



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**Proyecto de una planta de biogás para  
residuos orgánicos en la estación de  
transferencia de la Alcaldía Cuauhtémoc**

**TESIS**

Que para obtener el título de  
**Ingeniero Eléctrico Electrónico**

**P R E S E N T A**

Gabriel Filtzer Gorbach

**DIRECTORA DE TESIS**

Dra. Alejandra Castro González



**Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2021**

## JURADO ASIGNADO

**PRESIDENTE:** DR. CARLOS CHÁVEZ MERCADO

**VOCAL:** DRA. ALEJANDRA CASTRO GONZÁLEZ

**SECRETARIO:** DRA. MANUELA AZUCENA ESCOBEDO  
IZQUIERDO

**1er. SUPLENTE:** M.I. JUDITH CATALINA NAVARRO  
GÓMEZ

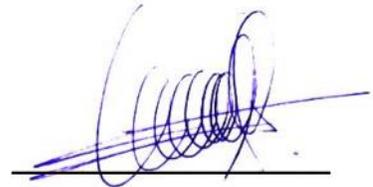
**2do. SUPLENTE:** DR. SERGIO QUEZADA GARCÍA

### SITIO DONDE SE DESARROLLÓ EL TEMA:

Estación de Transferencia de la Alcaldía Cuauhtémoc.  
Calz. Chabacano 130, Paulino Navarro, Cuauhtémoc, Ciudad de México.

### ASESORA DEL TEMA:

Dra. Alejandra Castro González



### SUSTENTANTE

Gabriel Filtzer Gorbach



## Agradecimientos

A mi padre, José Eduardo Filtzer, por su Luz Infinita que sigue iluminando mi camino.

A mi Bobe y Zeide, Cecilia Rudoy y David Gorbach, quienes sin su apoyo, generosidad y cariño infinitos no sería la persona que soy ahora.

A mi madre, Liza Gorbach, por nutrirme con amor ininterrumpidamente desde que llegué a este mundo y por hacer de mi bienestar siempre su prioridad.

A mi tía, Frida Gorbach, por ser un pilar fundamental en mi vida, un ejemplo de pasión por el conocimiento y por darme un hogar durante mi tiempo en la Universidad.

A mi hermana, Elena Filtzer, por mostrarme que siempre puedes encontrar el lado bueno de Todo, y por su cariño incomparable.

A Margot Mattson, por acompañarme en este proceso y muchos otros, buscando siempre nuestro crecimiento, a pesar de distancias y tiempos, poniendo el amor por delante; y a sus padres, Sherril y Kim Mattson, quienes sin su hospitalidad y generosidad esto no hubiera sido posible.

A mis amigxs de la Facultad: Lalo, Ariel, Delmar, Andrés, César, Pedro, Kenia, Alex, Adriana y María, por mostrarme mundos nuevos y un nuevo significado de la amistad. A Lorena, Josh, Diego, Gerardo, Isabel, Elisa, Arturo, Itala, Rafa, Rocha, Theo, Camila, Mikel, Macarena y Mateo por las experiencias trascendentales en todos estos años.

A Ariel Goldin, por las largas conversaciones que también nutrieron este trabajo, y por ser un gran amigo y colega en la innovación, adaptación y ambientación todos estos años.

A la Sociedad de Energía y Medio Ambiente de la Facultad de Ingeniería (SOEMA), por recibirme con los brazos abiertos y permitirme crecer y aprender más de lo que hubiera esperado. Por inspirarme a buscar una forma distinta de hacer las cosas, que impacte positivamente en la sociedad y el medioambiente, sin miedo a proponer e inventar alternativas. Esta tesis no hubiera sido posible sin esas personas y experiencias.

A la Dra. Alejandra Castro González, por su apoyo en la elaboración de este proyecto y por ser una inspiración para la búsqueda de un mejor futuro para todxs.

A todxs mis profesores de la Facultad de Ingeniería, por su entrega y profesionalismo en mi formación y la de toda la comunidad.

A lxs profesores de la clase de Agroecología en la Facultad de Ciencias, por aceptarme en mi búsqueda y transformar radicalmente mi forma de ver el mundo.

A la Universidad Nacional Autónoma de México por darnos tanto y ser otro hogar para todxs.

Al TODO, por pensarme en una vida tan maravillosa donde no puedo estar más que agradecido.

## ÍNDICE

<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b>	<b>I</b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS</b>	<b>III</b>
<b>RESUMEN</b>	<b>IV</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>V</b>
<b>OBJETIVOS</b>	<b>VI</b>

### **Capítulo 1. Antecedentes**

#### **Problemática actual de los residuos sólidos urbanos, emisiones de gases de efecto invernadero y cambio climático**

1.1 <u>Situación Global y Nacional</u>	1
1.2 <u>Ciudad de México y Alcaldía Cuauhtémoc</u>	14

### **Capítulo 2. Fundamentos**

#### **Aprovechamiento de biomasa y energía en México y la CDMX**

<u>2.1 Aspectos generales de la energía en México y la CDMX</u>	21
<u>2.2 Biomasa y bioenergía</u>	32
<u>2.2.1 Procesos de conversión de RSU en energía: Digestión</u>	34
<u>2.2.1.1 Proceso bioquímico</u>	34
<u>2.2.1.2 Consideraciones generales para una planta de biogás</u>	36
<u>2.2.2 Casos de éxito: Biogás de FORSU</u>	42

### **Capítulo 3. Materiales y métodos**

#### **Metodología del estudio**

3.1 <u>Caso de estudio y problemática</u>	44
3.2 <u>Metodología</u>	46

## **Capítulo 4. Resultados**

4.1	<u>Investigación de campo</u>	47
4.1.1	<u>Entrevistas</u>	
4.1.1.1	<u>Entrevista con Raúl Beltrán Azpe Director de Recolección y Tratamiento de Residuos Sólidos de la Alcaldía Cuauhtémoc</u>	47
4.1.1.2	<u>Entrevista con Erik Hans Solórzano Pedroza, Director de Sustentabilidad de la Alcaldía Cuauhtémoc</u>	49
4.1.1.3	<u>Entrevista con Arturo Bastidas Acuña, Director Ejecutivo de Transferencia y Disposición Final de RSU, Dirección General de Servicios Urbanos y Sustentabilidad del Gobierno de la Ciudad de México</u>	50
4.1.2	<u>Estación de Transferencia</u>	52
4.2	<u>Análisis de datos y plan de aprovechamiento</u>	54
4.2.1	<u>Análisis de Datos</u>	54
4.2.2	<u>Plan de Aprovechamiento</u>	56
4.2.2.1	<u>Diseño de las etapas de la planta</u>	58
4.2.2.1.1	<u>Pretratamiento</u>	58
4.2.2.1.2	<u>Reactor</u>	59
4.2.2.1.3	<u>Limpieza y mejoramiento</u>	61
4.2.2.1.4	<u>Inyección a la red</u>	67
4.2.2.1.5	<u>Tratamiento de productos</u>	69
4.2.2.2	<u>Diseño general de la planta</u>	70
4.3	<u>Plan para el desarrollo del proyecto</u>	75
4.4	<u>Análisis de factibilidad</u>	77
4.4.1	<u>Factibilidad energética</u>	77
4.4.2	<u>Factibilidad económica</u>	78
4.4.3	<u>Factibilidad ambiental</u>	85
4.5	<u>Comparativo con otros trabajos</u>	90

## **Capítulo 5. Conclusiones**

## **BIBLIOGRAFÍA**

## **ANEXOS**

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1	Total de emisiones globales de tipos de GEI antropogénicos de 1970 a 2010	7
Figura 1.2	Generación de metano (CH <sub>4</sub> ) antropogénico estimada para el año 2020, por actividad de origen	8
Figura 1.3	Desarrollo poblacional de los países analizados de 1990 a 2013	9
Figura 1.4	Histórico del PIB total anual en los países analizados de 1990 a 2018	10
Figura 1.5	Histórico de emisiones de residuos anuales en los países analizados de 1990 a 2015	11
Figura 1.6	Flujo de los RSU en la Ciudad de México	20
Figura 2.1	Cálculo del contenido energético de las reservas 1P de gas natural y el tiempo aproximado de abasto	28
Figura 2.2	Importaciones de gas natural	29
Figura 2.3	Consumo nacional de gas natural en generación eléctrica	29
Figura 2.4	Histórico de demanda interna de gas LP y gas natural en la Ciudad de México	31
Figura 2.5	Prospectivas del balance de gas natural y gas LP del sector residencial en la Región Centro del país 2017-2032	31
Figura 2.6	Esquema del proceso de digestión	36
Figura 2.7	Alimentación por transportador de tornillo	38
Figura 2.8	Alimentación por pistón	38
Figura 2.9	Diagrama general de una planta de biogás	42
Figura 3.1	Diagrama de flujo de las cantidades aproximadas de FORSU disponibles para su aprovechamiento (SEDEMA, 2017)	45
Figura 3.2	Representación de la metodología del proyecto	46
Figura 4.1	Organización de las dependencias consultadas de la Alcaldía Cuauhtémoc	48
Figura 4.2	Registro de toneladas de FORSU ingresadas a la estación de transferencia de la Alcaldía Cuauhtémoc en el año 2019	49
Figura 4.3	Organización del área entrevistada dentro de la Secretaría de Obras y Servicios Urbanos del Gobierno de la Ciudad de México	51
Figura 4.4	Plano de la estación de transferencia "Cuauhtémoc"	53
Figura 4.5	Vista de la sección de residuos orgánicos en el patio y su tolva	54
Figura 4.6	Vista inferior de la tolva de residuos orgánicos y un camión de transferencia	54

Figura 4.7	Propuesta de reorganización de la estación de transferencia para la instalación de la planta de biogás de FORSU	56
Figura 4.8	Etapas del proceso de digestión, con sus respectivos elementos de diseño	57
Figura 4.9	Diagrama de funcionamiento de un reactor de flujo de tapón	60
Figura 4.10	Funcionamiento del módulo de membranas de fibra hueca	63
Figura 4.11	Diagrama de la etapa de limpieza y mejoramiento del biogás	63
Figura 4.12	Funcionamiento planeado del intercambiador de calor de casco y tubo	65
Figura 4.13	Esquema del arreglo de membranas de fase múltiple	66
Figura 4.14	Procesamiento del biometano para su inyección, a su salida de las etapas de limpieza y mejoramiento	69
Figura 4.15	Diagrama de funcionamiento del separador de prensa de tornillo	70
Figura 4.16	Diagrama del flujo de procesos en la planta de biogás propuesta	73
Figura 4.17	Plano de la propuesta de distribución de los equipos en la planta de biogás	75
Figura 4.18	Cronograma general del proceso de construcción de la planta de biogás	76

