabla 29 Valores mensuales de cantidad de lluvia, estación Temixco. Fuente: (SMN, 2023).	80
Tabla 30 Gasto, demanda y consumo de energía en la PTAR Acapantzingo por período de lluvias y estiaje. Fuente. Elaboración propia.	82
Tabla 31 Períodos de generación de energía por cada sistema. Fuente: Elaboración propia.	83
Tabla 32 Superficies disponibles para colocación de módulos solares. Fuente: Elaboración propia.	83
Tabla 33 Características técnicas Módulo fotovoltaico IUSASOL-PS-58CB. Fuente: (IUSASOL, 2023).	84
Tabla 34 Resultados obtenidos de la producción de biogás en la PTAR Acapantzingo. Fuente: Elaboración propia.	85
Tabla 35 Consumo de biogás de motogeneradores. Fuente: Elaboración propia.....	86
Tabla 36 Análisis de cantidad de equipos y su consumo de biogás. Fuente: Elaboración propia. ...	86
Tabla 37 Dimensionamiento del sistema de hidrógeno. Fuente: Elaboración propia.....	87
Tabla 38 Recuperación de energía de aguas residuales, caso PTAR Acapantzingo. Fuente: Elaboración propia.	92
Tabla 39 Monto por costo de tarifa de energía eléctrica estimadas Fuente: Elaboración propia....	95
Tabla 40 Flujos de efectivo estimados de los casos propuestos. Fuente: Elaboración propia.	96
Tabla 41 Datos y resultados obtenidos de la estimación de los indicadores financieros. Fuente: Elaboración propia.	97
Tabla 42 Descargas de agua residuales municipales (2020). Fuente (CONAGUA, 2021b)	113
Tabla 43 Descarga de agua residuales no municipales (2020). Fuente (CONAGUA, 2021c)	113
Tabla 44 Normas oficiales mexicanas que intervienen en el sistema de generación de energía eléctrica in situ. Fuente: Elaboración propia.....	123
Tabla 45 Características técnicas de Motogeneradores disponibles en el mercado que utilizan biogás. Fuente: (ZORG BIOGAS, 2023) y (2G, 2023)	131
Tabla 46 Microturbinas de gas comerciales con capacidad de consumir biogás. Fuente: (Aurelia, 2020), (Capstone, 2023), (Flex Energy, 2023) y (Ansaldo Energia, 2022).	131

Índice de figuras

Figura 1 Porcentaje de caudal tratado por tipo de proceso. Fuente: Elaboración propia con datos de (CONAGUA, 2021).	18
Figura 2 Relación de equipos electromecánicos y su consumo de energía en una PTAR lodos activados convencional. Fuente: (CONAGUA, 2019a).....	21
Figura 3 Potencial eléctrico fotovoltaico en México. Fuente: (PVOUT map, 2020).....	23
Figura 4 Velocidad media del viento (m/s) a 10m sobre el nivel del suelo en México. Fuente: (GWA, 2023).	24
Figura 5 Distribución de plantas de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables en México. Fuente: (CONACYT, 2022).	24
Figura 6 Evolución de la generación renovable. Fuente: (SENER, 2022).	25
Figura 7 Métodos de producción de hidrógeno. Fuente: Adaptado de (Shiva Kumar & Himabindu, 2019).	30
Figura 8 Electrolizador alcalino. Fuente: (Shiva Kumar & Himabindu, 2019).	34
Figura 9 Diagrama de un proceso típico de reformado de metano con vapor. Fuente: Adaptado de (Treese S., 2015).....	38
Figura 10 Métodos de almacenamiento de hidrógeno. Fuente: Elaboración propia con información de (Mengxiao, y otros, 2019) y (Nag, 2021).....	41
Figura 11 Arquitectura de los sistemas propuestos para el aprovechamiento de energía en PTAR. Fuente: Elaboración propia.	55
Figura 12 Arquitectura del sistema de biogás. Fuente: Elaboración propia.	56
Figura 13 Ilustración de gasómetro marca Sattler CENO. Fuente: (Sattler CENO, 2023)	59
Figura 14 Diagrama de masa acumulada. Fuente: (Lin, 2014).....	60
Figura 15 Arquitectura del sistema fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia.	63
Figura 16 Arquitectura del sistema de hidrógeno. Fuente: Elaboración propia.	67
Figura 17 Algoritmo de dimensionamiento del sistema de hidrógeno. Fuente: Elaboración propia.	68
Figura 18 Cantidad de lluvia en el sitio. Fuente: (SMN, 2023).	81
Figura 19 Temperatura promedio mensual. Fuente: (SMN, 2023).....	81
Figura 20 Índices de claridad diario promedio. Fuente: (NASA, 2023).	82
Figura 21 Superficies disponibles para colocación de módulos solares. Fuente: Elaboración propia con imágenes de Google Earth Pro®.....	84
Figura 22 Radiación promedio diaria por día promedio de cada mes. Fuente: Elaboración propia.	88
Figura 23 Generación y consumo de energía en kW por día promedio de cada mes. Fuente: Elaboración propia.	89
Figura 24 Energía eléctrica excedente por día promedio correspondientes a la temporada de estiaje en PTAR Acapantzingo. Fuente: Elaboración propia.....	89
Figura 25 Energía eléctrica excedente al mes correspondientes a la temporada de estiaje en PTAR Acapantzingo. Fuente: Elaboración propia.	90
Figura 26 Generación mensual de energía por sistema in situ. Fuente: Elaboración propia.	90
Figura 27 Porcentaje de aportación a la generación mensual por cada sistema. Fuente: Elaboración propia.	91
Figura 28 Comparación de consumo de energía de la red para los casos propuestos. Fuente: Elaboración propia.	91

Figura 29 Porcentaje de disminución de consumo de energía de la Red. Fuente: Elaboración propia.	92
Figura 30 Resultados de Emisiones de gases de efecto invernadero para los casos propuestos. Fuente: Elaboración propia.	93
Figura 31 Distribución de costos de capital por sistema propuesto. Fuente: Elaboración propia. ..	94
Figura 32 Costos de operación y mantenimiento anuales por sistema propuesto. Fuente: Elaboración propia.	94
Figura 33 Agua renovable per cápita y grado de presión 2017 y 2030. Fuente: (CONAGUA, 2018)	114
Figura 34 Principales componentes de un biodigestor de alta tasa. Fuente: (Williams, Bizier, Groman, & Tippetts, 2018).....	129
Figura 35 Croquis PTAR Acapantzingo. Fuente: Elaboración propia.....	135

1. Resumen

Las plantas de tratamiento de aguas residuales tienen potencial de convertirse en sitios de recuperación de agua y energía, específicamente las catalogadas como *Lodos Activados*. Además, pueden convertirse en instalaciones para producción de hidrógeno, con la finalidad de reducir la cantidad de energía consumida del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), en consecuencia, reducir las emisiones indirectas de gases de efecto invernadero y lograr un ahorro económico en la tarifa de electricidad de las PTAR.

Se encontró que el rango de *Consumo específico de energía* de una PTAR está entre 0.14 a 2.1 kWh/m³, siendo un valor promedio aceptable 0.36 kWh/m³. Las principales fuentes de energías renovables que pueden aprovecharse en PTAR son la biomasa obtenida de los lodos residuales (para la producción de biogás) y la energía solar (con ayuda de sistemas fotovoltaicos que aprovechen los espacios disponibles en las plantas). Respecto al hidrógeno, el método más conveniente para la producción es la electrólisis, debido a que puede ser empleado para la producción de pequeña a mediana escala, se puede utilizar la energía proveniente del sistema fotovoltaico y el agua tratada. Se plantea almacenar H₂ comprimido ya que es tecnología madura y el método más sencillo. Finalmente, el H₂ se puede emplear en celdas de combustible o combinado con biogás para promover la ignición.

Se estableció un modelo de simulación para estimar la generación de energía in situ, emisión de gases de efecto invernadero e indicadores económicos, así como un modelo de gestión de la energía para establecer los períodos más convenientes para generar electricidad. Además, debido a la accesibilidad de datos se seleccionó la PTAR Acapantzingo como caso de estudio y se planteó la comparación de un escenario con el aprovechamiento de fuentes de energías renovables y otro escenario sin aprovechamiento. Los resultados muestran que, mediante la propuesta de esta investigación puede cubrirse el 54% del consumo de energía eléctrica de la PTAR. En algunos meses se presentó energía generada de sobra por el sistema fotovoltaico que representa 136 MWh al año que pueden inyectarse al SEN. Asimismo, se estimó una reducción del 47% de emisiones de gases de efecto invernadero (promedio anual). Por último, se estimó una reducción del 55% de la tarifa por electricidad de la PTAR Acapantzingo, con un *Costo Nivelado de la Energía* menor al cargo de la tarifa y un *Valor Presente Neto* aceptable.

Abstract

Wastewater treatment plants have the potential to become water and energy recovery sites, specifically those classified as Activated Sludge. In addition, they can be converted into facilities for hydrogen production, with the aim of reducing the amount of energy consumed from the National Electric System (SEN), consequently, reduce indirect greenhouse gas emissions and achieve economic savings in the WWTP electricity cost.

It was found that the range of specific energy consumption of a WWTP is between 0.14 to 2.1 kWh/m³, with an acceptable average value of 0.36 kWh/m³. The main sources of renewable energy that can be used in WWTP are biomass obtained from residual sludge (to produce biogas) and solar energy (with the help of photovoltaic systems that take advantage of the available spaces in the plants). Regarding hydrogen, the most convenient method for production is electrolysis, because it can be used for small to medium-scale production, energy from the photovoltaic system and treated water can be used. Storing compressed H₂ is considered since it is mature technology and the simplest method. Finally, H₂ can be used in fuel cells or combined with biogas to promote ignition.

A simulation model was established to estimate on-site power generation, greenhouse gas emissions and economic indicators, as well as an energy management model to establish the most convenient periods to generate electricity. In addition, due to the accessibility of data, the Acapantzingo WWTP was selected as a case study and the comparison of a scenario with the use of renewable energy sources and another scenario without use was proposed. The results show that 54% of the consumption of electrical energy can be covered, in some months there was excess energy generated by the photovoltaic system that represents 136 MWh per year that can be injected into the SEN. Likewise, a 47% reduction in greenhouse gas emissions (annual average) was estimated. Lastly, a 55% reduction in the electricity rate for the Acapantzingo WWTP was estimated, as well as a Levelized Cost of Energy lower than the rate charge and an acceptable Net Present Value.

2. Introducción

El agua y la energía tienen una relación estrecha, por un lado, se requiere de energía para transportar, potabilizar y tratar el agua, procesos parte del ciclo urbano del agua. Por otro lado, en algunas aplicaciones el agua se emplea en la generación de energía, ya sea en centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles o de una forma renovable como en presas hidroeléctricas. Sin embargo, existen problemas relacionados a esta relación, como la creciente escasez del agua debido al crecimiento de la población, el aumento en la demanda y la contaminación de cuerpos de agua, así como la emisión de gases de efecto invernadero por la generación de energía a partir de combustibles fósiles. Es crucial encontrar la manera de resolver los problemas de escasez del agua y la mitigación del cambio climático. Además, son parte de los objetivos del desarrollo sostenible de la ONU, tratados internacionales, leyes y programas del país.

Actualmente, el interés en el hidrógeno ha aumentado gracias a que es considerado como un método de almacenamiento químico de energía y por su empleo como combustible en la generación de electricidad (Kanoğlu, Çengel, & Cimbala, 2020). Además, su combustión no implica emisión de compuestos de carbono, a diferencia de los combustibles fósiles. Existen una clasificación que asigna un color al hidrógeno que depende de su origen y la fuente de energía empleada para su producción. Sin embargo, el de mayor interés en este trabajo es el hidrógeno verde, debido a que implica el agua como origen del H_2 y el uso de fuentes de energía renovable.

Dentro del ciclo urbano del agua se encuentra el tratamiento de aguas residuales, que es una etapa importante en este ciclo debido a que su objetivo es remover los contaminantes del agua antes de su regreso a la naturaleza y se realiza en plantas de tratamiento de aguas residuales (PTAR). Sin embargo, el tratamiento de agua residuales abarca sólo una parte del total de agua residual que se genera. Provocando problemas ambientales, sociales y económicos por la contaminación de cuerpos de agua. El consumo de energía en el tratamiento de agua representa una parte significativa de los costos de operación y mantenimiento de las plantas de tratamiento de agua residuales.

Las PTAR son sitios con potencial para convertirse en instalaciones de recuperación de agua, energía y producción de hidrógeno. Asimismo, aprovechar fuentes de energías renovables *in situ* trae consigo beneficios como la disminución del uso de combustibles fósiles, la mitigación de gases de efecto invernadero y obtener un ahorro en el costo de la tarifa de consumo de electricidad. Sin embargo, es conocido que algunas fuentes de energías renovables son intermitentes, como es el caso de la energía solar y eólica. Para resolver esto es necesario contar con sistemas de almacenamiento, por ejemplo, el biogás y el hidrógeno, combustibles que puede producirse en PTAR a partir del agua residual y la energía generada en el sitio, con el fin de ser empleados para generar energía cuando sea más conveniente.

Es importante conocer la cantidad de energía que se consume en PTAR e investigar qué fuentes de energía renovables se pueden aprovechar *in situ*. También, establecer cuál es el método más conveniente para producir, almacenar y emplear hidrógeno, así como, la energía que se requiere para producir este combustible. Finalmente, establecer un modelo de gestión de la energía y simulación que nos permitan dimensionar los sistemas de aprovechamiento de fuentes de energías renovables y estimar la medida en que estas fuentes pueden satisfacer las necesidades de energía de las PTAR, la reducción en las emisiones de gases de efecto invernadero y el ahorro económico en la tarifa de energía eléctrica.

3. Objetivos, hipótesis y metodología

3.1. Objetivo

Establecer un escenario de aplicación de sistemas de aprovechamiento de energías renovables en Plantas de Tratamiento de Aguas Residuales, mediante biomasa e incluyendo la producción, almacenamiento y uso hidrógeno verde de diferentes fuentes, con el propósito de satisfacer la demanda de energía *in situ*, disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero y obtener un beneficio económico.

3.2. Objetivos específicos

- Establecer el rango de consumo de energía eléctrica en plantas de tratamiento de agua residuales que utilizan lodos activados.
- Proponer sistemas de aprovechamiento de energías renovables para la generación de energía eléctrica en plantas de tratamiento de aguas residuales.
- Proponer métodos para la producción, almacenamiento y uso de hidrógeno verde en PTAR.
- Proponer un modelo de gestión de energía y criterios para el dimensionamiento de los sistemas de aprovechamiento de energías renovables en PTAR.
- Estimarla cantidad de energía que puede generarse *in situ* y el porcentaje que cubre respecto a la energía consumida en las PTAR en el caso de estudio.
- Determinar las emisiones de CO₂ evitadas al dejar de consumir energía eléctrica del sistema eléctrico nacional.

3.3. Hipótesis

El aprovechamiento de fuentes de energías renovables y la producción de hidrógeno en plantas de tratamiento de aguas residuales permiten satisfacer la demanda de energía en las mismas para realizar el tratamiento y sanitización del agua residual. Además de disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero debido al uso de energía eléctrica del sistema eléctrico nacional y obtener un ahorro económico.

3.4. Metodología

1. Recopilar información, consultar evaluaciones comparativas “benchmarking” y diagnósticos energéticos de distintas plantas de tratamiento de aguas residuales que utilizan lodos activados en el mundo y en el país para establecer el rango de consumo específico de energía eléctrica. Además, establecer como se distribuye la energía consumida en una PTAR y que equipos o cargas consumen la mayor parte de la energía eléctrica.
2. Recopilar información sobre el potencial de aprovechamiento de energías renovables en el país y su distribución, posteriormente, recopilar datos de costos y potencial de aprovechamiento para proponer energías renovables en PTAR de lodos activados para generación de energía *in situ*. Además, recopilar información de otros casos de estudio de aprovechamiento de fuentes renovables en PTAR de lodos activados.

3. Recopilar información sobre métodos para la producción, almacenamiento y uso de hidrógeno verde y establecer los métodos más convenientes en PTAR de lodos activados.
4. Proponer un modelo de simulación de los sistemas que permita dimensionar los sistemas propuestos de aprovechamiento de energías renovables. Además, determinar el cálculo de la generación de energía eléctrica, la producción y uso de H₂ verde, la cantidad de CO₂ evitado y el ahorro económico en la tarifa de energía eléctrica.
5. Proponer un modelo de gestión de la energía que permita establecer los períodos de tiempo más convenientes económicamente para generar energía *in situ*.
6. Plantear un caso de estudio de una PTAR de lodos activados, en el que se apliquen los modelos de simulación y gestión de la energía para un período de un año.
 - Recopilar información del sitio como: ubicación, caudal de tratamiento (gasto), parámetros de calidad del agua, tren de tratamiento, valores de lluvia total promedio mensual, temperatura promedio mensual y valores de índices de claridad diaria.
 - Estimar la energía consumida y determinar la tarifa de consumo de energía que corresponde al caso de estudio, para generar el modelo de gestión de energía.
 - Establecer el área disponible para colocación de equipo y dimensionar los sistemas fotovoltaicos, biogás e hidrógeno.
7. Obtener resultados de generación de energía, emisiones de gases de efecto invernadero e indicadores económicos y compararlos con el caso en el que no se aproveche energías renovables.
8. Presentar los resultados del caso de estudio y conclusiones

3.5. Contribuciones

Los modelos de simulación y gestión son las principales contribuciones de este trabajo de investigación. Estos modelos pueden ser utilizados como herramientas para la planeación de proyectos de energías renovables y la producción de hidrógeno verde en plantas de tratamiento de aguas residuales. Así mismo, el caso de estudio puede ser tomado como ejemplo de aplicación de estas herramientas y la metodología que debe seguirse para lograr obtener los resultados: cantidad de energía generada en sitio, emisiones evitadas e indicadores financieros. El beneficio de estas contribuciones se alcanza al demostrar la viabilidad de proyectos para lograr la independencia energética en PTAR. Además, que el ahorro en los gastos de consumo de energía eléctrica sea una razón para incrementar el tratamiento de aguas residuales en México.

4. Consumo y generación de energía en PTAR

Parte central de las actividades humanas y el desarrollo son el agua y la energía, las cuales están estrechamente relacionadas, por ejemplo, con energía podemos dar tratamiento a las aguas residuales, completando el ciclo urbano del agua¹ y con agua podemos generar energía.

4.1. Aguas residuales en México

Es importante recalcar que el tratamiento de aguas residuales cumple un papel muy importante, debido a que se remueven contaminantes y mejora la calidad del agua al nivel deseado (para su reúso o descarga en cuerpos de agua) aunque a expensas de energía². Sin embargo, en algunos casos debido a insuficiencia presupuestal, es posible que se omita la etapa de tratamiento³, generando serios problemas de contaminación, crisis y escases del agua⁴.

El agua limpia y el saneamiento es uno de los Objetivos del Desarrollo Sostenible de la ONU que forma parte de una agenda que inició en 2015 (ONU, 2015a):

“6.3 De aquí a 2030, mejorar la calidad del agua reduciendo la contaminación, eliminando el vertimiento y minimizando la emisión de productos químicos y materiales peligrosos, reduciendo a la mitad el porcentaje de aguas residuales sin tratar y aumentando considerablemente el reciclado y la reutilización sin riesgos a nivel mundial”

“6.6 De aquí a 2020, proteger y restablecer los ecosistemas relacionados con el agua, incluidos los bosques, las montañas, los humedales, los ríos, los acuíferos y los lagos”

En México se puede consultar los volúmenes de descargas de aguas residuales municipales y no municipales (usos que incluyen a la industria) en el *Sistema Nacional de Información del Agua (SINA)*. En el 2020 se registró que se recolectaron en el alcantarillado el 76.98% de las aguas residuales y solo se trataron el 51.70%. Respecto a las aguas residuales no municipales, se trataron el 32.23% del volumen total de descarga (ver información en **Anexo 11.1**).

Existen diversos métodos para dar tratamiento a las aguas residuales. Sin embargo, los lodos activados es el proceso con el mayor porcentaje de caudal tratado (73.34%) **Figura 1**, en el país existen 818 plantas que utilizan lodos activados de acuerdo con el *Inventario Nacional de Plantas Municipales de Potabilización y de Tratamiento de Aguas Residuales en Operación 2021* (CONAGUA, 2021).

¹ Las etapas del ciclo urbano del agua son: captación, potabilización, distribución, almacenamiento, consumo, tratamiento y finalmente vertido al ambiente.

² La infraestructura del agua depende por completo de la energía, desde el bombeo, la purificación, la desalación, la distribución, desalojo y el tratamiento de las aguas residuales (ONU, 2014).

³ Se estima que en el mundo más del 80% de las aguas residuales son vertidas sin tratamiento alguno (WWAP, 2017).

⁴ La escasez es una consecuencia del mal manejo que históricamente se ha dado a este recurso. La intensa explotación y el poco o nulo cuidado del agua ponen en riesgo la disponibilidad del recurso (Legarreta, 2006). El incremento en la población, la urbanización, la industrialización y la contaminación son algunos de los factores que impulsan la demanda de agua (Guerrero & Schifter, 2011).

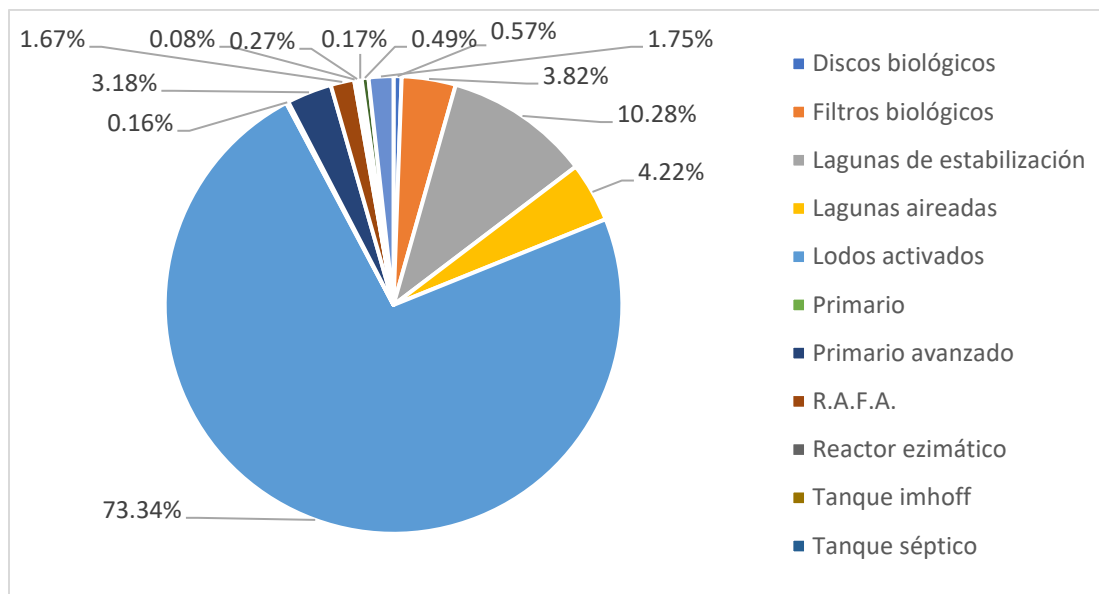


Figura 1 Porcentaje de caudal tratado por tipo de proceso. Fuente: Elaboración propia con datos de (CONAGUA, 2021).

En el informe *Estadísticas del Agua en México, edición 2018*. (CONAGUA, 2018) se muestra que existe la tendencia hacia la escasez del agua en gran parte del país, especialmente en el norte. El impacto del crecimiento de la población en los recursos hídricos se ha venido observando a través del indicador *agua renovable per cápita*⁵, y es posible asociarlo con niveles de escasez y estrés. Se considera escasez absoluta cuando el valor del indicador es menor de 500 y crónica cuando se encuentra entre 500 y 1000, con estrés entre 1000 y 1700 y sin estrés cuando es mayor de 1700 m³/hab*año (CONAGUA, 2018) (ver información en el **Anexo 11.2**).

Es conveniente reflexionar que las aguas residuales no son un desecho o algo de lo que simplemente deba deshacerse. En realidad, mediante los principios de la economía circular⁶, son una importante fuente potencial de recursos recuperables como: energía, nutrientes y reúso de agua. Sin embargo, es un recurso infravalorado. Con tan escasa cantidad de aguas residuales sometidas a tratamiento y aún menos utilizadas después del tratamiento, sigue existiendo una enorme oportunidad de reutilizar el agua tratada de manera sostenible y de extraer algunos de los subproductos recuperables que contiene. En consecuencia, es fundamental realizar mejores prácticas y contar con innovación tecnológica que permita ampliar el tratamiento de aguas residuales y aprovechar este recurso (WWAP, 2017).

⁵ En el documento se presenta el concepto del Agua Renovable, que se refiere a la cantidad de agua que es renovada por la lluvia y el agua proveniente de otras regiones o países (importaciones) y que es factible explotar anualmente. que determina el volumen de agua disponible por habitante al año

⁶ La economía circular es un nuevo modelo de producción y consumo donde se promueve el aprovechamiento de los residuos, reciclándolos o dándoles una nueva vida para convertirlos en nuevos productos.

4.2. Evaluación comparativa “Benchmarking” de consumo de energía en PTAR

La energía requerida en una planta de tratamiento de aguas residuales dependerá de la configuración del tren de tratamiento, de la cantidad de equipos y de su tiempo de uso. Cada PTAR es diferente y única, respecto a la calidad del agua del influente y su tamaño. Sin embargo, la mayoría tiene similitudes respecto al tren de tratamiento. La configuración típica de un tren de tratamiento que utiliza lodos activados es: tratamiento preliminar, primario, secundario (digestión aerobia), desinfección y tratamiento de lodos (digestión anaerobia). La energía eléctrica necesaria para hacer funcionar los equipos de la planta representa un costo importante de la operación, por esta razón es primordial determinar la cantidad de energía eléctrica que consume una PTAR.

El Benchmarking es un estudio con el objetivo de evaluar y comparar procesos de entidades similares. Una herramienta que permite evaluar el desempeño de un sistema respecto al de otros. En este caso, existen evaluaciones comparativas aplicadas a PTAR y enfocadas a evaluar algunos parámetros, de los cuales, el parámetro de interés es el *Consumo específico de energía kWh/m³*, Este indicador es de utilidad debido a que nos da una idea de cuanta energía consumirá una planta en kWh por cada metro cúbico de agua tratada. Este valor también nos permite comparar una planta con las demás respecto a su consumo de energía eléctrica.

La **Tabla 1** muestra rangos de consumo de energía eléctrica en PTAR en algunos países. Se puede apreciar que el rango de consumo va desde 0.11 a 2.1 kWh/m³, por lo que es de esperarse que el consumo de una PTAR que utiliza lodos activados en México este dentro de este rango. Además, en la mayoría de los documentos referenciados se indica que el consumo de energía disminuye con el aumento del caudal de tratamiento de la planta, esto quiere decir que se espera que una PTAR presente un *Consumo específico de energía* menor a medida que el influente de tratamiento aumente.

Tabla 1 Rango de Consumo específico de energía en PTAR de lodos activados en distintos países.

Consumo kWh/m ³	País	Referencia
0.3 - 1.89	Japón	(Kentaro & Masao , 2010)
0.14 - 1.77	Italia	(Vaccari, Foladori, Nembrini, & Vitali, 2018)
0.3 - 1.2	Grecia	(Siatou, Manali, & Gikas, 2020)
0.3 - 2.1	USA	(EPRI, 2013)
0.26 - 1.1	Polonia	(Maktabifard, Zaborowska, & Makinia, 2018)

4.3. Diagnóstico energético

El consumo de energía en una PTAR se puede detallar con un Diagnóstico Energético, el cual es una herramienta que permite conocer cuánta energía eléctrica se consume, en qué se emplea y proponer medidas de ahorro o eficiencia en un edificio o instalación, por ejemplo, una parte del diagnóstico es un censo de los equipos que consumen energía eléctrica. Conocer diagnósticos energéticos en varias PTAR con configuración similar del tren de tratamiento puede dar una idea y permitir estimar la cantidad de energía que se requiere en otras PTAR similares.

La forma directa para conocer el consumo de energía de una planta es con datos del historial de facturas complementado con un levantamiento de datos de los equipos instalados en las plantas. De acuerdo con resultados de auditorías energéticas consultadas y mostradas en la **Tabla 2** se tiene evidencia que los equipos que más energía eléctrica consumen en PTAR que utilizan lodos activados son: motores, bombas y sopladores. Además, el porcentaje que estos equipos pueden consumir energía va desde aproximadamente el 60% para los sopladores, 14% para el bombeo, 11% tratamiento de lodos y un 15% para otros usos.

Tabla 2 Distribución del consumo de energía eléctrica en plantas convencionales de lodos activados.

Contribución						Referencia
Aeración	Bombeo	Iluminación	Agitadores	Tratamiento de lodos	Otros	
11%	60%	13%	5%	-	11%	(Castillo Jiménez, 2020)
60%	7%	-	29%	-	4%	(Škultétyová et al. 2020)
53%	14%	-	-	17%	16%	(Maktabifard, Zaborowska, & Makinia, 2018)
60%	12%	7%	-	11%	10%	(Guo et al. 2019)
67%	5%	-	-	11%	17%	(Marner, Schröter, & Jardin, 2016)

4.4. Ejemplos de consumo específico de energía en México

Un ejemplo de equipos utilizados en una PTAR que utiliza lodos activados es mostrado en (CONAGUA, 2019a) **Figura 2**, en ella se aprecia una relación de los equipos típicamente utilizados en una planta de lodos activados con un gasto de operación de 320 l/s, dónde el consumo es de 10 016.50 kWh/día, lo que da como resultado en un consumo específico de 0.36 kWh/m³.

En la **Tabla 3** se muestran algunos ejemplos del consumo específico de energía de ciertas plantas en el país. Esto nos permite ver que los rangos de consumo están dentro de los rangos publicados en otras partes del mundo.

PTAR Atotonilco: Localizada en la municipalidad de Atotonilco de Tula en el Estado de Hidalgo es la planta de tratamiento de aguas residuales más grande de Latinoamérica con un caudal de tratamiento medio de 42 m³/s en la época de lluvias y de 35 m³/s en la temporada de estiaje. La planta se completa con una red de biogás para su aprovechamiento energético con 12 motogeneradores de 2.7 MW eléctricos.

PTAR San Luis Potosí: Localizada en un parque industrial en San Luis Potosí, con un flujo continuo de 30 l/s. En la planta se cuenta con 29 equipos con un consumo de energía considerable como: bombas, agitadores y sopladores repartidos en 8 etapas de tratamiento. Se determinó que el consumo promedio mensual de la planta es de 42 110 kWh.

Mexicali: Es el dato respecto del caudal de tratamiento de aguas residuales y la energía eléctrica asociada que proporcionó la Comisión Estatal de Servicios Públicos de Mexicali (CESPM) en el año 2019.

PTAR Agua Prieta: Es una planta que utiliza lodos activados con una capacidad instalada de 8.5 m³/s, ubicada en el municipio de Zapopan, Jalisco. Cuenta con recuperación de biogás para producción de energía que de acuerdo con (Grupo Expansión, 2014) y (CEA Jalisco, 2012) es capaz de suplir del 90 al 100% de la energía requerida.

Figura 2 Relación de equipos electromecánicos y su consumo de energía en una PTAR lodos activados convencional. Fuente: (CONAGUA, 2019a).

Equipos y mecanismos	Cantidad	Capacidad instalada		En operación	
		Hp	Kw	H/d	KW-h/d
Pretratamiento y sedimentación primaria					
Rejillas Mecánicas	2	1.0	0.76	3	4.56
Desarenador canchilones	3	2.0	1.52	24	109.44
Cárcamo de bombeo (agua cruda)	4	50.0	38.00	6	912.00
Motor rastras para sedimentador primario	2	1.5	1.14	24	54.72
Lodos activados y desinfección					
Sopladores	3	100	76.00	16	3 648.00
Motor rastras para sedimentador secundario	2	1.5	1.14	24	54.72
Bombeo recirculación	3	30	22.80	8	547.20
Desinfección (Emisores UV)	1	36.9	28.04	24	673.06
Tratamiento de lodos					
Rastras de espesador	2	1.5	1.14	24	54.72
Sopladores de digestor	3	100.0	76.00	16	3 648.00
Bombeo a filtro prensa	2	7.5	5.70	24	273.60
Motor filtro prensa	2	3.0	2.28	4	18.24
Motor banda transportadora y tolva	2	1.5	1.14	8	18.24
Demanda de energía total					10 016.50

Tabla 3 Consumo específico de energía en PTAR de lodos activados México.

Nombre PTARs	Consumo específico de energía kWh/m ³	Gasto m ³ /s	Referencia
Ejemplo CONAGUA	0.36	0.320	(CONAGUA, 2019a)
Atotonilco	0.22	23.00	(Bello, 2016)
San Luis Potosí	0.53	0.03	(Castillo Jiménez, 2020)
Mexicali	0.36	1.84	(INECC, 2021)
Agua Prieta	0.11 - 0.33	8.50	(CEA Jalisco, 2004) (CEA Jalisco, 2012)

4.5. Energías renovables en México

Existen varios métodos para obtener energía en forma de electricidad a partir del agua. Sin embargo, el método más utilizado requiere vapor. Actualmente, las instalaciones más comunes donde se utiliza el vapor de agua para producir energía son las centrales que usan algún proceso y combustible (generalmente fósil), para elevar la temperatura del agua (centrales termoeléctricas, nucleoelectricas y geotérmicas) (Guerrero & Schifter, 2011). Las plantas que generan energía eléctrica con combustibles fósiles se les suele llamar centrales térmicas y pueden utilizar carbón, diésel, combustóleo y gas natural. El uso de combustibles fósiles trae consigo problemas ambientales debido a que está asociado a la emisión de gases de efecto invernadero, además de ser recursos no renovables, por lo tanto, las centrales térmicas no son sustentables y contribuyen al cambio climático⁷. Además, la escasez de agua puede provocar paro en la generación de energía.

Las iniciativas sobre el cambio climático se centran en gran medida en la energía, ya que aproximadamente dos tercios de los gases de efecto invernadero de origen antropogénicos se deben a la producción y al uso de energía. Por lo anterior, el objetivo número 7 de la ONU consiste en buscar energía asequible y no contaminante y una opción es en avanzar hacia la generación de energía con fuentes renovables⁸ y que esté ampliamente disponible, el acceso a la electricidad y la eficiencia energética. Lo anterior se puede lograr si los países aceleran la transición a un sistema energético asequible, fiable y sostenible invirtiendo en recursos energéticos renovables (ONU, 2015b).

En la mayor parte de México existe potencial de aprovechamiento de energía solar para producir electricidad a partir de sistemas fotovoltaicos, entre 3.77—5.52 kWh/kWp (PVOUt map, 2020)⁹, en la **Figura 3** se observa que existe mayor potencial en el norte y el altiplano de México. En cambio, en la **Figura 4** se muestra la velocidad media del viento en México, puede observarse que el potencial de energía eólica se distribuye de manera desigual en el país, mostrando mayor potencial en algunas regiones del norte y los estados de Baja California y la zona costera de Oaxaca, donde la velocidad media del viento es de 4.29 m/s.

Las plantas generadoras de electricidad a partir de fuentes de energías renovables en México se distribuyen de acuerdo con lo anteriormente mencionado, esto se puede observar en la **Figura 5** donde también se muestran las plantas que utilizan energía hidráulica y geotérmica. Sin embargo, las plantas que aprovechan la bioenergía no aparecen en el mapa. De acuerdo con la información mostrada en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) (SENER, 2022), la energía eléctrica producida a partir de fuentes de energías renovables representó el 24.90% (81,825.43 GWh al año) del total de electricidad generada en 2021.

⁷ El cambio climático se manifiesta en el aumento de la frecuencia y magnitud de los fenómenos extremos, como las olas de calor, las precipitaciones sin precedentes, las tormentas, inundaciones, sequías y las marejadas ciclónicas. El cual ocurre por una exacerbada acción del efecto invernadero, resultado del incremento de las concentraciones de los gases de efecto invernadero en la atmósfera.

⁸ Se considera que una fuente de energía es renovable si puede regenerarse o renovarse a un ritmo igual o superior al que son consumidas, estas dependen de la ubicación geográfica y pueden aprovecharse por medio de sistemas (Léna, Yves, & Béatrice, 2012) y (González Velasco, 2009).

⁹ Potencia de salida fotovoltaica, representa la cantidad de energía generada (en kWh) por unidad de capacidad fotovoltaica instalada a largo plazo (kWp).

Se puede apreciar que la generación a partir de plantas fotovoltaicas ha aumentado del 2018 a 2021 de un 6 al 25% de la generación a partir de fuentes de energías renovables **Figura 6**, en cambio, la generación a partir de bioenergía ha disminuido su porcentaje de un 4% en 2018 a un 2% en 2021. Asimismo, la generación a partir de eololéctrica presenta variaciones con una tendencia a disminuir su porcentaje en el futuro.

Los sistemas fotovoltaicos representan el 99.2% de la capacidad instalada acumulada de Generación Distribuida en México¹⁰, aproximadamente 2 015 GW de capacidad instalada que generaron 3 110 GWh en el año 2021 y se espera que se mantenga su crecimiento en los próximos 15 años (SENER, 2022). Además, del 2010 al 2021 los costos relacionados a los sistemas fotovoltaicos se han reducido en un 88%, esto se refleja en su costo nivelado¹¹ con valor de 0.048 USD 2021/kWh (IRENA, 2023), por esta razón, es una de las tecnologías con mayores reducciones en sus costos **Tabla 4**.

El fomento del uso de energías renovables y la mitigación del cambio climático está acompañado de acuerdos internacionales, programas nacionales, leyes, normas y entidades gubernamentales. Que en su conjunto forman un entorno regulatorio (ver **Anexo 11.3**).

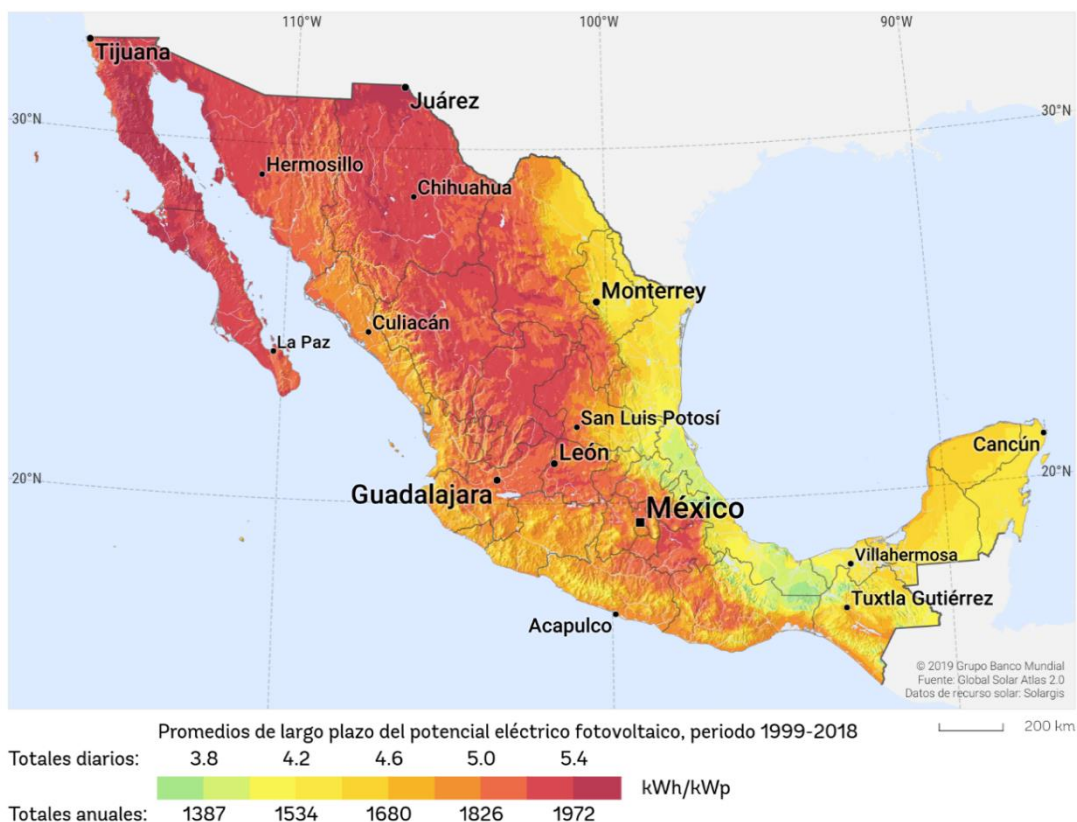


Figura 3 Potencial eléctrico fotovoltaico en México. Fuente: (PVOUT map, 2020).

¹⁰ Generación distribuida se refiere a la generación de electricidad local en pequeñas cantidades (menor a 500 kW instalados) para autoconsumo generalmente de Centros de Carga en los sectores Residencial, Comercial y Pequeña y mediana industria (SENER, 2022).

¹¹ El concepto de costo nivelado y su cálculo se detalla en la Sección 6.6.5.

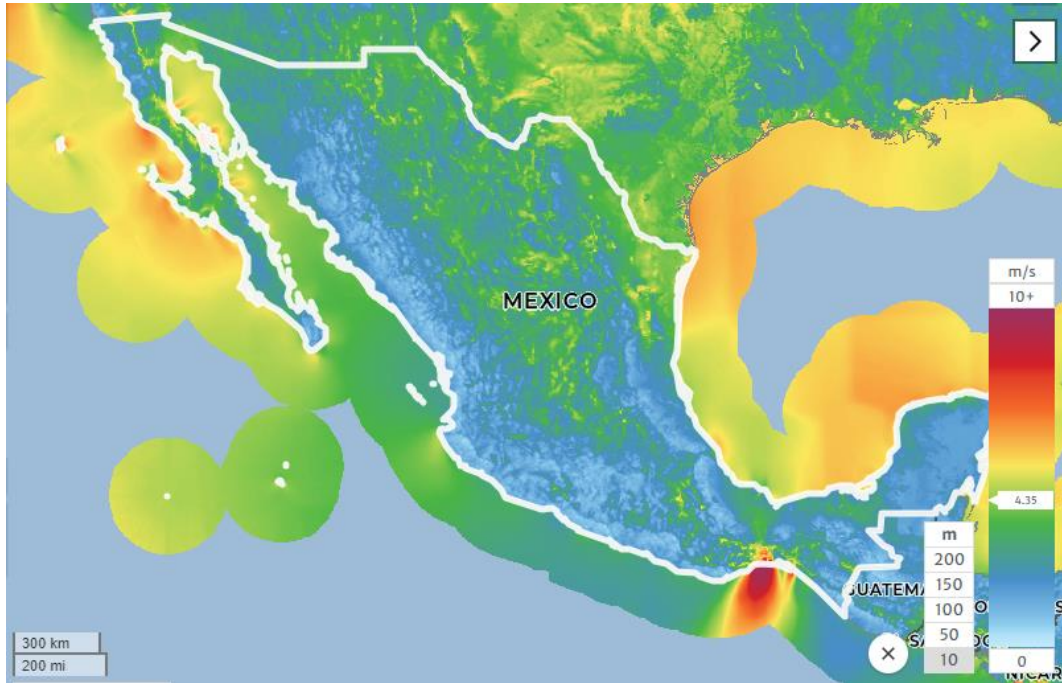


Figura 4 Velocidad media del viento (m/s) a 10m sobre el nivel del suelo en México. Fuente: (GWA, 2023).



Figura 5 Distribución de plantas de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables en México. Fuente: (CONACYT, 2022).

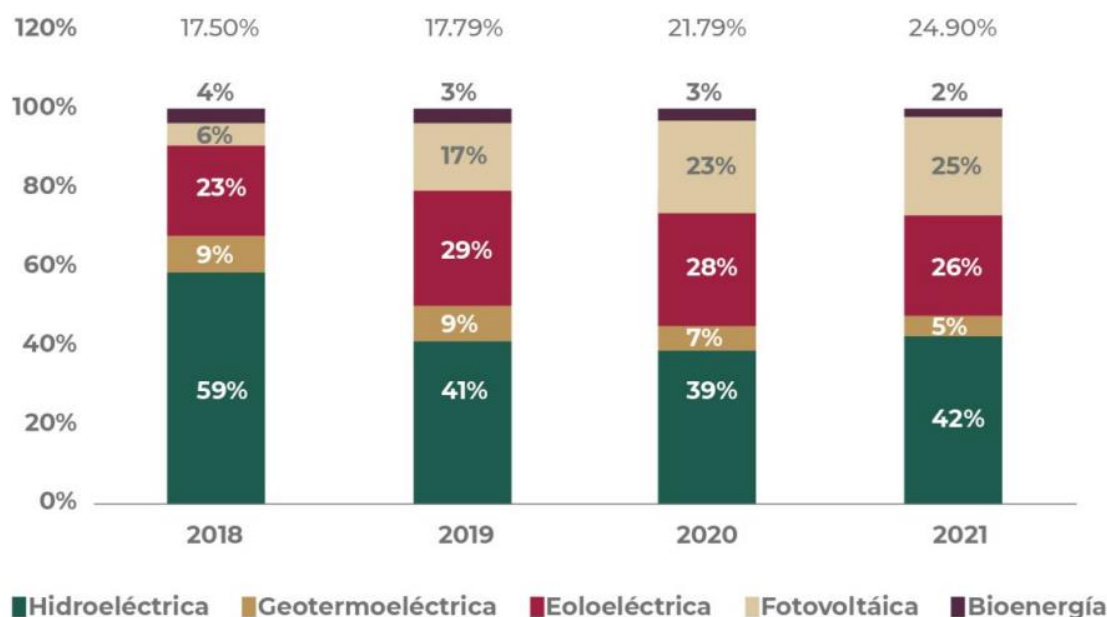


Figura 6 Evolución de la generación renovable. Fuente: (SENER, 2022).

Tabla 4 Variación en los costos nivelados promedio de tecnologías para el aprovechamiento de fuentes renovables. Fuente: (IRENA, 2023).

Energía renovable	LCOE 2021 USD/kWh*		% de variación**
	2010	2021	
Biomasa	0.078	0.067	-14%
Geotérmica	0.05	0.068	+36%
Hidráulica	0.039	0.048	+23%
Solar fotovoltaica	0.417	0.048	-88%
Eólica tierra adentro	0.102	0.033	-68%
Solar térmica	0.358	0.114	-68%

*LCOE: Costo nivelado de la energía en dólares del 2021 por cada kWh

**Los porcentajes con valores negativos representan una reducción y los positivos representan un aumento en el LCOE

4.6. Energías renovables en PTAR

La identificación de las fuentes de energías renovables que pueden aprovecharse en PTAR es un paso hacia el cumplimiento de los objetivos de desarrollo en los temas de agua y energía. Permitirá a las PTAR generar energía para autoconsumo y cumplir su función de dar tratamiento a las aguas residuales. Por otro lado, la energía generada de esta manera aumentará la proporción de energía eléctrica producida con fuentes de energías renovables de modo que su balance energético sea neutro, contribuyendo así a ahorrar más energía (UNESCO, ONU-Agua, 2020) y ayudar a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, evitando la contaminación y la escasez de agua.

Las PTAR tienen a disposición biomasa fresca y no degradada, proveniente de las aguas residuales a las que dan tratamiento. Como se mencionó en la **Sección 4.1**, la mayor cantidad de caudal tratado de agua residuales se realiza en PTAR que utilizan el proceso de Lodos Activados. En este tipo de plantas se realizan distintos procesos: pretratamiento, sedimentación primaria, digestión aerobia sedimentación secundaria y desinfección. Durante estos procesos se generan lodos, los cuales contienen materia orgánica que es necesario tratar de acuerdo con la norma NOM-004-SEMARNAT-2002 (ver **Anexo 11.3.4**).

En las PTAR, la digestión anaerobia¹² es el proceso comúnmente utilizado para convertir los lodos activados (biomasa) provenientes de los tratamientos primario y secundario del agua residual en energía, específicamente en biogás, el cual es una mezcla de gases, fundamentalmente metano y dióxido de carbono con nitrógeno y trazas de ácido sulfhídrico¹³, **Tabla 5**.

Tabla 5 Composición del biogás. Fuente: (Speight, 2020).

Compuesto	% v/v
Metano	55-65
Dióxido de carbono	35-45
Ácido sulfhídrico	0-1
Nitrógeno	0-3
Hidrógeno	0-1
Oxígeno	0-2
Amoníaco	0-1

La digestión anaerobia se lleva a cabo básicamente en tanques con un ambiente cerrado (hermético) en el que diversos consorcios de microorganismos que degradan material orgánico para generar biogás, a estos tanques se les suele llamar digestores, reactores anaerobios o biodigestores. Los digestores anaeróbicos normalmente funcionan en rangos de temperatura mesófilos (25–37 °C) o termófilos (55–65 °C), y cada rango de temperatura tiene sus propias ventajas y desventajas en términos de rendimiento (Vanek, Albright, Angenent, Ellis, & Dillard, 2022). Existen muchos tipos de digestores comúnmente utilizados clasificándose ya sea por su tecnología, su esquema de manejo de residuos, su temperatura y su método constructivo (Ver **Anexo 11.4**).

El biogás también es un combustible que puede ser usado para generar energía en forma de calor o electricidad principalmente por medio de la combustión, utilizando diversas tecnologías como motogeneradores o microturbinas, **Tabla 6**. Tiene un poder calorífico de aproximadamente 5.0 a 7.5 kWh/m³ y una densidad aproximada de 1.2 kg/m³ (Speight, 2020). Por esta razón, las PTAR y en especial las de tipo “Lodos Activados” tienen la posibilidad de aprovechar la biomasa que se genera

¹² La digestión anaerobia es un proceso de descomposición de biomasa que produce una corriente gaseosa usualmente denominada biogás, se realiza en ausencia de oxígeno y es provocado por la acción de diversos microorganismos, que se produce favorablemente en ambientes cálidos y húmedos.

¹³ El gas producido por un digestor que funciona correctamente contiene aproximadamente entre un 65 % y un 69 % de metano y entre un 31 % y un 35 % de dióxido de carbono (Lin, 2014).

como fuente de energía renovable¹⁴. Es importante que al utilizar una tecnología en la que se aproveche la combustión del biogás, ésta sea aplicada en cogeneración, para reutilizar el calor que se genera. Utilizar el calor recuperado para mantener una condición mesofílica en el digestor anaerobio es una opción que puede considerarse.

Tabla 6 Características de equipos para generación de energía con biogás. Fuente: (Larios & et al., 2018).

Equipo	Principio de operación	Capacidad eléctrica (MW)	Tiempo de vida útil (años)	Eficiencia total de cogeneración* (%)
Motores recíprocos de combustión interna**	Ciclo Diesel y Otto	0.03 – 5	15 – 25	70 – 85
Turbinas de vapor	Ciclo Rankine	0.05 – 250	30	70 – 85
Turbinas de gas***	Ciclo Brayton	0.5 – 250	3 – 11	70 – 80

*Cogeneración de electricidad y calor (CHP, Combined Heat and Power)

** Los motores recíprocos de combustión interna utilizan la expansión de los gases y el aumento de presión resultante de la combustión del combustible dentro de uno o varios cilindros confinados para mover uno o más pistones hacia adelante y hacia atrás a fin de hacer girar un eje y producir potencia mecánica. La energía mecánica se usa para alimentar un generador eléctrico (State of Vermont, 2023).

***Las turbinas de gas son dispositivos que funcionan con tres elementos importantes, el compresor donde el aire entra y aumenta su presión, la cámara de combustión donde se quema el gas y el corazón de la turbina donde los gases de combustión proporcionan el trabajo que gira la turbina.

La composición del biogás es un parámetro esencial, ya que permite identificar el sistema de purificación adecuado, que tiene como objetivo eliminar los gases sulfurados y disminuir el volumen de agua, contribuyendo a mejorar las condiciones de combustión (Ver **Anexo 11.5**).

La concentración de metano en el biogás proveniente del digestor anaerobio también puede ser aumentada mediante procesos biológicos, por ejemplo, acrecentando la vía de metanogénesis hidrogenotrófica (HM) que consiste en convertir el CO₂ y H₂ en CH₄ por la acción de bacterias metanogénicas hidrogenotróficas, esto también es conocido como la *mejora biológica del biogás*. Sin embargo, para que esto suceda es necesario una fuente externa de hidrógeno. Con el objetivo de que éste sea un proceso sustentable se requiere que el hidrógeno sea verde, una forma de obtenerlo es aprovechando la energía generada de sobra, por ejemplo, de un sistema fotovoltaico. Esto es atractivo para una PTAR que produce biogás e hidrógeno al mismo tiempo.

A grandes rasgos, existen dos formas de *mejora biológica del biogás* denominados *in situ* y *ex situ*. En el proceso *in situ* se inyecta H₂ directamente en el reactor anaerobio, mientras que el proceso *ex situ* consiste en que se mezcle el biogás y el H₂ en un reactor aparte del digestor. Un problema con

¹⁴ La producción de biocombustibles como el biogás para reemplazar el gas natural puede centrarse en el uso de materia orgánica barata como los desechos de aguas residuales (Speight, 2020).

el proceso *in situ* es que al agregar H₂ al reactor de biogás aumenta el pH, lo que puede provocar fallas en el proceso, que es sensible tanto al pH como a la temperatura. Además, la mezcla intensiva puede perturbar el correcto funcionamiento de los consorcios anaeróbicos. Por lo tanto, el proceso no se ha utilizado a gran escala. Además, todas las fermentaciones gas-líquido sufren de la mala transferencia de los gases a las fases líquidas, donde tienen lugar los procesos biológicos. Éste es un problema, pues disolver el H₂ es un factor clave, ya que los microorganismos sólo pueden utilizar el H₂ disuelto (Fu, Angelidaki, & Zhang, 2021). Por lo que es preferible utilizar métodos *ex situ* en los que se ha registrado concentraciones entre 79 y 98% de metano en el biogás (Ahmed, Mofijur, Tarannum, & al., 2021). Por último, pueden combinarse ambos métodos, en los que se agregue hidrógeno en el reactor anaerobio, para posteriormente en un reactor separado, mezclar hidrógeno y el biogás con el CO₂ restante. Estos procesos aún siguen a nivel investigación, por lo que, es necesario que siga en desarrollo y que la tecnología madure para su aplicación a mayores escalas.

Otras fuentes de energía renovables que se pueden aprovechar en PTAR son: eólica, solar e hidráulica. Sin embargo, el aprovechamiento de estas fuentes está sujeto a las condiciones de cada PTAR, al espacio disponible o la conectividad con las redes eléctricas¹⁵ aplicables al caso. Por ejemplo, la energía solar puede ser aprovechada en las PTAR empleando sistemas fotovoltaicos para generar energía *in situ* para autoconsumo (Generación Distribuida). La energía eólica se puede aprovechar mediante aerogeneradores y la energía hidráulica con microturbinas. La **Tabla 7** muestra algunos casos de estudio de aplicación de tecnologías para el aprovechamiento de energías renovables en PTAR, así como qué tipo de sistemas se consideran, la generación de energía anual y el porcentaje de la demanda que cubre la generación *in situ* (independencia energética).

Tabla 7 Casos de estudio de aprovechamiento de fuentes renovables en PTAR.

Ubicación	Gasto m ³ /d	Sistemas de aprovechamiento	Generación anual MWh/año	Independencia energética*	Referencia
Gubin Polonia	12 000	Biogás	450–675	100%	(Myszograj , Bochenski , Makowski, & Płuciennik-Koropczuk, 2021)
		Fotovoltaico 475kW	446		
Yongin, Korea	30 000	Fotovoltaico 100 kW	155	6.5%	(Kyu-Jung & Jihoon, 2013)
		Minihidráulica 10 kW	57		
Torino Italy	-	Biogás + Celda de combustible	92 725	155%	(Gandiglio, Lanzini, Soto, Leone, & Santarelli, 2017)
Łława Polonia	26 940	Biogás	2.54 GWh/año	98%	(Masłon, Czarnota, Szaja, Szulzyk-Cieplak, & Łągód, 2020)

*Se entiende como independencia energética a la relación entre la energía generada y la energía consumida *in situ*.

¹⁵ Ya sea la Red Nacional de Transmisión (RNT) o las Redes Generales de Distribución (RGD)

5. Producción, almacenamiento y uso de hidrógeno

Para satisfacer las necesidades energéticas es necesario desarrollar formas de almacenaje que permitan disponer de energía en todo momento (Léna, Yves, & Béatrice, 2012) de manera segura y confiable. Los sistemas de almacenamiento son indispensables si se quiere disponer de energía de forma continua, cuando los sistemas empleados son eólicos o fotovoltaicos, que son intermitentes. Además, es deseable que estos sistemas de almacenamiento sean eficientes, económicos y durables, características fundamentales para seleccionar un sistema de almacenamiento. También existen otras características como la densidad de energía, la capacidad de transporte y la duración del almacenamiento.

Un ejemplo de sistema de almacenamiento es el hidrógeno, el cual puede generarse por distintos medios como: electrólisis y reformado de metano con vapor, con el propósito de almacenarlo y posteriormente usarlo como un combustible para generar energía eléctrica. La importancia que el hidrógeno tiene actualmente es debido a que puede ser utilizado sin generar compuestos de carbono como el CO₂, lo que hace la diferencia respecto a los combustibles fósiles.

El hidrógeno es el elemento más abundante en el universo. Sin embargo, en la Tierra sólo puede encontrarse formando sustancias junto a otros elementos, moléculas orgánicas e inorgánicas como: agua, hidrocarburos, carbohidratos y aminoácidos (Zini, 2016), esto significa que para poder utilizarse es necesario obtenerlo de alguna de estas sustancias utilizando algún método de separación. El gas de hidrógeno está compuesto por dos moléculas de hidrógeno (H₂) y es característico por ser inoloro, incoloro e insípido. Algunas de sus principales propiedades se muestran en la **Tabla 8**.

Tabla 8 Propiedades fisicoquímicas del gas hidrógeno. Fuentes: (Zini, 2016) y (Nag, 2021).

Molécula	H ₂
Masa molecular	2.016 g/mol
Densidad	0.0899 kg/m ³ 0.084 kg/Nm ³
Poder calorífico superior	141.86 kJ/g
Poder calorífico inferior	119.93 kJ/g

5.1. Producción de hidrógeno

La producción de hidrógeno puede realizarse por varias rutas, las cuales dependen de la fuente de hidrógeno y la fuente de energía para lograr la separación. Las fuentes más importantes de hidrógeno son el agua, los combustibles fósiles y la materia orgánica. Además, los métodos usuales para producir hidrógeno son: el reformado de metano con vapor (SMR, por sus siglas en inglés) y la electrólisis. El resto de las fuentes y procesos de producción de hidrógeno se muestran en la **Figura 7**.

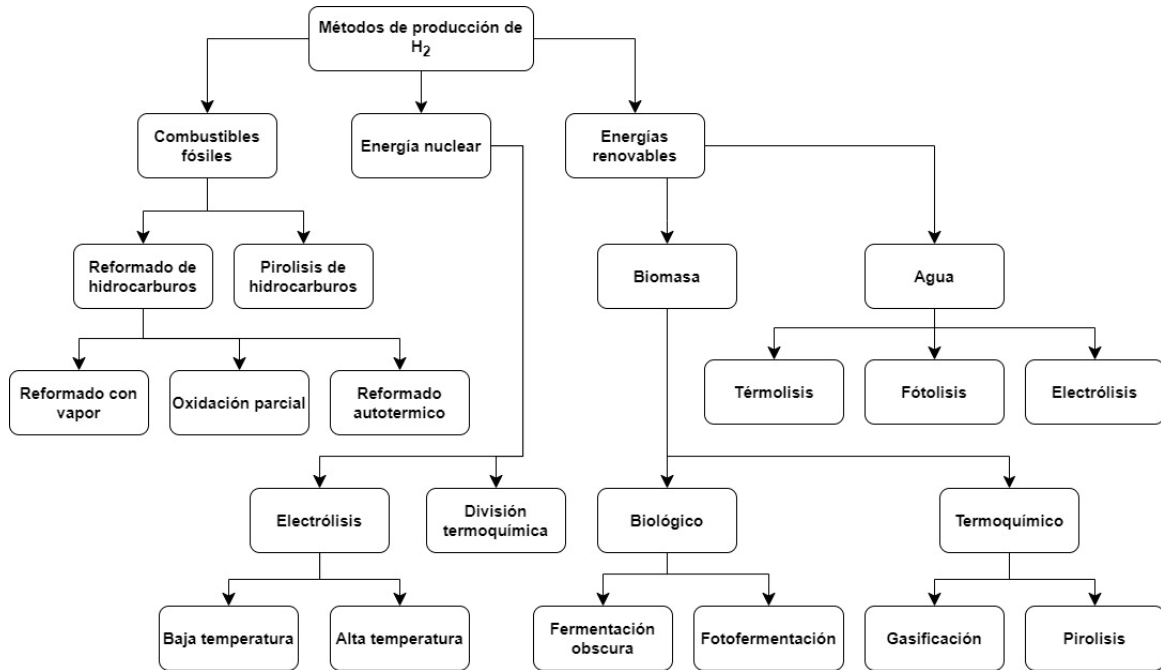







Figura 7 Métodos de producción de hidrógeno. Fuente: Adaptado de (Shiva Kumar & Himabindu, 2019).

Existe una clasificación que establece un color para el H₂, **Tabla 9**. Este color depende de la fuente del hidrógeno, el método utilizado para su producción y si existen emisiones de compuestos de carbono durante la producción. Por lo tanto, el color que se asigna al hidrógeno es una forma de identificar su origen, si ésta evita las emisiones de gases de efecto invernadero y aprovecha las energías renovables.

Tabla 9 Categorías de hidrógeno según su fuente y método de producción. Fuente: (GIZ, 2021b) y (Zawadzki, Kończak, & Smoliński, 2023).

Color	Fuente de energía	Fuente de hidrógeno	Métodos de producción	Comentarios
Gris 	Combustibles fósiles	Metano Carbón	Reformado de metano con vapor Gasificación del carbón	Altos volúmenes de producción de hidrógeno: 100-600 ton H ₂ /día Emisiones de gases de efecto invernadero
Azul 	Combustibles fósiles	Metano Carbón	Reformado de metano con vapor Gasificación	Altos volúmenes de producción de hidrógeno: 100-600 ton H ₂ /día Captura de carbono
Turquesa 	Biomasa o carbono neutral Electricidad	Gas natural Biometano	Pirólisis del metano	Producción a escala laboratorio El proceso se realiza con electricidad Carbono negro presente
Rosa 	Energía nuclear	Agua	Electrólisis	No hay emisiones de gases de efecto invernadero. Volúmenes de producción de hidrógeno: 0.1-2 ton H ₂ /día
Verde 	Energía renovable	Agua	Electrólisis	No hay emisiones de gases de efecto invernadero. Volúmenes de producción de hidrógeno: 0.1-2 ton H ₂ /día

5.1.1. Producción de hidrógeno a partir de biomasa

La producción de hidrógeno a partir de la biomasa se suele dividir en dos categorías que dependen del método para obtener el hidrógeno, las cuales son: termoquímicos y biológicos. Dentro de los métodos termoquímicos los más recurrentes son: reformado de biometano con vapor, gasificación y pirólisis, **Tabla 10**. Los métodos biológicos usuales son: fermentación oscura, foto fermentación y biofotólisis. Los métodos termoquímicos tienen una mayor tasa de producción de hidrógeno a comparación de los métodos biológicos, además de tener una mayor eficiencia y contar con tecnología madura. Especialmente la gasificación y el reformado de biometano con vapor.

Tabla 10 Características de los métodos más usuales para obtener hidrógeno de biomasa. Fuente: (Megía, Vizcaíno, Calles, & Carrero, 2021) y (Aziz, Darmawan, & Juangsa, 2021).

Termoquímicos			
Método	Descripción	Eficiencia %*	Rendimiento g H ₂ /kg biomasa
Gasificación	Proceso que involucra distintas reacciones donde la biomasa sólida o seca se convierte en una mezcla de gases, esto hace que sea necesario un proceso de separación del hidrógeno de los demás gases.	30 – 60	40-190
Pirólisis	Es un proceso en el que la biomasa sólida o seca se eleva a grandes temperaturas en ausencia de oxígeno. Produciendo aceites y gases, es necesario un proceso de separación del hidrógeno.	35 – 50	25-65
Reformado de biometano con vapor	Método por el cual se produce hidrógeno a partir de biometano y vapor de agua. El biometano puede provenir de la fermentación de biomasa o de los gases producto de la gasificación o pirólisis.	74 – 85	40-130

*Eficiencia: se refiere a la relación de la energía contenida en el hidrógeno producido (en kg) entre la energía contenida en el biometano o biomasa más la energía empleada en el proceso.

Continuación Tabla 10.

Biológicos			
Método	Descripción	Eficiencia %	Rendimiento g H₂/kg biomasa
Fermentación oscura	En este proceso los microorganismos convierten la biomasa en hidrógeno mediante reacciones bioquímicas en ausencia de luz solar y oxígeno.	60 – 80	4-44
Foto fermentación	Proceso por el cual, microorganismos fotosintéticos transforman la biomasa en hidrógeno mediante reacciones bioquímicas en ausencia de oxígeno.	0.1 – 12	9-49
Bio-fotólisis	El hidrógeno se separa del agua u otros compuestos orgánicos a través de la fotosíntesis utilizando la luz solar como fuente de energía. Involucrando a diversos microorganismos (como cianobacterias y microalgas).	10 – 15	111

5.1.2. Electrólisis

Se hace uso de electrolizadores cuando la fuente de hidrógeno es agua y la fuente de energía es electricidad. Asimismo, si la electricidad es generada con fuentes de energías renovables, entonces se habla de hidrógeno verde. Los electrolizadores son dispositivos que utilizan energía eléctrica para dividir la molécula del agua y generar hidrógeno (H₂) y oxígeno (O₂), en un proceso electroquímico llamado electrólisis del agua. Existen varios tipos de electrolizadores:

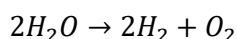
- Alcalino (ALK, por sus siglas en inglés)
- Membrana de intercambio de protones (PEM por sus siglas en inglés)
- Óxido sólido (SOEC por sus siglas en inglés)
- Membrana de intercambio aniónico (AEM por sus siglas en inglés)

El tipo de electrolizadores de mayor uso comercial es el tipo Alcalino debido a que los materiales utilizados son más económicos que los utilizados en electrolizadores de tipo PEM y su temperatura de operación es baja a comparación de los electrolizadores tipo SOEC. Además, los tipos ALK son electrolizadores de tecnología madura a comparación de los tipos AEM (GIZ, 2021a). Algunas de las características de las distintas tecnologías de electrolizadores se muestran en la **Tabla 11**.

Tabla 11 Características de distintos tipos de electrolizadores. Fuente: (GIZ, 2021a), (IRENA, 2021b), (Laroche, 2022).

Parámetro	Unidad	Tecnología		
		ALK	PEM	SOEC
Eficiencia	%	65	57	84
Consumo de energía	kWh/Nm ³	3.8-4.5	4.2-6.0	3.3
Temperatura	°C	60-80	50-80	650-1 000
Presión	(bar)	30	30	1

Los electrolizadores alcalinos están compuestos principalmente por dos electrodos de níquel, un diafragma poroso y el electrolito que puede ser una solución alcalina (KOH/NaOH) **Figura 8**. El proceso de electrólisis de agua alcalina inicia en el lado del cátodo, donde dos moléculas de solución alcalina se reducen a una molécula de hidrógeno (H₂) y se producen dos iones de hidroxilo (OH⁻), estos iones viajan a través del diafragma hasta el ánodo, donde los iones se recombinan para formar H₂O y O₂. La reacción global en el electrolizador es:



El mínimo trabajo requerido por esta reacción endotérmica es dado por la función de Gibbs para agua a 25°C, el cual es 237 180 kJ por kmol de agua que entra a la reacción. Esto es equivalente a 117 650 kJ (32.68 kWh) por kg de hidrógeno producido en la reacción (Kanoğlu, Çengel, & Cimbala, 2020).

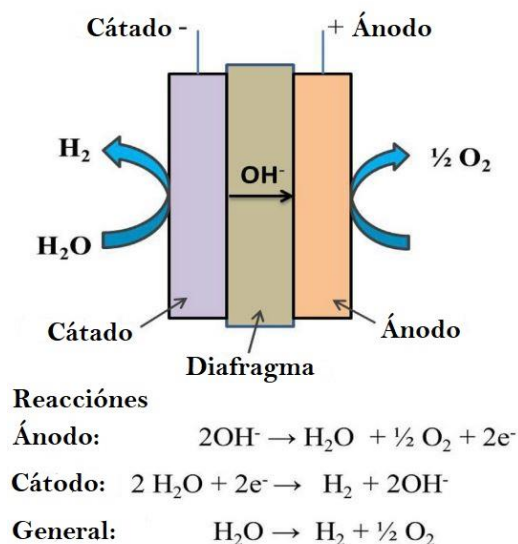


Figura 8 Electrolizador alcalino. Fuente: (Shiva Kumar & Himabindu, 2019).

La cantidad de energía que realmente se requiere suministrar a un electrolizador para producir una cierta cantidad de kg de H₂ dependerá de la eficiencia del equipo. Por lo que, para conocer este valor se puede usar la expresión:

$$E = \frac{e}{\eta} * m_{H_2}$$

Ec. 1

Donde:

- E: Cantidad de energía necesaria para producir una cierta cantidad de hidrógeno en kJ
- e: Cantidad mínima de energía para producir 1 kg de hidrógeno en un electrolizador (117 650 kJ/kg H₂)
- η: Eficiencia del electrolizador en %
- m_{H₂}: Masa de hidrógeno en kg

Así por ejemplo para producir 1 kg de hidrógeno y con un electrolizador alcalino con eficiencia de 65% se requieren de 181 000 kJ o 50.27 kWh. Existen electrolizadores comerciales con capacidades a gran escala para aplicaciones industriales y existen otros para aplicaciones a pequeña escala. Algunos electrolizadores alcalinos y sus características se muestran en la **Tabla 12** en la cual se puede observar que la demanda de estos equipos puede ser desde 275 kW hasta 10 MW. Además, se pueden conseguir equipos que producen de 30 hasta 2 230 Nm³/hr.

Tabla 12 Resumen de electrolizadores alcalinos comerciales. Fuente: (AZo Cleantech, 2023), (Stargate Hydrogen, 2023), (HYGEAR, 2023b), (Sunfire GmbH, 2023) y (HySTAT, 2021).

Fabricante	sunfire	HYGEAR	starget hydrogen	AZo Cleantech	HySTAT
Modelo	SUNFIRE-HYLINK	Hy.GEN-E 250	Gateway 02	Nel Hydrogen A300	HySTAT® - 30
Escala	Grande	Pequeña	Pequeña	Pequeña	Pequeña
Producción de H ₂ (Nm ³ /hr)*	2 230	250	200	150-300	30
Consumo (kWh/kg H ₂)	56	62	53-55	45-52	55-60
Demanda (kW)	10 000	1 300	1 100	800	275
Voltaje y frecuencia (V-Hz)	-	-	400-60	-	400-60
Consumo de agua (m ³ /hr)	1.90	0.220	0.164	0.18	0.04
Presión (bar)	30	3 - 18	30	1-200	10
Área ocupada (m ²)	450	-	-	200	54

*Nm³ se define como metro cúbico normal y se refiere a la cantidad de gas que ocupa un volumen de 1 m³ a una temperatura de 0°C y una presión de 1,013 bar.

Como se mencionó antes, se requiere de agua para producir hidrógeno mediante la electrólisis, lo cual, es un tema controvertido debido a que el agua es un recurso importante que forma parte de nuestras actividades, por lo que, un nuevo consumo del agua puede agravar la crisis de escasez que

existe. Una solución es el uso del agua tratada proveniente de PTAR, mediante los principios de la economía circular, se vuelve a dar un uso a este recurso empleándola para la producción de hidrógeno en electrolizadores.

La cantidad necesaria de agua para producir hidrógeno puede variar dependiendo del electrolizador y la calidad del agua. Realizando un balance de masa, se obtiene que de 1 kmol (18 kg) de agua se producen 1 kmol de hidrógeno (cerca de 2 kg) y 0.5 kmol de oxígeno (cerca de 16 kg). Por lo que, para producir 1 kg de hidrógeno se requieren mínimo 9 kg de agua. Sin embargo, teniendo en cuenta las posibles pérdidas de agua, el agua real necesaria para producir 1 kg de hidrógeno por electrólisis se estima entre 13.5–15.0 kg H₂O, y puede llegar incluso a unos 22.4 kg/kg H₂ (Zawadzki, Kończak, & Smoliński, 2023).

Considerando el empleo de electrolizadores alcalinos, es importante tener en cuenta que la calidad del agua puede afectar el funcionamiento de estos equipos (la cantidad de hidrógeno que puedan producir) debido a que las impurezas presentes en el agua tratada se acumulan en la superficie del electrodo y la membrana, lo que dificulta el mecanismo de intercambio de iones durante las reacciones redox. Se ha encontrado que la turbiedad y los sólidos disueltos totales son los parámetros que más afectan la producción de hidrógeno. Por ejemplo, la Sociedad Estadounidense de Pruebas y Materiales (ASTM, por sus siglas en inglés) recomienda que la conductividad del agua utilizada en un electrolizador sea menor a 5 μS/cm de acuerdo con el estándar ASTM D1193-06(2018) (Zawadzki, Kończak, & Smoliński, 2023). Una solución es mejorar la calidad del agua tratada empleando un tratamiento con membrana de ultrafiltración. Se ha reportado que puede obtenerse entre un 87 a 92% de hidrógeno con el agua tratada después de pasar por ultrafiltración, comparado con el uso de agua pura (Deepak & Young- Ho, 2023). Emplear un sistema de ultrafiltración implica la instalación de nuevos equipos, consumo de más energía eléctrica por cada metro cubico de agua tratado y gastos de inversión, operación y mantenimiento. Un sistema de ultrafiltración puede incluir: membrana de ultrafiltración, bomba de entrada de agua, sistema de retrolavado, sistema de limpieza química, tuberías y válvulas, sistema de aire comprimido, instrumentos y sistema de control automático (Bai, y otros, 2020). En la **Tabla 13** se muestran datos para dos casos en los que se emplea la ultrafiltración para mejorar la calidad del agua del influente de PTAR. En la Tabla 33 se muestra otros datos sobre el consumo de energía requerido para el empleo de la ultrafiltración.

Tabla 13 Ejemplos de uso de ultrafiltración para el mejoramiento de la calidad de agua en PTAR.

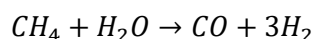
Referencia	Consumo de energía	Costos	Gasto
(Bai, y otros, 2020)	0.2 kWh/m ³	CAPEX: 25.62 millones	347.22 l/s
		2020CNY	
(Zawadzki, Kończak, & Smoliński, 2023)	1.07 kWh/m ³	OPEX: 2% Inversión	27.77 l/s
		CAPEX: 2 206 729 2023USD	
		OPEX: 536 657 2023USD	

5.1.3. Reformado de metano con vapor

El reformado de metano con vapor (SMR, por sus siglas en inglés) es el principal proceso utilizado en las refinerías para producir hidrógeno. En las reacciones SMR, el metano reacciona con vapor a temperaturas muy altas y presiones relativamente bajas para producir hidrógeno y una mezcla de CO/CO₂. (Treese S., 2015). Usualmente se utiliza gas natural por su contenido de metano. Sin embargo, igualmente puede utilizarse biometano.

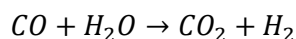
El SMR implica la conversión endotérmica de metano y vapor de agua en hidrógeno y monóxido de carbono. En tales casos, a menudo se suministra calor a partir de la combustión de parte del gas de alimentación de metano. El proceso ocurre típicamente a temperaturas de 700°C a 850°C y presiones de 3 a 25 bares.

Primera reacción, gas natural y vapor de agua:

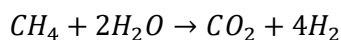


El gas producto contiene aproximadamente un 12 % de CO, que se puede convertir en CO₂ y H₂ a través de la reacción de cambio de agua-gas (Nag, 2021).

Segunda reacción, de desplazamiento agua-gas (*water-gas shift reaction*, en inglés) es una reacción exotérmica donde el monóxido de carbono se combina con vapor de agua para producir dióxido de carbono y más hidrógeno:



La combinación de ambas reacciones es:



Realizando un balance atómico se determina que por 1 kmol (alrededor de 18 kg) de metano usado en esta reacción, se producen 4 kmol (alrededor de 8 kg) de hidrógeno, esto también significa que para realizar la reacción estequiométrica se requieren de aproximadamente 2.25 kg de gas natural por cada kg de H₂. La primera reacción es endotérmica y requiere una entrada de energía de 206 000 kJ/kmol·H₂, mientras que la reacción de desplazamiento agua-gas es exotérmica con una salida de energía de 41 000 kJ/kmol·H₂. El resultado neto es una entrada de energía de 165 000 kJ/kmol H₂. Esto equivale a 81.850 kJ (o 22.73 kWh) de entrada de energía por kg de hidrógeno producido. (Kanoğlu, Çengel, & Cimbala, 2020).

Los procesos para el reformado de metano con vapor pueden variar, pero un esquema general se muestra en la **Figura 9**.

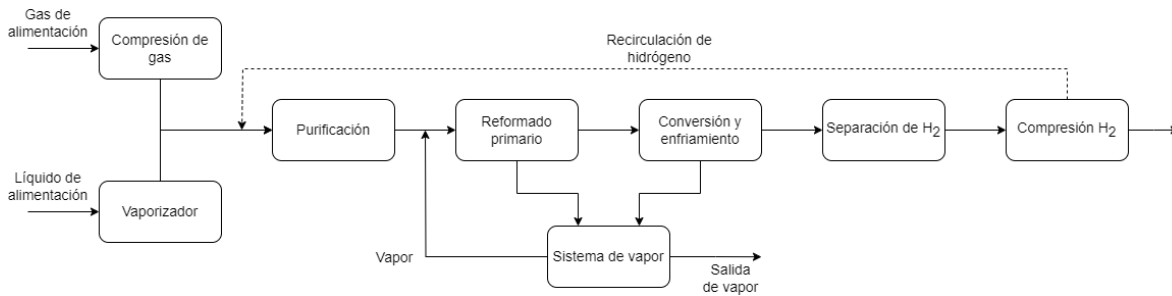


Figura 9 Diagrama de un proceso típico de reformado de metano con vapor. Fuente: Adaptado de (Treese S., 2015).

Algunos de los procesos más importantes son:

- Purificación de la alimentación: Es importante remover impurezas del gas de alimentación (gas natural o biometano), por ejemplo, remover compuestos de azufre.
- Reformado primario: reacción de la materia prima con vapor para producir hidrógeno.
- Cambio de conversión (desplazamiento agua-gas) y enfriamiento: reacción adicional del CO residual para producir más hidrógeno y enfriamiento del hidrógeno bruto.
- Purificación de hidrógeno del producto: eliminación de impurezas del hidrógeno crudo para hacer el producto de hidrógeno de alta pureza
- Sistema de vapor: genera vapor a partir del calor residual para satisfacer los requisitos de vapor del proceso; el excedente de vapor se puede exportar a otros procesos.

La eficiencia de este proceso va del 65 al 80%, la cual, generalmente, es reportada como la energía contenida en hidrógeno producido (en kg) entre la energía contenida en el gas natural más la energía empleada en hacer que el proceso se realice (Hajjaji, Martinez, Trably, Steyer, & Helias, 2016). La expresión abajo muestra el cálculo de la eficiencia del proceso:

$$\eta_{STM} = \frac{m_{H_2} * LHV_{H_2}}{m_{Comb} * LHV_{Comb} + W} \quad \text{Ec. 2}$$

Donde:

η_{STM} : Eficiencia del Reformado de Metano con Vapor

m_{H_2} : Masa de hidrógeno producida

LHV_{H_2} : Poder calorífico inferior del hidrógeno (*Low Heat Value*, siglas en inglés)

m_{Comb} : Masa del combustible empleado (ya sea gas natural o biogás)

LHV_{Comb} : Poder calorífico inferior del combustible empleado

W : Energía consumida en equipos para lograr completar el proceso, como compresores o bombas.

Finalmente, el reformado de metano con vapor es un proceso que consume gas natural o biogás como alimentación, combustible para producir vapor de agua y energía eléctrica. Por lo que, este proceso tiene al menos 2 usos para el metano y un uso para la electricidad. A partir de estudios de Análisis de Ciclo de Vida puede conocerse las cantidades de consumo energético (electricidad, gas natural o biogás) y agua que el SMR requiere para producir 1 kg de hidrógeno **Tabla 14**. En promedio el SMR consume 3.25 kg de gas natural, 1.09 kWh y 36.50 l de agua por cada kg de hidrógeno producido.

Tabla 14 Cantidades requeridas de gas natural, electricidad y agua para producir 1 kg de H₂ mediante SMR.

Referencia	Gas natural de alimentación (kg)*	Electricidad kWh	Agua (kg)
(Mehmeti, Angelis-Dimakis, Arampatzis, McPhail, & Ulgiati, 2018)	3.6	1.1	21.8
(Zhao, Tamadon, & Pons, 2022)	3.5	0.3	-
(Spath & Mann, 2001)	3.6	-	18.8
(Amran, Ahmad, & Othman, 2017)	2.04	-	88.2
(Gonzales-Calienes, y otros, 2022)	3.4	1.8	17.1
Promedio	3.2	1.1	36.5

*Tomando las propiedades del gas natural: Masa molar = 18 kg/kmol y PCI = 45 MJ/kg

La selección del reformado de metano con vapor dependerá de factores como: el flujo de hidrógeno requerido, la capacidad de suministrar gas metano y la disponibilidad en el mercado del equipo. Los sistemas de reformado de metano con vapor suelen ser de gran escala, diseñados para producir flujos de hidrógeno de 25 a 100 millones spc/día (707 921 a 2 831 684 m³/día) de hidrógeno¹⁶, aplicados en industrias químicas, por ejemplo, la refinación de petróleo (Ogden, 2002).

Por lo anterior, no es conveniente tener un sistema a gran escala de SMR en una planta de tratamiento de aguas residuales. Sin embargo, existen sistemas modulares de SMR que pueden producir hidrógeno a menor escala. En la **Tabla 15** se muestran los resultados de una búsqueda de sistemas modulares de producción de hidrógeno por SMR. Se puede notar que estos sistemas son capaces de producir flujos de hidrógeno desde 47 Nm³/hr hasta 1000 kg/día.

¹⁶ spc: Pie cubico estándar (scf, standard cubic feet por sus siglas en inglés) equivale a 0.028 m³.

Tabla 15 Sistemas de SMR para producción de hidrógeno. Fuente: (BayoTech, 2022) y (HYGEAR, 2023a).

Fabricante	HYGEAR	HYGEAR	BayoTech
Modelo	Hy.GEN 100	Hy.GEN 150	H2-1000
Flujo de H ₂	94 Nm ³ /hr	141 Nm ³ /hr	1 000 kg/día
Consumo de gas natural	Máx. 46 Nm ³ /hr	Máx. 69 Nm ³ /hr	3.5 - 4 m ³ /min
Consumo de electricidad (kW)	26.0	29.5	83 - 96
Consumo de agua	200 L/hr	300 L/hr	4 725 – 21 800 L/día
Presión (bar)	1.5 - 7.0	1.5 - 7.0	11
Dimensiones*	Contenedor 40 ft	Contenedor 40 ft	-

*Los modelos Hy.GEN 100 y Hy.GEN 150 están montados sobre contenedores de 40 pies, con dimensiones exteriores (12,19 m largo x 2,44 m ancho x 2,59 m alto). Por otro lado, el modelo H2-1000 tiene dimensiones: Módulo de proceso (3 x 9 x 3.7 m), Reformador vertical (x 3.7 x 7.6 me) y WTS/REI Módulo (3x 7.6 x 3.7 me)

5.2. Almacenamiento de hidrógeno

El almacenamiento de hidrógeno es un aspecto clave para el uso de este gas como portador de energía, debido a que se requiere mucho espacio para almacenar grandes cantidades de este gas en condiciones estándar¹⁷, por esta razón, se requiere de aplicar un método para almacenarlo en volúmenes menores.

Los métodos de almacenamiento se pueden clasificar en físico o químico y según el estado del hidrógeno (gaseoso, líquido o sólido) **Figura 10**. El almacenamiento físico contempla hidrógeno gaseoso comprimido, líquido criogénico, adsorbido en carbón activado y nanotubos de carbón, por otro lado, se puede almacenar químicamente como hidruro en estado sólido y amonio en estado líquido.