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1	Gases de efecto invernadero (GEI) y su potencial de calentamiento global (PCG)	3
Tabla 1.2	Cantidad de RSU en algunas alcaldías de la CDMX en 2017	15
Tabla 1.3	Porcentaje del origen de los RSU en la CDMX en 2017	16
Tabla 1.4	Porcentaje de eficiencia de separación de los RSU en la CDMX por alcaldía en 2017	17
Tabla 2.1	Producción de energía primaria	22
Tabla 2.2	Insumos de energía primaria en centro de transformación por fuente	23
Tabla 2.3	Consumo final total por tipo de	24
Tabla 2.4	Consumo de energía de los sectores residencial, comercial y público	26
Tabla 2.5	Información de casos de plantas de digestión de FORSU en el mundo	43
Tabla 4.1	Caracterización fisicoquímica de la FORSU	58
Tabla 4.2	Parámetros de operación del reactor	61
Tabla 4.3	Características del gas natural de la red de distribución de la Ciudad de México	67
Tabla 4.4	Información de los equipos seleccionados para el diseño	74
Tabla 4.5	Energía eléctrica aproximada utilizada por los equipos de la planta al día	77
Tabla 4.6	Balance de energía de la planta por día	78
Tabla 4.7	Costo estimado de equipos y elementos adicionales	79
Tabla 4.8	Costos estimados adicionales por fase de instalación	80
Tabla 4.9	Costo de energía eléctrica mensual en la planta	81
Tabla 4.10	Costos estimados de operación mensual	83
Tabla 4.11	Costos totales del proyecto	83
Tabla 4.12	Proyección de ingresos y ahorros del proyecto	84
Tabla 4.13	Retorno de inversión	85
Tabla 4.14	Emisiones mensuales generadas por el funcionamiento de la planta	86
Tabla 4.15	Emisiones mensuales de la FORSU de la Alcaldía Cuauhtémoc actualmente	87
Tabla 4.16	Balance de emisiones mensuales del proyecto	88
Tabla 4.17	Comparativo con otros trabajos	90

## RESUMEN

El proyecto consiste en el diseño de una planta de biogás de la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (FORSU) recibidos en la estación de transferencia de la Alcaldía Cuauhtémoc de la Ciudad de México para su tratamiento en sitio. Esto con el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero generadas por el manejo actual de los residuos. Considerando casos exitosos en otros países, es posible incorporar el biometano, producto del mejoramiento del biogás, a la red de gas natural para su consumo energético, logrando sustituir este último por una alternativa ecológica y sustentable, que aumente la soberanía energética nacional y contribuya a la descentralización de la producción de energéticos. Después de recabar datos estadísticos de residuos, por medio de entrevistas y fuentes oficiales, y de realizar una visita al sitio, se consideró un flujo diario promedio de 72 toneladas de la FORSU, lo que equivale a 5,762 kg de sólidos volátiles (SV) al día. Con estos datos, se calculó el volumen aproximado del reactor, de 1,152 m<sup>3</sup>. Después de considerar el tipo de residuos y la constancia de ingreso, se determinó que el reactor adecuado sería uno de tipo flujo de tapón, caracterizado por procesar un flujo constante de sustrato. Revisando los equipos disponibles en el mercado, se determinó que se utilizaría un reactor de 1,800 m<sup>3</sup>, para contar con mayor capacidad de procesamiento. Asimismo, al buscar las tecnologías más eficientes, que requirieran la menor cantidad de insumos y energía para limpiar y mejorar el biogás, se optó por un sistema de membranas a alta presión. De modo que el diseño final consiste en un molino de pretratamiento, el reactor, una etapa de compresión y enfriamiento del gas, el sistema de membranas para separar el dióxido de carbono y el vapor de agua del metano, un filtro de adsorción de ácido sulfhídrico, un sistema de odorización, y el sistema de control de proceso y calidad del producto para su inyección a la red, así como un separador de lodos digeridos a la salida del reactor. Para su instalación y funcionamiento, se requeriría de una reconfiguración del espacio y las operaciones de la estación. Fijando el tiempo de residencia hidráulico en 33 días y la temperatura de operación en la zona termófila a 55°C, se calculó un rendimiento aproximado de 0.5 m<sup>3</sup> de biogás por kgSV, es decir, 2,881 m<sup>3</sup> de biogás diarios, y 1,440.5 m<sup>3</sup> de biometano, o lo que equivale a 14,809.25 kWh. Se estimó que se utilizarían 4,957.2 kWh al día para la operación, dando un balance total de 9,852.05 kWh producidos. El proyecto requeriría una inversión inicial aproximada de \$41,490,000 MXN, monto que sería recuperado a la mitad del séptimo año de operaciones, con los ingresos de la venta del energético y apoyos gubernamentales equivalentes al ahorro de transporte y procesamiento de la FORSU actualmente. La vida útil de las instalaciones, con el mantenimiento adecuado, sería de entre 20 y 30 años. Al evaluar el impacto ambiental de la planta, se obtuvo un ahorro de 287.14 tCO<sub>2</sub>e mensuales, provenientes del transporte de los residuos hacia la planta de compostaje y su tratamiento. Se concluyó que el proyecto es viable a nivel energético, económico y ambiental.

## INTRODUCCIÓN

La fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (FORSU) son una fuente significativa de gases de efecto invernadero (GEI). Su descomposición, generada por una comunidad de microorganismos, tiene entre sus productos dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) y, principalmente, metano ( $\text{CH}_4$ ), compuesto caracterizado por tener un potencial de calentamiento global 25 veces mayor que el del  $\text{CO}_2$  (IPCC, 2007). En el año 2010, el  $\text{CH}_4$  correspondía al 16% del total de emisiones globales de GEI causadas por actividades humanas (IPCC, 2014). Un reporte del año 2020 estima que el total de emisiones de  $\text{CH}_4$  globales se dividen en aquellas de fuentes naturales, como los humedales, a los que se les atribuye el 30% de estas, y las antropogénicas, con un 24% de agricultura y ganadería, 20% de combustibles fósiles y 11% de residuos (IEA, 2020). En México, el 7% de las emisiones del país calculadas en 2015 corresponde al sector residuos, con cerca de 22 millones de toneladas de  $\text{CO}_2\text{eq}$ , de las cuales el 47.7% corresponden a la disposición final de residuos (INECC, 2020), provenientes de aproximadamente 80,785 toneladas diarias a nivel nacional que son dispuestas en estos sitios (SEMARNAT, 2017).

Una solución a la emisión de los gases de residuos orgánicos es tratarlos en plantas de biogás, donde se realiza una descomposición controlada en un reactor bajo condiciones anaeróbicas y de temperatura y humedad específicas, capturando el biogás, compuesto principalmente por  $\text{CH}_4$ ,  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{O}$ , y manejándolo adecuadamente para su posterior disposición y aprovechamiento. En la actualidad el biogás en México aporta el menor porcentaje como energético primario, con un 0.043% del total nacional en 2018, equivalente a 2.84 PJ, utilizados principalmente en autogeneración eléctrica (SENER-SIE, 2019). En comparación con casos de Europa, donde países como Dinamarca han alcanzado producciones anuales de 20 PJ, compuestos principalmente por biogás mejorado para su inyección en la red de gas natural, logrando así abastecer el 8% del consumo nacional de gas (IIUNAM, 2019). Es a través del uso de tecnologías de mejoramiento de biogás que este proyecto buscará utilizar el potencial energético de la FORSU de la Alcaldía Cuauhtémoc, como un sustituto sustentable del gas natural utilizado en la zona. Esto debido a un alarmante incremento en la dependencia de las importaciones de gas natural del extranjero, las que superan el 50% del gas natural consumido en el país (SENER, 2018).

Por lo tanto, se prevé que el diseño de una planta de biogás de la FORSU de la Alcaldía Cuauhtémoc, pensada para funcionar en el sitio de la estación de transferencia de la entidad donde actualmente se reciben los residuos, puede funcionar como una alternativa ambiental y energéticamente viable al manejo actual de residuos, al reducir las emisiones de GEI y aportar una mejora a la soberanía energética de la Ciudad de México y el país.

## OBJETIVOS

### Objetivo General

Evaluar la factibilidad de un diseño de planta de biogás utilizando la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos generados en la Alcaldía Cuauhtémoc como un método de mitigación de emisiones y mejoramiento de la sustentabilidad energética local.

### Objetivos Específicos

- Entender la situación actual del impacto de la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos en el medio ambiente, evaluando las alternativas disponibles para su manejo y aprovechamiento a nivel global y local.
- Resaltar la importancia del manejo adecuado de la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos, comprendiendo su potencial de aprovechamiento como energía en forma de biomasa.
- Comprender el estado actual de la demanda energética nacional de gas natural y la procedencia del mismo, analizando el potencial del biogás como su posible sustituto.
- Analizar el potencial energético del biogás que podría obtenerse de la cantidad de residuos orgánicos recopilados diariamente en la estación de transferencia de la Alcaldía Cuauhtémoc.
- Diseñar un proyecto integral de generación de biogás para los residuos orgánicos de la Alcaldía Cuauhtémoc, utilizando las tecnologías más adecuadas disponibles en el mercado en la actualidad.
- Evaluar la factibilidad económica, energética y ambiental del proyecto de aprovechamiento de residuos, determinando los requerimientos necesarios para su realización.

## **Capítulo 1. Antecedentes**

### **Problemática actual de los residuos sólidos urbanos, gases de efecto invernadero y cambio climático**

No cabe duda que uno de los grandes problemas que enfrenta la humanidad en la actualidad -si no es que el mayor y más urgente de ellos-, es el cambio climático. Mi generación creció ya escuchando el término, desde el principio de nuestra formación académica, en el año 1999, aproximadamente, y hasta el momento en el que se escriben estas palabras, se ha mantenido e inclusive se ha incrementado significativamente la presencia de tan mencionado fenómeno en el imaginario común de la sociedad; siempre como algo que, en general, se acepta como real, pero también se piensa como un avistamiento lejano, aún, de nuestro presente. Es esta misma concepción de profecía futura, en parte, lo que obstaculiza y retrasa los esfuerzos, tanto individuales como colectivos, para contrarrestar los efectos de tan inminente amenaza.

Es partiendo de esta perspectiva que se hace indispensable la elaboración de unos antecedentes que muestren explícita y concretamente la realidad presente y evidente del cambio climático; con información concreta sobre el impacto de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), producto de las actividades del ser humano desde la revolución industrial, en el clima global de los últimos años y de ahora; y las diversas proyecciones planteadas por distintos organismos especializados para las próximas décadas, evaluando diversos escenarios posibles según se desarrollen, o no, las acciones de mitigación adecuadas.