- **Almacenamiento físico**

- Comprimido: método de almacenamiento más sencillo, en el cual, se mantiene el hidrógeno en estado gaseoso comprimido, ya sea a bajas o altas presiones en tanques (entre 35 - 70 MPa) (Abe, Popoola, Ajenifuja, & Popoola, 2019).
- Líquido criogénico: se refiere a la licuefacción del hidrógeno en tanques criogénicos. Su tecnología de refrigeración requiere temperaturas muy bajas que consumen alrededor del 30% de su contenido energético total (Abe, Popoola, Ajenifuja, & Popoola, 2019)
- Comprimido criogénico: las tecnologías de almacenamiento de hidrógeno más nuevas combinan la compresión y el almacenamiento criogénico para producir hidrógeno crio comprimido. Esto incluye hidrógeno líquido presurizado, gas de hidrógeno comprimido enfriado y sistemas bifásicos de hidrógeno líquido con vapor en el espacio libre (Durbin & Malardier-Jugroot, 2013).
- Adsorción en materiales: existe varios materiales en los que el hidrógeno es atrapado en la superficie, esto quiere decir que es adsorbido, algunos de estos

¹⁷ 1 kg de hidrógeno ocupa alrededor de 11 m³ en condiciones de 300 K de temperatura y 1 bar de presión.

materiales son carbón activado o zeolitas. La cantidad de hidrógeno almacenado en estos tipos de materiales depende en parte de su área superficial, por lo que materiales nanoporosos son utilizados, como: nanotubos de carbono y MOFs (Metal Organic Framework, por sus siglas en inglés). Los MOFs son sólidos cristalinos compuestos de iones metálicos o grupos conectados por puentes moleculares. Contienen cavidades nanométricas entre los átomos de metal, que pueden llenarse con partículas de gas (Durbin & Malardier-Jugroot, 2013).

- **Almacenamiento Químico**

- Hidruros: los hidruros químicos son materiales que contienen hidrógeno unido químicamente. Existen dos clases principales: los hidruros que contienen metales y los que están compuestos enteramente de no metales (Durbin & Malardier-Jugroot, 2013). Los tanques de hidruro metálico son comparativamente muy pesados, pero el peso no debería ser un desafío para aplicaciones estacionarias, especialmente para almacenamientos pequeños (Abe, Popoola, Ajenifuja, & Popoola, 2019).
- Amonio: almacenamiento químico en el cual el hidrógeno se combina con nitrógeno para formar amoníaco. Este método es mencionado como una manera de transportar el hidrógeno. Sin embargo, el uso de amoníaco como portador de hidrógeno no ha madurado a escala comercial principalmente en ausencia de un proceso eficiente para descomponer el amoníaco en hidrógeno y nitrógeno. El proceso de descomposición del amoníaco es altamente endotérmico y requiere una temperatura alta de alrededor de 400 °C. La elección de un catalizador apropiado también es importante en estas reacciones (Nag, 2021).

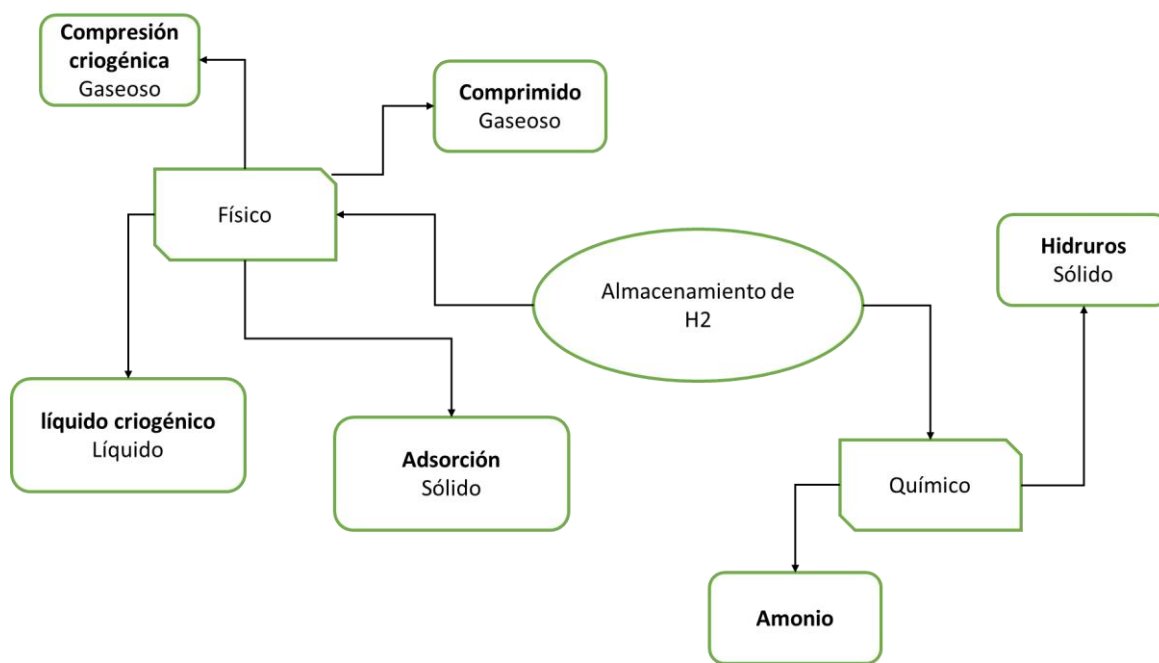


Figura 10 Métodos de almacenamiento de hidrógeno. Fuente: Elaboración propia con información de (Mengxiao, y otros, 2019) y (Nag, 2021).

De acuerdo con lo presentado, existen diversos métodos, cada uno con ventajas, desventajas, **Tabla 16** y aspectos que se deben considerar para la selección del más apropiado según el uso del hidrógeno, ya que influye si su uso es estacionario (plantas o centrales) o móvil (vehículos). En el caso de PTAR, la producción y consumo del hidrógeno se realiza en el sitio, por lo que se habla de un uso estacionario.

Tabla 16 Ventajas y desventajas de los distintos métodos de almacenamiento con hidrógeno. Fuente: (Mengxiao, y otros, 2019).

Método	Ventajas	Desventajas
Comprimido	Alta eficiencia, simpleza y tecnología madura	Cilindros y complicado realizar un llenado rápido de ellos.
Líquido criogénico	Alta densidad del hidrogeno líquido y buena eficiencia de almacenamiento	Elevado consumo de energía, las bajas temperaturas se deben mantener en los tanques.
Adsorbido en nanotubos de carbono	Es seguro y tienen una estructura microporosa con un área de superficie específica alta.	Tecnología inmadura y su capacidad de almacenamiento depende de varios factores
Hidruros metálicos	Altamente seguro	Las impurezas reducen el almacenamiento de hidrógeno
MOFs	Mayor cantidad de poros	La temperatura del hidrógeno almacenado es muy baja

El método seleccionado para almacenar el hidrógeno tiene que cumplir con restricciones de disponibilidad de espacio y seguridad, esto es de suma importancia, debido a que la cantidad que es posible almacenar en el sitio permite determinar qué porcentaje de la demanda de energía de una PTAR cubre el hidrógeno. Además, debe determinarse el costo y el consumo de energía que representa su almacenamiento.

5.2.1. Hidrógeno comprimido

La opción más atractiva de los métodos de almacenamiento es el hidrógeno gaseoso comprimido, en vista de que es el método más simple, de tecnología madura, no involucra que el hidrógeno cambie de fase ni realizar una reacción química, como en los casos de líquido criogénico o el uso de hidruros. Además, en (GIZ, 2021c) se indica que “México está bien posicionado para la producción de equipos de almacenamiento de hidrógeno, debido a que ya produce tanques de almacenamiento de alta presión para otros gases industriales y cuenta con las materias primas para producir tanques de almacenamiento de H₂”. Los aspectos claves de este almacenamiento es elegir el tipo de tanque y el compresor más convenientes. Los tipos de tanques que pueden utilizarse en el almacenamiento comprimido se pueden encontrar en distintos materiales, usualmente acero, aluminio o fibra de carbón reforzado con plástico (Abe, Popoola, Ajenifuja, & Popoola, 2019), estos se clasifican en

cuatro tipos, **Tabla 17**. La selección del tanque depende de su uso, por ejemplo, se prefieren los tanques Tipo 3 y Tipo 4 para automóviles por su ligereza y mayores presiones de almacenamiento a comparación de los Tipo 1 y Tipo 2.

Tabla 17 Tipos de tanques para el almacenamiento de hidrogeno gaseoso comprimido. Fuentes: (Nag, 2021) y (Mengxiao, y otros, 2019).

Tanques	Características
Tipo 1	Completamente metálico, pesado y presenta corrosión interna. Para aplicaciones industriales. Presión de almacenamiento: 17.5-20 MPa.
Tipo 2	Forro de metal con envoltura de aro. Presenta corrosión y es pesado. Presión de almacenamiento: 26.3-30 MPa.
Tipo 3	Revestimiento de metal sin carga axial y aro envuelto con filamento continuo impregnado de resina, ligero y adecuado para uso en automóviles. Presión de almacenamiento: 35 a 75 MPa.
Tipo 4	Revestimiento de plástico con envoltura compuesta completa, ligeros y alta durabilidad. Presión de almacenamiento: 75 MPa.

Las dimensiones de los tanques, así como de la presión y capacidad de almacenamiento varían dependiendo del fabricante, por lo que, la cantidad total de hidrógeno que se pueda almacenar depende enteramente de las especificaciones técnicas de los tanques. Sin embargo, es significativo tener una idea del espacio que pueden ocupar los tanques y cuánto hidrógeno puede llegar a almacenarse. En (NREL, 2014) se presenta resultados de la búsqueda de tanques para almacenar H₂ **Tabla 18**. De acuerdo con estos resultados puede asumirse que la cantidad esperada de hidrógeno que puede almacenarse en un espacio como el que ocupa un contenedor ISO tipo 4¹⁸ es:

- 450 kg H₂ a una presión de 172 bar en tanques Tipo 4
- 340 kg H₂ a una presión de 172 bar en tanques Tipo 1
- 616 kg H₂ a una presión de 250 bar en tanques Tipo 4

Tabla 18 Capacidades de almacenamiento y dimensiones de tanques para almacenar hidrógeno gaseoso comprimido. Fuente: (NREL, 2014).

Tipo de tanque	Dimensiones (m)	Capacidad de almacenamiento (kg H ₂)	Presión de almacenamiento (bar)
1	-	89	172
1	0.61 DE x 7.3 L	22	193
1	5.49 L	13.6	172
4	2.43 A x 2.59 m AL x 6.09 L	444	172
4	2.43 A x 2.59 m AL x 6.09 L	616	250

DE: Diámetro exterior, L: largo, A: ancho y AL: alto

¹⁸Este es un contenedor tipo tanque clasificado para transportar sustancias peligrosas. En este caso se habla de un contenedor de 20 pies (ancho: 2.43 m, alto: 2.59 m, largo:6.09 m).

Así como existe una variedad de tanques, también existe una variedad de compresores. Algunas de las características técnicas de importancia de los compresores son: tipo, presión de succión, presión de salida, capacidad de flujo (generalmente en kg/hr) y potencia. Los tipos de compresores mecánicos son descritos a continuación¹⁹.

- Reciprocante: consiste en un sistema de pistón y cilindro, equipado con dos válvulas automáticas, una para la admisión y otra para la entrega. Se utilizan comúnmente para aplicaciones de hidrógeno cuando el nivel deseado de presión es superior a 3 MPa. Sin embargo, no son eficientes para flujos elevados. El caudal depende de la dimensión del cilindro, así como del número de ciclos por unidad de tiempo que se denomina velocidad de compresión.
- Diafragma: La configuración es similar al compresor reciprocante. Sin embargo, en el compresor de diafragma está presente un fluido y una membrana metálica (diafragma) que ayuda a aislar el gas (hidrógeno) del pistón. Por lo que, el movimiento del pistón es transmitido primero al fluido, seguido del diafragma y por último al hidrógeno. Las altas tasas de flujo pueden causar la prematura falla del diafragma, por esta razón, se dice que estos compresores son especialmente apropiados para aplicaciones que requieren caudales bajos.
- Lineal: su diseño involucra el uso de un pistón y válvulas para la admisión y salida del gas al igual que los compresores reciprocantes y de diafragma. Sin embargo, la diferencia consiste en que el pistón está directamente conectado a un motor lineal acoplado con un sistema de resorte resonante. Los compresores lineales se utilizan especialmente en aplicaciones criogénicas impulsadas por enfriadores de ciclo Stirling por lo que no hay referencias de su uso en aplicaciones estacionarias o para automóviles.
- Líquido: Son dispositivos de desplazamiento positivo, particularmente adecuados para aplicaciones de hidrógeno, ya que el calor generado por la compresión es eficientemente absorbido por el líquido y por las paredes circundantes de la cámara de compresión.
 - Pistón: el funcionamiento de este tipo de compresores es similar al reciprocante. Sin embargo, lo que crea la presión es una columna de líquido que se mueve a lo largo del cilindro. El movimiento del líquido es impulsado por una bomba que está conectada a dos cilindros en la mayoría de las aplicaciones y un paso de compresión.
 - Iónico: En este caso, el líquido que cumple la función de un pistón se sustituye por un líquido iónico, el cuál son sales de bajo punto de fusión y, por lo tanto, se encuentran en estado fundido a temperatura ambiente, lo que mejora el desempeño debido a las buenas propiedades lubricantes, refrigerantes y baja solubilidad del líquido iónico, lo que aumenta la capacidad de flujo y presión comparada con un compresor reciprocante.

¹⁹Descripción basada en el artículo (Sdanghi, Maranzana, Celzard, & Fierro, 2019)

La energía requerida para comprimir la cantidad de hidrógeno deseada dependerá del tipo de compresor, el flujo de hidrógeno, la presión de salida, la temperatura del hidrógeno a la entrada, los requerimientos de enfriamiento para la compresión y especialmente la potencia del compresor. Por lo que, no es sencillo determinar cuánta energía se consumirá sin conocer las características técnicas del compresor. Sin embargo, existe información que puede ayudar a estimar la cantidad de energía necesaria para el almacenamiento comprimido. La energía que se requiere para almacenar el hidrógeno se representa como un porcentaje de la energía contenida en el hidrógeno comprimido, por ejemplo, en (Nag, 2021) se reporta que para comprimir el hidrógeno puede llegar a requerirse de 5 al 20% de su poder calorífico inferior, esto es un rango entre 1.67 y 6.67 kWh/kg. H₂. Asimismo, en (Gardiner, 2009) se menciona que la energía teórica para comprimir hidrógeno isotérmicamente de 20 bar a 350 bar (35 MPa) es de 1.05 kWh/kg H₂ y 1.36 kWh/kg H₂ para 700 bar (70 MPa). No obstante, en la práctica la energía requerida es mayor debido a la eficiencia del compresor y el calentamiento del hidrógeno durante la compresión, por lo que, en la realidad existe una amplia gama en estos datos (1.7-6.4 kWh/kg H₂), con un valor promedio de 3.1 kWh/kg H₂, valores obtenidos de sitios de reabastecimiento de hidrógeno.

En la **Tabla 19** se muestra el resultado de la búsqueda de compresores comerciales y los valores de sus principales parámetros. Puede notarse que el valor de consumo de energía de los equipos Hiperbaric KS 50 1KS50 (1.3 kWh/kg H₂) y Ionic compressor 50 (2.2 – 2.9 kWh/kg H₂), valores que se encuentran en el rango de consumo antes mencionado (1.7-6.4 kWh/kg H₂).

Tabla 19 Compresores comerciales de hidrógeno. Fuente: (Linde, 2023), (Hiperbaric, 2021), (Sauer Haug, 2023) y (Sollant, 2022).

Fabricante	Sollant	Sauer Haug	Hiperbaric	Linde
Modelo	SLT-V	HAUG.Mercure NanoLoc 22E 25-13 LM-L	Hiperbaric KS 50 1KS50	Ionic compressor 50
Tipo	Diafragma	-	Líquido-pistón	Líquido-iónico
Flujo de hidrógeno	5 Nm ³ /hr	7 – 13 m ³ /hr	24 kg/hr	Máx. 18 kg/hr
Presión de entrada	0.4 MPa	24 bar	-	0.8- 2.5
Presión de salida	35 MPa	350 bar	Máx. 500 bar	35 - 50
Consumo de energía (kWh/kg H ₂)	-	-	1.3	2.2 – 2.9
Demanda (kW)	3	4 – 5.5	75	95

5.3. Generación de energía con hidrógeno

El objetivo de producir y almacenar hidrógeno es emplearlo en la generación de energía, ya sea en forma de calor, electricidad o ambas. Los métodos para lograr esto son principalmente dos: el empleo de hidrógeno en celdas de combustible y la combustión de este gas en motores y turbinas.

5.3.1. Combustión de hidrógeno en motogeneradores y turbinas de gas

El uso de hidrógeno como sustituto de combustibles fósiles ya sea en motores de combustión interna o turbinas de gas tiene la ventaja de que disminuye la generación de gases de compuestos de carbono como CO y CO₂. Sin embargo, aún pueden generarse emisiones de NO_x. Además, es posible utilizar hidrógeno como combustible en motores y microturbinas de gas, en dos maneras:

1. Mezclando gas hidrógeno con otro combustible, ya sea: gas natural, biogás o biometano.
2. Utilizando 100% hidrógeno.

Existen disponibles en el mercado dispositivos que pueden aprovechar el biogás para generar calor y electricidad. Además, este puede combinarse con hidrógeno y emplearse en estos mismos dispositivos. Existen estudios que muestran los beneficios de utilizar una mezcla de biogás-hidrógeno, **Tabla 20**, debido a que el biogás puede contener cantidades mayores al 50% de CO₂ lo que dificulta la combustión, por lo que la mezcla con hidrógeno es recomendable.

Tabla 20 Beneficios de la mezcla biogás-hidrógeno.

Referencia	Beneficio
(Mariani, Unich, & Minale, 2018)	Promueve la ignición de biogás en motores de encendido automático controlado.
(Amez, y otros, 2021)	Efecto beneficioso sobre la estabilidad de la llama y el comportamiento de la combustión.
(Benaissa , Adouane, Ali, Rashwan, & Aouachria, 2022)	Intensifica la combustión, lo que lleva a una temperatura de llama más alta y una inflamabilidad más amplia que la combustión de únicamente biogás. Además, las emisiones de CO y CO ₂ disminuyen al aumentar la adición de hidrógeno

Los motogeneradores pueden utilizarse para generar energía eléctrica con una mezcla de biogás e hidrógeno, de acuerdo con algunos estudios (Kriaučiūnas, Pukalskas, & Rimkus, 2018) y (Gómez-Montoya, Cagua-Madero, Iral-Galeano, & Amell-Arrieta, 2013) agregar desde 10 % y hasta 20% de hidrógeno al biogás es suficiente y lo más adecuado para que mejoren las condiciones de combustión y disminuyan la emisión de compuestos de carbono como CO₂. Sin embargo, aumenta las emisiones de NO_x. Pueden utilizarse los motogeneradores comerciales de la **Tabla 45** (ver **Anexo 11.6**) para generar energía con una mezcla de biogás-hidrógeno.

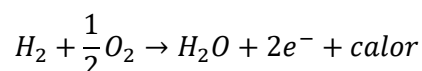
Las microturbinas de gas son dispositivos (pequeñas turbinas de gas) que utilizan la combustión de un gas para hacer rotar un eje y aprovechar esa energía en forma de trabajo, acoplado con un generador para producir energía eléctrica. La potencia que pueden entregar varía entre 30 a 200 kW (Beith, 2011). Es posible utilizar una mezcla de gas combustible (gas natural o biogás) e hidrógeno en equipos comerciales existentes con un valor conservador de 10% de hidrógeno y hasta

un 30%. Sin embargo, no es posible utilizar un valor mayor de 50% de hidrógeno sin analizar los equipos y hacer adecuaciones, especialmente en el caso de utilizar 100% hidrógeno, se requiere de un diseño especial de la cámara de combustión para esa condición (ETN, 2020). En el caso de PTAR es conveniente el uso de una mezcla de biogás con hidrógeno, gracias a la disponibilidad de estos gases que puede tenerse en este tipo de instalaciones.

La decisión de usar microturbinas se basa en la disponibilidad de estos equipos y es necesario conocer sus datos técnicos, ya sea que, se decida que funcionen con una mezcla de gases o con 100% hidrógeno. Los parámetros de interés son: consumo de combustible, potencia entregada y eficiencia. Las microturbinas comerciales mostradas en la **Tabla 46** (ver Anexo 11.6) pueden tomarse en cuenta para el caso de emplear una mezcla de hidrógeno y gas natural.

5.3.2. Empleo de celdas de combustible de hidrógeno

Las celdas de combustible de hidrógeno son dispositivos que usan la energía química del gas hidrógeno (combustible) y oxígeno (oxidante) para generar agua, calor y energía eléctrica en forma de corriente continua (US DOE, 2023). Tiene la ventaja de que no genera gases de efecto invernadero como: CO, CO₂ ni NO_x (Zini, 2016). La reacción completa es la siguiente:



Una celda de combustible convierte energía química en energía eléctrica, esencialmente en una forma isotérmica, funcionan como una batería, excepto que produce su propia electricidad al combinar electroquímicamente, sin combustión, hidrógeno con oxígeno en una celda y desecha el calor residual. La arquitectura de este tipo de dispositivos varía de acuerdo con el tipo, pero la estructura básica es la misma, consta de dos electrodos, uno positivo (cátodo) y otro negativo (ánodo), un electrolito que puede ser un óxido sólido, ácido fosfórico o carbonato fundido, un catalizador y un circuito externo compuesto por conductores por donde fluye una corriente eléctrica y cargas que aprovechan esa corriente eléctrica. La potencia eléctrica generada por una sola celda de combustible generalmente es pequeña, por lo que son apiladas en aplicaciones prácticas (Cengel, Boles, & Kanoglu, 2019). Existen varios tipos de celdas de combustible, clasificadas de acuerdo con el tipo de electrolito que usan, pueden encontrarse celdas de combustible²⁰:

- **Alcalina** (ACF, siglas en inglés): Este tipo de celdas de combustible utiliza hidróxido de potasio o una membrana alcalina como electrolito, Los electrodos están hechos de carbono poroso y los catalizadores están hechos de níquel y platino. Operan entre 60 y 100°C con eficiencias de hasta el 60 por ciento a bajas temperaturas. Las pilas de combustible alcalinas requieren hidrógeno puro como combustible.

²⁰ Descripción basada en la información encontrada en (Kanoğlu, Çengel, & Cimbala, 2020) y (Zini, 2016)

- **Ácido fosfórico** (PAFC, siglas en inglés): Utiliza ácido fosfórico como electrolito, platino como catalizador y electrodos de oro, titanio y carbono para evitar la corrosión. Las temperaturas de funcionamiento son de unos 160 a 220 °C. Se utilizan principalmente en la generación de energía estacionaria con potencias de más de 400 kW.
- **Carbonato fundido** (MCFC, siglas en inglés): Estas celdas pueden utilizar varios combustibles como hidrógeno, gas natural, propano, diésel y carbón gasificado. Cuando se usa gas natural o biogás, la conversión de gas natural o biogás a hidrógeno se logra dentro de la celda. Como electrolito se utilizan mezclas de sales de carbonato fundidas (sales de litio y potasio) inmovilizadas en una matriz porosa. Obtienen hasta un 60 por ciento de eficiencia con temperaturas de funcionamiento de aproximadamente 600 a 850°C. Se utilizan actualmente solo en aplicaciones estacionarias de mediana y gran escala con alta eficiencia.
- **Membrana de intercambio de protones** (PEMFC, siglas en inglés): Esta celda de combustible contiene una delgada membrana de polímero plástico, que está recubierta por partículas de platino que actúan como electrolito y electrodos de carbono poroso. Sus temperaturas de funcionamiento son bajas (ente 80 a 120°C). Una ventaja importante de PEMFC es su pequeño tamaño para una potencia de salida dada. La potencia de salida se puede variar fácilmente según la demanda, lo que hace que estas celdas de combustible sean las mejores candidatas para los automóviles. Sin embargo, la generación de energía estacionaria es otra buena aplicación.
- **Óxido sólido** (SOFC, siglas en inglés): Una capa delgada de material cerámico sólido se usa como electrolito, lo que permite un diseño confiable y altas temperaturas. Pueden utilizar monóxido de carbono, hidrógeno y carbón gasificado como combustible. El gas natural también se puede reformar en hidrógeno dentro de la celda. Operan a temperaturas de hasta 1000°C con eficiencias de hasta el 60 por ciento. Las celdas de combustible de óxido sólido son buenas candidatas para la producción de energía estacionaria.

Un resumen de la comparación de las principales características de estos tipos de dispositivos se muestra en la **Tabla 21**. Es apreciable que en el caso de instalaciones como PTAR los tipos de celdas de combustible más apropiados son del tipo: PEM, Ácido fosfórico y Carbonato fundido por tener bajas temperaturas de operación. Sin embargo, la selección del tipo también depende de la disponibilidad de estos equipos en el mercado, que satisfagan la demanda de energía requerida y sus costos, que pueden llegar a ser elevados por el uso de materiales como platino.

Las celdas de combustible como cualquier dispositivo tienen características técnicas de interés como: la potencia eléctrica entregada, la eficiencia y el consumo de hidrógeno. Estas características tienen una relación entre sí, de acuerdo con un análisis termodinámico (Kanoğlu, Çengel, & Cimbala, 2020), el máximo trabajo ($W_{m\acute{a}x}$) entregado por una celda de combustible durante la reacción está dado por la función de Gibbs (Δg) y depende de: si el producto (agua) se presenta en estado líquido o gaseoso (vapor). Para una reacción a condición estándar 25°C y 1 atm:

- Agua en estado líquido

$$W_{m\acute{a}x} = \Delta g = 117\ 650\ \text{kJ/kg } H_2 \quad \text{Ec. 3}$$

- Agua en estado gaseoso (vapor)

$$W_{m\acute{a}x} = \Delta g = 113\,390 \text{ kJ/kg } H_2 \quad \text{Ec. 4}$$

Una celda de combustible real produce menos cantidad de electricidad que el máximo teórico, por lo tanto, la eficiencia de una celda de combustible de acuerdo con la segunda ley de la termodinámica se puede expresar como:

$$\eta_{FC} = \frac{\dot{W}_a}{\dot{m}_{H_2} * \Delta g} * 100 \quad \text{Ec. 5}$$

Donde:

η_{FC} : Eficiencia de una celda de combustible en %

\dot{W}_a : Trabajo entregado por la celda de combustible en kW

\dot{m}_{H_2} : Flujo másico de hidrógeno consumido por la celda de combustible en kg/hr

Tabla 21 Comparación de distintos tipos de celdas de combustible. Fuente: Elaboración propia con información de (Zini, 2016), (Yue, y otros, 2021).

Tipo	Temperatura de operación °C	Eficiencia %	Ventajas y desventajas
PEM	80 - 120	50 - 60	Ventajas: Tamaños pequeños, baja temperatura de operación, puede variar la potencia, Desventajas: altos costos
Óxido sólido	800 - 1000	60 - 80	Ventajas: No requiere un catalizador, Desventaja: Se requieren altas temperaturas
Alcalina	60 - 100	60	Ventajas: Rápida velocidad de arranque, Desventajas: requiere hidrógeno y oxígeno puro, baja tolerancia a compuestos de carbono.
Carbonato fundido	600 - 850	60 - 80	Ventajas: puede utilizar otro tipo de combustibles además de hidrógeno. Desventajas: lento arranque
Ácido fosfórico	160 - 220	80	Ventajas: tienen una buena tolerancia al CO ₂ , por lo tanto, se puede usar aire ambiente en lugar de oxígeno puro Desventajas: no tiene tolerancia al CO y los materiales para catalizador y electrodos tienen altos costos.

El resultado es un porcentaje que representa la cantidad de trabajo durante la reacción química que realmente se convierte en potencia eléctrica. Además, con esta relación puede determinarse cualquiera de las incógnitas si se tiene las otras dos, por ejemplo, puede calcularse la cantidad de hidrógeno que requiere una celda de combustible si se conoce la potencia entregada y su eficiencia. En la **Tabla 22** se muestran algunas celdas de combustibles comerciales y sus características técnicas de mayor interés.

Tabla 22 Celdas de combustible comerciales. Fuente: (Fuji Electric Co., 2023) y (Nedstack, 2022).

Fabricante	Fuji Electric	Nedstack	Nedstack	Nedstack
Modelo	FP-100iH	CHP-FCPS-100	CHP-FCPS-500	CHP-FCPS-1000
Tipo	PAFC	PEMFC	PEMFC	PEMFC
Potencia kW	100	100	500	1000
Eficiencia %	48	-	-	-
Consumo de H₂	74 m ³ /hr	8 kg/h (89 m ³ /hr)	40 kg/h (445 m ³ /hr)	80 kg/h (890 m ³ /hr)
Características eléctricas*	210/220 V AC, trifásico, 50/60 Hz	300 - 600 / 600 - 1200 V DC	500 - 1000 V DC	500 - 1000 V DC
Dimensiones, m	5.5 largo x 2.2 ancho x 3.4 alto	2.01 largo x 1.1 ancho x 2.09 alto	6.06 largo x 2.44 ancho x 2.9 alto	12.19 largo x 2.44 ancho x 2.90 alto

*AC: corriente alterna, DC: corriente directa

5.4. Seguridad en el uso del hidrógeno

El hidrógeno es considerado como inseguro gracias a su potencial devastador. Aunque, se ha utilizado en la industria durante décadas, su uso como combustible para vehículos o generación de energía estacionaria en entornos de consumo es relativamente nuevo. Para hacer su manejo más seguro las instalaciones deben ser monitoreadas. Además, se debe aplicar los códigos y estándares referentes a la tecnología del hidrógeno (Nag, 2021). Para minimizar los peligros conocidos asociados con la manipulación de hidrógeno, se deben establecer prácticas operativas seguras. Por ejemplo, un plan de seguridad de operaciones donde se explique medidas de seguridad más importantes y qué hacer si hay un incidente, asegurarse que el personal de operaciones tenga la información que necesitan para responder a un incidente real o potencial.

Lo fundamental en el uso del hidrógeno es detectar e identificar la ubicación de una fuga de este gas y contar con medidas de seguridad para responder en el caso de que se detecte una. El hidrógeno es el elemento más pequeño y ligero en la naturaleza. Por lo que se difunde rápidamente en el entorno. Medidas como la ventilación han sido probadas con éxito para minimizar la acumulación del gas en lugares cerrados. Es deseable que el sistema de almacenamiento y suministro de hidrógeno tenga el menor número de puntos de fuga potenciales como son: las conexiones de las tuberías, los sellos de los componentes, las válvulas de evacuación y los puertos de ventilación de alivio de presión.

El hidrógeno es un gas inflamable incoloro, inodoro e insípido y no puede ser detectado por los sentidos humanos. Por esta razón es importante el uso de sensores de hidrógeno, con el objetivo

de detectar la presencia de este gas y su concentración para descartar cualquier condición de fuga y eventual explosión. El diseño de la tecnología de sensores se basa en varios principios diferentes, como la conductividad térmica y catalítica, la resistencia electroquímica, la función de trabajo y la detección mecánica, óptica y acústica. En términos generales, los elementos sensores se basan en el principio de que la interacción del hidrógeno con el elemento sensor provoca cambios en varios parámetros, como la temperatura, el índice de refracción, así como algunas propiedades eléctricas y mecánicas. Se utiliza un transductor para transformar todo esto en una señal eléctrica. Los sensores se pueden instalar en áreas cerradas para detectar concentraciones de hidrógeno cercanas al 4% (el rango de inflamabilidad más bajo) y son útiles para identificar el nivel de concentración.

5.4.1. Estándares y normas

Los estándares y normas son reglas, pautas, condiciones o características para productos o procesos relacionados y generalmente se aplican a equipos o componentes. En el mundo se han creado estándares que se aplican específicamente para la seguridad en instalación y puesta en marcha de plantas de hidrógeno, que incluyen producción, transporte, almacenamiento y generación de energía.

Las reglas generales para operar con hidrógeno se pueden encontrar en el Informe técnico de la Organización Internacional de Normalización ISOTR 15916:2000 *Basic considerations for the safety of hydrogen systems*²¹, el cual es una guía para el uso de hidrógeno en sus formas gaseosa y líquida, así como su almacenamiento en cualquiera de estas u otras formas (hidruros). Identifica las preocupaciones básicas de seguridad, peligros y riesgos, y describe las propiedades del hidrógeno que son relevantes para la seguridad. Conjuntamente, existen otros estándares ISO para aspectos específicos del hidrógeno, por ejemplo:

- ISO 22734:2019 *Hydrogen generators using water electrolysis — Industrial, commercial, and residential applications.*
- ISO 26142:2010 *Hydrogen detection apparatus — Stationary applications*

Los requisitos de seguridad detallados asociados con aplicaciones específicas de hidrógeno se tratan en Normas Internacionales separadas. Así cada país publica los estándares que se deben cumplir en los distintos aspectos del empleo de hidrógeno como requerimientos de diseño y seguridad en las instalaciones que utilicen hidrógeno²². Por ejemplo. Existen tres normas de la *International Electrotechnical Commission* (IEC, por sus siglas en inglés), referentes a la aplicación estacionaria de celdas de combustible para generación de energía y que son aplicadas en países como Japón, Alemania, Corea, Reino Unido, China y Estados Unidos:

- IEC 62282-3-100 *Stationary Fuel Cell Power Systems – Safety*
- IEC 62282-3-200 *Test Method for the Performance of Stationary Fuel Cell Power Plants*

²¹ Este estándar puede obtenerse en <https://www.iso.org/standard/56546.html>

²² Los códigos y estándares relacionados a cada aspecto del hidrógeno y por cada país se puede consultar en https://h2tools.org/fuel-cell-codes-and-standards?search_api_fulltext=

- IEC 62282-3-300 *Stationary Fuel Cell Power Systems - Installation*

En Estados Unidos existen asociaciones que han creado estándares y códigos relacionados al hidrógeno. Las asociaciones y algunos códigos son:

- **National Fire Protection Association** (NFPA, por sus siglas en inglés)
 - NFPA 2, *Hydrogen Technologies Code*
 - NFPA 50A *Gaseous Hydrogen Systems at Consumer Site*
- **American Society of Mechanical Engineers**
 - ASME B31.12 *Hydrogen Piping and Pipelines*
 - ASME STP-PT-006 *Design Guidelines for Hydrogen Piping and Pipelines*
- **Compressed Gas Piping Systems**
 - CGA G-5.5 *Hydrogen Vent Systems*
 - CGA G-5.6 *Hydrogen Pipeline Systems*
 - CGA H-10 *Combustion Safety for Steam Reformer Operation*

El marco regulatorio mexicano ofrece posibilidades para la producción y uso de hidrógeno dentro del país, que actualmente es utilizado por los productores privados de este gas como químico o materia prima. Sin embargo, no existen regulaciones específicas que controlen el mercado del hidrógeno en México; hasta ahora se considera una sustancia química dentro de un mercado de libre competencia (GIZ, 2021b). Respecto a las NOM que existen en el país, el Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-017-CRE-2018, *Métodos de medición de variables para el cálculo del porcentaje de energía libre de combustible y procedimiento para la evaluación de la conformidad*, contempla el cálculo de la masa y energía aprovechable del hidrógeno. Las normas que deben considerarse en el caso de producción, almacenamiento y uso del hidrógeno aun cuando no se menciona específicamente este gas son:

- NOM-001-SEDE-2012 Instalaciones Eléctricas
- NOM-002-STPS-2010 Prevención y protección contra incendios
- NOM-005- STPS-1998 Manejo, transporte y almacenamiento de sustancias peligrosas
- NOM-020-STPS-2011 Recipientes a presión y calderas

6. Modelo de los sistemas de generación de energía

Los modelos de los sistemas de generación de energía tienen el objetivo de mostrar cómo se conforman estos sistemas, sus funciones, los recursos que requiere y los procesos que llevan a cabo para transformar la energía. Para esto se requiere de dos modelos, uno de simulación y otro de gestión de la energía, aplicados a dos casos distintos, esto con el propósito de realizar un análisis comparativo.

El **modelo de simulación** tiene la función de estimar la generación de energía *in situ*, emisión de gases de efecto invernadero e indicadores económicos:

Este modelo comienza con la selección de equipos y el dimensionamiento de los sistemas, lo cual se refiere a la determinación del modelo y cantidad de equipos y que, depende de las condiciones de las PTAR como: el espacio disponible, la cantidad de biogás producido al día y la tarifa eléctrica del sitio. Además de adecuarse a las relaciones entre los sistemas y sus restricciones, como el tiempo en los que se pueden generar energía y los recursos que requieren para funcionar. Todos estos aspectos deben ser considerados con el objetivo de que las estimaciones sean acertadas. Los modelos de simulación estiman la cantidad de energía generada por cada sistema y la energía consumida *in situ* por cada hora del día, durante un día promedio de cada mes del año, **Tabla 23**²³. Además, cada sistema tiene un costo asociado de inversión o capital que suele denominarse Capex y un costo de operación y mantenimiento llamado Opex. Ambos costos son importantes para determinar los indicadores financieros, en especial el costo nivelado de la energía generada que debe compararse con el costo de la energía del Sistema Eléctrico Nacional. Conjuntamente, aunque estos sistemas se implementan con la finalidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero por el consumo de energía del SEN, no se salvan de tener emisiones relacionadas a todo su ciclo de vida, por esta razón se consultarán y mostrarán los valores relacionados a la emisiones de gases de efecto invernadero relacionado con el uso de las tecnologías de cada sistema, esto con la finalidad de tener una mejor estimación de las emisiones evitadas con la implementación de estas tecnologías.

El **modelo de gestión de la energía** indicará los periodos de tiempo más convenientes para la generación de energía en la planta de tratamiento:

Esto quiere decir que se muestra los períodos de tiempo en los que se genera energía con los distintos sistemas de aprovechamiento de fuentes de energía renovable como: sistema fotovoltaico, de biogás y de hidrógeno. Para la determinación de estos periodos de tiempo se debe analizar los momentos del día en que es más conveniente generar energía eléctrica, por ejemplo, en los periodos de tiempo en los que la tarifa de energía es más elevada, con el objetivo de lograr un mayor ahorro económico. Por lo tanto, los periodos de generación de electricidad *in situ* dependerán del tipo de tarifa aplicada a cada PTAR.

Se plantean dos casos para el análisis de la aplicación de sistemas de aprovechamiento de las fuentes renovables con el objetivo de comparar ambos escenarios y tener una base para determinar el beneficio económico y de mitigación de gases de efecto invernadero que puede traer la aplicación

²³Estos son días promedios recomendados para obtener una mejor estimación del cálculo de la geometría y de la energía generada *in situ* de un sistema fotovoltaico (Duffe, Beckman, & Blair, 2020).

de tecnologías para el aprovechamiento de energías renovables disponibles en las PTAR a un plazo de 25 años. Los escenarios propuestos son:

1. Escenario 1. No se aplican sistemas de aprovechamiento de fuentes renovables.
2. Escenario 2. Se aplica un sistema de biogás, fotovoltaico e hidrógeno para generar energía eléctrica *in situ*.

Tabla 23 Días promedio de cada mes. Fuente: (Duffe, Beckman, & Blair, 2020).

Fecha	Mes	Días al mes
17/01/2022	Enero	31
16/02/2022	Febrero	28
16/03/2022	Marzo	31
15/04/2022	Abril	30
15/05/2022	Mayo	31
11/06/2022	Junio	30
17/07/2022	Julio	31
16/08/2022	Agosto	31
15/09/2022	Septiembre	30
15/10/2022	Octubre	31
14/11/2022	Noviembre	30
10/12/2022	Diciembre	31

Las fuentes de energías renovables que se plantea aprovechar en plantas de tratamiento de aguas residuales son dos: biomasa y energía solar. Por un lado, se considera el uso de la biomasa proveniente de lodos que se recolectan durante el tratamiento del agua residual, debido a que puede emplearse en la producción de biogás y posteriormente la generación de electricidad. Por otro lado, el aprovechamiento de la radiación solar con un sistema fotovoltaico, debido a que es la fuente renovable con el mayor potencial y aumento de aprovechamiento en el país y tiene la mayor reducción de costo nivelado en comparación con otros sistemas (ver **Sección 4.5**).

Los sistemas propuestos para el aprovechamiento de las fuentes renovables y la generación de energía son tres:

- Sistema de biogás. Para la producción de biogás obtenido a partir de la biomasa del agua residual y que pueda ser aprovechado para generar energía eléctrica.
- Sistema fotovoltaico. Tiene potencial de aprovechamiento en todo el país para generar energía eléctrica.
- Sistema de hidrógeno. Puede aprovecharse el agua tratada de las PTAR para producir hidrógeno evitando el consumo de agua de otras fuentes. Asimismo, puede ser mezclado con biogás para mejorar la combustión y en celdas de hidrógeno para generar energía eléctrica.

En este caso se propone que los sistemas de biogás y fotovoltaico tengan la función de utilizar las fuentes de energías renovables disponibles en las PTAR para generar energía, mientras que el sistema de hidrógeno aproveche la energía del sistema fotovoltaico y el agua tratada para ser empleado como un sistema de almacenamiento de energía y apoyar al sistema de biogás **Figura 11**.

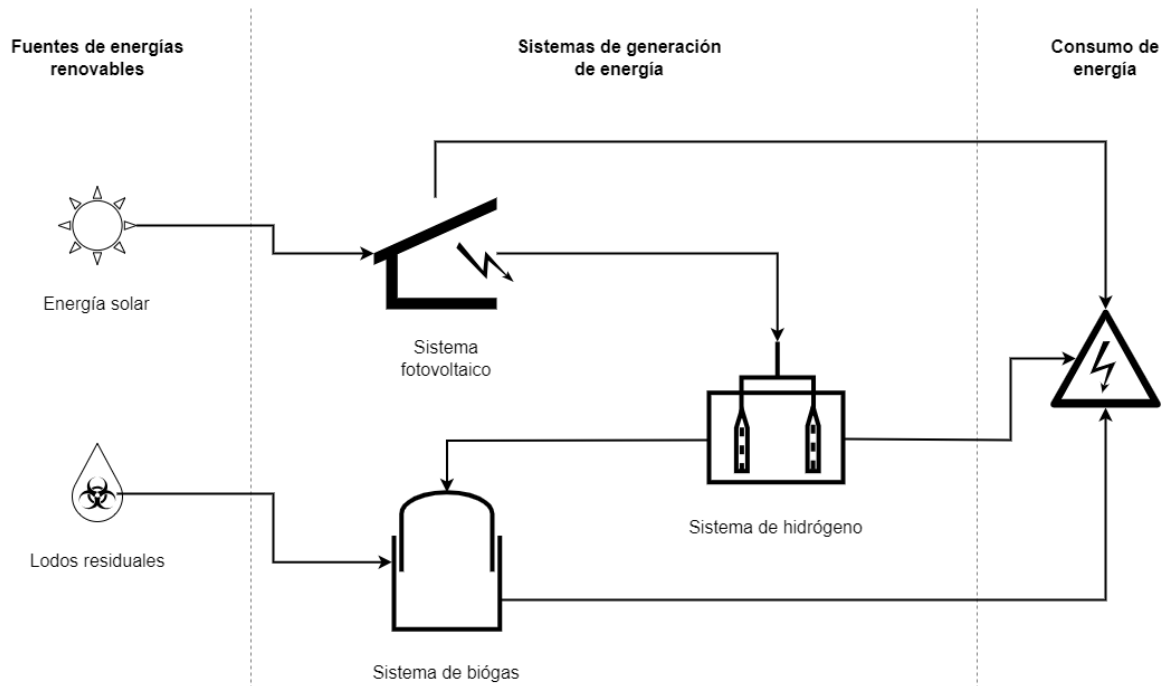


Figura 11 Arquitectura de los sistemas propuestos para el aprovechamiento de energía en PTAR. Fuente: Elaboración propia.