En este capítulo se abordará la situación global general asociada al cambio climático, haciendo un repaso de las evidencias y los datos disponibles sobre la generación de GEI por las distintas actividades humanas en las regiones del planeta, así como a nivel nacional y estatal para la Ciudad de México, hasta llegar a la región del caso de estudio como la alcaldía Cuauhtémoc. A lo largo de este capítulo se hará un énfasis en la contribución de los Residuos Sólidos Urbanos (RSU) y la biomasa agropecuaria a la problemática en cuestión, para encaminar la discusión hacia el tema central del proyecto, y aportar la información requerida para el desarrollo de las siguientes secciones.

#### 1.1 Situación Global y Nacional

El concepto de Cambio Climático se remonta a los primeros estudios sobre el efecto invernadero, mismos que datan de mediados del siglo XIX, según establecen Jones y Henderson-Sellers (1990) en su artículo *Historia sobre el Efecto Invernadero*: “El físico francés Fourier fue probablemente la primera persona, en 1827, en aludir al efecto invernadero cuando comparó la influencia de la atmósfera al calentamiento de un espacio encerrado por un vidrio. A Fourier también se le atribuye la sugerencia

de que las actividades humanas podrían influenciar el clima” (Jones y Henderson-Sellers, 1990).

Más adelante, las investigaciones de diversos científicos siguieron indagando en la relación de la concentración de los gases de la atmósfera con la temperatura de la superficie terrestre, encontrando un particular interés en el dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ). En 1895 Svante Arrhenius presentó un artículo a la Real Academia Sueca de Ciencias titulado '*La influencia del ácido carbónico (dióxido de carbono) en el aire sobre la temperatura en la tierra*', donde calculó las variaciones de temperatura en cinco escenarios distintos donde el dióxido de carbono era 0.67, 1.5, 2.0, 2.5 y 3.0 veces los niveles observados en ese año (Jones y Henderson-Sellers, 1990). Es posible afirmar que las investigaciones citadas fueron producto de los cambios observados como consecuencia de la Revolución Industrial y el uso intensivo de combustibles fósiles (particularmente carbón) que involucró dicha transformación en la historia moderna.

Por lo tanto, se comprende que el origen de los estudios sobre el cambio climático está basado en el efecto invernadero, mismo que se podría definir, partiendo de lo mencionado, como el calentamiento de la superficie terrestre, consecuencia de la concentración de ciertos gases en la atmósfera (particularmente  $\text{CO}_2$ ). En la actualidad se sabe que, a pesar de que el  $\text{CO}_2$  es el Gas de Efecto Invernadero (GEI) que predomina en la atmósfera, existen otros gases emitidos por actividades humanas, cada uno con un potencial de calentamiento global (PCG) específico. Este parámetro se define como el forzamiento radiactivo acumulado de las emisiones de una masa unitaria de gas en relación con un gas de referencia considerando tanto los efectos directos como los indirectos, en un horizonte de tiempo específico (IPCC, 1996). En relación a dicha definición, los efectos directos se presentan cuando el gas en sí es un gas de efecto invernadero, los efectos indirectos se presentan cuando las transformaciones químicas que involucran al gas original, producen un gas o gases que son de efecto invernadero (Cuatecontzi y Gasca, 2004). Siendo el gas de referencia el dióxido de carbono, los otros GEI mencionados con sus PCG específicos pueden observarse en la Tabla 1.1, donde el PCG (GWP, Global Warming Potential en inglés) está considerado para un horizonte de 100 años. En la tabla se muestra que el metano ( $\text{CH}_4$ ) es el segundo gas en menor impacto, después del  $\text{CO}_2$ , con un equivalente de 25 veces éste último. Por lo que se entiende que cada molécula de  $\text{CH}_4$ , tiene el impacto de 25 moléculas de  $\text{CO}_2$ ; de la misma forma el resto de los GEI, como el hexafluoruro de azufre ( $\text{SF}_6$ ), con un potencial 22,800 veces el del  $\text{CO}_2$ .

Tabla 1.1 Gases de efecto invernadero (GEI) y su potencial de calentamiento global (PCG) (IPCC, 2007)

<b>Gas</b>	<b>PCG</b>
CO <sub>2</sub>	1
CH <sub>4</sub>	25
N <sub>2</sub> O	298
HFC-23	14,800
HFC-32	675
HFC-125	3,500
HFC-134a	1,430
HFC-143a	4,470
HFC-152a	124
HFC-227ea	3,220
HFC-236fa	9,810
HFC-4310mee	1,640
CF <sub>4</sub>	7,390
C <sub>2</sub> F <sub>6</sub>	12,200
C <sub>4</sub> F <sub>10</sub>	8,860
C <sub>6</sub> F <sub>14</sub>	9,300
SF <sub>6</sub>	22,800
NF <sub>3</sub>	17,200

En lo que respecta a las concentraciones de estos en la atmósfera, datos del IPCC del 2010, disponibles en el reporte de síntesis climática del 2014, muestran que el 76% de los GEI emitidos en ese año correspondieron a CO<sub>2</sub>, 16% a CH<sub>4</sub>, 6% a óxido nitroso (N<sub>2</sub>O) y 2% a gases fluorinados varios (IPCC, 2014). Es prudente anticipar que, estas mismas emisiones son originadas en distintos sectores económicos globales, cuyos porcentajes correspondientes son: producción de electricidad y calor 25%, agricultura y otros usos de la tierra 24%, industria 21%, transporte 14%, otras energías 10% y edificios 6% (IPCC, 2014). Es de resaltarse que los dos sectores con mayor generación de emisiones son el de la agricultura y la producción de electricidad, mismos en los que se elaborará con más detalle en los siguientes capítulos.

Una vez abordada la problemática de los GEI y su relación con el efecto invernadero, es posible hablar sobre el impacto de este fenómeno en el cambio climático. Este último se puede definir como “un cambio en el clima usual de un lugar específico, o de la Tierra en general” (NASA, 2014). Estos cambios pueden manifestarse de distintas formas, como en la temperatura promedio, la cantidad y locación de precipitaciones o sequías, entre otros (NASA, 2014).

En la actualidad existen diversos indicadores que ratifican que la Tierra se encuentra en un constante, y cada vez más veloz, proceso de calentamiento. El más evidente

es un incremento en la temperatura promedio de la superficie, éste se mide como la diferencia entre la temperatura promedio de la época pre-industrial y la actual. Según el informe más reciente del IPCC, *Global Warming of 1.5°C*, en el 2017 se alcanzó una diferencia de calentamiento antropogénico récord de 1.0°C, relativo a las temperaturas del periodo de 1850-1900 (IPCC, 2019). En el mismo reporte se estima que, de seguir con la tendencia actual de emisiones, para el año 2040 se alcanzará un incremento de entre 1.5°C y 2°C (IPCC, 2019). Otro indicador asociado a la temperatura es el calentamiento progresivo de los océanos, los cuales absorben el calor atmosférico excesivo ya mencionado. Datos de la Administración Nacional Oceánica y Atmosférica de EEUU muestran un incremento promedio de 0.13°C en la superficie de los océanos por década en los últimos 100 años (NOAA, 2019).

Otro parámetro que pone en perspectiva el avance del cambio climático es la reducción de las capas de hielo en Groenlandia y la Antártida. Información de los satélites GRACE de la NASA han demostrado que desde 2002 se han perdido 127 gigatoneladas de masa anuales en Antártida y 286 gigatoneladas anuales en Groenlandia (NASA, 2017). Este fenómeno, además de ser alarmante en sí mismo por el impacto de las transformaciones de los ecosistemas originales en esas zonas, tiene como consecuencia el aumento de los niveles del mar a nivel global, el cual representa una de las mayores amenazas para los sistemas humanos, considerando que más de 600 millones de personas (10% de la población mundial) viven en áreas costeras a menos de 10 metros sobre el nivel del mar, y cerca del 40% de la población mundial vive en un rango de 100 kilómetros de la costa (ONU, 2017).

Además de los ya mencionados, existe otro efecto del cambio climático en los océanos que pone en riesgo la subsistencia de los seres humanos y las especies de flora y fauna que habitan dentro y cerca de estos ecosistemas: este se conoce como la acidificación. Para entender este fenómeno es necesario explicar brevemente el ciclo natural del carbono, el cual se divide en dos partes: el ciclo lento y el rápido. El primero consiste en reacciones químicas y actividad tectónica que transfieren el carbono entre rocas, suelo, océano y la atmósfera en un periodo entre 100 y 200 millones de años, con un movimiento anual aproximado de entre 10 y 100 millones de toneladas métricas de carbono al año, mientras que el segundo se le atribuye al movimiento de carbono a través de seres vivos en la Tierra (Riebeek, 2011). El proceso del ciclo lento comienza con lluvia, la cual disuelve el carbono atmosférico formando ácido carbónico ( $\text{HCO}_3^-$ ) que, al caer a la superficie, disuelve rocas, acarreando otros iones minerales a su paso (principalmente de calcio), sumándose a la corriente de ríos hasta llegar al océano. Adicionalmente, en la superficie del océano, el agua entra en contacto con el aire y disuelve el dióxido de carbono en un proceso un tanto más rápido que el ya mencionado; al disolverse, el

CO<sub>2</sub> reacciona con las moléculas de H<sub>2</sub>O, liberando hidrógeno y disminuyendo así el pH en el océano (Riebeek, 2011). En tiempos preindustriales, existía un equilibrio entre el carbono absorbido por el océano y el emitido a la atmósfera, sin embargo, debido al incremento de las actividades humanas, la cantidad de carbono absorbido ha superado el balance normal, conllevando a una acidificación de los mares (Riebeek, 2011). Específicamente, esta se debe a una serie de reacciones químicas que suceden con la absorción de CO<sub>2</sub> en exceso, reduciendo el pH del agua marina, así como iones minerales de carbonato de calcio, esenciales para la sobrevivencia de muchas especies marinas como moluscos y corales (NOAA-PMEL, 2017). Dichas reacciones consisten en la formación de iones de ácido carbónico (HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>) a partir de moléculas de CO<sub>2</sub>, agua (H<sub>2</sub>O) y iones de carbonato (CO<sub>3</sub><sup>2-</sup>), misma que se muestra en la ecuación 1.1 (NOAA-PMEL, 2016):



A pesar de los beneficios atmosféricos que podrían considerarse del aumento en la absorción de CO<sub>2</sub> por el océano, es cada vez más evidente que el desequilibrio ambiental causado por la emisión de gases producto de las actividades humanas tiene un impacto negativo en la composición química de los océanos, la cual se ve reflejada por la acidificación de los mismos. Por lo tanto, de no reducirse el ritmo en las emisiones de CO<sub>2</sub>, los ecosistemas marinos se verán irremediablemente afectados.