6.1. Sistema de biogás

Este sistema depende de la disponibilidad de lodos residuales y las características de estos. Tiene la función de transformar la materia orgánica contenida en los lodos residuales en biogás, mediante digestión anaerobia, el cual, será usado como combustible para generar energía eléctrica en motogeneradores y/o turbinas de gas. El biogás será mezclado con hidrógeno para mejorar las condiciones de combustión. Los principales elementos de este sistema son: digestor anaerobio, filtros para la eliminación de azufre, gasómetros y motogeneradores o microturbinas de gas **Figura 12**.

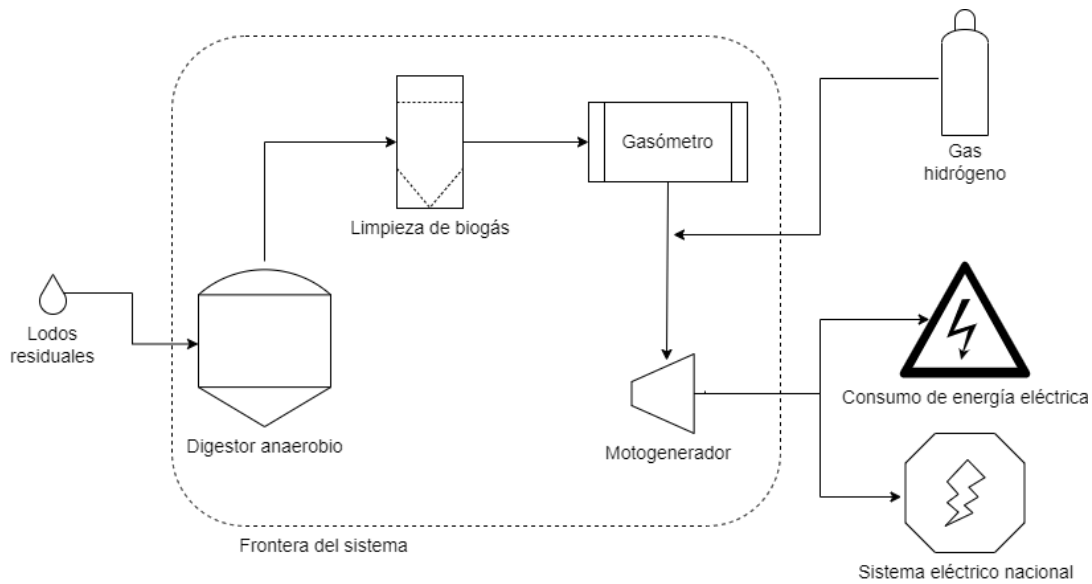


Figura 12 Arquitectura del sistema de biogás. Fuente: Elaboración propia.

6.1.1. Criterios de dimensionamiento del sistema de biogás

El dimensionamiento del sistema de biogás se refiere a la selección del modelo y cantidad de gasómetros y equipos de combustión, ya sea turbinas o motogeneradores. Asimismo, el dimensionamiento depende de la cantidad de biogás disponible diariamente y del espacio disponible para el almacenamiento de biogás. Por lo tanto, es importante estimar la producción de biogás y el período de tiempo en que se genera la energía.

La producción de biogás está directamente relacionada bioquímicamente con la cantidad de sólidos volátiles digeridos, a menudo se expresa como volumen de gas por unidad de masa de sólidos volátiles destruidos²⁴.

La tasa de producción de gas es diferente para cada tipo de materia orgánica en el digestor. La tasa de producción de gas de un digestor anaeróbico típico que trata una combinación de sólidos primarios y lodos activados debe ser de aproximadamente 0.75 a 1.1 m³/kg de sólidos volátiles digeridos. La cantidad de gas producido es una función de la temperatura, el tiempo de retención de sólidos (SRT) y la carga de sólidos volátiles (Williams, Bizier, Groman, & Tippetts, 2018). Otros factores importantes para considerar es el pH que se recomienda se encuentre entre 6.8 y 6.2 (Lin, 2014) y la concentración de sustancias como metales pesados que pueden inhibir el proceso.

En (Hernández, Higareda, Cabral, & Morgan-Sagastume, 2017) se presenta una ecuación para predecir el porcentaje de destrucción de material volátil en un digestor mesofílico completamente mezclado, esto quiere decir que el tanque debe tener incorporado un sistema de calentamiento y de mezclado para mantener una temperatura entre 35°C a 39°C. Esta ecuación tiene como variable el tiempo de retención hidráulica (TRH). A partir de esta ecuación se puede estimar la cantidad de

²⁴ Los sólidos volátiles están relacionados a la materia orgánica y se mide como la cantidad de materia, capaz de volatilizarse por el efecto de la calcinación a 550°C en un tiempo de 15 a 20 minutos.

sólidos volátiles que serán transformados, ese valor posteriormente se puede usar para determinar la cantidad de biogás que representa la digestión de esos sólidos. Por lo tanto, para predecir la cantidad de biogás que será producido es necesario saber cuál es la cantidad de sólidos volátiles del lodo que entra al reactor.

$$\%SV_{des} = 13.7 \ln(TRH) + 18.9 \quad Ec. 6$$

Donde:

THR: Tiempo de Retención Hidráulica en el digestor en días (d)

$\%SV_{des}$: Porcentaje de Sólidos Volátiles (SV) destruidos

Entonces la cantidad de biogás producido será igual a la cantidad de sólidos destruidos por el factor de generación teórica de biogás.

$$V_{biogás} = F_{biogás} * M_{SVdes} \quad Ec. 7$$

Donde:

$V_{biogás}$: Volumen total de gas producido por día $\left(\frac{m^3N}{d}\right)$

$F_{biogás}$: Factor de generación teórica de biogás en $\left(\frac{m^3N}{kgSV_{des}}\right)$

M_{SVdes} : Masa de sólidos volátiles destruidos por día $\left(\frac{kgSV_{des}}{d}\right)$

La selección del valor del factor de generación teórica de biogás puede ser entre 0.75 a 1.1 m^3/kg de sólidos volátiles digeridos. Este factor afecta a la cantidad de Sólidos Volátiles digeridos.

$$0.75 \text{ m}^3N/kgSV_{des} \leq F_{biogás} \leq 1.1 \text{ m}^3N/kgSV_{des} \quad Ec. 8$$

La masa de sólidos volátiles digeridos se determina con el porcentaje de sólidos volátiles digeridos ($\%SSV_{des}$) y la masa de sólidos volátiles de entrada en el digestor.

$$M_{SVdes} = \%SV_{des} * M_{SV} \quad Ec. 9$$

Donde:

M_{SV} : Masa de sólidos volátiles a la entrada del digestor por día $\left(\frac{kgSV}{d}\right)$

La masa de sólidos volátiles a la entrada del digestor puede ser determinada conociendo el gasto a la entrada de la planta, la cantidad de sólido suspendidos totales y la relación de sólidos suspendidos volátiles entre sólidos suspendidos totales. Está relación es válida ya que los sólidos volátiles forman parte de los sólidos suspendidos totales.

$$M_{SV} = Q * SST * SSV/SST$$

Ec. 10

Donde:

SST: Sólidos suspendidos totales $\left(\frac{mg}{l}\right)$

SSV/SST: Relación Sólidos suspendidos volátiles - sólidos suspendidos totales (%)

Q: Gasto a la entrada de la planta de tratamiento (l/s)

Las ecuaciones anteriores nos pueden dar una idea preliminar de la cantidad de biogás que puede ser producido en un digestor mesofílico completamente mezclado. Además, existen herramientas que pueden proporcionarnos este y más datos, por ejemplo: la herramienta Biogas Wastewater Assessment Technology Tool (BioWATT)²⁵ basada en Excel y creada por la Global Methane Initiative. Los usuarios pueden recibir un resumen específico de sus estimaciones de producción de biogás para varias tecnologías de conversión de aguas residuales en energía, potencial de generación de electricidad a partir del biogás producido, ahorros de gases de efecto invernadero asociados con la electricidad generada con biogás y más (GMI, 2016).

El biogás es almacenado después de pasar por un proceso de limpieza y antes de enviarse a los sistemas de aprovechamiento o distribución, normalmente esto se requiere para balancear la demanda con la producción y así obtener un flujo constante del biogás (US EPA, 2020).

Existen varios tipos de tanques de almacenamiento según la presión de operación. Los de baja presión (1 a 5 kPa - 10 a 50 mbar) son los más utilizados y pueden ser de doble membrana, bolsas de gas, tanques de acero, o tanques con cubierta flotante. Los tanques de almacenamiento para gas de alta y media presión (0.1 a 1 MPa - 1 a 10 bar) requieren más cuidado para el control de la compresión y expansión de biogás (CONAGUA, 2019d).

El sistema más utilizado en una PTAR de tipo municipal es el almacenamiento de baja presión, ya que permite amortiguar de forma segura el patrón de generación de biogás, que suele ser muy variable en plantas de mediano tamaño y por el bajo costo el sistema preferido es el gasómetro de doble membrana, las cuales son estructuras independientes disponibles en una variedad de tamaños. Pueden acomodar mayores cantidades de gas que otros sistemas de almacenamiento, pero el gas debe comprimirse antes de almacenarse. El volumen de almacenamiento nominal de biogás va desde los 50 m³ hasta unos 5 000 m³ para una sola unidad, este tipo de gasómetro está disponible en el mercado. La **Tabla 24** y **Figura 13** muestran algunos gasómetros tipo tres cuartos de esfera, sus dimensiones y capacidad de almacenamiento.

²⁵ Esta herramienta es de libre acceso y se puede descargar en el sitio <https://www.globalmethane.org/resources/details.aspx?resourceid=1913>

Tabla 24 Características técnicas de gasómetros ¾ de esfera marca Sattler Ceno. Fuente: (Sattler CENO, 2023)

Designación de tipo	Diámetro/altura		Capacidad efectiva
	∅	H	
BA100 108/205	5.0 m	3.8 m	53 m ³
BA100 109/205	5.6 m	4.2 m	73 m ³
BA100 110/205	6.2 m	4.7 m	104 m ³
BA100 111/205	6.8 m	5.1 m	132 m ³
BA100 112/205	7.4 m	5.6 m	174 m ³
BA100 113/205	7.9 m	5.9 m	213 m ³
BA100 117/205	10.4 m	7.8 m	488 m ³

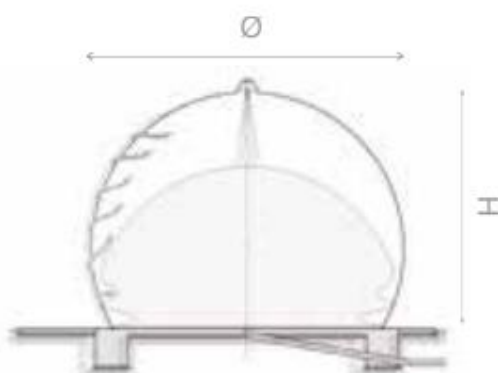


Figura 13 Ilustración de gasómetro marca Sattler CENO. Fuente: (Sattler CENO, 2023)

Un criterio de selección del volumen de almacenamiento con validez universal prácticamente no existe, lo cual se debe a la gran variedad de estrategias de uso del biogás. Por ejemplo, puede decidirse que el volumen de almacenamiento corresponda del 30 a 50% del volumen de biogás generado a diario. Sin embargo, lo mejor es aplicar una técnica gráfica de curvas acumulativas o un procedimiento de cálculo tabular a fin de determinar el volumen de almacenamiento necesario conforme la fluctuación de la cantidad de biogás generado en la planta (Hernández, Higareda, Cabral, & Morgan-Sagastume, 2017). De esta manera, un método es crear una tabla y utilizar los resultados para crear diagramas de masa basados en los patrones de flujo de producción de biogás. Las ecuaciones que representan esto son:

$$V_{bio} = (|V_{m\acute{a}x}| + |V_{m\acute{i}n}|)(n\%) \quad \text{Ec. 11}$$

Donde:

V_{bio} : Volumen requerido de almacenamiento de biogás

$V_{m\acute{a}x}$: Diferencia máxima entre la curva del volumen acumulado de entrada y la curva del volumen acumulado de salida

$V_{m\acute{i}n}$: Diferencia mínima entre la curva del volumen acumulado de entrada y la curva del volumen acumulado de salida

$n\%$: Factor que representa un porcentaje de volumen extra

Es común proporcionar un exceso de capacidad del 20 al 50 % para variaciones de flujo inesperados (Lin, 2014). La curva del volumen acumulado de entrada y la curva de volumen acumulado de salida se obtienen de acumular para cada momento el flujo de entrada y de salida respectivamente a lo largo del tiempo, la representación gráfica de esto se muestra en la **Figura 14**.

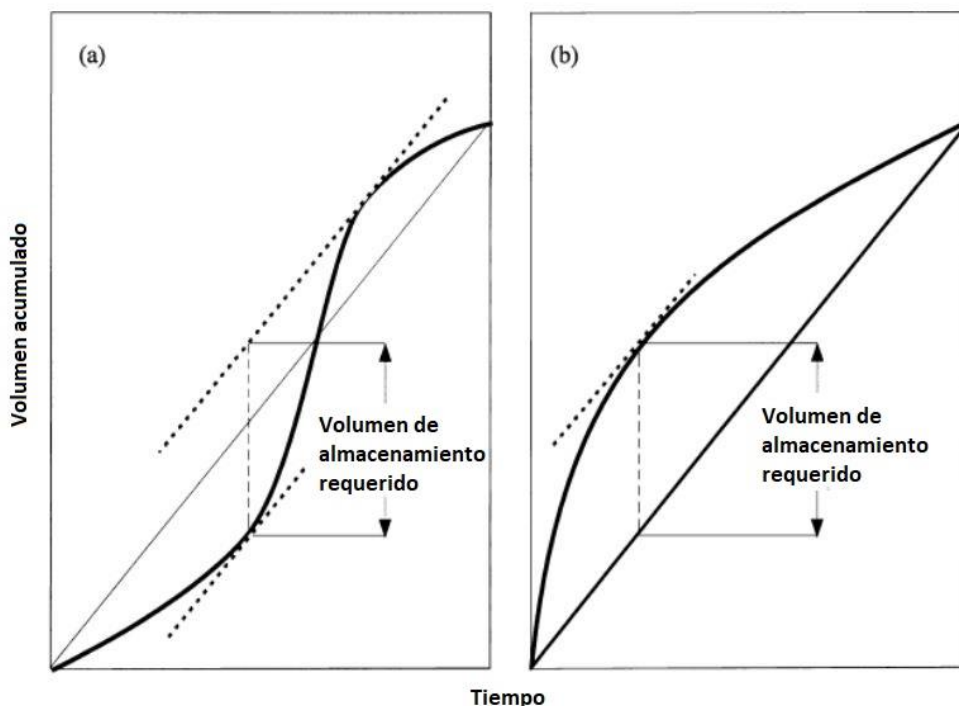


Figura 14 Diagrama de masa acumulada. Fuente: (Lin, 2014)

6.1.2. Generación y gestión de energía del sistema de biogás

La simulación del sistema de biogás consiste en determinar la cantidad de biogás generado *in situ*, utilizando datos de gasto del influente de la PTAR y sólidos suspendidos totales para estimar la cantidad de materia orgánica que entra en el digester anaerobio. Además de determinar la energía generada por el sistema empleando equipos que aprovechan la combustión del biogás, como son motogeneradores.

Debe tomarse en cuenta que el biogás se mezcla con hidrógeno en una concentración volumen 90-10% respectivamente, por lo tanto, se debe calcular la cantidad de H_2 requerido para la mezcla anteriormente mencionada.

Para seleccionar la mejor alternativa es necesario comparar distintos modelos de motogeneradores. Seleccionando aquel modelo cuyo consumo se ajuste a la producción de biogás para que se aproveche la mayor cantidad de este combustible en un día (ver **Anexo 11.6, Tabla 45**). Asimismo, la selección de modelo y cantidad de gasómetros depende del consumo de biogás por día.

El aprovechamiento de biogás se debe realizar en los horarios con el cargo más alto de tarifa de energía eléctrica para obtener un beneficio económico mayor. Por lo que, el funcionamiento de los

equipos de combustión (motogeneradores) estará sujeto a estos horarios. Así como la cantidad de biogás que se debe almacenar.

Cálculo de la potencia entregada por el sistema de biogás:

$$P_{BIO j} = P_{com j} * N_{com} \quad Ec. 12$$

Donde:

$P_{BIO j}$: Potencia entregada por el sistema de biogás en la hora j de un día promedio del mes i , en kW

$P_{com j}$: Potencia entregada por un solo equipo, ya sea motogenerador o microturbina en la hora j de un día promedio del mes i , en kW

N_{com} : Número total de equipos, adimensional

Cálculo de la energía generada por el sistema de biogás en un día promedio de un mes i :

$$E_{BIO d i} = \sum_{j=1}^{\tilde{n}} (P_{BIO j} * 1 hr) \quad Ec. 13$$

Donde:

$E_{BIO d i}$: Energía total generada en un día promedio del mes i , en kWh

\tilde{n} : número total de horas al día.

Cálculo de la energía tota generada por el sistema de biogás en un mes:

$$E_{BIO M i} = E_{BIO d i} * D_i \quad Ec. 14$$

Donde:

$E_{BIO M i}$: Energía total generada por el sistema de biogás en el mes i , en kWh

D_i : Número de días del mes i

Cálculo de la energía tota generada por el sistema de biogás en un año:

$$E_{BIO a} = \sum_{i=1}^n E_{BIO M i} \quad Ec. 15$$

Donde:

$E_{BIO a}$: Energía total generada al año por el sistema de biogás, en kWh

n : Número de meses al año

Cálculo del volumen requerido de H₂:

$$v_{H_2} = 10\% * C_{bio} * t_{bio} \quad Ec. 16$$

Donde:

v_{H_2} : Volumen de H₂ requerido por el sistema de biogás, en m³

C_{bio} : Consumo de biogás por equipo, en m³/hr

t_{bio} : Período de tiempo de funcionamiento del sistema de biogás, en hr

6.1.3. Costos del sistema de biogás

Los costos de capital (inversión) y de operación y mantenimiento pueden expresarse en relación con la potencia que puede entregar el sistema para la generación de energía eléctrica. Los valores obtenidos se muestran en la **Tabla 25**.

Tabla 25 Costos de capital, operación y mantenimiento del Sistema de biogás. Fuente: (IRENA, 2021a)

Capex (2021 USD/kW)	2 353.00
Opex (%Capex)*	5%

6.2. Sistema fotovoltaico

El sistema fotovoltaico tiene la función de captar la energía solar y transformarla en energía eléctrica que será aprovechada directamente para su consumo en la PTAR, así como alimentar de energía al sistema de hidrógeno y permitir la producción de H₂ verde. El sistema consta principalmente de módulos fotovoltaicos, inversores de corriente y rectificadores de corriente continua **Figura 15**. Estos últimos tienen la función de proveer corriente con la característica adecuada a los electrolizadores del sistema de hidrógeno para su correcto funcionamiento.

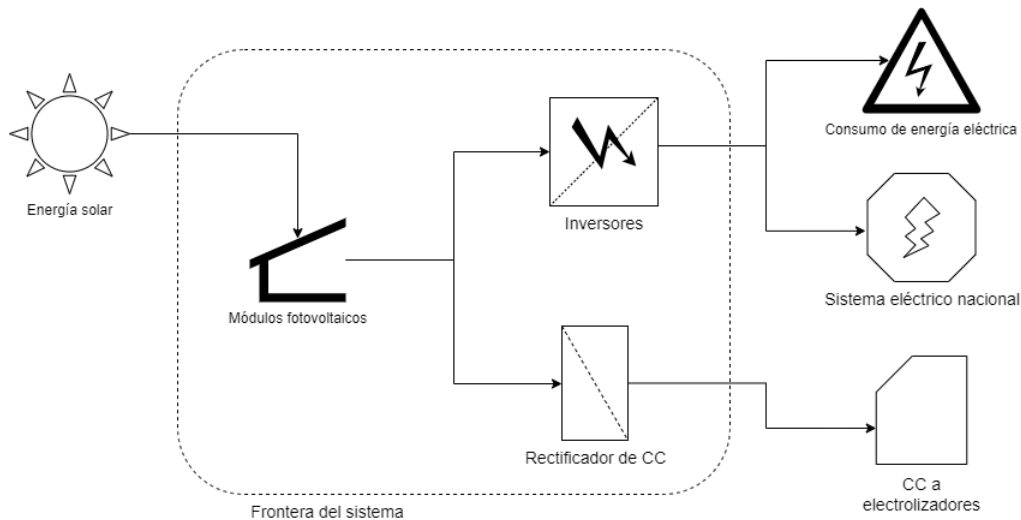


Figura 15 Arquitectura del sistema fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia.

6.2.1. Criterios de dimensionamiento del sistema fotovoltaico

La cantidad de módulos solares es el parámetro más importante del dimensionamiento del sistema fotovoltaico, esta cantidad tiene un límite y es el espacio disponible en el sitio donde se plantea colocar el sistema. Sin embargo, esta cantidad también puede estar sujeta a la potencia que se desea lograr con el sistema. Es importante tener el dato del porcentaje de la demanda de la PTAR que se desea cubrir con el sistema fotovoltaico. Se plantea como criterio de dimensionamiento calcular:

1. La cantidad de módulos requeridos para entregar una potencia igual a la demanda de la PTAR
2. La cantidad de módulos que pueden colocarse en el espacio disponible

Posteriormente se comparan ambas cantidades y se opta por el caso con la menor cantidad de módulos:

- 1er caso: el número de módulos para cubrir la demanda es menor al espacio disponible, al elegir una cantidad de módulos menor al que es posible cubrir en el área disponible se asegura que no esté sobredimensionado el sistema, por lo tanto, que se genere más energía de la que se consume.
- 2do caso: el número de módulos que es posible colocar en el área disponible es menor al número requerido para cubrir la demanda, como no es posible colocar más módulos no se puede cubrir la totalidad de la demanda.

Cálculo de la cantidad de módulos requeridos para cubrir la demanda:

$$N_{PV} = \frac{P_D}{P_{mod\ NOCT}} \quad Ec. 17$$

Donde:

P_D : Demanda por la PTAR en un instante²⁶, en kW

$P_{mod\ NOCT}$: Potencia entregada por un solo módulo fotovoltaico²⁷, en kW

N_{PV} : Número total de módulos fotovoltaico, adimensional

Cálculo de la cantidad de módulos que es posible colocar en el área disponible:

$$N_{PV} = \frac{A_d * f_d}{A_{mod}} \quad Ec. 18$$

Donde:

A_d : Superficie disponible para la colocación de módulos solares, en m²

f_d : Factor del área disponible, en porcentaje %²⁸

A_{mod} : Área de un módulo solar, en m²

6.2.2. Generación y gestión de energía del sistema fotovoltaico

La correcta simulación del sistema fotovoltaico requiere de datos como ubicación geográfica, irradiancia en el sitio y temperatura ambiente. Así como el tipo y cantidad de módulos fotovoltaicos que es posible colocar en el sitio y su orientación. Con estos datos se procede a calcular la geometría solar, la potencia entregada por los módulos solares y la energía eléctrica generada por el sistema fotovoltaico a cada hora del día, por cada día promedio de los doce meses del año.

Un sistema fotovoltaico suministra energía siempre que se tenga radiación solar incidente en los módulos solares. Por lo que, la energía generada con este sistema sólo puede ser aprovechada en un período de tiempo dependiendo del lugar geográfico, en este modelo se consideró un período entre las 6:00 y las 18:00 horas de cada día (que puede ser modificado para ajustarse a la ubicación geográfica del sistema fotovoltaico). Esto restringe al sistema de hidrógeno, por lo que la producción de H₂ debe realizarse durante el funcionamiento del sistema fotovoltaico.

²⁶ La demanda elegida puede ser un promedio o la mayor demanda registrada.

²⁷ Comportamiento a NOCT: Irradiancia de 800 W/m², espectro AM 1.5, temperatura ambiente 25°C, temperatura de la celda a NOCT, velocidad del viento 1m/s.

²⁸ Este factor representa el porcentaje del área disponible que realmente cubren los módulos solares debido a la inclinación de módulos, paso de cables, pasos de personal para mantenimiento y espacios libres por sombras.

Cálculo de la potencia entregada por el sistema fotovoltaico:

$$P_{PVj} = P_{modj} * N_{PV} \quad Ec. 19$$

Donde:

P_{PVj} : Potencia entregada por el sistema fotovoltaico en la hora j de un día promedio del mes i , en kW

P_{modj} : Potencia entregada por un solo módulo fotovoltaico en la hora j de un día promedio del mes i , en kW²⁹

N_{PV} : Número total de módulos fotovoltaico, adimensional

Cálculo de la energía generada por el sistema fotovoltaico en un día promedio de un mes i :

$$E_{PVdi} = \sum_{j=1}^{\tilde{n}} (P_{PVj} * 1 \text{ hr}) \quad Ec. 20$$

Donde:

E_{PVdi} : Energía total generada en un día promedio del mes i , en kWh

\tilde{n} : número total de horas al día, igual a 24.

Cálculo de la energía tota generada por el sistema fotovoltaico en un mes:

$$E_{PVMi} = E_{PVdi} * D_i \quad Ec. 21$$

Donde:

E_{PVMi} : Energía total generada por el sistema fotovoltaico en el mes i , en kWh

D_i : Número de días del mes i

²⁹ El cálculo para obtener potencia entregada por un solo módulo (P_{modj}) se muestra en el anexo.

Cálculo de la energía tota generada por el sistema fotovoltaico en un año:

$$E_{PV a} = \sum_{i=1}^n E_{PV M i} \quad Ec. 22$$

Donde:

$E_{PV a}$: Energía total generada al año por el sistema fotovoltaico, en kWh

n : Número de meses al año

6.2.3. Costos del sistema fotovoltaico

Los costos del sistema fotovoltaico implican costos de capital (inversión), de operación y mantenimiento, pueden expresarse en relación con la potencia que puede entregar el sistema para la generación de energía eléctrica. Los valores obtenidos se muestran en la **Tabla 26**.

Tabla 26 Costos de capital, operación y mantenimiento del Sistema fotovoltaico. Fuente: (IRENA, 2021a).

Capex (2021 USD/kW)	872.00
Opex (2021 USD/kW)	14.10

6.3. Sistema de hidrógeno

El sistema de hidrógeno consta de tres partes principales:

- **Producción:** el método seleccionado fue la electrólisis debido a que no requiere de una separación del H₂ y es ideal para la producción a pequeña y mediana escala, a comparación del reformado de biometano con vapor.
- **Almacenamiento:** se plantea almacenar el hidrógeno comprimido debido a que es el método más sencillo y la tecnología requerida es madura (Sección 5.2.1).
- **Uso:** ser mezclado con biogás y funcionar como combustible en motogeneradores para la generación de energía eléctrica. Asimismo, utilizar el H₂ en celdas de combustible.

En resumen, este sistema tiene la función de utilizar la energía generada por el sistema fotovoltaico para generar hidrógeno verde mediante el uso de electrolizadores alcalinos, el cual será almacenado en cilindros para después ser mezclado con biogás y funcionar como combustible en los motogeneradores. Además, de utilizar el H₂ en celdas de combustible de ácido fosfórico y así generar energía eléctrica. Los principales elementos de este sistema son: electrolizadores, compresores, tanques de almacenamiento y celdas de combustible **Figura 16**.

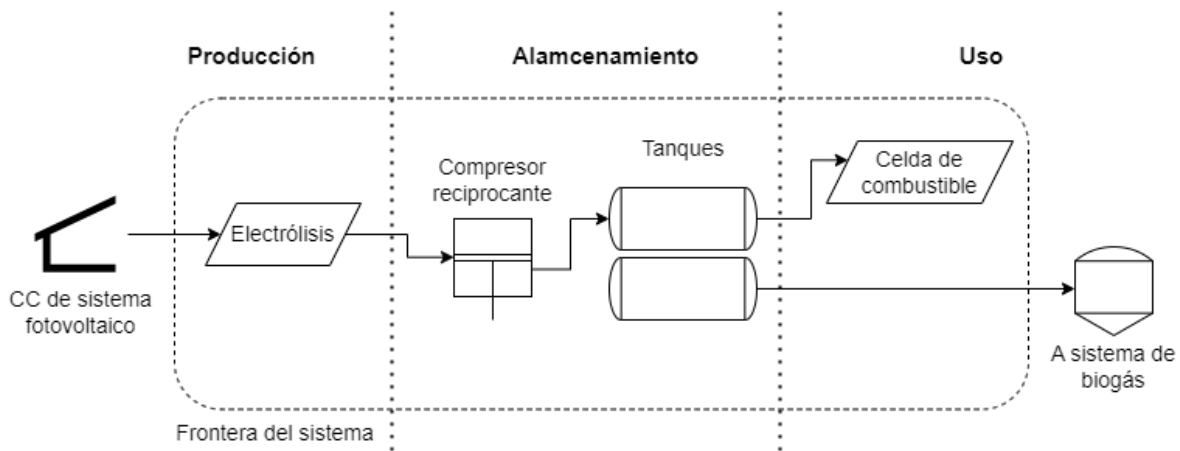
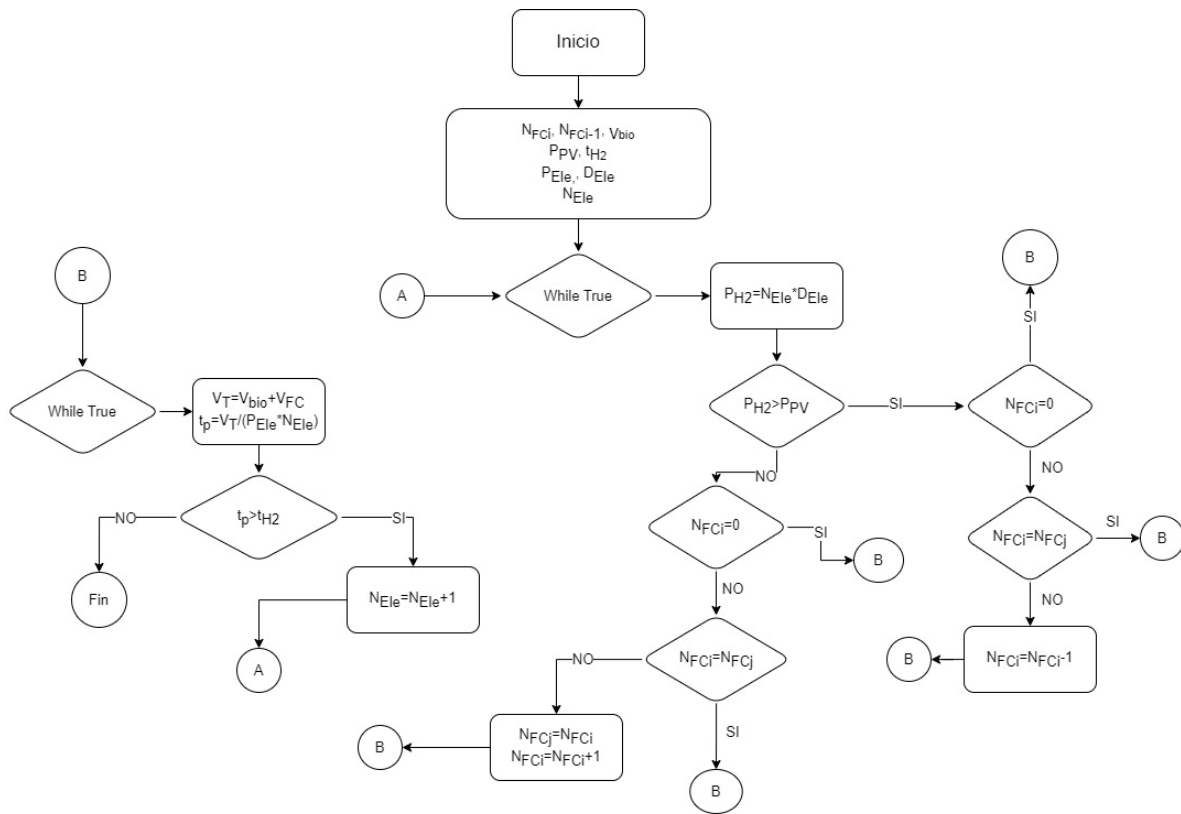


Figura 16 Arquitectura del sistema de hidrógeno. Fuente: Elaboración propia.

6.3.1. Criterio de dimensionamiento del sistema de hidrógeno

El dimensionamiento del sistema de hidrógeno se refiere a determinar la cantidad de celdas de hidrógeno, electrolizadores y tanques que es conveniente colocar en la planta para generar hidrógeno que posteriormente sea empleado en la mezcla biogás-hidrógeno o en celdas de combustible, con el objetivo de generar energía eléctrica. Por un lado, es necesario generar el volumen para suministrar el H_2 requerido por el sistema de biogás, que es un 10% del volumen de combustible consumido por los equipos de combustión. Además, de la cantidad requerida por las celdas de combustible. Sin embargo, estos últimos equipos pueden llegar a requerir una cantidad considerable de hidrógeno, de 74 a 890 m^3/hr , de acuerdo con lo visto en la **Tabla 22, Sección 5.3.2**.

Debido a que la producción de hidrógeno se realiza con la energía proveniente del sistema fotovoltaico es necesario determinar si la potencia que se genera es suficiente para generar el hidrógeno requerido. Por esta razón, se plantea el uso de un procedimiento (algoritmo) que permita determinar la cantidad de celdas de combustible que es factible colocar y la cantidad de electrolizadores necesarios para generar el H_2 , **Figura 17**. Esto quiere decir que el dimensionamiento (en especial del número de celdas de combustible) del sistema de hidrógeno dependerá especialmente de la potencia que puede entregar el sistema fotovoltaico.



N_{FCi} : Número de Celdas de combustible inicial
 N_{FCj} : Número de Celdas de combustible posterior
 t_{H2} : Tiempo disponible para producir hidrógeno, en hr
 P_{PV} : Potencia disponible del sistema fotovoltaico, en kW
 N_{Ele} : Número de Celdas de combustible inicial
 P_{H2} : Demanda de potencia de los electrolizadores, en kW
 V_T : Volumen total de hidrógeno requerido, en m^3
 t_p : Tiempo requerido para la producción de hidrógeno, en hr
 V_{bio} : Volumen de H_2 requerido por el sistema de biogás, en m^3
 P_{Ele} : Tasa de producción de hidrógeno del electrolizador, en m^3/hr
 D_{Ele} : Demanda del electrolizador, en kW
 V_{FC} : Volumen de hidrógeno requerido por las celdas de hidrógeno, en m^3

Figura 17 Algoritmo de dimensionamiento del sistema de hidrógeno. Fuente: Elaboración propia.

6.3.2. Generación y gestión de energía del sistema de hidrógeno

El modelo matemático del sistema de hidrógeno permite calcular la cantidad de energía necesaria para producir una cierta cantidad de hidrógeno, así como el consumo de agua y la energía eléctrica generada a partir de celdas de combustible.

Este modelo estima la cantidad de energía generada por el sistema y plantea que funcione en los horarios de mayor carga de la tarifa de electricidad (horario punta), de esta manera se pueden calcular los ahorros en la tarifa de luz.

La cantidad de energía para producir una cierta cantidad de hidrógeno en un electrolizador es:

$$E_{C H_2} = m_{H_2} * C_{Ele} \quad Ec. 23$$

Donde:

$E_{C H_2}$: Energía consumida por un electrolizador para producir hidrógeno, en kWh

m_{H_2} : Masa de hidrógeno producido, en kg H_2

C_{Ele} : Consumo de energía por kg de hidrógeno producido³⁰, en kWh/kg H_2

La cantidad de agua consumida por la producción de hidrógeno es:

$$m_{H_2O} = m_{H_2} (15 \text{ kg } H_2O / \text{kg } H_2) \quad Ec. 24$$

Donde:

m_{H_2O} : Masa de agua necesaria para producir la cantidad de hidrógeno m_{H_2}

Cálculo de la potencia entregada por el sistema de hidrógeno:

$$P_{H_2 j} = P_{FC j} * N_{FC} \quad Ec. 25$$

Donde:

$P_{H_2 j}$: Potencia entregada por el sistema de hidrógeno en la hora j de un día promedio del mes i , en kW

$P_{FC j}$: Potencia entregada por una sola celda de combustible en la hora j de un día promedio del mes i , en kW

N_{FC} : Número total de celdas de combustible, adimensional

Cálculo de la energía generada por el sistema de hidrógeno en un día promedio de un mes i :

$$E_{H_2 d i} = \sum_{j=1}^{\tilde{n}} (P_{H_2 j} * 1 \text{ hr}) \quad Ec. 26$$

Donde:

$E_{H_2 d i}$: Energía total generada en un día promedio del mes i , en kWh

\tilde{n} : número total de horas al día, igual a 24.

Cálculo de la energía tota generada por el sistema de hidrógeno en un mes:

$$E_{H_2 M i} = E_{H_2 d i} * D_i \quad Ec. 27$$

Donde:

$E_{H_2 M i}$: Energía total generada por el sistema de hidrógeno en el mes i , en kWh

D_i : Número de días del mes i

³⁰ Este dato lo provee el fabricante del electrolizador, puede consultarse algunos ejemplos en la Tabla 12.

Cálculo de la energía tota generada por el sistema fotovoltaico en un año:

$$E_{H_2 a} = \sum_{i=1}^n E_{H_2 M i} \quad \text{Ec. 28}$$

Donde:

$E_{H_2 a}$: Energía total generada al año por el sistema de hidrógeno, en kWh

n : Número de meses al año

6.3.3. Costos del sistema de hidrógeno

Las publicaciones que muestran datos de costos de equipos necesarios para instalar el sistema de hidrógeno los hacen en relación con la cantidad (en masa) de hidrógeno producido por medio de electrolizadores y energía eléctrica proveniente de sistemas fotovoltaico. A diferencia del sistema de biogás y fotovoltaico, donde las publicaciones muestran datos de costos a partir de la energía eléctrica generada. Otras publicaciones aportan datos de costos de generación de energía con celdas de combustible. Los resultados pueden usarse tanto para estimar costos sólo de la producción de hidrógeno como de la generación de energía con celdas de combustible, **Tabla 27**.

Tabla 27 Costos del sistema de hidrógeno.

Costo		Descripción	Referencia
Producción de hidrógeno			
Capex (2020USD/kW)	416.00	Costos de capital para la producción de hidrógeno con electrolizadores alcalinos, basado en la potencia del electrolizador.	(GIZ, 2021a)
Opex (%Capex)	2%	Coste de operación y mantenimiento para producción de hidrógeno con electrolizadores alcalinos como un porcentaje de Capex.	
Capex (2021£/kW H ₂)	800.00	Costos para producción de hidrógeno con electrolizadores, basado en la potencia del equipo.	(Department for Bussines, Energy and Industrial Strategy, 2021)
Opex (%Capex)	50	Coste de operación y mantenimiento para producción de hidrógeno con electrolizadores, de acuerdo con la fuente se considera este porcentaje cada 9 años por el cambio de equipos.	
Capex (2018USD/kW)	600.00	Costos de capital para la producción de hidrógeno con electrolizadores alcalinos, basado en la potencia del electrolizador.	(IRENA, 2021b)
Almacenamiento comprimido			
Capex (2007USD/kg H ₂)	450 – 1 036	Rango de costos de almacenamiento por cada kg de H ₂ comprimido en tanques de baja presión.	(NREL, 2014)
Empleo de celdas de combustible			
Capex (2019USD/kW)	45 - 230	Rango de costos de capital para celdas de combustible empleadas en automóviles, basado en la potencia del equipo.	(Satyapal, 2019)
Capex (2022USD/kW)	>100.00	Costos de capital para celdas de combustible, basado en un sistema de celdas de combustible empleado en automóviles y con capacidad de 80-120 kW.	(APCUK, 2022)

6.4. Cantidad total de potencia y energía generada y consumida *in situ*.

La potencia y energía total generadas en las plantas de tratamiento de aguas residuales será igual a la suma de cada sistema (fotovoltaico, biogás e hidrógeno) para cada período de tiempo (día promedio, mes y año). Esto se expresa con las ecuaciones siguientes:

Cálculo de la potencia entregada por los sistemas:

$$P_{Tj} = P_{PVj} + P_{BIOj} + P_{H_2j} \quad \text{Ec. 29}$$

Donde:

P_{Tj} : Potencia total entregada por los sistemas fotovoltaico, biogás e hidrógeno en la hora j de un día promedio del mes i , en kW

Cálculo de la energía generada por los sistemas en un día promedio de un mes i :

$$E_{T d i} = E_{P V d i} + E_{B I O d i} + E_{H_2 d i} \quad \text{Ec. 30}$$

Donde:

$E_{T d i}$: Energía total generada por los sistemas fotovoltaico, biogás e hidrógeno en un día promedio del mes i , en kWh

Cálculo de la energía tota generada por los sistemas en un mes:

$$E_{T M i} = E_{P V M i} + E_{B I O d i} + E_{H_2 M i} \quad \text{Ec. 31}$$

Donde:

$E_{T M i}$: Energía total generada por los sistemas fotovoltaico, biogás e hidrógeno en el mes i , en kWh

Cálculo de la energía tota generada por los sistemas en un año:

$$E_{T a} = E_{P V a} + E_{B I O a} + E_{H_2 a} \quad \text{Ec. 32}$$

Donde:

$E_{T a}$: Energía total generada por los sistemas fotovoltaico, biogás e hidrógeno al año, en kWh

6.4.1. Potencia y energía consumida del Sistema Eléctrico Nacional

El SEN es considerado en este caso como una fuente de energía, cuyo consumo implica un costo de la tarifa de energía eléctrica y emisiones de gases de efecto invernadero. Por lo tanto, es importante modelar la cantidad de energía que se consume de la red tomando en cuenta la energía generada *in situ* por los sistemas de energía renovables.

Demanda de energía de la red:

$$P_{C j} = P_{D j} - P_{T j} \quad \text{Ec. 33}$$

Donde:

$P_{C j}$: Demanda de la Sistema Eléctrico Nacional en la hora j de un día promedio del mes i , en kW

$P_{D j}$: Demanda por la PTAR para su funcionamiento en la hora j de un día promedio del mes i , en kW

La potencia demandada por la PTAR dependerá de la configuración y funcionamiento de cada planta, de los equipos presentes y de su capacidad de tratamiento. Sin embargo, es posible estimar una cantidad de energía consumida por metro cúbico de agua tratada como se menciona en el

Capítulo 4.