Otra notable evidencia de los efectos actuales del cambio climático es el aumento en la pérdida de la biodiversidad. Según el último reporte de Evaluación Global de la Plataforma Intergubernamental Científico-Normativa sobre Diversidad Biológica y Servicios de los Ecosistemas (IPBES, por sus siglas en inglés), alrededor de un millón de especies se encuentran en peligro de extinción (IPBES, 2019). En perspectiva, la abundancia de especies en la mayoría de hábitats terrestres se ha reducido en un 20% desde 1990. Actualmente, más del 40% de las especies de anfibios, 33% de los corales y más de un tercio de los mamíferos marinos se encuentran amenazados, como parte de las alteraciones, cada vez más veloces y significantes, que han sufrido los ecosistemas terrestres y marinos desde el comienzo de la industrialización (IPBES, 2019).

Considerando las circunstancias descritas que acogen al planeta como parte del cambio climático, y entendiendo que la naturaleza del problema consiste en las emisiones de GEI, es necesario revisar los datos específicos sobre el origen de estos gases, para así acercarnos al tema principal del proyecto.

Información del 2010 mostró que las emisiones de origen antropogénico entre el 2000 y ese año fueron las más altas en comparación con las tres décadas anteriores, llegando a un máximo de 49 gigatoneladas de CO<sub>2</sub> equivalente (GtCO<sub>2</sub>eq/año) en el último año de ese periodo (IPCC, 2014). En la Figura 1.1 se detallan las emisiones de GEI, divididas por tipo, con sus respectivos incrementos en periodos de diez años, y el porcentaje que representan de las emisiones totales, medidas en GtCO<sub>2</sub>eq/año.

En la parte superior aparecen las emisiones correspondientes a gases fluorados (F-gases, en inglés) con la menor participación (2% en 2010), aunque con el mayor impacto por potencial de GEI, recordando la Tabla 1.1; seguidos de estos, se encuentran los gases de óxidos nitrosos (6.2% en el mismo año) y el metano CH<sub>4</sub> (16%). En este caso se divide el CO<sub>2</sub> en aquél con origen forestal, como incendios y pérdida de follaje, y de otro tipo de usos de suelo con 13%, y aquel proveniente de combustibles fósiles y procesos industriales, con la mayor aportación de 62% del total en 2010. En la Figura 1.1 se puede observar una clara tendencia a la alza, a pesar de algunos decrementos, provocados principalmente por crisis económicas (en los años 2007 y 2008, por ejemplo). El incremento promedio anual es de 1.3% (IPCC, 2014). Es importante notar que el gas con mayores emisiones, seguido del CO<sub>2</sub> de combustibles fósiles, es el CH<sub>4</sub>, cuyo potencial de efecto invernadero es 25 veces el del CO<sub>2</sub> (IPCC, 2007), por lo que se trata de un porcentaje bastante significativo.

En lo que respecta a los sectores responsables de las emisiones, en 2010 el 25% de las emisiones de GEI mundiales correspondieron a la generación de electricidad y calor, 24% a agricultura, cambios de usos de suelo y cuestiones forestales, 21% provienen de las industrias, 14% del transporte y el resto provienen de edificaciones y otros tipos de energía (IPCC, 2014). Cabe aclarar, considerando el tema central del proyecto, que en esta clasificación de las emisiones por sector no se detallan aquellas provenientes de los residuos (en algunos casos referidas como el 'sector de residuos'), por lo que se asume que están incluidas en las mediciones de emisiones de cada sector mencionado. Sin embargo, es de notarse que pocos inventarios de emisiones de países cuentan con información precisa sobre emisiones de residuos (sólidos y de aguas residuales), por lo que el impacto de los mismos a nivel global es un tanto incierto, a diferencia de otras fuentes de emisiones mejor cuantificadas. Esto se debe a una falta de apego a las metodologías y definiciones establecidas por el IPCC para la cuantificación, y a las circunstancias específicas de los distintos países (particularmente aquellos en vías de desarrollo, por falta de recursos) que obstaculizan los estudios necesarios (Bogner, 2007).

A pesar de esto, existen estimados globales obtenidos a partir de distintos acercamientos, como son estadísticas nacionales directas, estimados basados en la población, y variables ligadas a indicadores demográficos o económicos. Un ejemplo de esta última sería el índice de generación de residuos per cápita; el cual puede ir desde menos de 0.1 ton/personas por año en países de bajos recursos, hasta más de 0.8 ton/personas por año en naciones industrializadas de mayores ingresos (Bogner, 2007).

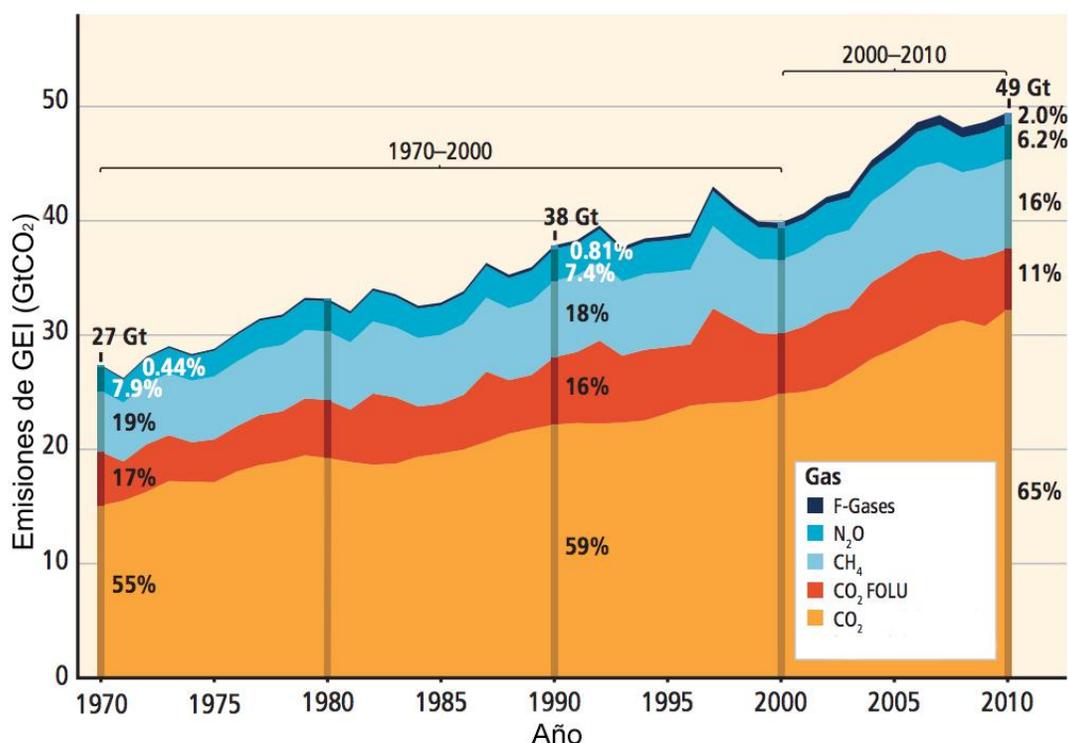


Figura 1.1 Total de emisiones globales de tipos de GEI antropogénicos de 1970 a 2010 (IPCC, 2014)

Se estimó que, en el año 2005, el sector de residuos fue responsable de cerca de un 5% de las emisiones globales de GEI, con 1,345 MtCO<sub>2</sub>-eq, tomando como referencia datos de inventarios nacionales, proyecciones del UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change) y estimaciones y extrapolaciones basadas en información del IPCC asociada a sus metodologías de cuantificación de este tipo de emisiones. Esta cifra está compuesta por cuatro rubros principales: CH<sub>4</sub> proveniente de rellenos sanitarios, CH<sub>4</sub> de aguas residuales, N<sub>2</sub>O de aguas residuales, y CO<sub>2</sub> de incineraciones. Es importante resaltar que el rubro de mayor aportación es el primero, correspondiente al metano de rellenos sanitarios, con una participación aproximada de entre 50% y 60% (Bogner, 2007). Para entender mejor las dimensiones de las emisiones del sector en cuestión es pertinente abarcar un tanto más la problemática del metano atmosférico.

El estudio más reciente de la Iniciativa Global de Metano (Global Methane Initiative, GMI, en inglés) calculaba un escenario para el año 2020 en el que las emisiones de CH<sub>4</sub> serían de aproximadamente 9.39 GtCO<sub>2</sub>-eq (GMI, 2015). En perspectiva, el reporte de la brecha de emisiones de 2018 emitido por la dependencia ambiental de la ONU proyecta un escenario de emisiones totales globales para 2020 de aproximadamente 54 GtCO<sub>2</sub>-eq, basándose en las políticas actuales (ONU, 2018). De manera que, para ese año, se espera un porcentaje de emisiones de CH<sub>4</sub> estimado de entre 17% y 18% del total global; es decir, un incremento de entre 1% y 2% en relación a los valores de 2010 observados previamente en la Figura 1.1.

La cantidad de metano estimado para 2020 sería producto de diferentes sectores y actividades humanas; cuya participación respectiva está detallada en la Figura 1.2, donde se observa que la mayor parte (27%) se originaría en la fermentación entérica, es decir, en gases emitidos por la ganadería, seguido de las emisiones de la industria del petróleo y gas (24%), y en tercer lugar los residuos sólidos urbanos que, sumados con las aguas residuales, conforman el 18%. Otras fuentes importantes son la minería de carbón (9%) y los desechos de la ganadería y la agricultura que, incluyendo el cultivo de arroz y la biomasa general, da un total de 13% (GMI, 2015). De la Figura 1.2 podrá observarse que, a diferencia de lo que representa el sector residuos en la generación global de todos los GEI (casi 5%); visto dentro de las emisiones de CH<sub>4</sub>, puede comprenderse con más detalle la magnitud de la situación y la justificación del proyecto en cuestión.