Cálculo de la energía consumida *in situ* en un día promedio de un mes i :

$$E_{C\ di} = \sum_{j=1}^{\tilde{n}} (P_{C\ j} * 1\ hr) \quad Ec. 34$$

Donde:

$E_{C\ di}$:E nergía total consumida *in situ* en un día promedio del mes i , en kWh

\tilde{n} : número total de horas al día, igual a 24.

Cálculo de la energía tota generada por el sistema de hidrógeno en un mes:

$$E_{C\ Mi} = E_{C\ di} * D_i \quad Ec. 35$$

Donde:

$E_{C\ Mi}$: Energía total consumida *in situ* en el mes i , en kWh

D_i : Número de días del mes i

Cálculo de la energía tota generada por el sistema fotovoltaico en un año:

$$E_{C\ a} = \sum_{i=1}^n E_{C\ Mi} \quad Ec. 36$$

Donde:

$E_{H_2\ a}$: Energía total consumida *in situ* al año, en kWh

n : Número de meses al año

Es importante observar que puede darse el caso en que $P_{T\ j} > P_{D\ j}$, por lo que $P_{C\ j}$ tendría un valor negativo, esto se debe interpretar que los sistemas de generación *in situ* proveen más energía que la que se consume, por lo que puede considerarse la idea de ya sea, almacenar esa energía o verterla en el Sistema Eléctrico Nacional. Además, el cálculo de la energía consumida *in situ* no puede utilizar una potencia negativa, el mínimo valor que puede usarse es cero.

Una propuesta para el uso de la energía de sobra es producir hidrógeno, el cual puede ser almacenado y utilizado cuando se requiera. Además, este sobrante de hidrógeno se puede emplear de distintas formas, por ejemplo:

- En celdas de combustible para generar energía eléctrica
- En procesos de mejoramiento biológico de biogás

6.5. Modelo de cálculo de emisiones de gases de efecto invernadero

Las emisiones de gases de efecto invernadero están directamente relacionadas con el consumo y generación de energía. Para obtener el valor estimado de gases de efecto invernadero es necesario utilizar factores que permitan calcular las emisiones por cada kWh consumido o generado.

En el caso del consumo de energía del Sistema Eléctrico Nacional se utiliza el «Factor de Emisión del Sistema Eléctrico Nacional 2022» (CRE, 2023). Por otro lado, aunque sistemas como el fotovoltaico o de hidrógeno que utiliza celdas de combustible generan energía libre de emisiones de gases de efecto invernadero durante su funcionamiento, no están libres de las emisiones asociadas a su ciclo de vida, como en la etapa de obtención de materiales, fabricación, montaje y disposición final (Barakat, Ibrahim, & Elbaset, 2020). Por esta razón, se utilizan factores de emisiones de gases de efecto invernadero asociado al ciclo de vida de estos sistemas y que se relacionan a la generación de energía, **Tabla 28**.

Tabla 28 Factores promedio de emisiones del ciclo de vida para sistemas de generación de electricidad. Fuente: (NREL, 2021b).

Sistema de generación	Emisiones de GEI* durante el Ciclo de vida (gCO ₂ e/kWh)
Fotovoltaico	43
Biomasa	52
Hidrógeno**	38

*Gases de efecto invernadero

**Este sistema considera el almacenamiento de hidrógeno, así como la fabricación y uso de electrolizadores y celdas de combustible.

Es importante aclarar que los valores obtenidos de los cálculos serán mostrados en toneladas de dióxido de carbono equivalente, esto debido a que existen diversos gases de efecto invernadero que pueden expresarse como una masa equivalente de CO₂, por esta razón, es preferible utilizar esta unidad para realizar los cálculos.

Cálculo de emisiones de gases de efecto invernadero total:

$$G_T = G_C + G_E \quad \text{Ec. 37}$$

Donde:

G_T : Emisión total de gases de efecto invernadero, en tCO₂e

G_C : Emisión de gases de efecto invernadero debido al consumo de energía del Sistema Eléctrico Nacional, en tCO₂e

G_E : Emisión de gases de efecto invernadero debido a la generación de energía con los sistemas fotovoltaico, biogás e hidrógeno, en tCO₂e

Cálculo de las emisiones debido al consumo de energía del Sistema Eléctrico Nacional:

$$G_C = E_{C a} * 0.435 \text{ tCO}_2\text{e/MWh} \quad \text{Ec. 38}$$

Donde:

$E_{C a}$: Energía total consumida del Sistema Eléctrico Nacional en un año, en MWh

0.435 tCO₂e/MWh: Factor de Emisión del Sistema Eléctrico Nacional.

Cálculo de las emisiones debido a la generación de energía *in situ*:

$$G_E = E_{PV a} * f_{PV} + E_{BIO a} * f_{BIO} + E_{H_2 a} * f_{H_2} \quad \text{Ec. 39}$$

Donde:

f_{PV} : Factor de emisiones de gases de efecto invernadero por generación con sistema fotovoltaico, igual a 43 gCO₂e/kWh

f_{BIO} : Factor de emisiones de gases de efecto invernadero por generación con sistema de biomasa, igual a 52 gCO₂e/kWh

f_{H_2} : Factor de emisiones de gases de efecto invernadero por generación con sistema de hidrógeno, igual a 38 gCO₂e/kWh

6.6. Cálculo de indicadores financieros

La aplicación de sistemas de energías de fuentes renovables en la planta de tratamiento será catalogada como un proyecto de ahorro de energía, debido a que el objetivo es que la planta consuma una menor cantidad de energía del Sistema Eléctrico Nacional y obtenga un ahorro económico al reducir la tarifa de electricidad. Consecuentemente, es necesario realizar una evaluación económica para este tipo de proyecto, en este caso, utilizando un modelo financiero simple para calcular los indicadores: Valor Presente Neto, Tasa Interna de Retorno (TIR), Período de Recuperación de la Inversión (PRI) y Costo Nivelado de la Energía (LCOE, por sus siglas en inglés). El cálculo de estos indicadores tiene el objetivo de validar si la inversión en tecnologías para aprovechar las energías renovables y generar energía eléctrica en PTAR brinda un beneficio económico³¹.

³¹ Todos los datos costos consultados se actualizaron a moneda nacional MXN para el año 2022, con el objetivo de emplearse en el cálculo de la inversión inicial.

6.6.1. Cálculo del VPN

Este método consiste en transformar a su equivalente en valor presente, vía una tasa de descuento, todos los componentes del flujo de fondos de un proyecto. El valor presente neto se determina con la ecuación:

$$VPN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+i)^t} \quad \text{Ec. 40}$$

Donde:

VPN : Valor presente neto, en 2022MXN

$-I_0$: Inversión total, en \$

F_t : Flujo de efectivo en el periodo t , en 2022MXN

i : Tasa de descuento, en %

t : Periodo de tiempo, igual a 1 año.

n : Cantidad total de periodos t , adimensional

La inversión total I_0 se determina con los costos relacionados para la obtención de la tecnología necesaria por los sistemas de aprovechamiento de fuentes renovables y su montaje en la PTAR.

Cálculo de la inversión total:

$$I_0 = C_{bio} * P_{bio} + C_{PV} * P_{PV} + I_{H_2} \quad \text{Ec. 41}$$

Donde:

C_{bio} : Costo de capital o inversión del sistema de biogás (Capex), en 2022MXN/kW

P_{bio} : Potencia nominal entregada por el sistema de biogás, en kW

C_{PV} : Costo de capital o inversión del sistema fotovoltaico (Capex), en 2022MXN/kW

P_{PV} : Potencia nominal entregada por el sistema fotovoltaico, en kW

I_{H_2} : Inversión para el sistema de hidrógeno, en 2022MXN

Es necesario desglosar el costo de inversión del sistema de hidrógeno debido a que la información publicada brinda datos separados de: costos de inversión para la producción de hidrógeno con electrolizadores, costos para su almacenamiento en tanques y costos para su uso en celdas de combustible. Además, cada uno de estos costos son mostrados en la Sección 6.3.3.

El cálculo debe representar la inversión para la producción y almacenamiento, así como su uso en celdas de combustible.

$$I_{H_2} = C_{Ele} * P_{Ele} + C_{V_{H_2}} * m_{H_2} + C_{FC} * P_{FC} \quad Ec. 42$$

Donde:

C_{Ele} : Costos de capital para el uso de electrolizadores, en 2022MXN/kW

P_{Ele} : Potencia del conjunto de electrolizadores, en kW

$C_{V_{H_2}}$: Costos de capital para el almacenamiento de hidrógeno comprimido, en 2022MXN/kg H₂

m_{H_2} : Cantidad de hidrógeno almacenado, en kg de H₂

C_{FC} : Costos de capital para el uso de celdas de combustible, en 2022MXN/kW

P_{FC} : Potencia del conjunto de celdas de combustible, en kW

Debido a que la aplicación de los sistemas de aprovechamiento de fuentes renovables se cataloga como un proyecto de ahorro de energía, el valor de los flujos de efectivo por cada año será igual al costo de la tarifa eléctrica por año. Por lo que, se debe proyectar el costo de la energía eléctrica para cada año.

$$F_t = \text{Tarifa de consumo de electricidad para el año } t$$

El valor de la tasa de descuento i apropiada debe determinarse tomando como referencia el uso alternativo que se le puede dar al dinero y el riesgo de realizar la inversión o como se le denomina Tasa de Rendimiento Mínima Atractiva (TREMA). Esta tasa puede calcularse como la tasa que se ganaría en una inversión sin riesgo (instrumentos de deuda de largo plazo, del gobierno), más una prima por el nivel de riesgo del proyecto. Ejemplo:

$$i = TREMA = TIIE + p\% \quad Ec. 43$$

$$i = TREMA = INPC + p\% \quad Ec. 44$$

Donde:

TIIE: Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio

INPC: Índice de Precios al Consumidor

p%: Porcentaje que representa la prima por riesgo

6.6.2. Cálculo de TIR

Se define como la tasa de rendimiento “i” o Tasa Interna de Rendimiento, a la tasa que reduce a cero el valor presente de una serie de ingresos y egresos. Su valor se determina por medio de tanteos (prueba y error)³². La regla de decisión sería emprender el proyecto si TIR es mayor o igual que TREMA y rechazarlo en caso contrario.

6.6.3. Cálculo del PRI

El Periodo de Recuperación de la Inversión consiste en determinar el número de periodos, generalmente en años, requeridos para recuperar la inversión inicial emitida, mediante los ingresos netos que produce el proyecto. El criterio de aceptación del proyecto lo establece el inversionista definiendo el período máximo en que debe de recuperarse la inversión. El PRI se puede calcular con la siguiente expresión, tomando en cuenta que los flujos de efectivo a lo largo de los años serán constantes (Fernández González, 2021).

$$PRI = \frac{I_0}{F_t} \quad \text{Ec. 45}$$

6.6.4. Cálculo de Relación Costo-Beneficio

El cálculo de la Relación Costo-Beneficio consiste en dividir todos los costos del proyecto sobre todos los beneficios económicos que se va a obtener, tanto costos como beneficios deben estar expresados en valor presente. Para aceptar un proyecto de inversión, el cociente debe tener un valor igual o mayor a uno. En este caso, se entiende como costos, los montos respectivos a la inversión, la operación y el mantenimiento, y como beneficio, a los ahorros en la tarifa de energía eléctrica.

$$RCB = \frac{\sum_{j=0}^n \frac{B_j}{(1+i)^n}}{\sum_{j=0}^n \frac{C_j}{(1+i)^n}} \quad \text{Ec. 46}$$

Donde:

RCB: Relación Costo-Beneficio

B_j: Beneficios en el año j, en 2022MXN

C_j: Costos en el año j, en 2022MXN

³² Existen software como Excel que ofrece una función para determinar el valor de TIR.

6.6.5. Cálculo del LCOE

El costo nivelado de la energía o (LCOE, por sus siglas en inglés) es el costo unitario equivalente en \$/kWh y se puede interpretar como el valor unitario que debe recibirse para recuperar el monto de inversión y obtener una tasa de rendimiento igual a la tasa de descuento utilizada para su cálculo. Agrupa 3 grandes rubros: inversión, combustible (en caso de consumirse) y operación y mantenimiento. Cuando se evalúa la rentabilidad económica de medidas de ahorro de energía es muy conveniente calcular este índice. El criterio de decisión es implantar el sistema si el LCOE es menor que el precio esperado de la energía durante la vida del proyecto expresado en su valor nivelado. La ventaja de este método radica en que la comparación se hace respecto a los precios y tarifas de la energía (Fernández González, 2021). La expresión para calcular el LCOE es la siguiente, donde el numerador representa el valor presente de los costos, mientras que el denominador representa la nivelación de la generación:

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{Z_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_{T a}}{(1+i)^t}} \quad Ec. 47$$

Donde:

$LCOE$: Costo nivelado de la energía, en 2022MXN /kWh

$E_{T a}$: Energía total generada por los sistemas fotovoltaico, biogás e hidrógeno al año, en kWh

Z_t : Costos de combustible, operación y mantenimiento para el período t, en 2022MXN

Es necesario estimar los costos de operación y mantenimiento a lo largo de la vida de los sistemas, el costo de operación y mantenimiento para un período se puede determinar cómo:

$$Z_t = O_{bio} * P_{bio} + O_{PV} * P_{PV} + \%I_{H_2} \quad Ec. 48$$

Donde:

O_{bio} : Costos de operación y mantenimiento del Sistema de biogás, en 2022MXN /kW

O_{PV} : Costos de operación y mantenimiento del Sistema fotovoltaico, en 2022MXN /kW

$\%I_{H_2}$: Porcentaje del costo de capital del sistema de hidrógeno, que representa los costos de operación y mantenimiento, en 2022MXN

n : Total de vida de los sistemas de aprovechamiento de energías renovables, adimensional

7. Caso de estudio Planta de Tratamiento de Aguas Residuales Acapantzingo

Un caso de estudio es una herramienta que permite aplicar los modelos antes descritos para proveer un panorama claro de los resultados que pueden obtenerse de la simulación de los escenarios propuestos (ver Capítulo 6), estos son: reducción del consumo de energía del SEN y de las emisiones de gases de efecto invernadero, así como el ahorro económico.

El caso de estudio presentado es la PTAR Acapantzingo, seleccionada debido a la accesibilidad de datos de: gasto, configuración del tren de tratamiento y parámetros de calidad del agua tratada. Ubicada en el estado de Morelos. La configuración es de lodos activados convencional. La distribución de las principales partes de la planta se muestra en **Anexo 11.8, Figura 35**. El tren de tratamiento se divide en dos, esto quiere decir que la planta puede seguir funcionando con un solo tren mientras el otro está en mantenimiento. Además, existe un tratamiento anaerobio de lodos que se compone por: un espesador de lodos a gravedad, un digestor anaerobio y un sistema de deshidratación de lodos.

Es importante resaltar que el gasto de tratamiento de la PTAR Acapantzingo varía de acuerdo con la temporada de estiaje y de lluvias, esto debido a que el drenaje que suministra de agua a la PTAR transporta tanto aguas residuales municipales como aguas pluviales. Los datos obtenidos del Servicio Meteorológico Nacional indica que en el sur y centro del país la temporada de lluvias comprende de mayo a septiembre y estiaje corresponde a los meses de octubre a abril (SAPAM, 2021), por lo que, se considera un gasto promedio de 250 l/s en época de estiaje (octubre-abril) y 400 l/s en época de lluvias (mayo-septiembre). Los valores mensuales de la estación Temixco, Clave: 17014, Ubicación: Temixco, Morelos que es la estación más cercana a la PTAR Acapantzingo se muestran en la **Tabla 29 y Figura 18**. Se utilizaron los valores de lluvia total mensual promedio, obtenidos de 59 años de medición (1957 a 2016), se observa que han presentados meses sin lluvia.

Tabla 29 Valores mensuales de cantidad de lluvia, estación Temixco. Fuente: (SMN, 2023).

Mes	Lluvia total promedio mensual (mm)	Mínima (mm)	Máxima (mm)	Desviación estándar (mm)
Enero	10.1	0.0	94.5	21.2
Febrero	4.8	0.0	117	16.4
Marzo	6.0	0.0	81.2	13.4
Abril	10.8	0.0	109	17.2
Mayo	59.3	0.0	175	40.9
Junio	206.5	54.5	472.5	78.3
Julio	173.3	0.0	364	67.9
Agosto	188.2	49.5	382	75.8
Septiembre	206.9	87.5	502	86.7
Octubre	71.9	0.0	200	45.7
Noviembre	14.9	0.0	144.9	24.1
Diciembre	4.4	0.0	56	9.2

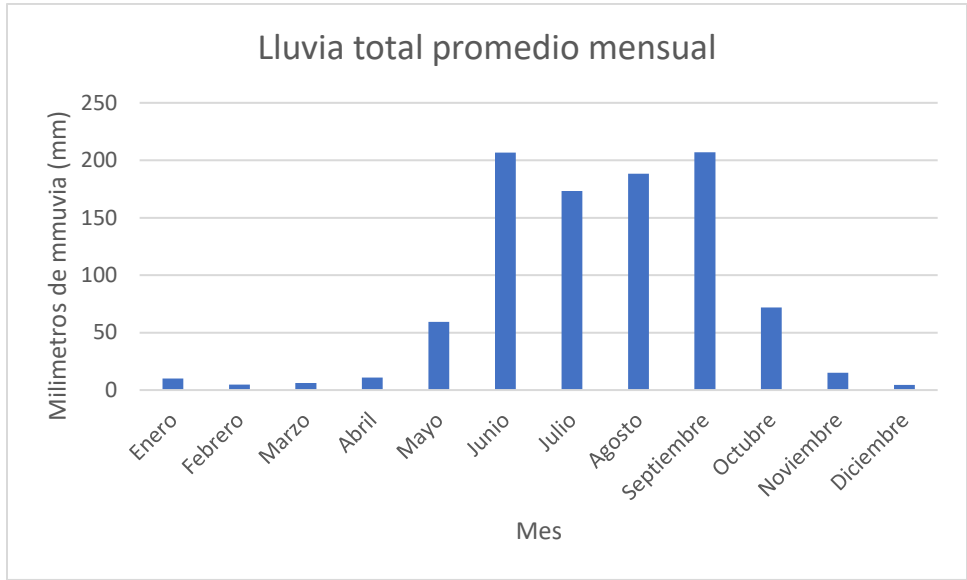


Figura 18 Cantidad de lluvia en el sitio. Fuente: (SMN, 2023).

La temperatura promedio a lo largo del año varía entre 28 °C en diciembre a 34 °C en abril. Por otro lado, los valores de Índice de claridad³³ varían entre 0.69 en marzo a 0.57 en junio y septiembre. Esta información es requerida para estimar de manera correcta la radiación solar incidente en un plano inclinado y la generación de energía del sistema fotovoltaico **Figura 19** y **Figura 20**. Puede observarse que la temperatura es mayor en los meses de marzo a mayo, mientras que el índice de claridad es menor en los meses de mayo a octubre, que corresponden a la temporada de lluvias.

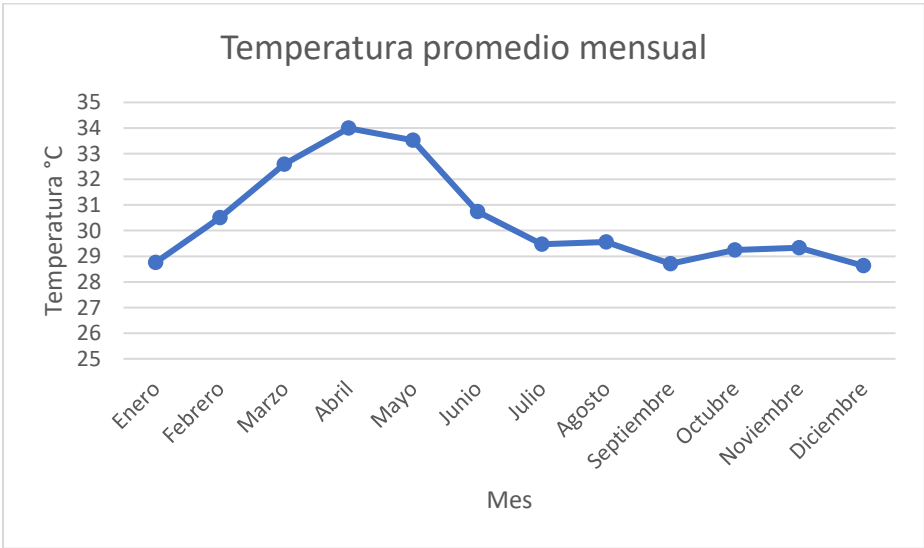


Figura 19 Temperatura promedio mensual. Fuente: (SMN, 2023).

³³ Este índice representa la relación entre la radicación solar extraterrestre y la radiación incidente en un plano (Duffe, Beckman, & Blair, 2020).

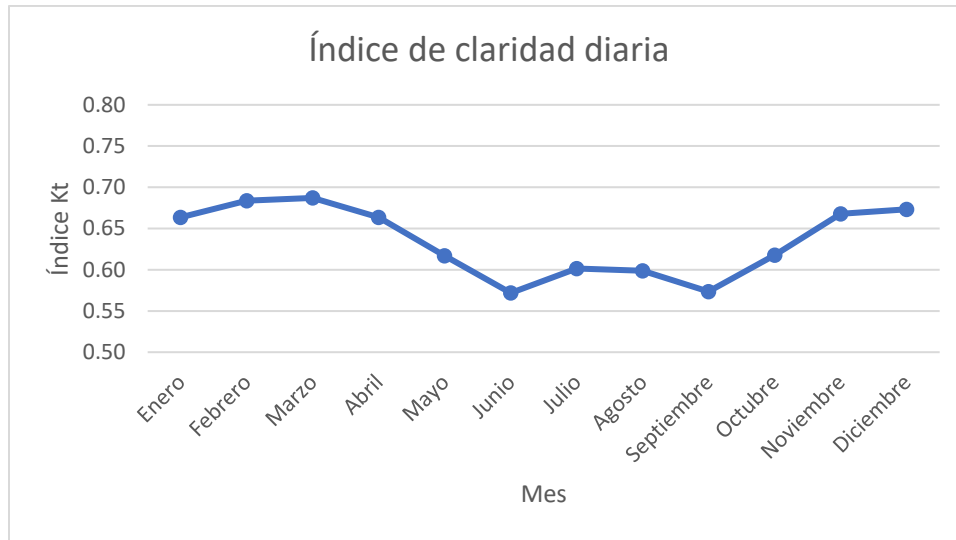


Figura 20 Índices de claridad diario promedio. Fuente: (NASA, 2023).

7.1. Estimación del consumo de energía caso base

En el Capítulo 4 se habló de un valor promedio del consumo de energía en PTAR igual a 0.36 kWh/m^3 , valor que será usado en este caso para determinar la demanda de energía en la PTAR Acapantzingo, debido a que no se conoce el dato real de consumo específico de energía. A partir de este valor promedio y el gasto es posible determinar la cantidad de energía consumida en el periodo de tiempo de interés, ya sea: una hora, un día, un mes y un año. La PTAR Acapantzingo funciona 24 hr al día los 365 días del año, por lo que la demanda de energía es ininterrumpida. Se presentan las estimaciones de demanda promedio y consumo de energía en la planta a partir de los datos de precipitación, del gasto que maneja la PTAR Acapantzingo por temporada y el consumo específico de energía **Tabla 30**.

Tabla 30 Gasto, demanda y consumo de energía en la PTAR Acapantzingo por periodo de lluvias y estiaje. Fuente. Elaboración propia.

Meses	Gasto promedio (l/s)	Demanda promedio (kW)	Consumo promedio diario (kWh)
Mayo - septiembre	400	518	12 441
Octubre - abril	250	324	7 776

7.2. Criterio de generación de energía

De acuerdo con lo visto en la Sección 6, la generación de energía depende de la tarifa y los períodos en los que es más conveniente económicamente. En el caso de la PTAR Acapantzingo, la tarifa que le corresponde es Gran Demanda Media Tensión Horaria (GDMTH) debido a que se asigna a industrias que exceden los 100 kW.

La tarifa GDMTH se divide en 3 periodos de tiempo (base, intermedio y punta) en los cuales aplica tres distintos tipos de cargos respectivamente. El cargo más elevado corresponde a los periodos de punta, seguido por intermedio, el cargo más bajo es en el periodo base. Por lo tanto, la generación de energía de los sistemas de biogás e hidrógeno se debe realizar en el período punta e intermedio ya que es posible arrancarlos y generar energía a conveniencia, a diferencia del sistema fotovoltaico que sólo genera energía con radiación solar **Tabla 31**, el período de tiempo entre 00:00 a 07:00 no se considera la generación de electricidad, por lo que, la energía eléctrica que demanda la PTAR Acapantzingo será obtenida exclusivamente del SEN, este período corresponde al cargo base de la tarifa.

Tabla 31 Períodos de generación de energía por cada sistema. Fuente: Elaboración propia.

Sistema	Período de generación	Duración de generación
Fotovoltaico	07:00 – 18:00	11 hr
Biogás	18:00 – 00:00	6 hr
H ₂	18:00 – 00:00	6 hr

7.3. Dimensionamiento de los sistemas

El dimensionamiento de los sistemas: fotovoltaico, biogás e hidrógeno se realiza con los criterios vistos en el Capítulo 6.

7.3.1. Dimensionamiento sistema fotovoltaico

La cantidad de módulos fotovoltaicos propuesta para la PTAR Acapantzingo se obtienen de comparar la cantidad requerida para cubrir la demanda mayor de 518 kW y la cantidad de módulos que es posible colocar en el sitio.

Se considera que la ubicación de los módulos solares será sobre los reactores aerobios, con el objetivo de aprovechar esa superficie. Además, se cree que la estructura de los reactores es capaz de soportar el peso de los módulos. Sin embargo, es necesario realizar un diseño estructural que confirme esto. En el caso de la PTAR Acapantzingo las áreas disponibles y su superficie en metros cuadrados se muestran en la **Tabla 32** y **Figura 21**.

Tabla 32 Superficies disponibles para colocación de módulos solares. Fuente: Elaboración propia.

Nombre	Superficie disponible
Apv1	1 910 m ²
Apv2	1 913 m ²
Total	3 823 m ²

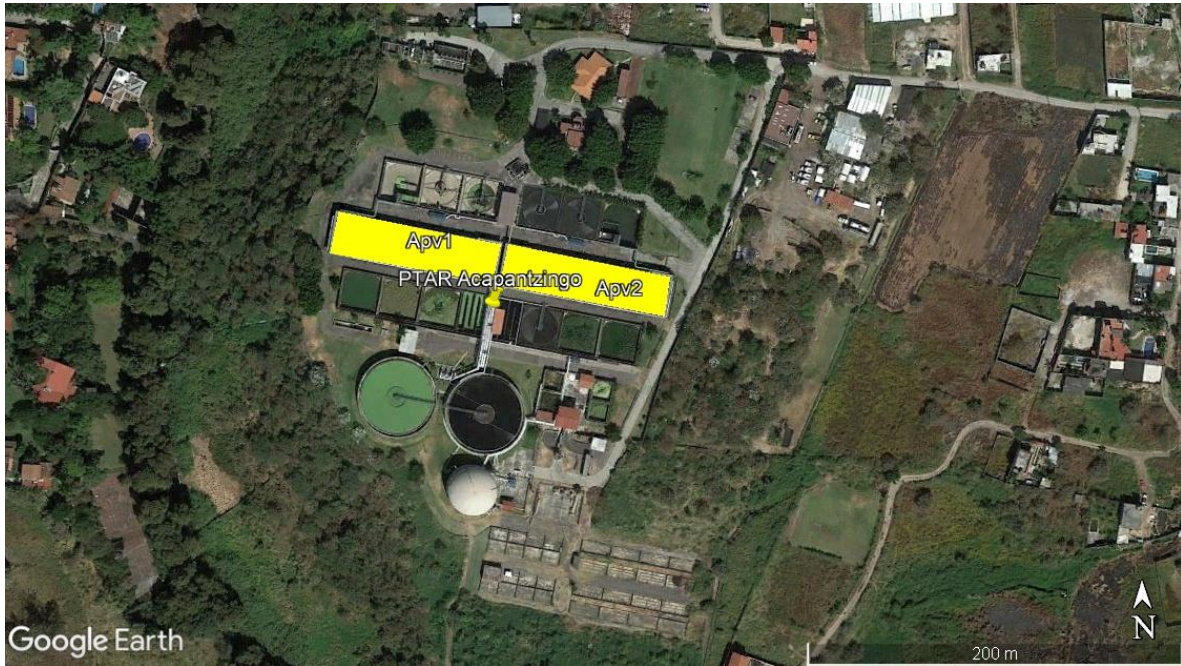


Figura 21 Superficies disponibles para colocación de módulos solares. Fuente: Elaboración propia con imágenes de Google Earth Pro®.

Para el cálculo de la cantidad de módulos requeridos para cubrir la demanda se eligió un módulo que entrega una cantidad de potencia pico alta (>500 W) con el objetivo de requerir una menor cantidad de módulos. En este caso el modelo seleccionado es: Módulo Monocristalino PERC, IUSASOL-PS-58CB 540W, **Tabla 33**.

Tabla 33 Características técnicas Módulo fotovoltaico IUSASOL-PS-58CB. Fuente: (IUSASOL, 2023).

Modelo	IUSASOL-PS-58CB
Fabricante	IUSASOL
Dimensión	2384x1096x35mm
Área	2.61m ²
Eficiencia	20.7%
Potencia Máxima NOCT	407W
Potencia Máxima Estándar	540W

Realizando el cálculo y comparando el resultado de la cantidad de módulos requeridos para cubrir la demanda y la que es posible colocar en el área disponible se obtiene que la cantidad de módulos está sujeta a la restricción de espacio y por lo tanto sólo es posible colocar **1 245 piezas**. Sin embargo, puede notarse que la diferencia entre cantidad de módulos que es posible colocar en el área disponible y la cantidad requerida para cubrir la demanda es pequeña, de 28 módulos. Así el sistema fotovoltaico tiene una capacidad instalada de 622 kW.

a) Cantidad de módulos requeridos para cubrir la demanda

$$N_{PV} = \frac{P_D}{P_{mod\ NOCT}} = \frac{518\ kW}{0.407\ kW} \approx 1\ 273 \quad Ec. 49$$

b) Cantidad de módulos posible colocar en área disponible

$$N_{PV} = \frac{A_d * f_d}{A_{mod}} = \frac{3\ 823\ m^2 * 85\%}{2.61\ m^2} \approx 1\ 245 \quad Ec. 50$$

7.3.2. Dimensionamiento del sistema de biogás

La selección de equipo, como se muestra en la Sección 6.1.1 se realiza con base en:

- La producción estimada de biogás al día.
- El período de tiempo en el que se planea consumir el biogás, por lo tanto, generar energía eléctrica
- Las características de los equipos comerciales como:
 - Potencia
 - Consumo de biogás

El valor de producción estimada se realizó de acuerdo con lo mostrado en la Sección **Error! Reference source not found..** Los datos iniciales utilizados son: Gasto, Sólidos Suspendidos Totales (SST), relación entre Sólidos Suspendidos Volátiles (SSV) y SST, tiempo de retención hidráulica y Factor de generación teórica de biogás. El principal resultado obtenido es la generación de biogás, **Tabla 34**. Con el valor de biogás producido se puede realizar un análisis y selección del equipo más apropiado entre un grupo de motogeneradores.

Tabla 34 Resultados obtenidos de la producción de biogás en la PTAR Acapantzingo. Fuente: Elaboración propia.

Parámetro	Unidades	Temporada de estiaje	Temporada de lluvias
		Datos iniciales	
Gasto	l/s	250.0	400.0
SST	mg/l	101.0	90.0
SSV/SST	%	0.75	0.70
THR	d	15.0	15.0
Fbio	m ³ N/kg _{SVdes}	1.0	1.0
% CH₄ en biogás	%	65.0	65.0
Resultados			
Msv	kg _{sv} /d	1 636.2	2 177.0
%Svdes	%	35.30	35.31
Msvdes	kg _{svdes} /d	577.71	768.8
Vbio	m ³ N/d	577.71	768.8
Vbio/año	m ³ N/año	210 864.26	280 595.61
Vbio/hr	m ³ N/hr	24.07	32.03

El número de equipos se determina a partir de la producción de biogás al día y la cantidad de biogás requerido por los equipos para funcionar durante un período de 6 horas. El consumo total se compara con la producción y se determina si sobra o hace falta biogás, con el objetivo de seleccionar el modelo y la cantidad que asegure no hará falta el combustible y se podrá generar energía durante el período de tiempo. Los resultados se muestran en la **Tabla 35** y **Tabla 36**. El resultado es la selección de 4 motogeneradores modelo agenitor 404 (at135-0), Fabricante 2G de 75 kW de potencia. Esto asegura que no hará falta biogás y lo que sobre será la cantidad mínima entre todas las propuestas de modelos. Así el sistema de biogás tiene una capacidad instalada de 300 kW. Además, se determinó que será necesario producir de 61 a 81 m³ de hidrógeno en temporada de estiaje y lluvias respectivamente.

Tabla 35 Consumo de biogás de motogeneradores. Fuente: Elaboración propia.

Modelo	Potencia (kW)	Consumo de biogás al 90% (m ³ /hr)	Tiempo de funcionamiento (hr)	Consumo de biogás 1 equipo (m ³)	Consumo de biogás 1 equipo al 90% (m ³)	10% H ₂ requerido (m ³)
agenitor 404 (bt135-0)	100.00	39.06	6.00	260.40	234.36	26.04
agenitor 404 (at135-0)	75.00	30.24	6.00	201.60	181.44	20.16
260 200 EUR	140.00	58.50	6.00	390.00	351.00	39.00
271 500 EUR	200.00	78.75	6.00	525.00	472.50	52.50

Tabla 36 Análisis de cantidad de equipos y su consumo de biogás. Fuente: Elaboración propia.

Modelo	agenitor 404 (bt135-0)	agenitor 404 (at135-0)	260 200 EUR	271 500 EUR
Temporada de estiaje				
Producción de biogás (m ³ /d)	577.7			
No. de Equipos	2	3	2	1
Consumo de biogás	468.72	544.32	702	472.5
Consumo de hidrógeno	52.08	60.48	78	52.5
Sobrante	108.99	33.39	-124.29	105.21
Temporada de lluvias				
Producción de biogás (m ³ /d)	768.86			
No. de Equipos	3	4	2	2
Consumo de biogás	703.08	725.76	702	945
Consumo de hidrógeno	78.12	80.64	78	105
Sobrante	65.78	43.1	66.86	-176.14

7.3.3. Dimensionamiento del sistema de hidrógeno

La cantidad de electrolizadores y celdas de combustible depende de la potencia entregada por el sistema PV. Utilizando el algoritmo mostrado en la Sección 6.3.1. se decidió seleccionar el electrolizador modelo HySTAT® - 30, **Tabla 12**. Para la selección de la celda de combustible se optó por el modelo FP-100iH, **Tabla 22**. Ambos equipos fueron seleccionados por ser los de menor capacidad entre el conjunto de equipos comerciales mostrados, conveniente para el tamaño del sistema fotovoltaico. El resultado obtenido muestra que no debe emplearse celdas de combustible en el sitio y la cantidad de electrolizadores necesario es uno. Además, se debe almacenar aproximadamente 61 m³ H₂ en temporada de estiaje y 81 m³ H₂ en temporada de lluvias, cantidades que pueden ser generadas en menos de 3 horas entre las 11:00 y 13:00 horas, durante la mayor generación del sistema fotovoltaico **Tabla 37**. Además, se puede apreciar que la cantidad de agua requerida es menor a 110 L al día, que puede ser satisfecho por el gasto de la planta (250 a 400 l/s), esta cantidad de agua debe mejorar su calidad para ser utilizada en un electrolizador como se menciona en la Sección 5.1.2, lo cual representa un consumo de energía eléctrica e inversión. Sin embargo, se despreciará la cantidad de energía consumida, debido a que se requiere tratar 0.11 m³/día y los datos obtenidos muestran que se puede considerar un consumo de energía eléctrica de 1.07 kWh/m³.

Tabla 37 Dimensionamiento del sistema de hidrógeno. Fuente: Elaboración propia.

Parámetro	Cantidad	Unidades
Cantidad de H ₂ requerido por el Sistema de biogás	80.64	m ³
	7.25	kg
Número de módulos fotovoltaicos	1,245.00	pza
Potencia entregada por un módulo fotovoltaico (NOCT)	0.41	kW
Potencia disponible del Sistema PV	506.72	kW
Características Electrolizador		
Modelo	HySTAT® - 30	
Producción de hidrógeno	30.00	m ³ /hr
Demanda del electrolizador	275.00	kW
Características Celda de combustible		
Modelo Celda de combustible	FP-100iH	
Potencia	100	kW
Demanda de hidrógeno	74.00	m ³ /hr
Resultados		
Cantidad de Celdas de combustible	0.00	pza
Cantidad de electrolizadores	1.00	pza
Hidrógeno almacenado	7.28	kg H ₂
Agua requerida*	109	L
Tiempo de uso de electrolizadores	2.7	hr
Horario de uso de electrolizadores	11:00 – 13:00	S/U
Potencia requerida por el Sistema de hidrógeno	275.00	kW

S/U: Sin unidades o adimensional

*Cantidad estimada considerando un consumo de agua de 15 L/kg H₂

8. Resultados

Los parámetros mostrados se centran en la generación de energía en la planta y la disminución del consumo de electricidad del Sistema Eléctrico Nacional. Además, se estimó la disminución de emisión de gases de efecto invernadero y finalmente, el ahorro económico en la tarifa por consumo de energía eléctrica y los valores de los indicadores económicos para la evaluación del proyecto.

8.1. Generación y consumo de energía

La cantidad de energía generada por cada sistema y en su conjunto se estima con lo visto en el **Capítulo 6**. El cálculo comienza con la estimación de la radiación solar incidente en un plano inclinado (19°) en el sitio, **Figura 22**. Posteriormente se puede estimar la generación de energía eléctrica del conjunto de módulos solares que componen el sistema fotovoltaico por mes. Esta cantidad varía a lo largo del año, siendo mayor en el mes de marzo y menor de junio a septiembre.

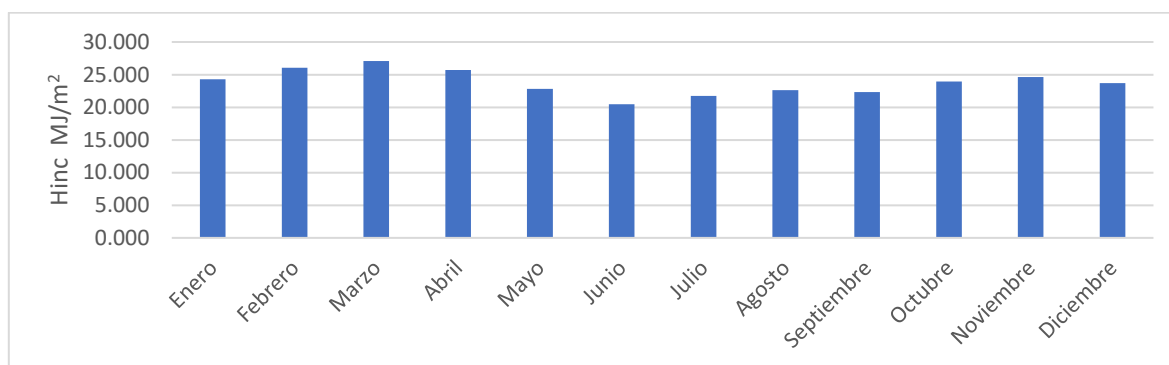


Figura 22 Radiación promedio diaria por día promedio de cada mes. Fuente: Elaboración propia.

La generación de energía *in situ* comienza a las 7:00 hrs con el Sistema fotovoltaico con un valor variable llegando a su máximo entre las 11:00 y 14:00 hrs y terminando a las 18:00 hrs. A partir de ese momento y hasta las 24:00 hrs la energía es generada con un valor constante por el sistema de biogás que emplea una mezcla de biogás e hidrógeno como combustible, **Figura 23**. Puede observarse que en junio la generación de energía es menor en todo momento al consumo de energía, por lo que no existen excedente en la generación *in situ*. Contrario a esto, en los meses de octubre a abril, se tiene que la generación excede al consumo, llegando a tener un excedente máximo de 251 kW en marzo alrededor de la 10:00 am. Este excedente en la potencia de generación presenta entre 500 a 780 kWh que pueden aprovecharse entre las 8:00 am y las 3:00 pm, esto se muestra en la **Figura 24**. Finalmente, la cantidad de energía excedente al mes fluctúa entre 17 a 22 MWh y 136 MWh al año **Figura 25**. La energía eléctrica excedente puede aprovecharse en otros sitios cercanos a la planta que lo requieran³⁴ inyectando la energía a la red.

³⁴ Debido a que la potencia no excede 500 kW se puede considerar como un caso de generación distribuida, en el que la energía excedente sea aprovechada en sitios cercanos a la planta. Sin embargo, son muchos los

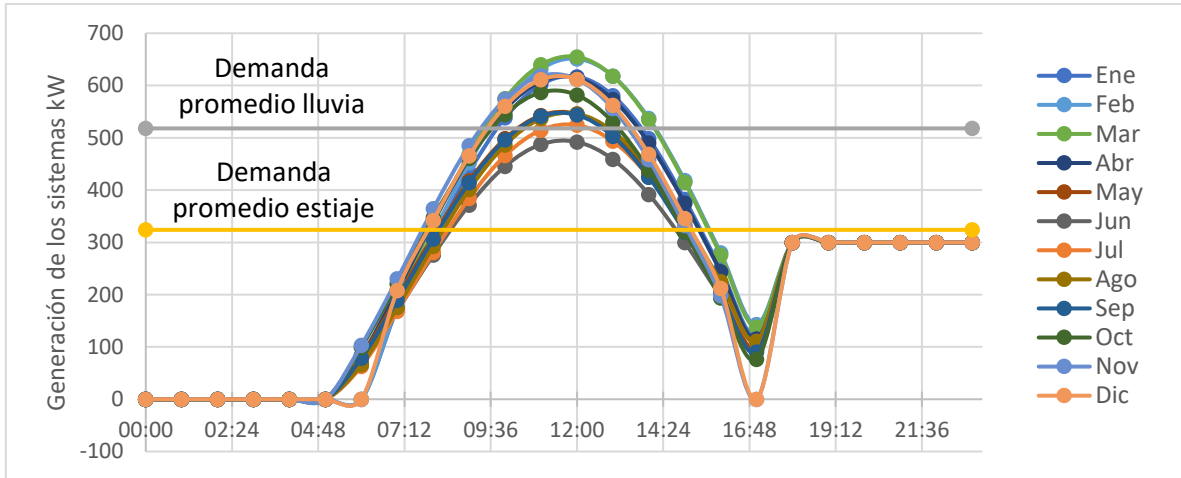


Figura 23 Generación y consumo de energía en kW por día promedio de cada mes. Fuente: Elaboración propia.