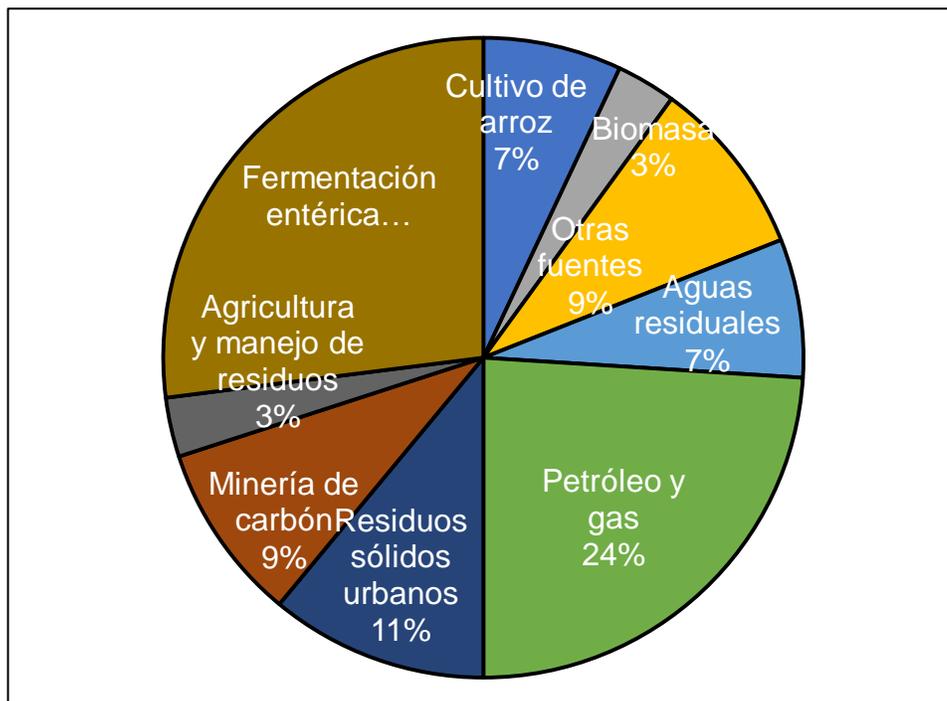


Figura 1.2 Generación de metano (CH<sub>4</sub>) antropogénico estimada para el año 2020, por actividad de origen (GMI, 2015)

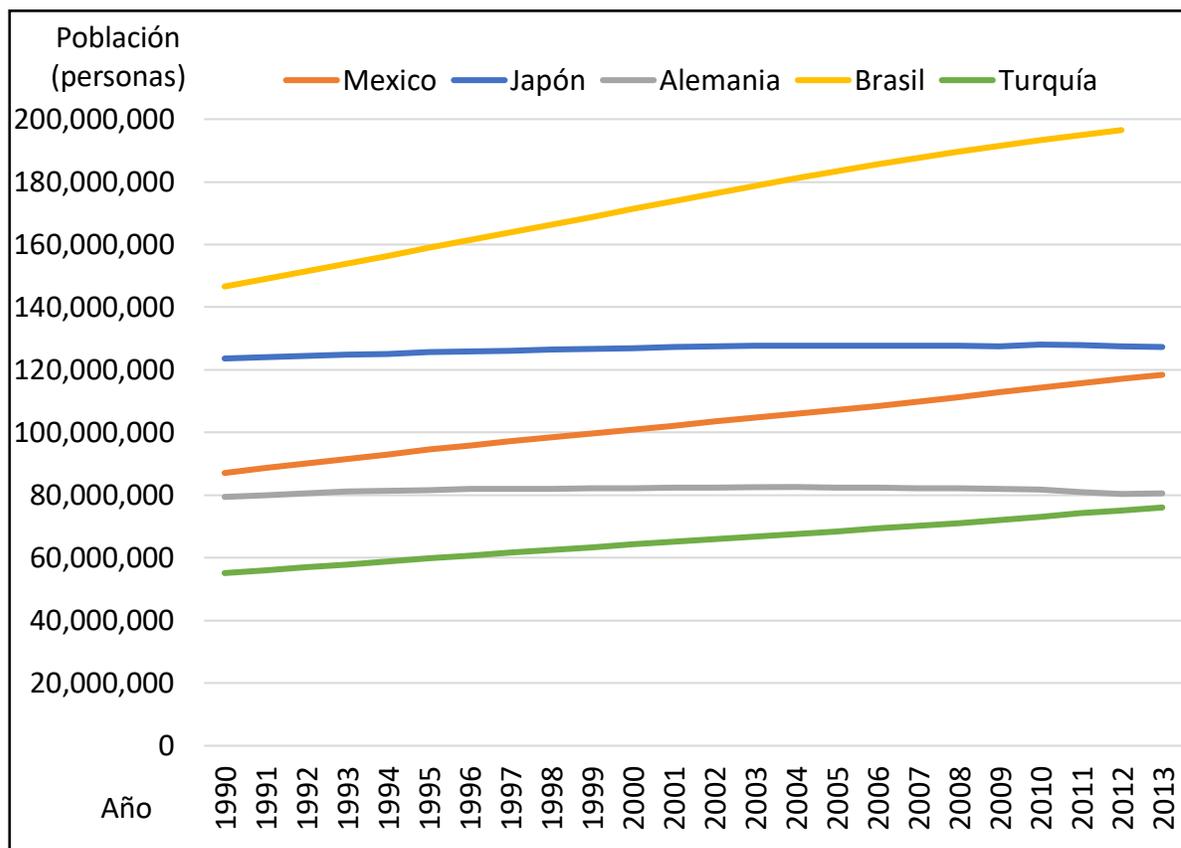


Figura 1.3 Desarrollo poblacional de los países analizados de 1990 a 2013 (OCDE, 2018)

Como se mencionó anteriormente, es común que algunos países midan sus emisiones del sector de residuos a partir de índices per cápita. Por esto mismo, es de esperarse que dichas emisiones, en general, estén en función del tamaño de su población y de las condiciones socioeconómicas promedio de la misma. Esta suposición puede comprobarse analizando las estadísticas disponibles sobre este rubro, proporcionadas por la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE).

Para entender la relación entre población y emisiones por residuos, tomando como base México, se seleccionaron 4 países adicionales cuyas poblaciones son relativamente cercanas a la referencia (dos mayores, Brasil y Japón, y dos menores, Alemania y Turquía), y cuyos datos de emisiones estén disponibles. Adicionalmente, las naciones evaluadas son economías tanto más desarrolladas (Alemania y Japón), como con un desarrollo similar a México (Brasil y Turquía). Primero es necesario observar los valores demográficos entre cada uno. En la Figura 1.3 se muestra el desarrollo de las poblaciones desde 1990 a 2013. Se observa que Turquía, México y Brasil han tenido un constante crecimiento

demográfico a lo largo del tiempo, en magnitudes que siguen ese orden. Mientras que Alemania y Japón han mantenido sus poblaciones con un mínimo incremento, e inclusive se han disminuido en los años más recientes.

Si se observa ahora la Figura 1.4, correspondiente al desarrollo del Producto Interno Bruto anual en los mismos países, de 1990 a 2018, puede apreciarse que los países con menores incrementos poblacionales son también los de mayores recursos (Japón y Alemania), mismos que han ido incrementando con casi la misma tendencia, a excepción de las caídas por las crisis económicas. En lo que refiere al resto, así como es el de menor población, Turquía es también el de menores recursos, muy cerca de México, particularmente en 2018 que casi han llegado a encontrarse. Mientras que Brasil, con la mayor población de este grupo, se encuentra por encima de estos últimos, pero aún un tanto lejos de los dos países líderes.

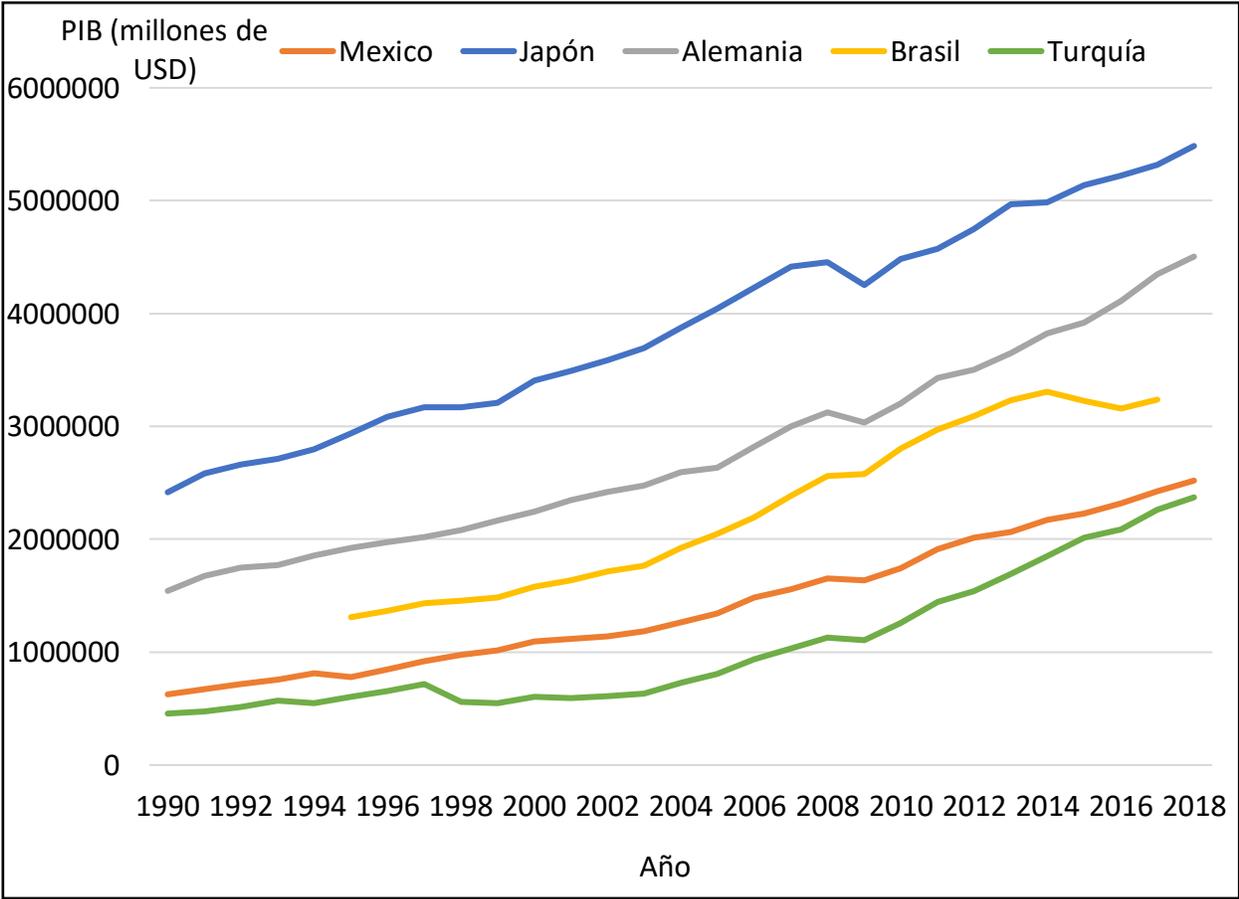


Figura 1.4 Histórico del PIB total anual en los países analizados de 1990 a 2018 (OCDE, 2018)

Las Figuras 1.4 y 1.5 cobran más sentido al poner atención en la Figura 1.5, donde se detallan las emisiones por residuos anuales desde 1990 hasta el año 2015. En esta se observa que, así como en las otras gráficas, Turquía ocupa el lugar más bajo, estableciendo una relación de proporción directa entre desarrollo económico, población y residuos. De la misma forma, Brasil ocupa el lugar más alto en emisiones, remarcando la relación población-residuos, aún cuando su posición económica es más favorable que la de Turquía, se puede considerar que la superioridad demográfica complica la utilización de recursos para la mitigación de dichas emisiones. Por otro lado, la cuestión se vuelve más compleja con el caso de México, donde se observa un incremento significativo de emisiones a lo largo del tiempo, particularmente acentuado a partir del 2004, con una pendiente que supera todas las demás observadas. Es de notarse que esta tendencia de emisiones en México no se ve reflejada en las otras dos gráficas, por lo que se puede suponer que se debe a alguna modificación a políticas públicas en torno a la materia, o a ciertos cambios en algún sector en particular en esos años. Asimismo, lo que llama la atención es la tendencia de Alemania y Japón, cuyas emisiones eran bastantes mayores a las de México en 1990, y lograron reducirse significativamente hasta llegar a valores por debajo de éste, e inclusive por debajo de Turquía en el caso de Alemania.

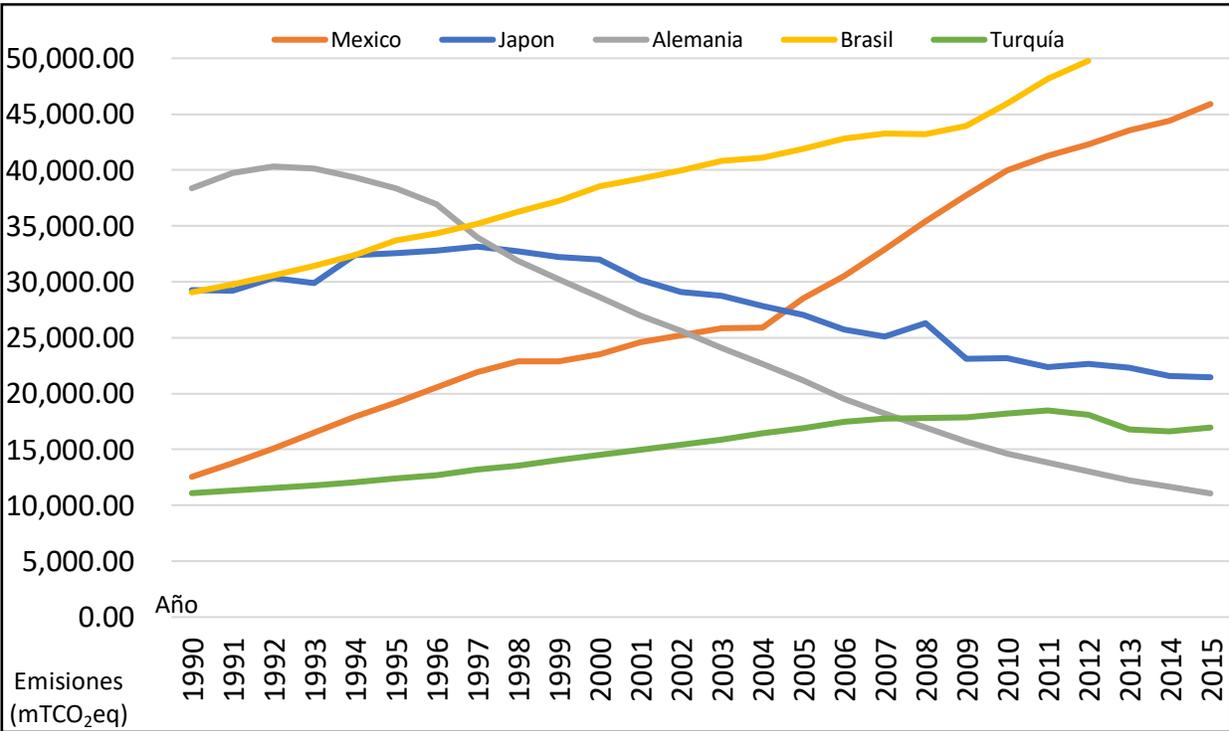


Figura 1.5 Histórico de emisiones de residuos anuales en los países analizados de 1990 a 2015 (OCDE, 2018)

Este comportamiento puede explicarse por políticas públicas efectivas para el manejo de residuos sólidos; las cuales contrarrestan la producción de emisiones per cápita (en el caso de Japón), y mismas que, probablemente, han requerido de abundantes recursos para su ejecución, considerando que los países que las han ejercido son aquellos con mayores índices de PIB, según lo mostrado; pero principalmente, de proyectos bien planeados que aprovechen eficientemente las inversiones canalizadas para los mismos. Por lo tanto, es pertinente resaltar que México produce una gran cantidad de emisiones por residuos, en comparación con países similares a nivel de población y de desarrollo económico; y existen formas de mitigar dichas emisiones si se destinan los recursos necesarios a proyectos adecuados que logren el aprovechamiento de los residuos a través de distintos mecanismos, mismos que serán abordados con más detalle en el siguiente capítulo.

Para entender mejor la ya planteada problemática de residuos a nivel nacional, se revisarán algunos datos de la distribución de estos y su impacto respectivo. Primero, es necesario establecer una definición formal de lo que se conoce como Residuos Sólidos Urbanos (RSU). El Informe de la Situación del Medio Ambiente en México 2012, elaborado por la Secretaría de Medio Ambiente (SEMARNAT) establece, en el capítulo respectivo a los residuos, y tomando como base la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos del 2003, que “Los residuos sólidos urbanos son los que se generan en las casas habitación como resultado de la eliminación de los materiales que se utilizan en las actividades domésticas, o los que provienen también de cualquier otra actividad que se desarrolla dentro de los establecimientos o en la vía pública, con características domiciliarias, y los resultantes de las vías y lugares públicos siempre que no sean considerados como residuos de otra índole” (SEMARNAT, 2013). Por lo que a partir de este punto, todas las alusiones a residuos (o RSU) serán a esta definición, de no indicarse lo contrario. Es prudente resaltar que los RSU están comprendidos tanto por residuos inorgánicos como orgánicos, siendo esta cuestión un elemento importante para el aprovechamiento de estos últimos; como se verá a continuación.

Para dimensionar la magnitud de la generación nacional de RSU, en el mismo informe se menciona que, según los datos de la Secretaría de Desarrollo Social (Sedesol), organismo encargado de la Determinación de la Generación de Residuos Sólidos según establece la norma NMX-AA-61-1985, en 2011 se generaron alrededor de 41 millones de toneladas, lo que equivale cerca de 112.5 mil toneladas de RSU diariamente (SEMARNAT, 2013). En conformidad a lo observado en la Figura 1.5, el informe ratifica que “la generación de RSU se ha incrementado notablemente en los últimos años; tan sólo entre 2003 y 2011 creció 25%, como resultado principalmente del crecimiento urbano, el desarrollo industrial, las modificaciones tecnológicas, el gasto de la población y el cambio de patrones de

consumo” (SEMARNAT, 2013). En perspectiva, el inventario de emisiones contenido en un informe posterior, del año 2015, reportó que del total de emisiones nacionales de GEI, el sector residuos aportó el 4.6% (SEMARNAT, 2016). Considerando que la generación de RSU fue mayor en el 2015 según las tendencias mostradas, lo más probable es que el porcentaje de emisiones correspondiente a las toneladas citadas en el informe del 2012 sean ligeramente menores al 4.6%. De la información presentada, se podría obtener un indicador aproximado de la cantidad de emisiones correspondientes a cada tonelada de residuos. Dicho indicador no sería del todo preciso ya que para calcular las emisiones por tonelada de RSU se requiere de un estudio metodológico específico de caracterización. Tomando como referencia el año 2011, en el que se generaron 41 millones de toneladas de RSU, y en el que se reportaron 41,289 millones de TCO<sub>2</sub>eq, podría decirse que existe un promedio de 1,007 TCO<sub>2</sub>eq por cada tonelada de RSU.

Del total de RSU del 2011, el 52.4% correspondió a residuos orgánicos (SEMARNAT, 2013), es decir, 21.48 millones de toneladas. En dicho estudio únicamente se cuenta con información precisa de aprovechamiento de residuos inorgánicos, sin embargo, se menciona que “el 72% del volumen generado de RSU en el país se dispuso en rellenos sanitarios y sitios controlados, el 23% se depositó en sitios no controlados y el restante 5% se recicló” (SEMARNAT, 2013), por lo que se puede asumir que el aprovechamiento de los RSU orgánicos fue (y ha sido) prácticamente nulo a nivel nacional. Otro dato importante a tomar en cuenta es el porcentaje de recolección selectiva, es decir, de separación de residuos orgánicos e inorgánicos, como mínimo. En el año en cuestión, la recolección no selectiva constituyó el 89%, mientras que la selectiva únicamente el 11% de la recolección total de RSU nacional (SEMARNAT, 2013). Es de notarse que la recolección selectiva es la base del aprovechamiento eficiente y efectivo de RSU.

En lo que respecta a la distribución de la generación de residuos a nivel nacional; en el 2011, las entidades de mayor generación fueron el Estado de México y el Distrito Federal, con 16% y 12% del total nacional, respectivamente; seguidos por Jalisco (7%) y Veracruz (5.5%). Asimismo, la región de mayor generación fue la central con 51%, excluyendo el Distrito Federal, cuya generación ya mencionada es superior a toda la región sur y norte del país, con cifras de 10% y 11% respectivamente. Esto significa que tan sólo la generación de la Ciudad de México equivale a la de regiones enteras conformadas por 6 (región sur) o más estados (SEMARNAT, 2013).

Es en estos datos alarmantes en los que yace la importancia de realizar un diagnóstico adecuado de la problemática en la capital, y generar proyectos enfocados en reducir el impacto del desarrollo urbano en el medio ambiente.

## 1.2 Ciudad de México y Alcaldía Cuauhtémoc

Para el análisis de la problemática de residuos en la Ciudad de México se requiere conocer y comprender la situación en los años recientes, para así tener una mejor idea de desde qué punto se puede elaborar una solución.