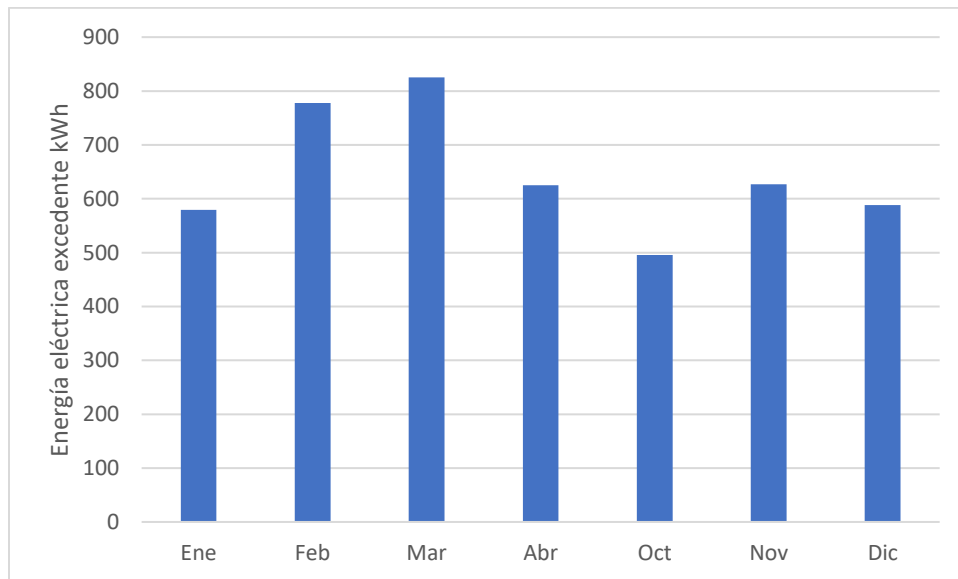


Figura 24 Energía eléctrica excedente por día promedio correspondientes a la temporada de estiaje en PTAR Acapantzingo. Fuente: Elaboración propia.

aspectos a cubrir, como el período de tiempo limitado para aprovechar esa energía, los aspectos relacionados a la interconexión y la normativa que se debe de cumplir ante la CRE para cumplir en el esquema de generación distribuida.

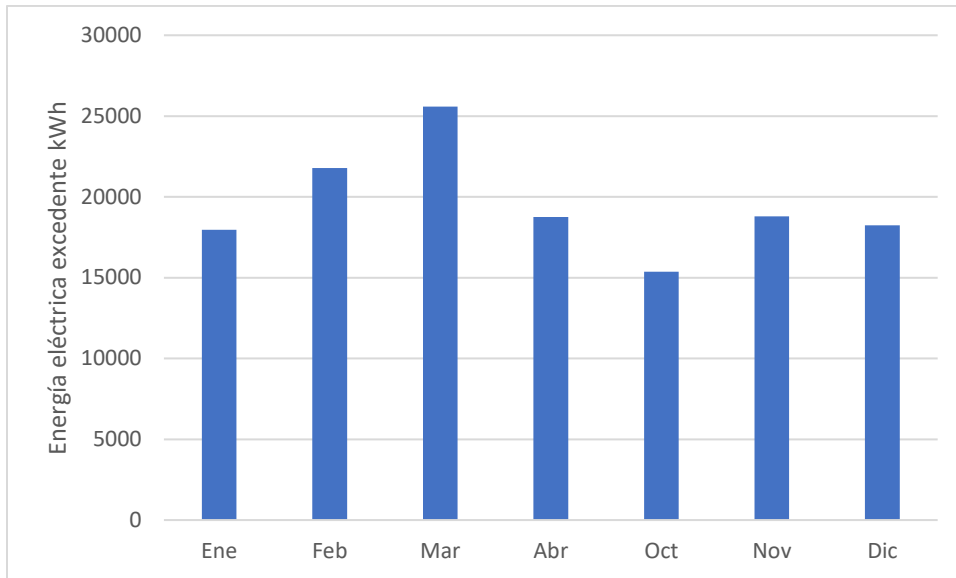


Figura 25 Energía eléctrica excedente al mes correspondientes a la temporada de estiaje en PTAR Acapantzingo. Fuente: Elaboración propia.

La mayor cantidad de energía generada cada mes in situ corresponde al sistema fotovoltaico, este sistema aporta en promedio 132 MWh, entre el 68 al 73% de la energía generada, seguido de la combinación del sistema de biogás e hidrógeno que aporta en promedio 50 MWh entre el 27 al 32% de la energía **Figura 26** y **Figura 27**. Los resultados muestran que al aplicar los sistemas de aprovechamiento de energías renovables se obtiene una disminución del consumo de energía del SEN que es mayor en los meses de octubre a abril, alcanzando hasta un 65% de disminución en el mes de abril (de 233 a 82 MWh/mes) y un mínimo de disminución de 38% en el mes de julio (de 385 a 238 MWh/mes) **Figura 28** y **Figura 29**.

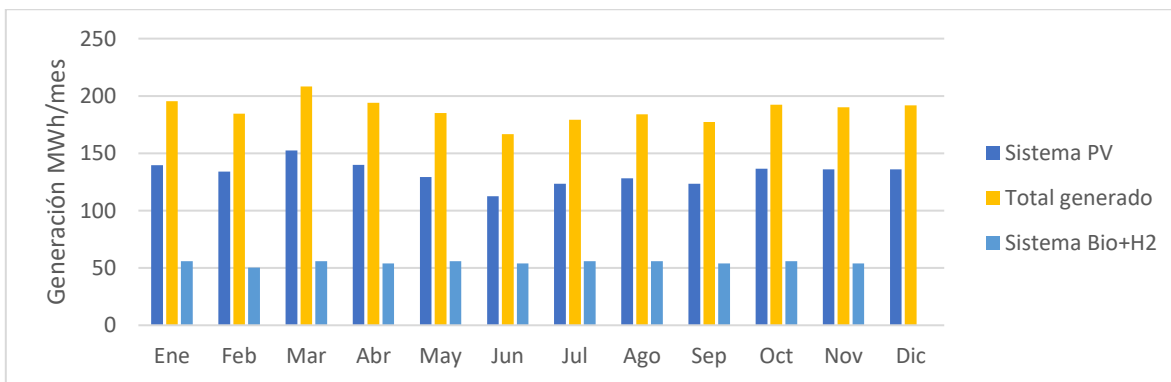


Figura 26 Generación mensual de energía por sistema in situ. Fuente: Elaboración propia.

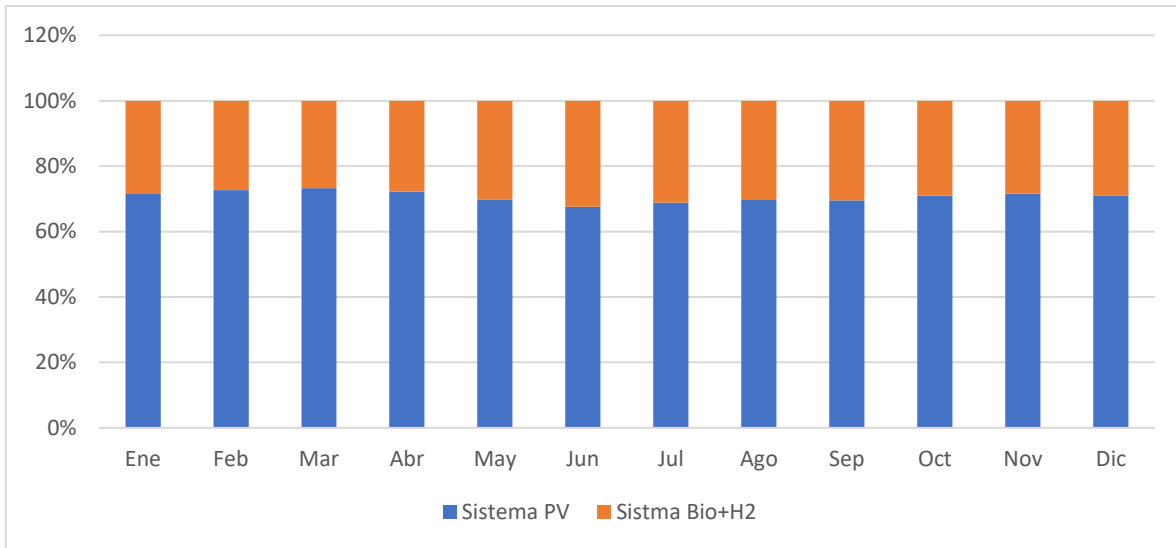


Figura 27 Porcentaje de aportación a la generación mensual por cada sistema. Fuente: Elaboración propia.

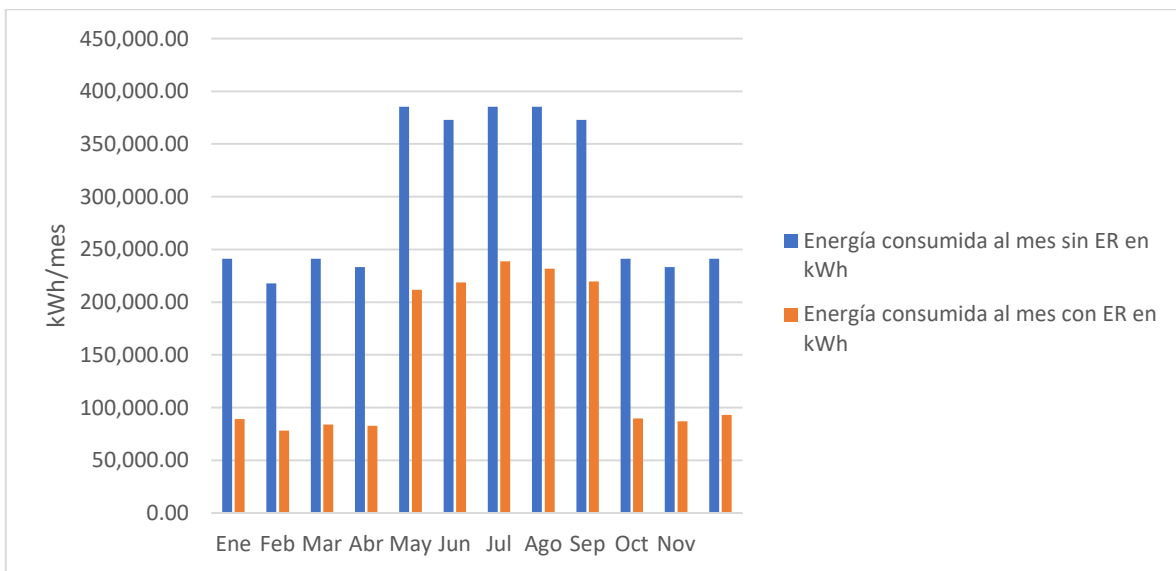


Figura 28 Comparación de consumo de energía de la red para los casos propuestos. Fuente: Elaboración propia.

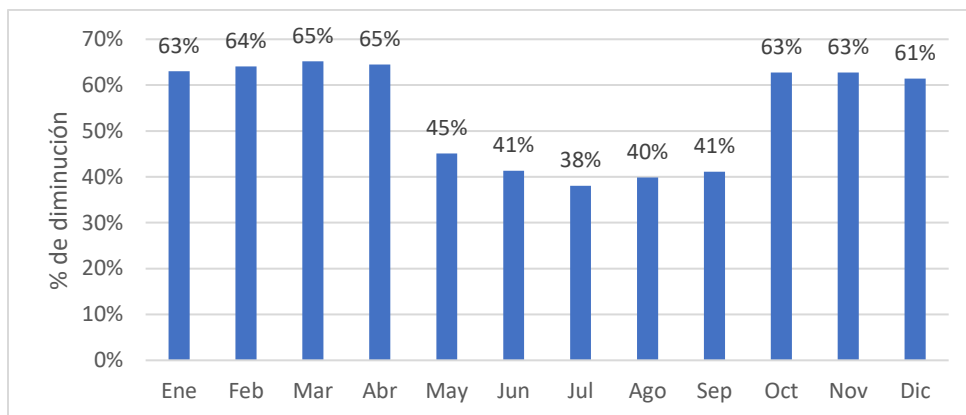


Figura 29 Porcentaje de disminución de consumo de energía de la Red. Fuente: Elaboración propia.

A partir de la cantidad de energía generada por la combinación del sistema de biogás e hidrógeno se puede estimar la cantidad de energía eléctrica que puede ser recuperada por cada metro cúbico de agua tratado. Pues esta energía proviene de la biomasa recuperada y que cambia con la temporada de estiaje y lluvias, los resultados se muestran en la **Tabla 38**.

Tabla 38 Recuperación de energía de aguas residuales, caso PTAR Acapantzingo. Fuente: Elaboración propia.

Parámetro	Estiaje	Lluvias
Volumen de biogás producido	577.71 m ³ N/d	768.80 m ³ N/d
Energía recuperada*	0.064 kWh/m ³	0.054 kWh/m ³
Energía cubierta**	17%	15%

*Este parámetro representa la relación entre la cantidad de energía eléctrica que es posible producir cada día con el volumen de biogás producido, considerando como poder calorífico del biogás igual a 6.5 kWh/m³N y una eficiencia de generación de electricidad de los motogeneradores del 38%.

**Este parámetro se refiere al porcentaje que representa la energía recuperada respecto a la energía que se invierte en el tratamiento de agua, en este caso 0.36 kWh/m³

8.2. Emisión de gases de efecto invernadero

Los resultados del cálculo de las emisiones de gases de efecto invernadero para los dos escenarios propuestos muestran que hay una disminución de 1 607 a 851 tCO₂e al año, esto representa un 47% de disminución en las emisiones comparando los escenarios propuestos, **Figura 30**. Las estimaciones se realizaron de acuerdo con lo mostrado en la **Sección 6.5**.

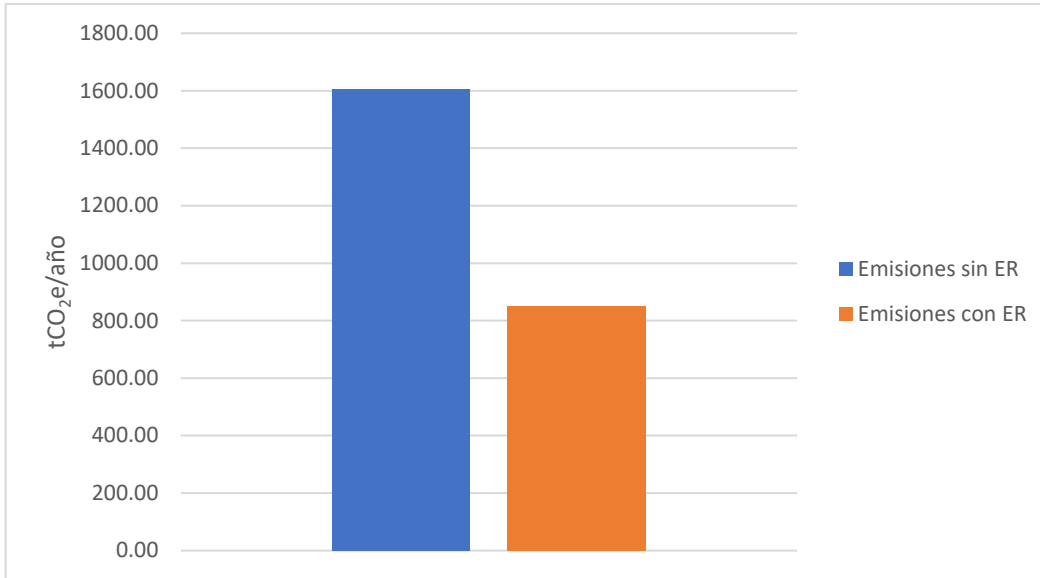


Figura 30 Resultados de Emisiones de gases de efecto invernadero para los casos propuestos. Fuente: Elaboración propia.

8.3. Indicadores financieros obtenidos

La estimación de costos y por consiguiente de los indicadores financieros resultantes que requieren de esta información tienen un nivel de definición Clase 5, debido a que se estimaron a partir de información general publicada por instituciones como IRENA (datos de costos en las Secciones 6.1.3, 6.2.3 y 6.3.3) y tienen el nivel de detalle de estudios iniciales de viabilidad. Además, el cálculo de los indicadores financieros, en este caso, se realizó a partir de moneda constante, esto quiere decir que los montos estimados y empleados para los cálculos son el resultado de anular los efectos de la inflación a lo largo del período de tiempo de vida de los sistemas, por lo que estos montos son constantes en el tiempo. La moneda utilizada es el peso mexicano (MXN) y el período cero o de referencia se tomó como el 24 de diciembre de 2022 (1USD - 19.34 MXN)³⁵.

Uno de los indicadores financieros obtenidos es el Valor Presente Neto, este valor se obtiene a partir del costo de capital o el monto total de inversión y de los flujos de efectivo cada año, los cuales se estiman a partir de los costos de operación y mantenimiento de los sistemas, así como del ahorro en la tarifa eléctrica estimada, debido a la disminución del pago de tarifa de energía eléctrica del SEN. En la **Figura 31** y **Figura 32** se muestra información sobre el costo de inversión:

- El costo de capital se estimó aproximadamente en \$26,314,000.00 para 2022 en MXN.
- La inversión para el sistema de biogás (\$14,720,000.00 para 2022 en MXN) es el mayor con un 55% respecto al costo de capital.
- El costo de inversión del hidrógeno es el menor con un 10% (\$2,780,000.00 para 2022 en MXN).

Así mismo, las estimaciones de costos de operación y mantenimiento por año muestran:

³⁵ Tipo de cambio obtenido de Google Finance <https://www.google.com/finance/?hl=es>

- El monto anual total por operación y mantenimiento de los sistemas se estimó en \$1,163,000.00 para 2022 en MXN.
- El monto anual total por operación y mantenimiento para el sistema de biogás es el mayor con un 63% del total.
- El monto anual total por operación y mantenimiento para el sistema de hidrógeno es 24% respecto al total.
- El monto anual total por operación y mantenimiento para el sistema fotovoltaico es 13%.

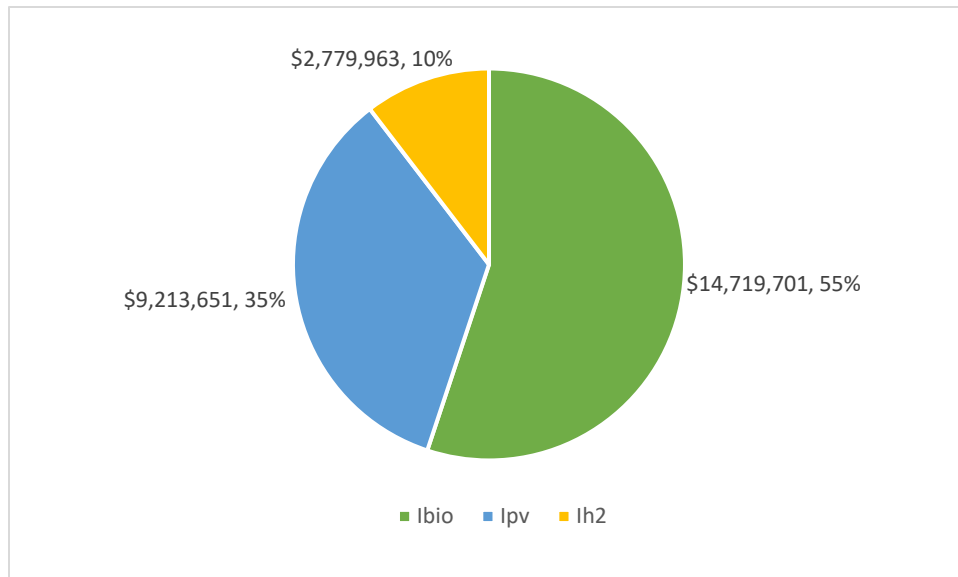


Figura 31 Distribución de costos de capital por sistema propuesto. Fuente: Elaboración propia.

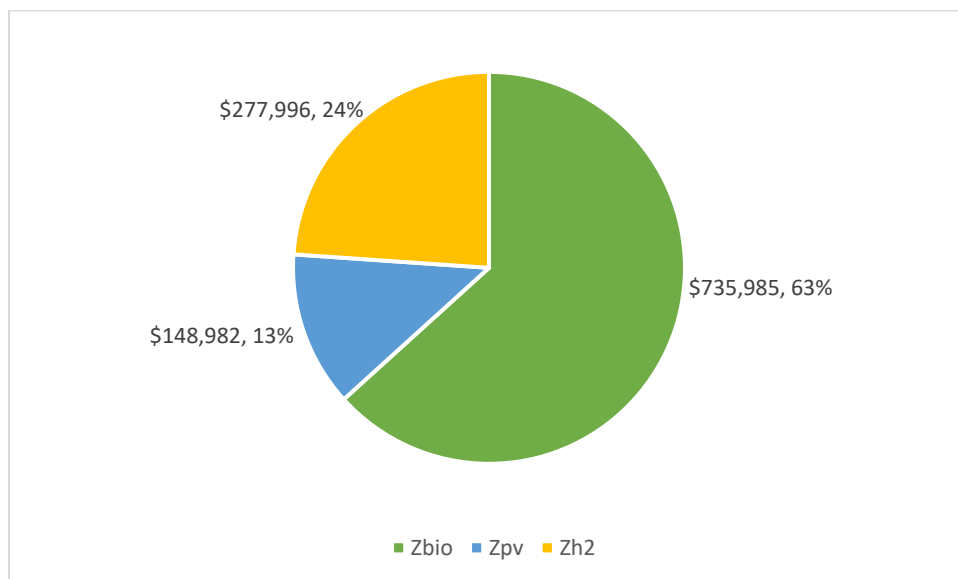


Figura 32 Costos de operación y mantenimiento anuales por sistema propuesto. Fuente: Elaboración propia.

El cálculo del pago de la tarifa eléctrica con las condiciones estimadas de consumo de energía vistas en la **Sección 7.1 Tabla 30** se compararon con el pago de la tarifa eléctrica al obtener una disminución en el consumo de electricidad. Los montos mensuales y el total anual se muestran en la **Tabla 39**. Se puede notar que se alcanza hasta un 72% de ahorro en el costo de la tarifa del mes de marzo y un total de 55% anual. El monto de la tarifa de energía eléctrica se estimó realizando el cálculo desglosado de acuerdo con los cargos para una tarifa GDMTH, obteniendo y sumando el cargo:

- Fijo
- Energía
- Capacidad
- Distribución
- Bonificación o recargo por factor de potencia
- IVA

Los flujos de dinero estimados son el resultado del costo de la tarifa eléctrica anual y los costos de operación y mantenimiento anuales de los sistemas de aprovechamiento a lo largo del período de vida del proyecto de 25 años **Tabla 40**. Se estimó que cada año se puede obtener un ahorro de \$3,718,506.60 2022MXN en el pago de la tarifa de energía eléctrica.

Tabla 39 Monto por costo de tarifa de energía eléctrica estimadas Fuente: Elaboración propia.

Mes	Tarifa con ER	Tarifa sin ER	% Reducción
Enero	\$173,870.66	\$578,211.36	70%
Febrero	\$154,239.42	\$547,352.15	72%
Marzo	\$163,891.54	\$584,953.58	72%
Abril	\$164,885.68	\$577,815.09	71%
Mayo	\$530,753.35	\$965,948.02	45%
Junio	\$539,954.66	\$922,698.89	41%
Julio	\$580,548.23	\$957,707.07	39%
Agosto	\$573,749.80	\$967,712.20	41%
Septiembre	\$556,423.95	\$950,371.93	41%
Octubre	\$183,139.71	\$606,616.36	70%
Noviembre	\$178,638.23	\$602,147.59	70%
Diciembre	\$191,513.75	\$611,544.32	69%
Total	\$3,991,608.97	\$ 8,873,078.57	55%

Los montos están expresados en moneda nacional del año 2022 (2022MXN).

ER: Aplicación de sistemas de aprovechamiento de energías renovables.

La tasa de interés utilizada para realizar el cálculo de indicadores es la Tasa de interés Interbancaria de Equilibrio (TIIE) para el mes de diciembre de 2022 (10.76%). Para obtener la Tasa Mínima de Retorno (TREMA), se consideró sumar 5% a la Tasa de referencia obteniendo así una TREMA de 15.76%. Finalmente se obtuvo la tasa real de 7.36%³⁶ (necesaria para realizar los cálculos con

³⁶ La tasa real se obtiene con la relación de Fisher $r = (R - f)/(1 + f)$, donde: r - tasa real, R - tasa, f - inflación.

moneda constante). Los resultados de los indicadores financieros obtenidos muestran que el proyecto es beneficioso económicamente. Pues se obtiene un VPN del ahorro de más de \$15,000,000 2022MXN, la relación costo-beneficio es mayor a 1 y se estimó un costo nivelado de la energía igual a 0.70 \$/kWh, monto menor a los cargos por energía de la tarifa eléctrica **Tabla 41**.

Tabla 40 Flujos de efectivo estimados de los casos propuestos. Fuente: Elaboración propia.

Flujos por el pago de energía eléctrica			
Año	Sin ER	Con ER	Ahorro
0	\$0.00	-\$26,713,314.68	-\$26,713,314.68
1	-\$8,873,078.57	-\$5,154,571.97	\$3,718,506.60
2	-\$8,873,078.57	-\$5,154,571.97	\$3,718,506.60
3	-\$8,873,078.57	-\$5,154,571.97	\$3,718,506.60
4	-\$8,873,078.57	-\$5,154,571.97	\$3,718,506.60
5	-\$8,873,078.57	-\$5,154,571.97	\$3,718,506.60
6	-\$8,873,078.57	-\$5,154,571.97	\$3,718,506.60
7	-\$8,873,078.57	-\$5,154,571.97	\$3,718,506.60
8	-\$8,873,078.57	-\$5,154,571.97	\$3,718,506.60
9	-\$8,873,078.57	-\$5,154,571.97	\$3,718,506.60
10	-\$8,873,078.57	-\$5,154,571.97	\$3,718,506.60
11	-\$8,873,078.57	-\$5,154,571.97	\$3,718,506.60
12	-\$8,873,078.57	-\$5,154,571.97	\$3,718,506.60
13	-\$8,873,078.57	-\$5,154,571.97	\$3,718,506.60
14	-\$8,873,078.57	-\$5,154,571.97	\$3,718,506.60
15	-\$8,873,078.57	-\$5,154,571.97	\$3,718,506.60
16	-\$8,873,078.57	-\$5,154,571.97	\$3,718,506.60
17	-\$8,873,078.57	-\$5,154,571.97	\$3,718,506.60
18	-\$8,873,078.57	-\$5,154,571.97	\$3,718,506.60
19	-\$8,873,078.57	-\$5,154,571.97	\$3,718,506.60
20	-\$8,873,078.57	-\$5,154,571.97	\$3,718,506.60
21	-\$8,873,078.57	-\$5,154,571.97	\$3,718,506.60
22	-\$8,873,078.57	-\$5,154,571.97	\$3,718,506.60
23	-\$8,873,078.57	-\$5,154,571.97	\$3,718,506.60
24	-\$8,873,078.57	-\$5,154,571.97	\$3,718,506.60
25	-\$8,873,078.57	-\$5,154,571.97	\$3,718,506.60

ER: Se refiere a la implementación de sistemas para el aprovechamiento de energías renovables.

Los flujos negativos representan los montos para pago de la tarifa de energía eléctrica, los flujos positivos representan los montos de ahorro.

Tabla 41 Datos y resultados obtenidos de la estimación de los indicadores financieros. Fuente: Elaboración propia.

Datos	
Costos O&M ER	\$1,162,963.00
Tarifa anual sin ER	\$8,873,078.57
Tarifa anual con ER	\$3,991,608.97
Inversión total	\$26,713,314.68
TIIE dic 2022	10.76%
TREMA	15.76%
Tasa real i	7.36%
Resultados	
VPN ahorro (2022MXN)	\$15,235,476.61
TIR (%)	13.31%
PRI (años)	7.2
RCB	1.38
LCOE (\$/kWh)	0.70

9. Conclusiones

Las principales fuentes de energías renovables que pueden aprovecharse en plantas de tratamiento de agua residual son la biomasa contenida en el agua residual y la energía solar fotovoltaica. Por un lado, la biomasa que se recolecta en forma de lodos residuales puede ser procesada y obtener biogás, combustible que puede ser utilizado para generar energía eléctrica en el período con el mayor cargo por consumo de energía eléctrica. Por otro lado, la radiación solar puede aprovecharse, en mayor o menor medida, en todo el país, los sistemas fotovoltaicos están reduciendo sus costos y son los de mayor crecimiento en el esquema de generación distribuida. Además, es posible producir hidrógeno verde que puede ser empleado en la generación de energía eléctrica, ya sea en celdas de combustible o en una mezcla con biogás.

Los parámetros que influyeron en la generación de energía en el caso de estudio fueron: el gasto, los meses de lluvia, la producción de biogás, el área disponible para la instalación de los sistemas y la radiación incidente en el sitio, haciendo que la energía generada aumente o disminuya, en consecuencia, la independencia energética de las PTAR fluctúa a lo largo del año, así como el ahorro en la tarifa de energía eléctrica, como se muestra en los resultados del caso de estudio, donde en temporada de estiaje (que corresponde a la temporada con el menor gasto) la energía generada estimada fue mayor al consumo, por lo que, esta energía de sobra podría inyectarse al SEN en un esquema de generación distribuida. La variación del gasto en relación con la temporada de lluvia se debe a que el drenaje que alimenta a la PTAR Acapantzingo transporta una combinación de aguas residuales y pluviales. De tenerse un drenaje separado, podría disminuirse las variaciones del gasto que se presentan con las temporadas de lluvia y estiaje, obteniendo un mayor ahorro en la tarifa, debido a que no habría un aumento de consumo de energía causado por el incremento del gasto que se presenta en temporada de lluvias.

La producción de hidrógeno verde en PTAR es conveniente debido a que puede aprovecharse la energía proveniente del sistema fotovoltaico y el agua tratada para la electrólisis, esto último ayuda a evitar el incremento del consumo de otras fuentes de agua. Sin embargo, es necesario mejorar la calidad del agua tratada disminuyendo la turbiedad y los sólidos disueltos totales para evitar fallas en el funcionamiento de los electrolizadores, se recomienda que la conductividad del agua utilizada en un electrolizador sea menor a $5 \mu\text{S}/\text{cm}$, esto se puede lograr con un tratamiento con membranas de ultrafiltración. Asimismo, el dimensionamiento del sistema de hidrógeno depende en gran medida de la potencia entregada por el sistema fotovoltaico y el período de tiempo que este sistema provee energía, ya que una celda de combustible requiere de un volumen de hidrógeno y un mayor consumo de energía del sistema fotovoltaico. En el caso de estudio resultó no conveniente el uso de celdas de combustible, debido a que la demanda de energía para la producción de H_2 excedía la potencia entregada por el sistema fotovoltaico proyectado. No obstante, en el caso estudiado, se pudo cubrir la demanda de energía para la producción de hidrógeno de la mezcla con biogás.

En el caso de estudio los principales resultados indican que de aprovecharse las energías renovables y producir hidrógeno en la planta se obtendría: una reducción del 54% del consumo de energía eléctrica promedio al mes, una reducción del 47% de emisiones de gases de efecto invernadero (promedio anual), un ahorro de 4.8 MDP³⁷ del costo anual de la energía eléctrica y un costo nivelado menor que el costo de la energía eléctrica proveniente del SEN. Estos resultados confirman la hipótesis de que las PTAR pueden satisfacer su consumo de energía, obtener un ahorro económico y disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero indirectas. Por lo tanto, las PTAR tienen el potencial de transformarse en instalaciones de recuperación de agua y energía aplicando sistemas de aprovechamiento de energías renovables. Lo cual, ayuda a cumplir con las metas del desarrollo sostenible respecto a agua, energía y cambio climático.

Incrementar la generación con energías renovables y promover la economía circular en PTAR son acciones que contribuyen a cumplir con los objetivos que se establecieron en el Programa Sectorial de Medio Ambiente y Recursos Naturales 2020-2024 y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero establecido en los objetivos de Programa Especial de Cambio Climático 2021-2024. Asimismo, los resultados del caso de estudio pueden ser tomados para fomentar la inversión en energías renovables tanto pública como privada como se indica en la Ley General de Cambio Climático.

Aunque los resultados del caso de estudio demostraron la hipótesis planteada, es recomendable aplicar el escenario propuesto y los modelos de gestión y simulación en más PTAR, se observó que las zonas más convenientes para la aplicación de sistemas de aprovechamiento de energía renovables son el norte, altiplano, zona metropolitana de la Ciudad de México y península de baja california, se aconseja estudiar con mayor detalle las plantas de estas zonas, debido a que son las regiones con mayor potencial en el país para el aprovechamiento de energía solar fotovoltaica y donde en un futuro habrá más escasez de agua y presión hídrica. Además, esto también es conveniente para la creación de más PTAR y aumentar el tratamiento de aguas residuales en el país.

Finalmente, es atractivo para una PTAR emplear la mejora biológica del biogás y así incrementar la concentración de metano, especialmente donde se produce biogás e hidrógeno a la par. Sin embargo, esta tecnología aún está en etapa de investigación a escala laboratorio, por lo que, se recomienda su desarrollo para realizar la mejora de calidad del biogás a mayor escala.

³⁷ Millones de pesos (MDP)

10. Referencias

- Amez, I., Castells, B., Llamas, B., Bolonio, D., García-Martínez, M. J., Lorenzo, J. L., . . . Ortega, M. F. (2021). Experimental Study of Biogas–Hydrogen Mixtures Combustion in Conventional Natural Gas Systems. *Applied Sciences*, *11*(6513). doi:<https://doi.org/10.3390/app11146513>
- Marner, S. T., Schröter, D., & Jardin, N. (2016). Towards energy neutrality by optimising the activated sludge process of the WWTP Bochum-Ölbachtal. *Water Sci Technol*, *73.12*, 3057–3063. Recuperado el 30 de Septiembre de 2022, de <https://doi.org/10.2166/wst.2016.142>
- Vaccari, M., Foladori, P., Nembrini, S., & Vitali, F. (2018). Benchmarking of energy consumption in municipal wastewater treatment plants – a survey of over 200 plants in Italy. *Water Science & Technology*(77.9). doi:10.2166/wst.2018.035
- 2G. (2023). *What are the main features of the agenitor?* Obtenido de agenitor: <https://2-g.com/en/products/agenitor>
- Abe, J., Popoola, A., Ajenifuja, E., & Popoola, O. (2019). Hydrogen energy, economy and storage: Review and recommendation. *International Journal of Hydrogen Energy*, *44*, 15072-15086. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.04.068>.
- AGRICULTURA. (12 de Noviembre de 2019). *Biomasa, creación ecológica de energía*. Recuperado el 08 de Marzo de 2022, de Secretaría de Agricultura y Desarrollo Rural: <https://www.gob.mx/agricultura/articulos/biomasa-creacion-ecologica-de-energia>
- Aguas de Valladolid. (31 de Julio de 2014). *El ciclo urbano del agua*. Recuperado el 26 de Marzo de 2022, de Interempresas: <https://www.interempresas.net/Agua/Articulos/126290-El-ciclo-urbano-del-agua.html>
- Ahmed, S., Mofijur, M., Tarannum, K., & al., e. (2021). Biogas upgrading, economy and utilization: a review. *Environ Chem Lett*, *19*, 4137–4164. doi:<https://doi.org/10.1007/s10311-021-01292-x>
- Amran, U. I., Ahmad, A., & Othman, M. R. (2017). Life Cycle Assessment of Simulated Hydrogen Production by Methane Steam Reforming. *Australian Journal of Basic and Applied Sciences*, 43-50. Recuperado el 30 de Diciembre de 2022, de https://www.researchgate.net/publication/316889324_Life_Cycle_Assessment_of_Simulated_Hydrogen_Production_by_Methane_Steam_Reforming
- Ansaldo Energia. (2022). *AE-T100 - The modular value*. Recuperado el 08 de Febrero de 2023, de Ansaldo Energia S.p.A.: <https://www.ansaldoenergia.com/offering/equipment/turbomachinery/microturbines/ae-t-100>
- APCUK. (Marzo de 2022). *Reducing the cost of fuel cells: how can it be done?* Obtenido de Advance Propulsion Centre UK: <http://www.apcuk.co.uk/wp-content/uploads/2022/07/Reducing-the-cost-of-fuel-cells-how-can-it-be-done-report.pdf>

- Aurelia. (2020). *Aurelia® A400 Turbine*. Recuperado el 08 de Febrero de 2023, de Aurelia Turbines Oy: <https://aureliaturbines.com/products>
- Aziz, M., Darmawan, A., & Juangsa, F. B. (2021). Hydrogen production from biomasses and wastes: A technological review. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46, 33756-33781. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.07.189>.
- AZo Cleantech. (31 de Enero de 2023). *Alkaline Hydrogen Generators: 103 to 4,000 Nm³/h*. Obtenido de AZo Cleantech Hydrogen Equipment: <https://www.azocleantech.com/equipment-details.aspx?EquipID=170>
- B@UNAM. (2022). *El agua como disolvente*. Recuperado el 17 de Mayo de 2022, de Coordinación de Universidad Abierta, Innovación Educativa y Educación a Distancia de la UNAM: http://uapas2.bunam.unam.mx/ciencias/agua_disolvente/
- Bai, H., Lin, Y., Qu, H., Zhang, J., Zheng, X., & Tang, Y. (2020). Technical and Economic Evaluation of WWTP Renovation Based on Applying Ultrafiltration Membrane. *Membranes*(8). doi:<https://doi.org/10.3390/membranes10080180>
- Barakat, S., Ibrahim, H., & Elbaset, A. A. (2020). Multi-objective optimization of grid-connected PV-wind hybrid system considering reliability, cost, and environmental aspects. *Sustainable Cities and Society*, 60. doi:<https://doi.org/10.1016/j.scs.2020.102178>
- BayoTech. (2022). *H2-1000 Hydrogen Generation System*. Obtenido de Hydrogen Production Systems: <https://bayotech.us/hydrogen-production/>
- Beith, R. (2011). Small combined heat and power (CHP) systems for commercial buildings and institutions. En R. Boukhanouf, & R. Beith (Ed.), *Small and Micro Combined Heat and Power (CHP) Systems* (págs. 365-394). Woodhead Publishing. doi:<https://doi.org/10.1533/9780857092755.3.365>
- Bello, J. (30 de Enero de 2016). *PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES ATOTONILCO MÉXICO*. Recuperado el 03 de Octubre de 2022, de Zofnass Program for Sustainable Infrastructure, Graduate School of Design, Harvard University: https://research.gsd.harvard.edu/zofnass/files/2016/08/05_Atotonico_SP_FinalDocument.pdf
- Benaissa, S., Adouane, B., Ali, S. M., Rashwan, S. S., & Aouachria, Z. (2022). Investigation on combustion characteristics and emissions of biogas/hydrogen blends in gas turbine combustors. *Thermal Science and Engineering Progress*, 27. doi:<https://doi.org/10.1016/j.tsep.2021.101178>.
- Benghanem, M., Mellit, A., Almohamadi, H., Haddad, S., Chettibi, N., Alanazi, A., . . . Alzahrani, A. (2023). Hydrogen Production Methods Based on Solar and Wind Energy: A Review. *Energies*. doi:<http://dx.doi.org/10.3390/en16020757>
- Capstone. (2023). *Capstone Microturbines*. Recuperado el 08 de Febrero de 2023, de Capstone Green Energy Corporation: <https://www.capstonegreenenergy.com/products/energy-generation-technologies/capstone-microturbines/c1000s>

- Castillo Jiménez, V. (2020). *Diagnóstico energético de un sistema de tratamiento de agua residual*. Ciudad de México: UNAM. Recuperado el 30 de Septiembre de 2022
- ccpy. (2022). *GASES DE EFECTO INVERNADERO*. Recuperado el 18 de Abril de 2022, de Gobiernos de los estados de Yucatán, Campeche y Quintana Roo: <http://www.ccpy.gob.mx/cambio-climatico/gases-efecto-invernadero.php>
- CEA Jalisco. (Noviembre de 2004). *Manifestación de impacto ambiental modalidad particular proyectos hidráulicos para el proyecto: PTAR Agua Prieta*. Recuperado el 03 de Octubre de 2022, de Sistema Nacional de Trámites SEMARNAT: <http://sinat.semarnat.gob.mx/dgiraDocs/documentos/jal/estudios/2004/14JA2004H0010.pdf>
- CEA Jalisco. (Enero de 2012). *PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES AGUA PRIETA*. Recuperado el 03 de Octubre de 2022, de Info CEA Jalisco: http://info.ceajalisco.gob.mx/notas/documentos/ptar_agua_prieta_enero_2012.pdf
- Cengel, Y. A., Boles, M. A., & Kanoglu, M. (2019). *Termodinámica* (Novena ed.). Ciudad de México: McGraw-Hill Education. Recuperado el 10 de Febrero de 2023
- CONACYT. (2022). *Capacidad y generación*. Obtenido de PLANEAS: <https://energia.conacyt.mx/planeas/electricidad/generacion>
- CONAGUA. (Octubre de 2018). *Estadísticas del Agua en México, edición 2018*. Recuperado el 25 de Junio de 2022, de Comisión Nacional del Agua: https://sina.conagua.gob.mx/publicaciones/EAM_2018.pdf
- CONAGUA. (2 de Enero de 2019a). *Aplicación de Fuentes de Energía Renovable en Plantas de Tratamiento de Aguas Residuales Municipales*. Recuperado el 30 de Agosto de 2022, de Biblioteca Digital de MAPAS: <https://www.gob.mx/conagua/documentos/biblioteca-digital-de-mapas>
- CONAGUA. (9 de Octubre de 2019b). *Instrumentos de Gestión del Agua*. Recuperado el 22 de Marzo de 2022, de Comisión Nacional del Agua: <https://www.gob.mx/conagua/acciones-y-programas/instrumentos-de-gestion-del-agua>
- CONAGUA. (2 de Enero de 2019c). *Operación y Mantenimiento de Plantas de Tratamiento de Aguas Residuales Municipales: Procesos Anaerobios*. Recuperado el 20 de Julio de 2022, de Biblioteca Digital de MAPAS: <https://www.gob.mx/conagua/documentos/biblioteca-digital-de-mapas>
- CONAGUA. (2 de Enero de 2019d). *Diseño de plantas de tratamiento de aguas residuales municipales: Tratamiento y disposición de lodos*. Recuperado el 29 de Julio de 2022, de Biblioteca Digital de MAPAS: <https://www.gob.mx/conagua/documentos/biblioteca-digital-de-mapas>
- CONAGUA. (Diciembre de 2021). *Inventario de Plantas Municipales de Potabilización y de Tratamiento de Aguas Residuales en Operación*. Recuperado el 3 de Mayo de 2022, de