La Ciudad de México está conformada por 16 demarcaciones territoriales, denominadas Alcaldías. Cada una cuenta con un órgano político-administrativo propio, al que se le atribuye el gobierno y régimen interior, la obra pública y desarrollo urbano, los servicios públicos, el desarrollo económico y social, la protección al medio ambiente, entre otras materias comprendidas en el territorio correspondiente a cada una (PAOT, 2018). Por lo tanto, se entiende que las acciones directas que se podrían tomar en torno a una política, se ejecutan a través de la administración de las alcaldías, siendo estas el organismo intermediario entre el gobierno de la Ciudad de México y los habitantes de cada una de las demarcaciones en cuestión. Asimismo, por la organización ya descrita, se comprende que cada alcaldía cuenta con características geográficas, políticas y socioeconómicas distintas y, por ende, la implementación de políticas o proyectos pensados para este nivel de organización requeriría de un análisis específico de la demarcación objetivo. Es por esto que, a continuación, se mencionarán datos importantes relacionados al tema principal del proyecto, de la Ciudad de México y, particularmente, la alcaldía Cuauhtémoc, con el objetivo de situar una base contextual enfocada en la problemática de residuos sólidos urbanos de la localidad.

Según datos del 2015, la Ciudad de México, sin contar la llamada Zona Metropolitana del Valle de México -que incluye 60 municipios aglomerados del Estado de México e Hidalgo-, tiene una población de 8,918,653 personas, de las cuales cerca del 6% está contenida en la alcaldía Cuauhtémoc, con 532,553 personas (INEGI, 2017); a pesar de ocupar el sexto lugar en cantidad de población, esta demarcación ocupa el primer lugar en densidad poblacional, con 16,373.7 habitantes por kilómetro cuadrado (INEGI, 2016), debido a su corta extensión territorial, de 32.44 kilómetros cuadrados, lo que representa únicamente el 2.18% de la superficie de la Ciudad de México (AC, 2019).

En cuanto a la situación económica, la Ciudad de México participó en el 2015 con un 16.8% del producto interno bruto nacional (PIB), ocupando el primer lugar de estados a nivel nacional en este rubro (INEGI, 2017). De dicho porcentaje, se estima que la alcaldía Cuauhtémoc aporta el 4% de la producción bruta del país, es decir, un cuarto del total producido en la Ciudad de México, con actividades económicas atribuidas principalmente al sector terciario, como comercio al mayoreo y menudeo, restaurantes, bares, centros nocturnos, hotelería, banca y servicios financieros (AC, 2016). Por lo tanto, es posible que exista una correlación entre densidad de

población, productividad económica y residuos sólidos; de modo que se esperaría que dicha demarcación tenga una aportación significativa de generación de RSU a nivel estatal. Para confirmar la suposición, basta con revisar la información disponible al respecto.

El Inventario de Residuos Sólidos (IRS) es un informe realizado por las autoridades de la Ciudad de México (CDMX), enfocado en “recopilar información oficial y actualizada sobre la cantidad, tipo y manejo de los residuos. Este es documento clave para la toma de decisiones y el desarrollo de políticas públicas en la materia” (SEDEMA, 2018). En la actualidad es la fuente más fiable -y probablemente la única- de estadísticas relacionadas a los RSU de la Ciudad de México, y por lo tanto, será el principal recurso bibliográfico para esta sección.

Los datos de RSU en el 2017 en la CDMX indican una producción diaria de 12,998 toneladas. Las alcaldías con mayor generación de RSU, según se muestran en la Tabla 1.2, son Iztapalapa con 17.27%, Gustavo A. Madero con 13.3% y Cuauhtémoc en tercer lugar con 10.1%, es decir, 1,316 ton/día. Esto debido a sus características demográficas y al tipo de actividad económica de cada una.

Tabla 1.2 Cantidad de RSU en algunas Alcaldías de la CDMX en 2017 (SEDEMA 2018)

<b>Localidad</b>	<b>Cantidad de RSU 2017 (ton/día)</b>	<b>Porcentaje del total de CDMX</b>
Iztapalapa	2,245	17.27%
Gustavo A. Madero	1,735	13.3%
Cuauhtémoc	1,316	10.1%
Magdalena Contreras, Cuajimalpa y Milpa Alta	568	4.37%

Con respecto a esto, la Cuauhtémoc es la de mayor generación per cápita, aún siendo la más densa poblada, por lo que significa que la generación en la entidad es bastante alta; con 2.47 kg/persona\*día; en comparación con los 1.37 kg/persona\*día del promedio estatal (SEDEMA, 2018). En lo que respecta a las fuentes precisas de los RSU, mostradas en la Tabla 1.3, en toda la CDMX se tienen identificados seis orígenes que contribuyen a las cantidades descritas. Por orden de aportación, a los domicilios se les atribuye el 47.98%, a los comercios el 25.6%, los servicios el 13.72%, el 5.15% viene de fuentes diversas (principalmente parques), el 4.5% surge de la Central de Abastos y el 3.05% restante de fuentes controladas (hospitales, industrias y generadores de residuos especiales) (SEDEMA, 2018).

Dichos porcentajes se refieren a los RSU totales, sin caracterización por tipo de residuos.

Tabla 1.3 Porcentaje del origen de los RSU en la CDMX en 2017 (SEDEMA 2018)

<b>Origen</b>	<b>Porcentaje del total de residuos</b>
Domicilios	47.98%
Comercios	25.6%
Servicios	13.72%
Fuentes diversas	5.15%
Central de Abastos	4.5%
Fuentes controladas	3.05%

La separación, y la recolección selectiva consecuente, son la base para el aprovechamiento y la correcta disposición de los RSU, por lo que es importante conocer el estado actual al respecto, para tener una idea de las implicaciones que existirán para la implementación de un proyecto de aprovechamiento.

La Ley de Residuos Sólidos del Distrito Federal establece, en el Capítulo IV, Artículo 33 que “todo generador de residuos sólidos debe separarlos en orgánicos e inorgánicos, dentro de sus domicilios, empresas, establecimientos mercantiles, industriales y de servicios, instituciones públicas y privadas, centros educativos y dependencias gubernamentales y similares, para ello deberán separar sus residuos sólidos de manera diferenciada y selectiva” (PAOT, 2017). A parte de estas dos clasificaciones generales, se encuentran los residuos de manejo especial, generados por actividades específicas, como agrícolas, industriales, de construcción, entre otros; sin embargo, dichos residuos no serán tratados en el presente trabajo. Es de resaltarse que, según establece la ley, cualquier persona está obligada a separar los residuos orgánicos de los inorgánicos, como mínimo. Sin embargo, es evidente que la efectividad de tal obligación no es absoluta, ni a nivel del generador ni a nivel de recolección. El IRS reporta que existe una eficiencia promedio de separación de residuos orgánicos de 46% en la CDMX, es decir que de una tonelada de RSU recolectada, menos de la mitad de ésta se encontraría dividida según establece la legislación. En cuanto a la eficiencia en las demarcaciones, como puede observarse en la Tabla 1.4, Coyoacán y Milpa Alta son las alcaldías con mayor eficiencia (75% y 71% respectivamente), y Gustavo A. Madero, Álvaro Obregón e Iztapalapa las de menor (21%, 22% y 23%). La alcaldía Cuauhtémoc se encuentra debajo del promedio, con 33% (SEDEMA, 2018). Sin embargo, hubo un aumento de 8% con respecto al año anterior en dicha demarcación, y un aumento promedio en todas las alcaldías de 13% (SEDEMA,

2017), asumiendo que los criterios de evaluación fueron los mismos utilizados para el informe del 2017.

Tabla 1.4 Porcentaje de eficiencia de separación de los RSU en la CDMX por alcaldía en 2017 (SEDEMA 2018)

Alcaldía	Eficiencia de separación de RSU
Coyoacán	75%
Milpa Alta	71%
Tláhuac	67%
Magdalena Contreras	66%
Tlalpan	65%
Venustiano Carranza	58%
Cuajimalpa	49%
Benito Juárez	44%
Xochimilco	43%
Cuauhtémoc	33%
Miguel Hidalgo	30%
Azcapotzalco	27%
Iztapalapa	23%
Gustavo A. Madero	21%
<b>Promedio</b>	<b>46%</b>

Entre estos años hubo un incremento en la cantidad de vehículos recolectores, con una cantidad total de 2,566 (86 más en 2017), siendo de tipo de doble compartimiento los de mayor adquisición en el último año, con un total de 556 (SEDEMA, 2018). Por lo tanto, puede asumirse que una parte del aumento en la eficiencia de recolección selectiva se debe al mejoramiento en la infraestructura de los vehículos. Sin embargo, no cabe duda que el problema de separación yace principalmente en los hábitos y la educación de todos los generadores, considerando los porcentajes de distribución de generación mencionados anteriormente.

Para comprender mejor la generación de RSU en la Ciudad de México, es necesario estudiar la trayectoria de los mismos, desde la generación hasta la disposición final. En el IRS del 2017 se encuentra un esquemático del flujo de RSU, a continuación, se muestra una simplificación del mismo en la Figura 1.6.

Se puede observar que el flujo comienza en los generadores (agrupados en las categorías ya mencionadas). De ahí, los residuos son transportados por los

recolectores particulares de cada zona hacia las estaciones de transferencia delegacionales, las cuales son, según se muestra en la Figura 1.6, instalaciones de recepción de residuos, ubicadas entre los núcleos generadores y sitios de aprovechamiento o sitios de disposición final. Estos espacios tienen como propósito permitir la descarga de los vehículos recolectores a unidades de gran tonelaje, lo que permite incrementar la eficiencia global del sistema de recolección (SEDEMA, 2018). Hasta la elaboración del último IRS, la CDMX contaba con 12 estaciones de transferencia distribuidas en 11 delegaciones; Miguel Hidalgo, Cuajimalpa, Iztacalco y Tláhuac no cuentan con estos sitios. En las estaciones de transferencia se determina el destino de los residuos que irán a las plantas de aprovechamiento, o de aquellos que serán llevados directamente a los sitios de disposición final. Según el Inventario de Residuos Sólidos (SEDEMA, 2018), existen tres tipos de plantas de tratamiento funcionando. Las plantas de selección son instalaciones que combinan procesos de selección mecánicos o automatizados y procesos manuales, para la separación de materiales recuperables y su valorización e incorporación a cadenas productivas (SEDEMA, 2018). Es prudente señalar que se trata únicamente de residuos sólidos inorgánicos.

Existen dos plantas de selección en la CDMX, las cuales, en el 2017, recibieron un total de 3,858 toneladas diarias de residuos, de las cuáles se aprovechó únicamente el 4% (163 ton/día); el resto fue rechazado y llevado a los sitios de disposición final. A pesar de que el reciclaje es un proceso importante para la reducción de residuos y para la disminución de emisiones de forma indirecta, reduciendo la cantidad de materias primas extraídas para la manufactura de productos nuevos; las plantas de selección no contribuyen a la reducción de emisiones de metano por generación de RSU, ya que no aprovechan residuos orgánicos.