- CONAGUA: <https://www.gob.mx/conagua/documentos/inventario-de-plantas-municipales-de-potabilizacion-y-de-tratamiento-de-aguas-residuales-en-operacion>
- CONAGUA. (Septiembre de 2021a). *Registro Público de Derechos de Agua (REPGA) / Volúmenes Inscritos*. Recuperado el 17 de Abril de 2022, de SINA: <http://sina.conagua.gob.mx/sina/tema.php?tema=usosAgua&ver=reporte>
- CONAGUA. (Octubre de 2021b). *Descargas de agua residuales (nacional)*. Recuperado el 17 de Abril de 2022, de SINA: <http://sina.conagua.gob.mx/sina/tema.php?tema=descargasResiduales&ver=reporte>
- CONAGUA. (Octubre de 2021c). *Descargas de agua residuales no municipales*. Recuperado el 17 de Abril de 2022, de SINA: <http://sina.conagua.gob.mx/sina/tema.php?tema=descargasResiduales&ver=reporte&o=1&n=nacional>
- CRE. (27 de Febrero de 2023). *Factor de Emisión del Sistema Eléctrico Nacional 2022*. Recuperado el 2 de Abril de 2023, de Comisión Reguladora de Energía: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/806468/4_-Aviso_FE_2022__1_.pdf
- Deepak , C., & Young- Ho, A. (2023). Alkaline electrolysis of wastewater and low-quality water. *Journal of Cleaner Production*, 397. doi:<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.136613>
- Department for Bussines, Energy and Industrial Strategy. (17 de Agosto de 2021). *Hydrogen Production Costs 2021*. Obtenido de Goberment Publications UK: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1011506/Hydrogen_Production_Costs_2021.pdf
- Duffe, J. A., Beckman, W. A., & Blair, N. (2020). *Solar Engineering of Thermal Processes, Photovoltaics and Wind* (Quinta ed.). New Jersey: John Wiley & Sons, Inc. Recuperado el 06 de Abril de 2023
- Durbin, D., & Malardier-Jugroot, C. (2013). Review of hydrogen storage techniques for on board vehicle applications. *International Journal of Hydrogen Energy*, 38, 14595-14617. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.07.058>.
- EPRI. (Noviembre de 2013). *Electricity Use and Management in the Municipal Water Supply and Wastewater Industries*. Recuperado el 26 de Septiembre de 2022, de Electric Power Research Institute : <https://www.epri.com/research/products/000000003002001433>
- Equipo editorial, Etecé. (2 de Febrero de 2022). *Ciclo del agua*. Recuperado el 26 de Marzo de 2022, de Enciclopedia Concepto: <https://concepto.de/ciclo-del-agua/>
- ETN. (Enero de 2020). *Hydrogen Gas Turbines*. Recuperado el 2 de Febrero de 2023, de ETN Global: <https://etn.global/news-and-events/news/hydrogen-gas-turbines-report/>
- Fernández González, L. (Septiembre de 2021). Capítulo 3: Nivelación de Precios y Costos en la Industria de la Energía. *INGENIERIA FINANCIERA APLICADA A LA INDUSTRIA DE LA ENERGÍA*. Ciudad de México, Ciudad de México, México. Recuperado el 1 de Abril de 2023

- Flex Energy. (2023). *GAS TURBINES*. Recuperado el 08 de Febrero de 2023, de Flex Energy Solutions: <https://www.flexenergy.com/power-solutions/turbine-innovations/>
- Fu, S., Angelidaki, I., & Zhang, Y. (2021). In situ Biogas Upgrading by CO₂-to-CH₄ Bioconversion. *Trends in Biotechnology*, 39(4). doi: <https://doi.org/10.1016/j.tibtech.2020.08.006>
- Fuji Electric Co. (2023). *Fuel Cells Main Specifications*. Recuperado el 14 de Febrero de 2023, de Fuji Electric Global: <https://www.fujielectric.com/products/fuelcell/spec.html>
- Gandiglio, M., Lanzini, A., Soto, A., Leone, P., & Santarelli, M. (2017). Enhancing the Energy Efficiency of Wastewater Treatment Plants through Co-digestion and Fuel Cell Systems. *Front. Environ. Sci.* doi:10.3389/fenvs.2017.00070
- Gardiner, M. (26 de Octubre de 2009). *Energy requirements for hydrogen gas compression and liquefaction as related to vehicle storage needs*. Recuperado el 16 de Enero de 2023, de Department of Energy: https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/9013_energy_requirements_for_hydrogen_gas_compression.pdf
- GIZ. (Octubre de 2021a). *Hidrógeno verde en México: el potencial de la transformación, Tomo II: Integración del hidrógeno verde a la red eléctrica*. Recuperado el 08 de Noviembre de 2022, de German-Mexican Energy Partnership: <https://www.energypartnership.mx/media-elements/>
- GIZ. (Octubre de 2021b). *Hidrógeno verde en México: el potencial de la transformación. Tomo I: Contexto nacional e internacional del hidrógeno verde*. Recuperado el 16 de Febrero de 2023, de German-Mexican Energy Partnership: <https://www.energypartnership.mx/media-elements/>
- GIZ. (Octubre de 2021c). *Hidrógeno verde en México: el potencial de la transformación. Tomo VI: Análisis de la cadena de valor local y del potencial de exportación de hidrógeno verde*. Recuperado el 7 de Enero de 2023, de German-Mexican Energy Partnership: <https://www.energypartnership.mx/es/elementos-multimedia/>
- GMI. (2016). *Biogas Wastewater Assessment Technology Tool (BioWATT)*. Recuperado el 11 de Agosto de 2022, de Global Methane Initiative: <https://www.globalmethane.org/resources/details.aspx?resourceid=1913>
- Gómez-Montoya, J., Cacia-Madero, K., Iral-Galeano, L., & Amell-Arrieta, A. (Junio de 2013). Effect of biogas-enriched with hydrogen on the operation and performance of a diesel-biogas dual engine. *CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro*, 5(2), 61-72. Recuperado el 19 de Marzo de 2023
- González Velasco, J. (2009). *Energías renovables* (Primera ed.). Barcelona: Editorial Reverté. Recuperado el 31 de Agosto de 2022
- Gonzales-Calienes, G., Kannangara, M., Yang, J., Shadbahr, J., Deces-Petit, C., & Bensebaa, F. (Abril de 2022). *Life cycle assessment of hydrogen production pathways in Canada*. Recuperado el 30 de Diciembre de 2022, de National Research Council Canada: <https://publications.gc.ca/site/eng/9.912986/publication.html>

- Grupo Expansión. (29 de Agosto de 2014). *PTAR Agua Prieta*. Recuperado el 03 de Octubre de 2022, de Obras Expansión: <https://obras.expansion.mx/obra-del-ano/2014/10/15/ptar-agua-prieta-ica>
- Guerrero, M., & Schifter, I. (2011). *La huella del agua* (Primera ed.). Ciudad de México, México: Fondo de Cultura Económica. Recuperado el 13 de Marzo de 2022
- Guo, Z., Sun, Y., Pan, S.-Y., & Chiang, P.-C. (2019). Integration of Green Energy and Advanced Energy-Efficient Technologies for Municipal Wastewater Treatment Plants. *International Journal of Environmental Research and Public Health*, 16(7). Recuperado el 30 de Septiembre de 2022, de <https://doi.org/10.3390/ijerph16071282>
- GWA. (2023). *Global Wind Atlas*. Obtenido de GWA 3.3: <https://globalwindatlas.info/es/>
- Hajjaji, N., Martinez, S., Trably, E., Steyer, J.-P., & Helias, A. (2016). Life cycle assessment of hydrogen production from biogas reforming. *International Journal of Hydrogen Energy*, 41, 6064-6075. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.03.006>.
- Hernández, J. E., Higareda, B. L., Cabral, C. B., & Morgan-Sagastume, J. M. (2017). *GUÍA TÉCNICA PARA EL MANEJO Y APROVECHAMIENTO DE BIOGÁS EN PLANTAS DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES* (Primera ed.). Ciudad de México, México: Cooperación Alemana al Desarrollo Sustentable en México. Recuperado el Marzo de 2022
- Hiperbaric. (2021). *Equipos Compresión H2*. Recuperado el 2 de Febrero de 2023, de Hiperbaric Tecnología de compresión: <https://www.hiperbaric.com/es/compresion-h2/equipo-de-compresion/>
- HYGEAR. (2023a). *HY.GEN ON-SITE HYDROGEN GENERATION SYSTEM*. Obtenido de STEAM METHANE: <https://hygear.com/technologies/steam-methane-reforming/>
- HYGEAR. (30 de Enero de 2023b). *Hy.GEN-e HYDROGEN GENERATORS*. Obtenido de ELECTROLYSIS: <https://hygear.com/technologies/electrolysis/>
- HySTAT. (2021). *ALKALINE ELECTROLYZERS*. Obtenido de cummins.com: <https://www.cummins.com/sites/default/files/2021-08/cummins-hystat-30-specsheet.pdf>
- INECC. (18 de Mayo de 2018). *Contaminantes climáticos de vida corta*. Recuperado el 18 de Abril de 2022, de Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático: <https://www.gob.mx/inecc/acciones-y-programas/contaminantes-climaticos-de-vida-corta>
- INECC. (2021). *Análisis de Oportunidades Potenciales de Eficiencia Energética (EE) y Energías Renovables (ER) en los Servicios de Agua Municipales*. Recuperado el 03 de Octubre de 2022, de Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/690390/INFORME_An_lisis_de_oportunidades_potenciales_de_eficiencia_energ_tica-CC.pdf
- IPCC. (2018). *Summary for Policymakers*. Recuperado el 18 de Abril de 2022, de Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio climático - Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C: <https://www.ipcc.ch/sr15/chapter/spm/>

- IRENA. (Julio de 2021a). *Renewable Power Generation Costs in 2021*. Recuperado el 30 de Abril de 2023, de IRENA Publications: <https://www.irena.org/Publications/2022/Jul/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2021>
- IRENA. (Mayo de 2021b). *Green hydrogen supply: A guide to policy making*. Recuperado el 8 de Noviembre de 2022, de International Renewable Energy Agency: <https://www.irena.org/publications/2021/May/Green-Hydrogen-Supply-A-Guide-To-Policy-Making>
- IRENA. (Mayo de 2023). *Low-cost finance for the energy transition*. Obtenido de International Renewable Energy Agency: <https://www.irena.org/Publications/2023/May/Low-cost-finance-for-the-energy-transition>
- IUSASOL. (2023). *Módulos Fotovoltaicos IUSASOL*. Obtenido de Catálogo IUSASOL: <https://iusasol.mx/f2>
- Jay Withgott, M. (2018). *Environment : the science behind the stories*. San Francisco: Pearson Education, Inc.
- Kanoğlu, M., Çengel, Y. A., & Cimbala, J. M. (2020). *Fundamentals and Applications of Renewable Energy* (Primera ed.). New York: McGraw-Hill Education. Recuperado el 10 de Noviembre de 2022
- Kentaro, M., & Masao, S. (2010). Benchmarking energy consumption in municipal wastewater treatment plants in Japan. *Water Science & Technology—WST*(62.10). doi:10.2166/wst.2010.510
- Kriauciūnas, D., Pukalskas, S., & Rimkus, A. (2018). Simulation of spark ignition engine performance working on biogas hydrogen mixture. *MATEC Web of Conferences*, 244. doi:<https://doi.org/10.1051/matecconf/201824403001>
- Kyu-Jung, C., & Jihoon, K. (2013). Estimating the energy independence of a municipal wastewater treatment plant incorporating green energy resources. *Energy Conversion and Management*, 75, 664–672. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2013.08.028>
- Larios, A. D., & et al. (2018). *Handbook of Environmental Engineering* (Primera ed.). New York: McGraw-Hill Education. Recuperado el 22 de Agosto de 2022
- Laroche, C. (2022). Hydrogen production: towards decarbonation – part 2. *MOOC ENERGY TRANSITION IFP SCHOOL*. Francia. Recuperado el 8 de Noviembre de 2022
- Legarreta, M. G. (2006). *El agua* (Quinta ed.). Ciudad de México, México: Fondo de Cultura Económica. Recuperado el 9 de Marzo de 2022
- Léna, P., Yves, Q., & Béatrice, S. (2012). *29 conceptos clave para disfrutar de la ciencia* (Primera ed.). (M. Manrique, Trad.) Ciudad de México, México: Fondo de Cultura Económica. Recuperado el 18 de Abril de 2022

- Lin, S. D. (2014). *Water and Wastewater Calculations Manual* (Tercera ed.). New York, Chicago, San Francisco, Athens, London, Madrid, Mexico City, Milan, New Delhi, Singapore, Sydney, Toronto: McGraw-Hill Education. Recuperado el 19 de Julio de 2022
- Linde. (2023). *The ionic compressor 50*. Recuperado el 2 de Febrero de 2023, de Hydrogen technologies: file:///C:/Users/JHCP/OneDrive%20-%20UNIVERSIDAD%20NACIONAL%20AUT%C3%93NOMA%20DE%20M%C3%89XICO/Tesis/Cap%C3%ADtulo%20Hidrogeno/Almacenamiento/Fichas%20t%C3%A9cnicas/DS_IC%2050_tcm19-523715.pdf
- Maktabifard, M., Zaborowska, E., & Makinia, J. (5 de Octubre de 2018). Achieving energy neutrality in wastewater treatment plants through energy savings and enhancing renewable energy production. *Environ Sci Biotechnol*. doi:<https://doi.org/10.1007/s11157-018-9478-x>
- Mariani, A., Unich, A., & Minale, M. (2018). Combustion of Hydrogen Enriched Methane and Biogases Containing Hydrogen in a Controlled Auto-Ignition Engine. *Applied Sciences*, 8(2667). doi:<https://doi.org/10.3390/app8122667>
- Masłon, A., Czarnota, J., Szaja, A., Szulzyk-Cieplak, J., & Łagód, G. (2020). The Enhancement of Energy Efficiency in a Wastewater Treatment Plant through Sustainable Biogas Use: Case Study from Poland. *Energies*, 13. doi:[doi:10.3390/en13226056](https://doi.org/10.3390/en13226056)
- Megía, P. J., Vizcaíno, A. J., Calles, J. A., & Carrero, A. (2021). Hydrogen Production Technologies: From Fossil Fuels toward Renewable Sources. A Mini Review. *Energy & Fuels*, 35 (20), 16403-16415. doi:[10.1021/acs.energyfuels.1c02501](https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.1c02501)
- Mehmeti, A., Angelis-Dimakis, A., Arampatzis, G., McPhail, S., & Ulgiati, S. (2018). Life Cycle Assessment and Water Footprint of Hydrogen Production Methods: From Conventional to Emerging Technologies. *Environments*. doi:<https://doi.org/10.3390/environments5020024>
- Mengxiao, L., Yunfeng, B., Caizhi, Z., Yuxi, S., Shangfeng, J., Didier, G., & Mingjun, Z. (2019). Review on the research of hydrogen storage system fast refueling in fuel cell vehicle. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44, 10677-10693. doi:<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319919308663>
- Myszograj, S., Bochenski, D., Makowski, M., & Płuciennik-Koropczuk, E. (2021). Biogas, Solar and Geothermal Energy—The Way to a Net-Zero Energy Wastewater Treatment Plant—A Case Study. *Energies*, 14. doi:<https://doi.org/10.3390/>
- Nag, A. (2021). *Principles of biofuels and hydrogen gas: Production and engine performance*. McGraw Hill.
- NASA. (Mayo de 2023). *The Power Project*. Obtenido de Data Access Viewer: <https://power.larc.nasa.gov/>
- National Research Council. (1996). *Use of Reclaimed Water and Sludge in Food Crop Production*. Washington, DC: The National Academies Press. Recuperado el 19 de Julio de 2022

- Nedstack. (2022). *Stationary Fuel Cell Power Systems*. Recuperado el 14 de Febrero de 2023, de Nedstack Fuel Cell Technology: <https://nedstack.com/en/pemgen-solutions/stationary-fuel-cell-power-systems>
- NREL. (1 de Mayo de 2014). *Hydrogen Station Compression, Storage, and Dispensing Technical Status and Costs*. Recuperado el 10 de Enero de 2022, de National Renewable Energy Laboratory: <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/58564.pdf>
- NREL. (01 de 12 de 2021a). *Hydrogen & Fuel Cells*. Obtenido de Safety, Codes & Standards: <https://www.nrel.gov/hydrogen/safety-codes-standards.html>
- NREL. (2021b). *Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Electricity Generation: Update*. Recuperado el 04 de Abril de 2023, de National Renewable Energy Laboratory: <https://www.nrel.gov/analysis/life-cycle-assessment.html>
- Ogden, J. M. (2002). *REVIEW OF SMALL STATIONARY REFORMERS FOR HYDROGEN PRODUCTION*. Recuperado el 28 de Enero de 2023, de International Energy Agency: <https://afdc.energy.gov/files/pdfs/31948.pdf>
- ONU. (24 de Noviembre de 2014). *Agua y Energía*. Recuperado el 22 de Marzo de 2022, de UN WATER: https://www.un.org/spanish/waterforlifedecade/water_and_energy.shtml
- ONU. (2015a). *Objetivo 6: Garantizar la disponibilidad de agua y su gestión sostenible y el saneamiento para todos*. Recuperado el 15 de Marzo de 2022, de Naciones Unidas: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/water-and-sanitation/>
- ONU. (2015b). *Objetivo 7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna*. Obtenido de Objetivos de desarrollo sostenible, Naciones Unidas: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/>
- ONU. (2022). *Objetivo 13: Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos*. Recuperado el 18 de Abril de 2022, de Objetivos del desarrollo sostenible: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/climate-change-2/>
- PVOUT map. (2020). *Global Photovoltaic Power Potential by Country*. Obtenido de Global Solar Atlas: <https://globalsolaratlas.info/global-pv-potential-study>
- SAPAM. (a de Abril de 2021). *Época de poca lluvia y poca agua disponible para todos*. Obtenido de Sistema de Agua Potable y Alcantarillado Municipal San Cristobal de las Casas: <http://sapam.gob.mx/site/epoca-de-poca-lluvia-y-poca-agua-disponible-para-todos/#:~:text=En%20la%20mayor%20parte%20de,del%20noroeste%20suceden%20en%20invierno>
- Sattler CENO. (Marzo de 2023). *BIOGAS GASÓMETRO*. Recuperado el 15 de Marzo de 2023, de ceno.sattler.com: <https://ceno.sattler.com/es/biogas/freistehender-gasspeicher>
- Satyapal, S. (2019). *U.S. Department of Energy Hydrogen and Fuel Cell Technology Perspectives*. Recuperado el 1 de Mayo de 2023, de Fuel Cell Technologies Office, U.S. Department of Energy: <https://www.osti.gov/servlets/purl/1511435>

- Sauer Haug. (2023). *Hydrogen Compressors*. Recuperado el 2 de Febrero de 2023, de Sauer Compressors: <https://www.sauercompressors.com/gases/technical-gases/hydrogen-compressors/>
- Sdanghi, G., Maranzana, G., Celzard, A., & Fierro, V. (2019). Review of the current technologies and performances of hydrogen compression for stationary and automotive applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 102, 150-170. doi:<https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.11.028>
- SEDEMA. (2020). *CALIDAD DEL AIRE EN LA CIUDAD DE MÉXICO, INFORME ANUAL 2018*. Recuperado el 18 de Abril de 2022, de Secretaría del Medio Ambiente de la Ciudad de México, Dirección General de Calidad del Aire, Dirección de Monitoreo de Calidad del Aire.: <http://www.aire.cdmx.gob.mx/descargas/publicaciones/informe-anual-calidad-del-aire-2018.pdf>
- SEMARNAT. (Enero de 2010). *Especificaciones Técnicas para el Diseño y Construcción de Biodigestores en México*. Recuperado el Febrero de 2022, de Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales: <https://biblioteca.semarnat.gob.mx/janium/Documentos/Ciga/libros2009/CD001057.pdf>
- SEMARNAT. (16 de Diciembre de 2015). *Estrategia Nacional de Cambio Climático Visión 10-20-40*. Recuperado el 11 de Octubre de 2022, de INECC: <https://www.gob.mx/inecc/documentos/estrategia-nacional-de-cambio-climatico-vision-10-20-40>
- SEMARNAT. (7 de Octubre de 2018). *¿Qué es la energía de biomasa?* Recuperado el 8 de Marzo de 2022, de Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales: <https://www.gob.mx/semarnat/articulos/que-es-la-energia-de-biomasa?idiom=es>
- SEMARNAT. (30 de Diciembre de 2020a). *Contribución Determinada a nivel Nacional: México. Versión actualizada 2020*. Recuperado el 5 de Octubre de 2022, de Nationally Determined Contributions Registry: <https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/NDC-Esp-30Dic.pdf>
- SEMARNAT. (15 de Julio de 2020b). *Programa Sectorial de Medio Ambiente y Recursos Naturales 2020-2024*. Recuperado el 11 de Octubre de 2022, de Profepa Acciones y Programas: <https://www.gob.mx/profepa/acciones-y-programas/programa-sectorial-de-medio-ambiente-y-recursos-naturales-promarnat-2020-2024>
- SEMARNAT. (8 de Noviembre de 2021). *Programa Especial de Cambio Climático 2021-2024*. Obtenido de Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/685848/SEMARNAT_081121_EV.PDF
- SENER. (1 de Junio de 2022). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2022-2036*. Obtenido de CENACE: <https://www.gob.mx/cenace/documentos/programa-para-el-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-2022-2036>

- Shiva Kumar, S., & Himabindu, V. (2019). Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review. *Materials Science for Energy Technologies*, 442-454. doi:<https://doi.org/10.1016/j.mset.2019.03.002>
- Siatou, A., Manali, A., & Gikas, P. (23 de Abril de 2020). Energy Consumption and Internal Distribution in Activated Sludge Wastewater Treatment Plants of Greece. *Water*. doi:10.3390/w12041204
- Škultétyová, I., Dubcová, M., Hrudka, J., Réka, C., & Ivana, M. (2020). Energy Balance of WWTP Using LCA Analysis. *International Journal of Engineering Research in Africa*, 119–125. Recuperado el 30 de Septiembre de 2022, de <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/jera.47.119>
- SMN. (Mayo de 2023). *Información Estadística Climatológica, estación: Temixco, clave: 17014, valores mensuales*. Obtenido de Servicio Meteorológico Nacional: <https://smn.conagua.gob.mx/es/climatologia/informacion-climatologica/informacion-estadistica-climatologica>
- Sollant. (2022). *Type of Air Compressor PDF*. Recuperado el 2 de Febrero de 2023, de Sollant Compressor: <https://www.sollant.com/air-compressor-pdf/>
- Spath, P. L., & Mann, M. K. (Febrero de 2001). *Life Cycle Assessment of Hydrogen Production via Natural Gas Steam Reforming*. Recuperado el 30 de Diciembre de 2022, de National Renewable Energy Laboratory: <https://www.nrel.gov/docs/fy01osti/27637.pdf>
- Speight, J. G. (2020). *Synthetic Fuels Handbook: Properties, Process, and Performance* (Segunda ed.). New York: McGraw Hill. Recuperado el 16 de Mayo de 2022
- Stargate Hydrogen. (30 de Enero de 2023). *Small-scale systems*. Obtenido de Next generation alkaline electrolyzers: <https://stargatehydrogen.com/electrolysers/>
- State of Vermont. (Marzo de 2023). *Stationary Reciprocating Internal Combustion Engines*. Obtenido de Agency of Natural Resources-Department of Environmental Conservation: [https://dec.vermont.gov/air-quality/permits/source-categories/stationary-reciprocating-internal-combustion-engines#:~:text=Stationary%20Reciprocating%20Internal%20Combustion%20Engines%20\(RICE\)%20are%20engines%20that%20utilize,shaft%20and%20produce%20mecha](https://dec.vermont.gov/air-quality/permits/source-categories/stationary-reciprocating-internal-combustion-engines#:~:text=Stationary%20Reciprocating%20Internal%20Combustion%20Engines%20(RICE)%20are%20engines%20that%20utilize,shaft%20and%20produce%20mecha)
- Sunfire GmbH. (30 de Enero de 2023). *HYDROGEN ELECTROLYSIS SOLUTIONS*. Obtenido de HYDROGEN: <https://www.sunfire.de/en/hydrogen>
- The Water Environment Federation (WEF). (2017). *Digester Facilities and Equipment*. En WEF, *Operation of Water Resource Recovery Facilities, Manual of Practice No. 11*. (Séptima ed.). New York: McGraw-Hill Education. Recuperado el 19 de Julio de 2022
- The Water Environment Federation (WEF). (2018). *Design of Water Resource Recovery Facilities* (Sexta ed.). New York, Chicago, San Francisco, Athens, London, Madrid, Mexico City, Milan, New Delhi, Singapore, Sydney, Toronto: McGraw-Hill Education. Recuperado el 25 de Julio de 2022

- Tilley, E., Ulrich, L., Lüthi, C., Reymond, P., & Zurbrügg, C. (2014). *Compendium* (Segunda ed.). Dübendorf, Switzerland: Swiss Federal Institute of Aquatic Science and Technology (Eawag). Recuperado el 20 de Julio de 2022
- Tonda Mazón, J. (2003). *El oro solar y otras fuentes de energía* (Tercera ed.). Ciudad de México, México: Fondo de Cultura Económica. Recuperado el 18 de Abril de 2022
- Treese S., P. P. (2015). *Handbook of Petroleum Processing* (2 ed.). Switzerland, Switzerland: Springer, Cham. doi:<https://doi.org/10.1007/978-3-319-14529-7>
- UNESCO, ONU-Agua. (21 de Marzo de 2020). *Informe Mundial de las Naciones Unidas sobre el Desarrollo de los Recursos Hídricos 2020: Agua y Cambio Climático*. Recuperado el 17 de Abril de 2022, de UNESCO: <https://unesdoc.unesco.org/ark:/48223/pf0000373611>
- US DOE. (2023). *Fuel Cells*. Recuperado el 10 de Febrero de 2023, de U.S. Department of Energy: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/fuel-cells>
- US EPA. (Abril de 2020). *AgSTAR Project Development Handbook*. Recuperado el 20 de Julio de 2022, de United States Environment Protection Agency: <https://www.epa.gov/agstar/agstar-project-development-handbook>
- Vanek, F. M., Albright, L. D., Angenent, L. T., Ellis, M. W., & Dillard, D. A. (2022). *Energy Systems Engineering: Evaluation and Implementation* (Cuarta ed.). New York: McGraw Hill. Recuperado el 3 de Julio de 2022
- Vanek, F. M., Angenent, L. T., Banks, J. H., Daziano, R. A., & Turnquist, M. A. (2014). *Sustainable Transportation Systems Engineering*. New York, Chicago, San Francisco, Athens, London, Madrid, Mexico City, Milan, New Delhi, Singapore, Sydney, Toronto: McGraw-Hill Education. Recuperado el 3 de Julio de 2022
- Wigginton, K. R., Y., Y., & Ellenberg, R. M. (2015). Emerging investigators series: the source and fate of pandemic viruses in the urban water cycle. *Environ. Sci. Water Res. Technol*, 735–746. doi:<https://doi.org/10.1039/C5EW00125K>
- Williams, M. J., Bizier, P., Groman, J., & Tippetts, R. (2018). *Design of Water Resource Recovery Facilities* (Sexta ed.). (T. W. (WEF), Ed.) New York, Chicago, San Francisco, Athens, London, Madrid, Mexico City, Milan, New Delhi, Singapore, Sydney, Toronto: McGraw-Hill Education. Recuperado el 14 de Julio de 2022
- WWAP. (22 de Marzo de 2017). *Informe Mundial de las Naciones Unidas sobre el Desarrollo de los Recursos Hídricos 2017. Aguas residuales: El recurso desaprovechado*. Recuperado el 13 de Abril de 2022, de UNESCO: <https://unesdoc.unesco.org/ark:/48223/pf0000247647>
- Yue, M., Lambert, H., Pahon, E., Roche, R., Jemei, S., & Hissel, D. (2021). Hydrogen energy systems: A critical review of technologies, applications, trends and challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 146. doi:<https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111180>
- Zawadzki, P., Kończak, B., & Smoliński, A. (2023). Municipal wastewater reclamation: Reclaimed water for hydrogen production by electrolysis – A case study. *Measurement*, 216. doi:<https://doi.org/10.1016/j.measurement.2023.112928>

- Zhao, P., Tamadon, A., & Pons, D. (2022). Life cycle Assessment of Hydrogen Production via Natural Gas Steam Reforming vs. Biomass Gasification. *Preprints*. doi:10.20944/preprints202201.0112.v1
- Zini, G. (2016). *Green Electrical Energy Storage: Science and Finance for Total Fossil Fuel Substitution* (Primera ed.). New York: McGraw-Hill Education. Recuperado el 07 de Noviembre de 2022
- ZORG BIOGAS. (2023). *GENERADORES*. Obtenido de ZORG BIOGAS 2023: <https://zorg-biogas.com/es/catalogo-de-equipos/generadores>

11. Anexo

11.1. Aguas residuales en México

Tabla 42 Descargas de agua residuales municipales (2020). Fuente (CONAGUA, 2021b)

Centro urbanos (descargas municipales)		
Volumen		
Aguas residuales	8.82	Miles de hm ³ /año (279.80 m ³ /s)
Se recolectan en alcantarillado	6.79	Miles de hm ³ /año (215.40 m ³ /s)
Se tratan	4.56	Miles de hm ³ /año (144.70 m ³ /s)
Carga contaminante		
Se generan	2.24	Millones de toneladas de DBO ₅ al año
Se recolectan en alcantarillado	1.84	Millones de toneladas de DBO ₅ al año
Se remueven en los sistemas de tratamiento	0.96	Millones de toneladas de DBO ₅ al año

Tabla 43 Descarga de agua residuales no municipales (2020). Fuente (CONAGUA, 2021c)

Usos no municipales, incluyendo a la industria:		
Volumen		
Aguas residuales	7.01	Miles de hm ³ /año (222.30 m ³ /s)
Se tratan	2.26	Miles de hm ³ /año (71.70 m ³ /s)
Carga contaminante		
Se generan	10.52	Millones de toneladas de DBO ₅ al año
Se remueven en los sistemas de tratamiento	1.53	Millones de toneladas de DBO ₅ al año

11.2. Agua renovable per cápita y grado de presión 2017 y 2030

Observaciones de la **Figura 33**:

- Se espera que la región XIII, Aguas del Valle de México, mantenga su situación de escasez de agua y el grado de presión supere el 100%, ya que es bien sabido que las necesidades de agua de esta región se complementan con importaciones de agua provenientes del Valle de Toluca y Sistema Cutzamala.
- Las regiones I, Península de Baja California, y VI, Río Bravo, tenderán a incrementar su situación de estrés pasando a escasez; pero manteniendo el grado de presión alto.
- La región VIII, Lerma-Santiago-Pacífico, mantendrá el nivel de estrés con relativamente alto grado de presión.
- Las regiones VII, Cuencas Centrales del Norte, y IV, Balsas, cambiarán de una situación sin estrés a otra con estrés; pero mantendrán el grado de presión relativamente alto.
- De las demás regiones sin estrés, destacan la II, Noroeste, que se espera presente menor grado de presión en 2030 que en 2017, debido a la tendencia a la baja de los volúmenes concesionados y la XII. Península de Yucatán donde el grado de presión se espera aumente de bajo a medio.

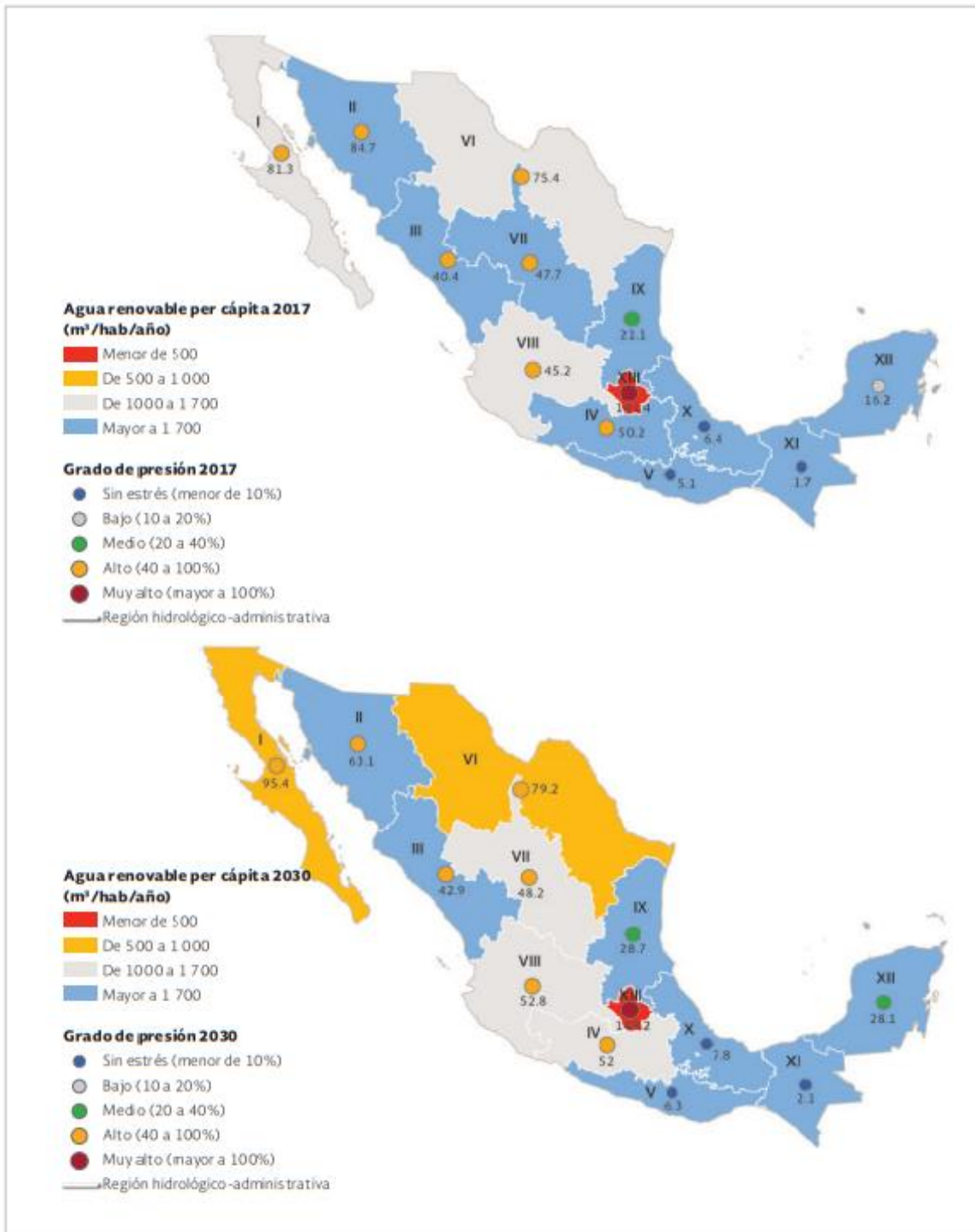


Figura 33 Agua renovable per cápita y grado de presión 2017 y 2030. Fuente: (CONAGUA, 2018)

11.3. Entorno regulatorio para el uso de fuentes de energía renovables en PTAR

11.3.1. Acuerdos y tratados internacionales

El compromiso más sobresaliente que tiene México es el obtenido en la 21ª Conferencia de las Partes (COP21) en París (12 de diciembre de 2015), mejor conocido como el Acuerdo de París y que entró en vigor el 4 de noviembre de 2016. Su objetivo es limitar el calentamiento global a muy por debajo de 2, preferiblemente a 1.5 grados centígrados, en comparación con los niveles preindustriales. Por lo que, México debe tomar medidas para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Una forma de reducir las emisiones es evitar la generación de energía con combustibles fósiles y fomentar las tecnologías que utilizan energías renovables. En virtud de este acuerdo, cada parte se ha comprometido a determinar, planificar e informar periódicamente sobre las medidas a las que se comprometió para mitigar y adaptarse al cambio climático. Estas medidas, conocido las contribuciones determinadas a nivel nacional (CDN), deben ser revisados cada 5 años. Las CDN están diseñadas para ser progresivas y los informes de las CDN sobre las medidas de adaptación son totalmente voluntarios.

Las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional 2020 (SEMARNAT, 2020a) presentada por México definen el alcance del país sobre las medidas de adaptación y mitigación, dentro de este último componente se encuentran los compromisos no condicionados y condicionados:

- Compromisos no condicionados: Se centran en reducir el 22% de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y 51% de las emisiones de carbono negro al año 2030 respecto al escenario tendencial (*business-as-usual*, BAU).
- Compromisos condicionados: Apoyarán a reducir hasta en un 36% las emisiones de GEI y 70% de las emisiones de carbono negro al año 2030 respecto al escenario BAU.

En el documento también se mencionan los sectores en los cuales se han identificado oportunidades de implementación de acciones que permitirán alcanzar los porcentajes de mitigación, de los cuales se consideran de interés:

- Generación eléctrica: acciones que incrementen la participación de energías limpias en la red eléctrica nacional, el fomento de tecnologías innovadoras en los ámbitos de almacenamiento para alcanzar los niveles de mitigación establecidos.
- Industria: reducción de emisiones y el incremento de la eficiencia energética del sector, fomentar la economía circular.
- Residuos: contempla el tratamiento de aguas residuales tanto municipales, así como el reaprovechamiento, reciclaje, compostaje y biodigestión.

11.3.2. Entidades regulatorias nacionales

Existen entidades gubernamentales nacionales que regulan el aprovechamiento de fuentes de energías renovables y los impactos ambientales de las actividades que esto conlleva. Algunas de estas entidades son:

Secretaría de energía (SENER)

Es la secretaría encargada de conducir la política energética del país para garantizar el suministro competitivo, suficiente, de alta calidad, económicamente viable y ambientalmente sustentable de energéticos. Además de impulsar el uso eficiente de la energía, la investigación, desarrollo tecnológicos y promoción del uso de fuentes alternativas de energía. Se crearon instituciones con distintas atribuciones relacionados al tema de la energía.

Comisión Reguladora de Energía (CRE)

Regula la participación de las empresas públicas y privadas, y garantizan absoluta transparencia en los contratos, permisos y procesos de licitación para asegurar el funcionamiento eficiente de los mercados energéticos. Además, tiene la facultad de otorgar y la revocar de permisos para las actividades de generadores privados, incluida la cogeneración. Es su atribución expedir las normas, directivas, metodologías y demás disposiciones administrativas que regulen la producción de energía eléctrica con sistemas de cogeneración.

Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE)

Tiene por objetivo el promover la eficiencia energética a través de la propuesta y ejecución de mejores prácticas de eficiencia y el aprovechamiento sustentable de la energía.

Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT)

La SEMARNAT tiene como misión conformar una política ambiental integral que permita alcanzar el desarrollo sustentable, así como asegurar la óptima protección, conservación y aprovechamiento de los recursos naturales del país. La secretaría y los diversos Órganos Desconcentrados y Descentralizados que forman parte del Sector Ambiental Federal trabajan en aspectos prioritarios como: la prevención y control de la contaminación, la gestión integral de los recursos hídricos y el combate al cambio climático.

Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC)

Es un organismo de investigación del Estado Mexicano que genera e integra investigación técnica y científica en materia de ecología y cambio climático, para apoyar la toma de decisiones. Algunos de sus estudios e investigaciones son: Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero y Análisis de Oportunidades Potenciales de Eficiencia Energética (EE) y Energías Renovables (ER) en los Servicios de Agua Municipales (INECC, 2021).

Comisión Nacional del Agua (CONAGUA)

La CONAGUA tiene como misión preservar las aguas nacionales, administración sustentable y garantizar la seguridad hídrica. Además, promueve programas federales como el PROSAN que tiene como objetivo incrementar y fortalecer la

capacidad instalada e incentiva el tratamiento de aguas residuales municipales en las entidades federativas del país.

11.3.3. Programas nacionales de fomento

Los programas que existen relacionados a fomentar la eficiencia energética, la mitigación del cambio climático y a el fomento de uso de fuentes de energías renovables son:

Estrategia Nacional de Cambio Climático visión 10-20-40 (SEMARNAT, 2015) es el instrumento rector de la política nacional en el mediano y largo plazo para enfrentar el cambio climático y sus efectos. Describe los ejes estratégicos y líneas de acción a seguir. En la estrategia se plantea el desarrollo bajo en emisiones y mitigación, el eje estratégico y algunas de las líneas de acción relacionado con la generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables son:

- M1 Acelerar la transición energética hacia fuentes de energía limpia
 - M1.1 Fortalecer el esquema regulatorio, institucional y el uso de instrumentos económicos para aprovechar fuentes de energía limpia y tecnologías más eficientes.
 - M1.2 Fomentar la generación de energía mediante el uso de fuentes limpias y tecnologías más eficientes en sustitución de combustibles fósiles.
 - M1.4 Hacer de las empresas energéticas paraestatales ejes centrales de la lucha contra el cambio climático donde impulsen una estrategia que desarrolle energías renovables y ahorro de energía.

Sin embargo, el carácter de esta estrategia es orientador por lo que no define acciones concretas ni entidades responsables de su cumplimiento.

Programa Sectorial de Medio Ambiente y Recursos naturales 2020-2024 (SEMARNAT, 2020b) fue elaborado conforme a los ejes generales previstos en el Plan Nacional de Desarrollo y a tratados y acuerdos internacionales como el Acuerdo de París. Se enlistan las Estrategias Prioritarias y las Acciones puntuales de cada uno de los cinco Objetivos Prioritarios, uno de los cuales es:

Objetivo prioritario 2.- Fortalecer la acción climática a fin de transitar hacia una economía baja en carbono y una población, ecosistemas, sistemas productivos e infraestructura estratégica resilientes, con el apoyo de los conocimientos científicos, tradicionales y tecnológicos disponibles.

Estrategia prioritaria 2.2. Diseñar, establecer y coordinar políticas e instrumentos para reducir emisiones de gases y compuestos de efecto invernadero, así como promover y conservar sumideros de carbono, en concordancia con los compromisos nacionales e internacionales

Acción puntual 2.2.1.- Concertar acciones en el sector y con otras dependencias que promuevan la transición energética con fuentes limpias,

preferentemente renovables, garantizando la protección ambiental y procurando el bienestar de la población, particularmente de las comunidades más vulnerables, con enfoque de inclusión y movilidad social y económica.

Programa Especial de Cambio Climático 2021-2024 (SEMARNAT, 2021) como instrumento mandatado por la Ley General de Cambio Climático, incluye la planeación de las acciones que se realizarán en materia de mitigación de emisiones de gases y compuestos de efecto invernadero por parte de las dependencias y entidades. Esta planeación se enmarca en una visión de mediano y largo plazo, congruente con los compromisos internacionales y con la situación económica, ambiental y social del país. En el programa se muestran el objetivo, estrategia y acción puntual:

Objetivo 2. Reducir las emisiones de gases y compuestos de efecto invernadero a fin de generar un desarrollo con bienestar social, bajo en carbono y que proteja la capa de ozono, basado en el mejor conocimiento científico disponible.

En este objetivo se menciona que será necesario impulsar acciones en toda la economía con el fin de acelerar la adopción de tecnologías de energía limpia, preferentemente renovable.

Estrategia prioritaria 2.1.- Impulsar la transición energética justa con énfasis en fuentes limpias, bajo un enfoque de derechos humanos para promover su generación y uso sustentable e incluyente.

Acción puntual 2.1.1 Planificar la incorporación de energías limpias en la generación eléctrica, bajo condiciones de seguridad, calidad, continuidad y eficiencia; así como sostenibilidad económica del Sistema Eléctrico Nacional para alcanzar el 35% al año 2024.

11.3.4. Leyes y normas oficiales mexicanas

Las leyes relacionadas a la mitigación del cambio climático y que promueven el uso de fuentes de energías renovables son tres y se enlistan a continuación.

- **Ley General de Cambio Climático**, esta ley tiene por objeto establecer la concurrencia de facultades de la federación, las entidades federativas y los municipios en la elaboración y aplicación de políticas públicas para la adaptación al cambio climático y la mitigación de emisiones de gases y compuestos de efecto invernadero, además de regular las acciones para lograr los objetivos de adaptación y mitigación. Algunos artículos de interés son:

Artículo 33. Los objetivos de las políticas públicas para la mitigación son:

III. Promover de manera gradual la sustitución del uso y consumo de los combustibles fósiles por fuentes renovables de energía, así como la generación de electricidad a través del uso de fuentes renovables de energía

IV. Promover prácticas de eficiencia energética, el desarrollo y uso de fuentes renovables de energía y la transferencia y desarrollo de tecnologías bajas en carbono, particularmente en bienes muebles e inmuebles de dependencias y entidades de la administración pública federal centralizada y paraestatal, de las entidades federativas y de los municipios;

Artículo 34. Para reducir las emisiones, las dependencias y entidades de la administración pública federal, las Entidades Federativas y los Municipios, en el ámbito de su competencia, promoverán el diseño y la elaboración de políticas y acciones de mitigación asociadas a los sectores correspondientes, considerando las disposiciones siguientes:

I. Reducción de emisiones en la generación y uso de energía:

a) Fomentar prácticas de eficiencia energética y promover el uso de fuentes renovables de energía.

b) Desarrollar y aplicar incentivos a la inversión tanto pública como privada en la generación de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables y tecnologías de cogeneración eficiente.

e) Fomentar la utilización de energías renovables para la generación de electricidad, de conformidad con la legislación aplicable en la materia.

Artículo 102. En materia de mitigación al cambio climático la evaluación se realizará respecto de los objetivos siguientes:

III. Sustituir de manera gradual el uso y consumo de los combustibles fósiles por fuentes renovables de energía;

IV. La medición de la eficiencia energética, el desarrollo y uso de fuentes renovables de energía y la transferencia y desarrollo de tecnologías bajas en carbono, particularmente en bienes inmuebles de dependencias y entidades de la Administración Pública Federal centralizada y paraestatal, de las Entidades Federativas y de los Municipios;

Artículo transitorio Tercero. Las dependencias y entidades de la administración pública federal centralizada y paraestatal, las Entidades Federativas y los Municipios deberán de implementar las acciones necesarias en Mitigación y Adaptación, de acuerdo con sus atribuciones y competencias para alcanzar las siguientes metas aspiracionales y plazos indicativos:

e) La Secretaría de Energía en coordinación con la Comisión Federal de Electricidad y la Comisión Reguladora de Energía, promoverán que la generación eléctrica proveniente de fuentes de energía limpias alcance por lo menos 35 por ciento para el año 2024.

- **Ley de la Industria Eléctrica**, tiene por objeto regular la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional y las demás actividades de la industria eléctrica. Además, debe promover el cumplimiento de las obligaciones de Energías Limpias y de reducción de emisiones contaminantes. En esta ley se define a las energías limpias como:

Aquellas fuentes de energía y procesos de generación de electricidad cuyas emisiones o residuos, cuando los haya, no rebasen los umbrales establecidos en las disposiciones reglamentarias que para tal efecto se expidan.

Entre las Energías Limpias se consideran las siguientes:

La energía generada por el aprovechamiento del poder calorífico del metano y otros gases asociados en los sitios de disposición de residuos, granjas pecuarias y en las plantas de tratamiento de aguas residuales, entre otros;

La energía generada por el aprovechamiento del hidrógeno mediante su combustión o su uso en celdas de combustible, siempre y cuando se cumpla con la eficiencia mínima que establezca la CRE y los criterios de emisiones establecidos por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales en su ciclo de vida;

- **Ley de Transición Energética**, esta ley tiene por objeto regular el aprovechamiento sustentable de la energía, así como las obligaciones en materia de Energías Limpias y de reducción de emisiones contaminantes de la Industria Eléctrica. Además, la ley debe:
 - Prever el incremento gradual de la participación de las Energías Limpias en la Industria Eléctrica,

- Determinar las obligaciones en materia de aprovechamiento sustentable de la energía y Eficiencia Energética
- Promover el aprovechamiento energético de recursos renovables y de los residuos

Las Normas Oficiales Mexicanas (NOM) son regulaciones técnicas de observancia obligatoria expedidas por las dependencias competentes, que tienen como finalidad establecer las características que deben reunir los procesos o servicios. Existen normas oficiales de seguridad y eficiencia energética relacionadas a la generación de energía eléctrica *in situ*, manejo de biogás y uso de lodos:

NOM-001-SEDE-2012 Instalaciones eléctricas

El objetivo de esta norma es establecer las especificaciones y lineamientos que deben satisfacer las instalaciones destinadas a la utilización de energía eléctrica. Por lo tanto, esta NOM aplica en lo relativo a la generación.

NOM-002-SEDE/ENER-2014 Requisitos de seguridad y eficiencia energética para transformadores de distribución.

Esta norma establece los requisitos mínimos de seguridad y eficiencia energética que deben cumplir los transformadores de distribución, además establece los métodos de prueba que deben utilizarse para evaluar estos requisitos.

NOM-002-SECRE-2010 Instalaciones de aprovechamiento de gas natural

Esta Norma establece los requisitos mínimos de seguridad que deben cumplirse en el diseño, materiales, construcción, instalación, pruebas de hermeticidad, operación, mantenimiento y seguridad de las instalaciones de aprovechamiento de gas natural.

NOM-007-ASEA-2016 Transporte de gas natural, etano y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos.

Establece los requisitos mínimos y especificaciones técnicas para la seguridad asociada al Diseño, Construcción, Pre-arranque, Operación, Mantenimiento, Cierre y Desmantelamiento de los Sistemas de Transporte de Gas Natural, biogás, Etano y Gas asociado al carbón mineral por medio de Ductos.

NOM-007-ENER-2014 Eficiencia energética para sistemas de alumbrado en edificios no residenciales

Establece niveles de eficiencia energética y el método de cálculo para la determinación de la Densidad de Potencia Eléctrica para Alumbrado (DPEA) que deben cumplir los sistemas de alumbrado de edificios no residenciales.

NOM-016-ENER-2016 Eficiencia energética de motores de corriente alterna, trifásicos, de inducción, tipo jaula de ardilla, en potencia nominal de 0.746 kW a 373 kW. Límites, método de prueba y marcado.

La presente norma oficial mexicana establece los valores de eficiencia nominal, el método de prueba para su evaluación, los criterios de aceptación y las especificaciones de información mínima a marcar en la placa de datos de los motores eléctricos de corriente alterna, trifásicos, de inducción, tipo jaula de ardilla, en potencia nominal de 0,746 kW hasta 373 kW, abiertos y cerrados; que se comercializan en los Estados Unidos Mexicanos y permite, además de responder a las necesidades de promover el ahorro de energía,

NOM-004-SEMARNAT-2002 Protección ambiental. - Lodos y biosólidos. -Especificaciones y límites máximos permisibles de contaminantes para su aprovechamiento y disposición final.

Esta Norma Oficial Mexicana establece las especificaciones y los límites máximos permisibles de contaminantes en los lodos y biosólidos provenientes del desazolve de los sistemas de alcantarillado urbano o municipal, de las plantas potabilizadoras y de las plantas de tratamiento de aguas residuales, con el fin de posibilitar su aprovechamiento o disposición final

NOM-003-SEGOB-2011 Señales y avisos para protección civil. - Colores, formas y símbolos a utilizar.

El objetivo de esta norma es especificar y homologar las señales y avisos que, en materia de protección civil, permitan a la población identificar y comprender los mensajes de información, precaución, prohibición y obligación.

NOM-026-STPS-2008 Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías.

El objetivo de esta norma es establecer los requerimientos en cuanto a los colores y señales de seguridad e higiene y la identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías.

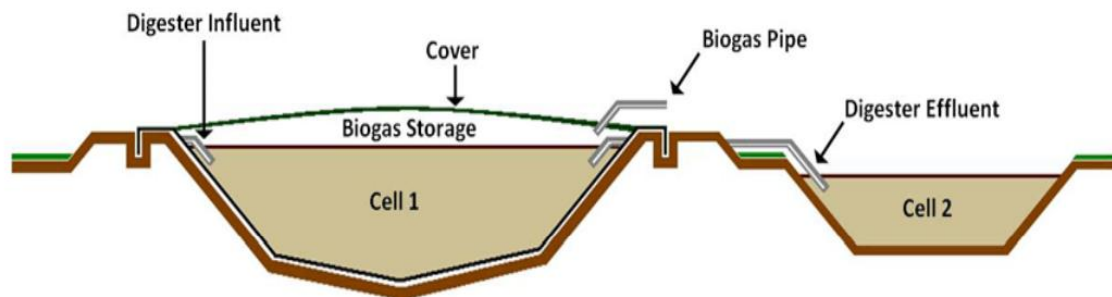
Tabla 44 Normas oficiales mexicanas que intervienen en el sistema de generación de energía eléctrica in situ.
Fuente: Elaboración propia.

Norma	Establece
NOM-008-SCFI-2002	Sistema general de unidades de medida
NOM-001-ENER-2014	Eficiencia energética de bombas verticales tipo turbina con motor externo eléctrico vertical. Límites y método de prueba
NOM-161-SEMARNAT-2011	Criterios para clasificar a los Residuos de Manejo Especial y determinar cuáles están sujetos a Plan de Manejo; el listado de los mismos, el procedimiento para la inclusión o exclusión a dicho listado; así como los elementos y procedimientos para la formulación de los planes de manejo.
NOM-083-SEMARNAT-2003	Especificaciones de protección ambiental para la selección del sitio, diseño, construcción, operación, monitoreo, clausura y obras complementarias de un sitio de disposición final de residuos sólidos urbanos y de manejo especial.
NOM-013-ENER-2013	Eficiencia energética para sistemas de alumbrado en vialidades
PROY-NOM-004-STPS-2020	Maquinaria y equipo que se utilice en los centros de trabajo. Dispositivos de protección
NOM-025-STPS-2008	Condiciones de iluminación en los centros de trabajo
NOM-029-STPS-2011	Mantenimiento de las instalaciones eléctricas en los centros de trabajo-Condiciones de seguridad.
NOM-081-ECOL-1994	Límites máximos permisibles de emisión de ruido de las fuentes fijas y su método de medición

11.4. Tipos de digestores

Biodigestor tipo laguna. Los biodigestores tipo laguna son reactores que permiten la digestión anaerobia y permiten capturar biogás resultado de este proceso y usarlo para producir energía. Este tipo de biodigestores utilizan telas geotextiles para revestir o cubrir grandes volúmenes. La sección transversal de un biodigestor de este tipo es de la forma de un trapecio, el cual suele ser excavado en el sitio (Figura TT), aunque pueden construirse con otro tipo de geometría. Son relativamente económicos y de construcción simple, ya que solo requieren aplicaciones de movimiento de tierras y cobertura.

Este tipo de digestores surgieron como respuesta a las emisiones de malos olores y metano proveniente de lagunas abiertas a la atmosfera, aplicado principalmente en la industria de tratamiento de desechos animales (Williams, Bizier, Groman, & Tippetts, 2018). Las lagunas no se calientan. Además, están diseñadas para proporcionar un largo tiempo de detención de lodos. Las lagunas se utilizan con frecuencia en aplicaciones de residuos industriales; su uso en el tratamiento de aguas residuales municipales es menos común (The Water Environment Federation (WEF), 2017).

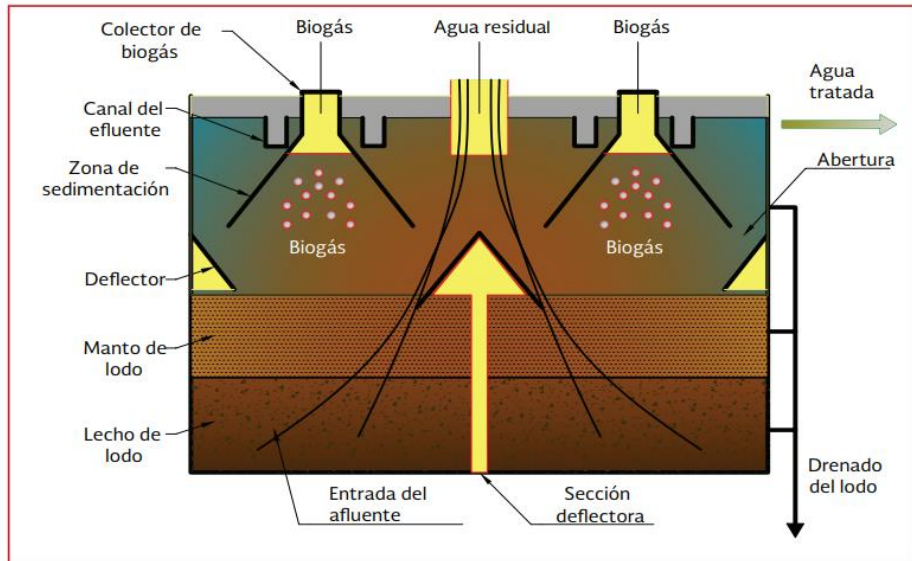


Esquema de biodigestor tipo laguna. Fuente: (US EPA, 2020)

Digestor de reactor de lecho inducido. Los digestores de reactor de lecho inducido también son identificados como algunos de estos reactores: Imhoff, UASB o RAFA. En este tipo de digestores, los microbios están suspendidos en un flujo ascendente constante de líquido. El flujo se ajusta para permitir que las partículas más pequeñas se eliminen, mientras que las más grandes permanecen en el reactor. Los microorganismos forman un crecimiento viscoso llamado biopelícula alrededor de las partículas más grandes (US EPA, 2020). Por lo que en estos digestores se utiliza la digestión anaerobia para disminuir la carga orgánica de las aguas y como consecuencia producen biogás que puede ser capturado y usado. Sin embargo, la configuración de cada tipo de reactor es distinta. Estos reactores pueden ser Imhoff, UASB o RAFA.

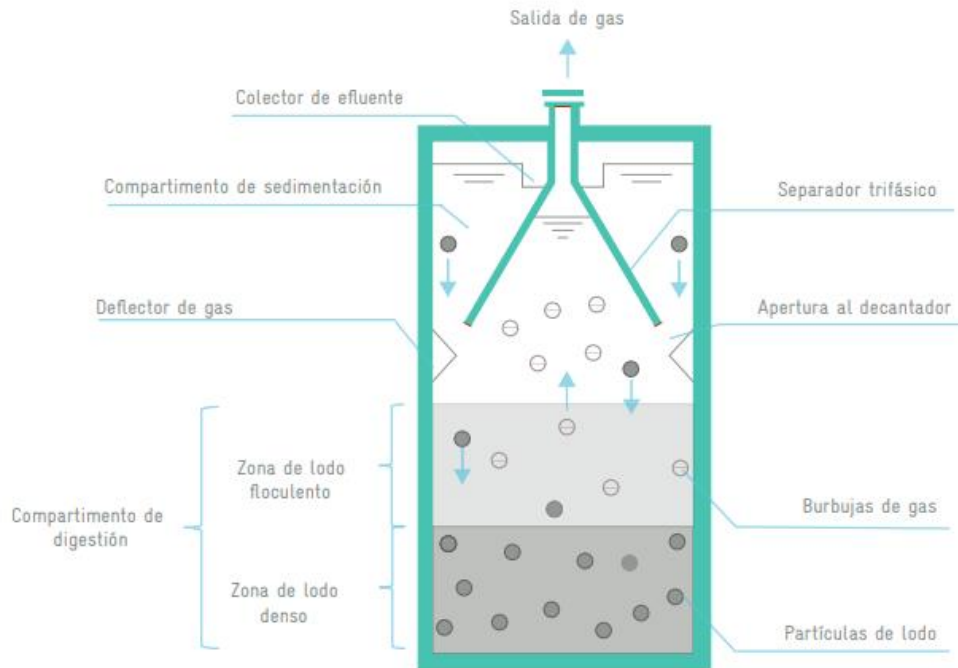
Los reactores anaerobios de flujo ascendente o mejor conocidos como RAFA son reactores que cuentan con una sección de sedimentación, la alimentación del agua residual se lleva a cabo en la parte superior del reactor que desciende hacia el fondo del tanque por un sistema de tuberías. El afluente asciende entrando en contacto con un manto de lodos. El biogás, el lodo y el líquido tratado ascienden a la parte superior del reactor, en donde entran en contacto con deflectores que permiten la separación del biogás y la sedimentación del lodo. El biogás es capturado en la campana de

recolección que se encuentra en la parte superior del reactor. El líquido tratado (efluente) sale por la parte superior. La geometría de un RAFA, puede corresponder a un tanque circular o a un tanque rectangular (CONAGUA, 2019c)



Reactor de flujo ascendente. Fuente: (CONAGUA, 2019c)

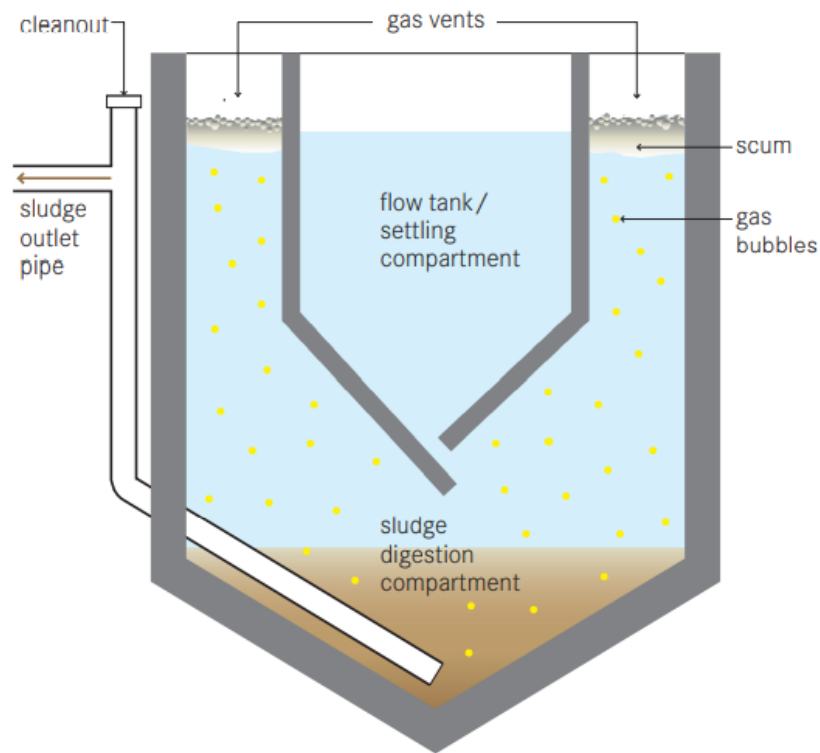
Una de las principales características de los reactores del tipo UASB (Upflow Anaerobic Sludge Blanket) para el tratamiento de agua residual municipal es que reúne en una sola unidad las funciones de sedimentador primario, reactor biológico, sedimentador secundario y digestor de la biomasa formada. El agua residual que va a tratarse entra continuamente en el reactor UASB por medio de un sistema de distribución en el fondo de este. Una vez dentro, el flujo ascendente atraviesa el lecho de lodo, donde ocurre la digestión anaerobia favorecida por el contacto y la mezcla intensiva del sustrato. En su mayor parte la biomasa se mantiene en la parte inferior del reactor por adhesión en flocos densos. Se dice que la diferencia de este tipo de reactores con los RAFA es que los reactores UASB tienen una alta velocidad del agua de entrada en la zona de lodos para promover condiciones hidrodinámicas que favorezcan la aglomeración de la biomasa en gránulos y una velocidad ascendente muy baja en la zona de separación de fases, lo que evita el lavado excesivo de biomasa que haya llegado hasta esa zona (Hernández, Higareda, Cabral, & Morgan-Sagastume, 2017).



Fuente: Adaptado de Chernicharo (2007).

Esquema de reactor UASB. Fuente: (Hernández, Higareda, Cabral, & Morgan-Sagastume, 2017)

El tanque Imhoff es una tecnología de tratamiento primario para aguas residuales sin tratar, diseñado para la separación sólido-líquido y la digestión de los lodos sedimentados. Consiste en dos cámaras: una cámara superior para la sedimentación y recolección de sólidos en forma de V, debajo de ella se encuentra una cámara de digestión donde los sólidos sedimentados se digieren anaerómicamente. El gas producido en la cámara de digestión sube a las ventilaciones de gas en el borde del reactor. Transporta partículas de lodo a la superficie del agua, creando una capa de escoria. El lodo se acumula en el compartimento de digestión de lodos y se compacta y estabiliza parcialmente mediante digestión anaerobia (Tilley, Ulrich, Lüthi, Reymond, & Zurbrügg, 2014). Los tanques Imhoff son una tecnología más antigua que ahora rara vez se ve en las aplicaciones de tratamiento de aguas residuales municipales (The Water Environment Federation (WEF), 2017).

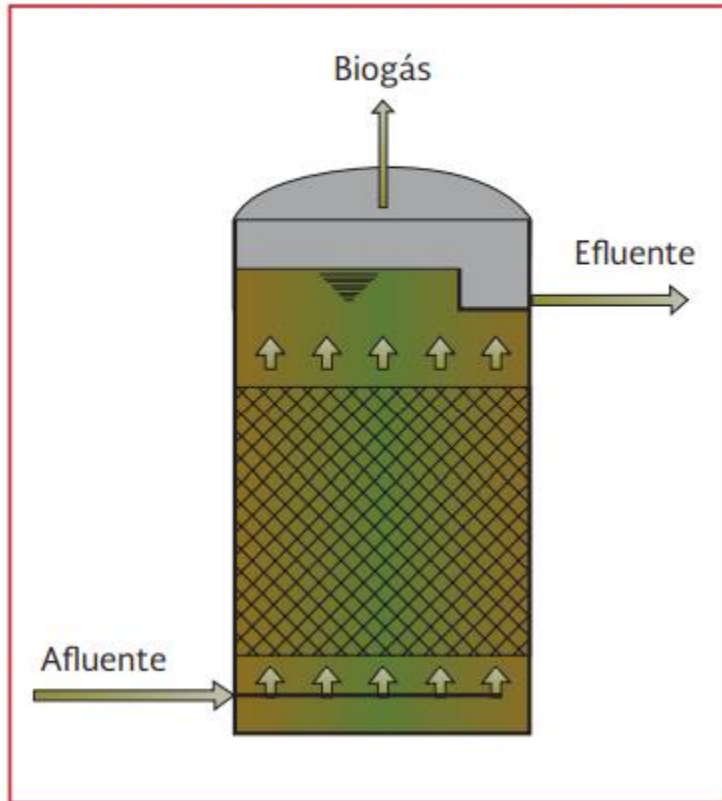


Esquema tanque Imhoff. Fuente: (Tilley, Ulrich, Lüthi, Reymond, & Zurbrügg, 2014)

Digestor de película fija o filtro anaerobio. Un digestor de película fija es esencialmente una columna llena de medios. El sistema está diseñado para proporcionar un área de superficie para atraer a las bacterias metanogénicas para que desarrollen una biopelícula en los medios fijos. Una desventaja de los digestores de película fija es que los sólidos del lodo pueden obstruir los medios, por lo tanto, pueden requerir un separador de sólidos para eliminar algunas partículas grandes del lodo. Estos tipos de digestores también se denominan a veces "filtros anaeróbicos" (US EPA, 2020).

El flujo del agua residual asciende a través de los espacios entre el medio y el crecimiento de biomasa. El material de empaque puede ser: piedras, plásticos corrugados transversales al flujo o módulos tubulares, y anillos de plástico. El mayor problema con este tipo de reactores se debe a que con el tiempo, los sólidos y la biomasa acumulada en el empaque puede causar taponamiento en el reactor y evitar que exista un flujo de agua residual (CONAGUA, 2019c).

Ilustración 3.1 Filtro anaerobio de flujo ascendente



Esquema de un filtro anaerobio. Fuente: (CONAGUA, 2019c)

Digestores de alta tasa. Los Biodigestores de alta tasa se identifican de esta forma por contar con mezclado y calentamiento. Además, de una tasa de alimentación uniforme y el espesamiento previo del lodo de alimentación del reactor. Pueden ubicarse por encima o por debajo del suelo. Estos sistemas requieren menos terreno que las lagunas. Los contenidos se mezclan mecánicamente, hidráulicamente o ambos y se calientan. El tanque está rematado con una tapa colectora de gas impermeable. Este tipo de digestores funcionan mejor con co-digestión (US EPA, 2020). La **Figura 34** es un esquema simple de los principales componentes de este tipo de biodigestores.

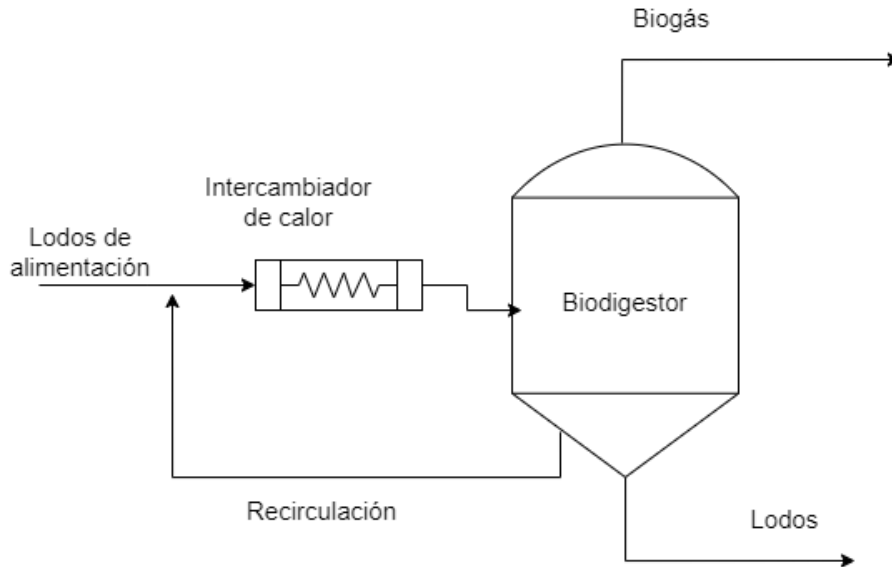


Figura 34 Principales componentes de un biodigestor de alta tasa. Fuente: (Williams, Bizier, Groman, & Tippetts, 2018)

Este tipo de reactores tiene tres tipos de parámetros a considerar pues influyen en el desempeño y los costos de operación y mantenimiento, los parámetros son: tipo de forma, tipo de mezclado y tipo de calentamiento. Respecto a la forma, existen dos que son las más utilizadas, la forma de huevo y la forma de cilindro (alto y bajo).

La forma de cilindro es la más comúnmente utilizada. Los tanques cilíndricos suelen tener pisos en forma de cono, con pendientes de 1:4 a 1:6 para facilitar la recolección y eliminación de sedimentos pesados y arena. Normalmente, los digestores de esta forma se construyen de hormigón, se pueden equipar con cubiertas para evitar que los olores escapen, almacenar el gas y mantener el oxígeno fuera del ambiente anaeróbico del digestor. Existe una variedad de configuraciones de cubierta, lo que puede permitir una flexibilidad de proceso significativa y múltiples funciones.

11.5. Tratamiento de biogás

Es necesario dar un tratamiento al biogás para aumentar la concentración de metano y retirar sustancias que son tóxicas o dañan equipos. El tratamiento consta de varias partes, pero al final se obtiene un biogás de buena calidad que puede ser usado para producir energía o calor, el cual después debe almacenarse o usarse. El proceso más común para el lavado o purificación del biogás consiste en hacerlo pasar a través de una columna de absorción, la cual contiene alguna sustancia química o solvente. Estos solventes pueden regenerarse empleando una segunda columna conocida como desorbedora o de regeneración (CONAGUA, 2019d). Las sustancias que componen al biogás y que se deben de retirar para aumentar la concentración de metano y aumentar su calidad son:

- Dióxido de carbono
Diluye el contenido energético del biogás, por lo que, se reduce su valor energético. La remoción de este compuesto se realiza cuando el biogás se utilizará como combustible para

vehículos o se venderá a un operador de gasoductos de gas natural. El dióxido de carbono se puede eliminar del gas del digestor mediante lavado con agua o productos químicos, tamices de carbono o permeación de membrana. Las técnicas incluyen la adsorción por cambio de presión, la adsorción por cambio de temperatura, la refrigeración criogénica y el tratamiento con amina. Todas estas tecnologías son costosas y su uso puede ser rentable solo si el gas se actualiza a la calidad del gas natural y se vende.

- **Ácido sulfhídrico**

El sulfuro de hidrógeno es un compuesto extremadamente reactivo que, cuando se combina con agua, forma una solución ácida que es altamente corrosiva para las tuberías, los tanques de almacenamiento de gas y los equipos de utilización de gas como calderas y las piezas del motor. Acortará la vida útil de muchos componentes del sistema del biogás. El sulfuro de hidrógeno también es un compuesto peligroso que puede ser letal en concentraciones superiores a 700 partes por millón (ppm). Las principales formas para remover H₂S son Absorción en líquidos, con sustancias tales como: aminas, agua, generalmente se realiza en columnas empacadas, al igual que la desorción para la regeneración del absorbente (CONAGUA, 2019d) y Formación de sulfuros metálicos, con compuestos tales como óxidos de hierro, zinc, acetato de zinc entre otra. Por ejemplo: el proceso de esponja de hierro trata el gas del digestor haciéndolo pasar a través de un lecho permeable de esponja de hierro (óxido férrico hidratado en forma de astillas de madera sumergidas en hierro empapadas en agua). Una reacción exotérmica (que produce calor) convierte el H S en sulfuro férrico y agua (The Water Environment Federation (WEF), 2017).

- **Humedad (agua)**

El gas del digestor está saturado con agua, la cual puede mantenerse como vapor y formar parte del biogás. Retirar esta humedad es el primer paso debido a que puede combinarse con H₂S para formar ácido sulfúrico, lo que acelerará el deterioro de las válvulas de retención, las válvulas de alivio, los medidores de gas y los reguladores. Además, si no se elimina la humedad del gas del digestor antes de la combustión, se reducirá la energía disponible para el sistema de calefacción. Existen varias formas de retirar la humedad, la más sencilla es utilizar trampas de agua en la tubería por donde viaja el biogás, esperando que a medida que se enfría, el vapor de agua se condense y pueda ser drenado. Sin embargo, existen varias técnicas como: secadores frigoríficos, secadores desecantes, filtros coalescentes y sistemas de glicol (The Water Environment Federation (WEF), 2018). Se recomienda que todo el equipo de eliminación de humedad debe estar hecho de materiales resistentes a la corrosión. Los secadores refrigerados son la técnica más común y, a menudo, la más exitosa para secar el gas del digestor, debido a que son un modo que puede eliminar la humedad fácilmente mediante separación física.

11.6. Motogeneradores y microturbinas disponibles en el mercado que utilizan biogás

La **Tabla 45** muestra algunos equipos comerciales en el mercado que pueden considerarse para su uso en plantas de tratamiento de aguas residuales ya que funcionan con biogás.

Tabla 45 Características técnicas de Motogeneradores disponibles en el mercado que utilizan biogás. Fuente: (ZORG BIOGAS, 2023) y (2G, 2023)

Fabricante	ZORG Biogas	ZORG Biogas	2G	2G
Modelo	260 200 EUR	271 500 EUR	agenitor 404 (at135-0)	agenitor 404 (bt135-0)
Generación (kW)	140	200	75	100
Eficiencia eléctrica%	39,3%	41,8%	37,3	38,6
Consumo de biogás (m³/hr)	65.0	87.5	33.6	43.4

Las microturbinas de la **Tabla 46** son equipos comerciales y están diseñados para funcionar con biogás. Sin embargo, el buen funcionamiento de estos equipos está sujeto a que el biogás tenga un poder calorífico superior mínimo que está indicado en las especificaciones técnicas de algunos equipos.

Tabla 46 Microturbinas de gas comerciales con capacidad de consumir biogás. Fuente: (Aurelia, 2020), (Capstone, 2023), (Flex Energy, 2023) y (Ansaldo Energia, 2022).

Fabricante	Capstone	Capstone	Flex Energy	Ansaldo Energia	Aurelia
Modelo	C65	C200	GT333S	AE-T100B	A400
Generación kW	65	200	333	105 ± 3	400
Eficiencia %	28	33	33	30 ± 2	40.2
Energía en el biogás	20.5–32.6 MJ/m ³ (PCS)	20.5–32.6 MJ/m ³ (PCS)	-	-	-
Consumo de combustible	919 MJ/hr (PCS)	2,400 MJ/hr (PCS)	3.5 MMBtu/hr	34 - 85 Nm ³ /hr	3 582 MJ/hr
Voltaje - frecuencia	400/480 V - 50/60 Hz	400/480 V - 50/60 Hz	400/480 V - 50/60 Hz	400 V – 50 Hz	400/480 V - 50/60 Hz
Dimensiones	0.76m ancho x 1.95m largo x 2.08m alto	3.0m ancho x 2.5m largo x 3.0m alto	193.0cm ancho x 419.1cm largo x 395.2cm alto	1.1m ancho x 3.3m largo x 3.9m alto	3m ancho x 3.3m largo x 9.7m alto

PCS: poder calorífico superior

11.7. Cálculos para la estimación de la potencia entregada por módulos fotovoltaicos.

El cálculo de la potencia entregada por los módulos comienza con la recolección de datos como:

ϕ : Latitud (°)

β : Ángulo de inclinación del módulo (°)

γ : Azimut (°)

n: enésimo día del año

j: Hora del día

K_T : Índice de claridad diario

Cálculo de B

$$B = (n - 1) \frac{360}{364} \quad \text{Ec. 51}$$

Cálculo de la declinación δ

$$\begin{aligned} \delta = (180/\pi)(0.006918 - 0.399912 \cos B + 0.070257 \sin B) \\ - 0.006758 \cos 2B + 0.000907 \sin 2B - 0.002697 \cos 3B \\ + 0.00148 \sin 3B \end{aligned} \quad \text{Ec. 52}$$

Cálculo del ángulo θ

$$\begin{aligned} \cos \theta = \sin \delta \sin \phi \cos \beta - \sin \delta \cos \phi \sin \beta \cos \gamma + \cos \delta \cos \phi \cos \beta \cos \omega \\ + \cos \delta \sin \phi \sin \beta \cos \gamma \cos \omega + \cos \delta \sin \beta \sin \gamma \sin \omega \end{aligned} \quad \text{Ec. 53}$$

Cálculo del ángulo θ_z

$$\cos \theta_z = \cos \phi \cos \delta \cos \omega + \sin \phi \sin \delta \quad \text{Ec. 54}$$

Cálculo del ángulo horario del ocaso ω_s

$$\cos \omega_s = -\tan \phi \tan \delta \quad \text{Ec. 55}$$

Cálculo de la radiación diaria extraterrestre en una superficie horizontal H_o en MJ/m²

$$H_o = \frac{24 * 3600 G_{sc}}{\pi} \left(1 + 0.033 \cos \frac{360n}{365}\right) * \left(\cos \phi \cos \delta \sin \omega_s + \frac{\pi \omega_s}{180} \sin \phi \sin \delta\right) \quad \text{Ec. 56}$$

Donde:

G_{sc} : Constante de radiación solar extraterrestre, igual a 1 367 W/m².

Cálculo de la radiación diaria en una superficie inclinada H en MJ/m²

$$H = H_o * K_T \quad \text{Ec. 57}$$

Cálculo de r_t

$$r_t = \frac{\pi}{24} (a + b \cos \omega) \frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \frac{\pi \omega_s}{180} \cos \omega_s} \quad \text{Ec. 58}$$

Los coeficientes a y b están dados por:

$$a = 0.409 + 0.516 \sin(\omega_s - 60) \quad \text{Ec. 59}$$

$$b = 0.6609 - 0.4767 \sin(\omega_s - 60) \quad \text{Ec. 60}$$

Cálculo de la radiación total horaria en un plano inclinado I en MJ/m²

$$I = H * r_t \quad \text{Ec. 61}$$

Cálculo de la relación R_b

$$R_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad \text{Ec. 62}$$

Cálculo de la Irradiancia en una superficie horizontal total G_{total} en W/m²

$$G_{total} = \frac{I * 10^6}{3600} \quad \text{Ec. 63}$$

Donde:

3600 para dividir la irradiación I entre el período de una hora

10⁶ factor para convertir MJ a J

Cálculo de la irradiancia en una superficie inclinada $G_{total\ inc}$ en W/m^2

$$G_{total\ inc} = R_b * G_{total} \quad Ec. 64$$

A partir de la curva corriente voltaje incluida en la información técnica de los módulos se puede hacer una regresión lineal para obtener la relación Potencia entregada-Radiación.

$$P_t = a + b(G_{total\ inc}) \quad Ec. 65$$

Donde:

P_t : Es la potencia teórica entregada por el módulo que recibe una irradiancia $G_{total\ inc}$

a : valor de la intersección al eje y (potencia)

b : pendiente de la recta

Cálculo de la temperatura del módulo T_{mod}

$$T_{mod} = T_{amb} + \frac{NOCT - 20}{80} G_{total\ inc} \quad Ec. 66$$

Donde:

T_{amb} : Temperatura ambiente en °C

$NOCT$: Temperatura de la celda a condición NOCT en °C

Cálculo de la diferencia de temperatura ΔT

$$\Delta T = T_{mod} - 25^\circ C \quad Ec. 67$$

Cálculo de la caída de potencia B_j

$$B_j = \Delta T * C_{T\ Pmax} \quad Ec. 68$$

Donde:

$C_{T\ Pmax}$: Coeficiente de temperatura de potencia máxima

Cálculo de la potencia real entregada por el módulo en la hora j $P_{mod\ j}$

$$P_{mod\ j} = P_t (1 + B_j) \quad Ec. 69$$

11.8. Distribución de procesos de tratamiento PTAR Acapantzingo.

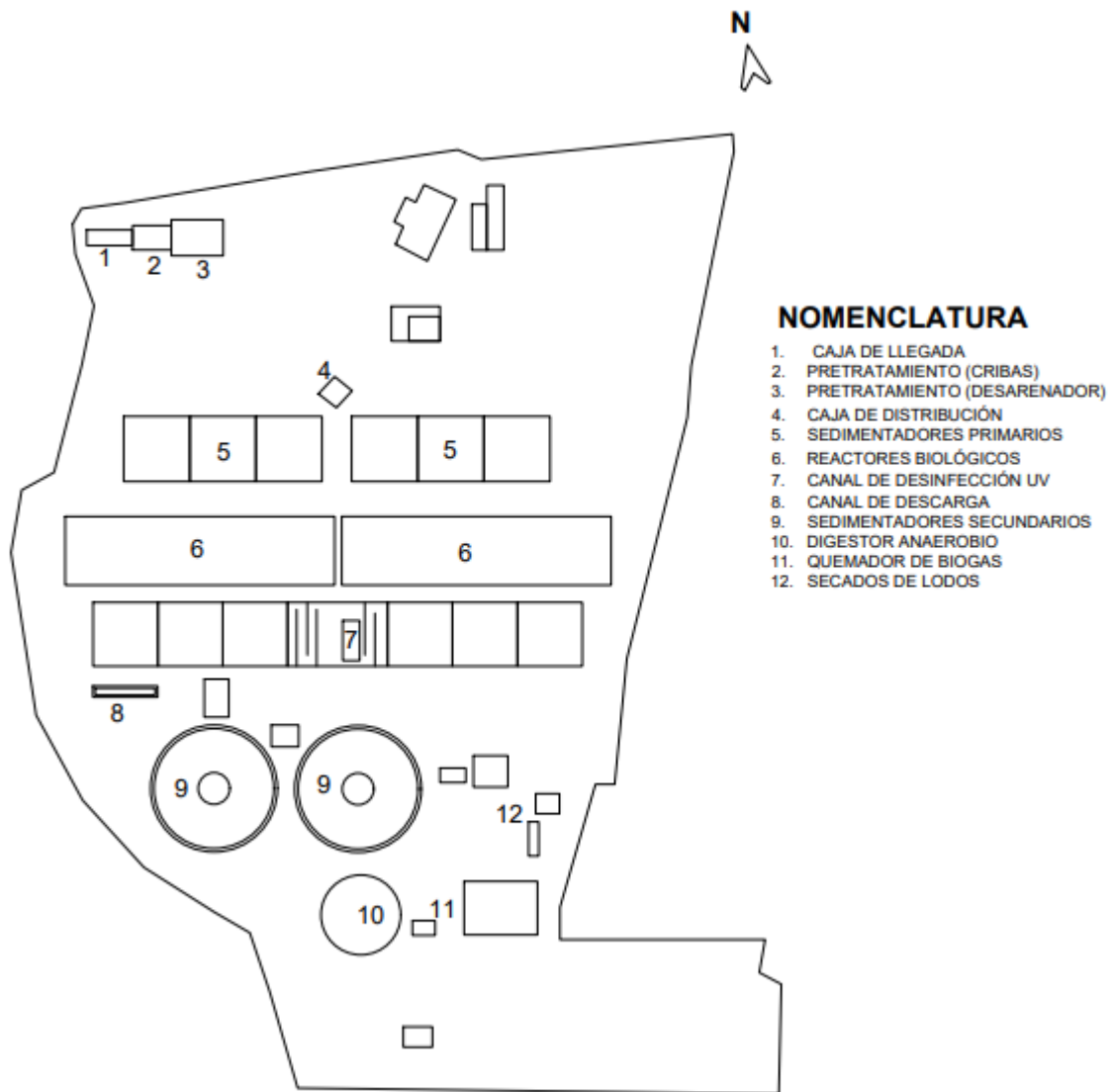


Figura 35 Croquis PTAR Acapantzingo. Fuente: Elaboración propia.