El segundo tipo de plantas de tratamiento son las de compactación, las cuales son espacios destinados a la formación de pacas de residuos sólidos urbanos para su aprovechamiento en la recuperación de energía alterna (SEDEMA, 2018). En el mismo año, las dos plantas compactadoras en operación procesaron un total de 932 ton/día, probablemente de residuos sin separar. Esto debido a que el destino final de las pacas compactadas son los hornos de cementeras, donde se utilizan como combustible alternativo (CDMX, 2016). Esta práctica tiene un impacto relativamente positivo en cuanto a emisiones, ya que se ahorran las emisiones que se generarían en la quema de combustible regular para dicha industria al utilizar RSU como los mismos; y considerando que la compactación involucra residuos orgánicos generadores de metano, se estaría evitando la emisión de los mismos. Según los datos del entonces Jefe de Gobierno, Miguel Ángel Mancera, en un mes se procesaron 18 mil toneladas de residuos sólidos en las centrales cementeras, lo que ahorró un total de 27 mil toneladas de CO<sub>2</sub> (CDMX, 2016). Sin embargo, aún con la

sustitución parcial (apenas un 4%) de los combustibles fósiles, la industria cementera es de las de mayor impacto ambiental, con una contribución del 2.1% de las emisiones de CO<sub>2eq</sub> totales a nivel nacional (INECC, 2016), y se requiere de mayores medidas de mitigación para reducir el impacto de las actividades de este sector.

El resto de las plantas de tratamiento, y las de mayor interés para el estudio en cuestión, son las plantas de compostaje, en las cuales, se procesan residuos a través de un proceso biológico controlado mediante el cual los residuos orgánicos biodegradables son transformados en un producto orgánico nutritivo y aprovechable para el suelo (SEDEMA, 2018). Existen ocho plantas de compostaje en la ciudad, con una capacidad total de procesamiento de 923,996 toneladas anuales. En el 2017 se recibieron 511,068 toneladas de residuos orgánicos (1,400 ton/día en promedio), con las cuales se produjeron 99,803 toneladas de compost. Se trata de las únicas plantas de procesamiento biológico de RSU orgánicos de la ciudad. Datos del IRS aseguran un ahorro de emisiones de 480,825.20 ton de CO<sub>2eq</sub> correspondiente a este proceso en ese mismo año (SEDEMA, 2018). A pesar de que el compostaje es un método eficaz para el aprovechamiento de RSU orgánicos y la reducción de sus emisiones, la capacidad instalada de las plantas existentes, de usarse por completas, únicamente sería capaz de procesar 2,531 ton/día de residuos, es decir, 37% del total de residuos orgánicos que se estima se generan diariamente; tomando como referencia que aproximadamente 52.4% de los RSU son orgánicos (SEMARNAT, 2013). Esto dejaría aún más de la mitad de RSU orgánicos disponibles para su aprovechamiento.

Finalmente, siguiendo la Figura 1.6, los residuos que no son ingresados a ninguna de las plantas de tratamiento mencionadas, y aquellos que no logran ser aprovechados en las mismas, son transferidos a los sitios de disposición final, también llamados rellenos sanitarios. Existen cinco puntos que reciben en total 7,862 ton/día de RSU para su disposición final; estos se encuentran en el estado de Morelos (Cuautla) y en el Estado de México (Chicoloapan, Cuautitlán, Cañada y Milagro) (SEDEMA, 2018). Aún cuando se pretende que la disposición final tenga el menor impacto ambiental posible, el método de los rellenos sanitarios no evita la emisión de metano (CH<sub>4</sub>) por la descomposición de los RSU orgánicos; se trata de una solución temporal y económica a la problemática del exceso de generación de todos los RSU. Por lo tanto, es necesario reducir al máximo la cantidad de residuos que son llevados a estos sitios.

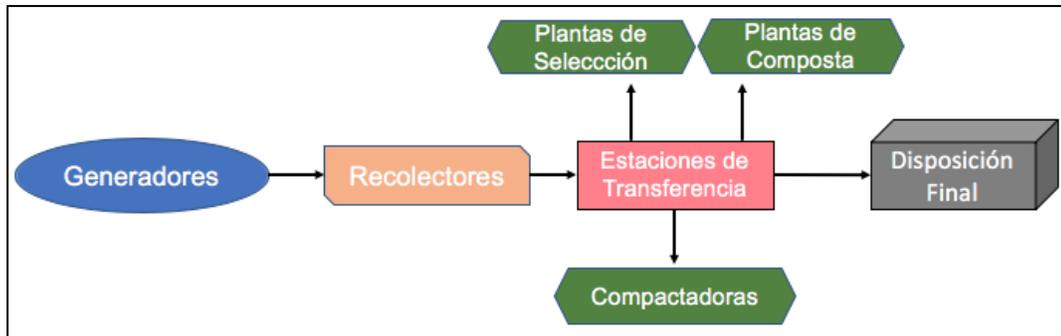


Figura 1.6. Flujo de los RSU en la Ciudad de México (SEDEMA, 2018)

En resumen, tomando como referencia las casi 13,000 toneladas diarias de RSU generados en la CDMX, y según los datos mostrados sobre las plantas de procesamiento, se podría decir que se aprovechan aproximadamente 2,495 ton/día (163 ton de selección, 932 ton de compactación y 1,400 ton de compostaje), o lo que es equivalente a 19%. Esto sin considerar el tipo de residuos que es aprovechado. En lo que respecta a la alcaldía Cuauhtémoc, de los datos disponibles se sabe que en el 2017 se aprovecharon en promedio 623 ton/día de RSU, de los cuales 86 ton/día corresponden a residuos orgánicos destinados a las plantas de compostaje (13.8%) (SEDEMA, 2018). Es importante resaltar que no existe información oficial precisa sobre qué porcentaje de los RSU que ingresan a la estación de transferencia de la demarcación son orgánicos, pero basándonos en lo ya establecido en las páginas anteriores es posible asegurar que se encuentra entre 40 y 50% del total, es decir, unas 600 ton/día, partiendo del total de la alcaldía mostrado en la Tabla 1.2. Considerando que se registra un aprovechamiento de 86 ton/día de los mismos, aún quedarían unas 500 ton/día de RSU orgánicos disponibles para aprovechamiento en el sitio. Para esto será necesario determinar puntualmente qué cantidades de los mismos no son aprovechados, y el estado actual de la separación de RSU en la estación de transferencia de la alcaldía, así como la caracterización de estos para su aprovechamiento energético. Estas cuestiones serán tratadas con mayor profundidad en los capítulos siguientes.

## Capítulo 2. Fundamentos

### Aprovechamiento de biomasa y energía en México y la CDMX

Este capítulo busca esclarecer el enfoque preciso del proyecto, al revisar una serie de conceptos asociados al aprovechamiento de los RSU, específicamente los métodos utilizados para la generación de la llamada 'bioenergía', y al potencial energético que existe en México y la Ciudad de México en cuanto a este recurso, como alternativa a los recursos energéticos convencionales ya utilizados. Esto servirá para ponderar los beneficios ambientales y energéticos que existirían de llevar a cabo proyectos como el elaborado en este trabajo, complementado los fundamentos para su realización.

#### 2.1 Aspectos generales de la energía en México y la CDMX

Para hablar sobre la situación energética actual en el país es necesario asentar algunos términos que se utilizarán a lo largo de la sección. El primero de estos es el gas natural, energético fósil formado debajo de la superficie, cuyo componente principal es el metano, compuesto químico constituido por una molécula de carbono y cuatro de hidrógeno ( $\text{CH}_4$ ). El gas natural suele contener también, en menores cantidades, dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) y vapor de agua ( $\text{H}_2\text{O}$ ) (EIA, 2018). Existen dos tipos generales de gas natural, el gas natural asociado, definido por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) como gas natural disuelto o que se encuentra junto con el Petróleo de un yacimiento, tanto convencional como no convencional, bajo las condiciones de presión y de temperatura originales, y el gas natural no asociado, también llamado gas seco, el cual se encuentra en yacimientos exclusivamente de gas, sin presencia de petróleo (CNH, 2016). Por último, el gas licuado de petróleo (Gas LP), es el combustible fósil gaseoso que es obtenido de los procesos de refinación del petróleo y de las plantas procesadoras de gas natural, y está compuesto principalmente de gas butano ( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ) y propano ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ) (CDHCU, 2016). Dado que el proyecto en cuestión busca proponer una alternativa energética sustentable al consumo de combustibles fósiles, particularmente de gas natural, es necesario analizar brevemente la situación del sector energético a nivel nacional y urbano (acorde al espacio definido para el estudio) para conocer sus características y con eso las oportunidades de mejoramiento a través del aprovechamiento de los RSU.

Según se puede observar en la Tabla 2.1, la información del último Balance Nacional de Energía (BNE) del 2017 muestra que, en la producción de energía primaria nacional entre 2016 y 2017, el gas natural ocupó un sitio importante, al ser el segundo energético de mayor producción (después del petróleo crudo) con 21.61% del total en 2017, es decir 1,518 PJ, a pesar de un decremento del 14.68% entre 2016 y 2017. Asimismo, es pertinente notar que la producción de biogás tuvo

un incremento de 31.94% entre esos mismos años; sin embargo, aún cuando dicho aumento es el segundo en importancia (seguido de la energía solar), la participación del energético sigue siendo el menor de toda la lista, con únicamente 0.04% del total de 2017, lo que es igual a 2.52 PJ (SENER, 2018). En la Tabla 2.1 aparecen también los datos correspondientes a la biomasa, la cual está comprendida, según la metodología el estudio, por leña y bagazo de caña, por lo que se trata de biomasa sin procesar, a diferencia del biogás, que es producto de un proceso de refinación de la misma.

Por otro lado, en cuanto a los energéticos utilizados para transformación de energía (principalmente en generación de energía eléctrica), el segundo en importancia, después del petróleo crudo -que en este caso se transforma en derivados del mismo más que en electricidad-, es el gas natural con 35.3% del total de insumos en el 2017 (Tabla 2.2). Es pertinente mencionar en relación a esto que, de los datos de biogás que se muestran en la Tabla 2.1 para el año 2017, la misma cantidad de biogás (2.52 PJ) se utilizó para transformación (SENER, 2018). Con esta información se puede asumir dos hechos: el biogás contabilizado que se generó en ese año fue en una o más centrales de transformación a energía eléctrica y, por lo tanto, el biogás puede utilizarse con el mismo fin que el gas natural en la transformación a energía secundaria (en este caso energía eléctrica).

Tabla 2.1 Producción de energía primaria (Petajoules) (SENER, 2018)

	2016	2017	Variación porcentual (%) 2017/2016	Estructura porcentual (%) 2017
<b>Total</b>	<b>7,714.13</b>	<b>7,027.22</b>	<b>-8.90</b>	<b>100</b>
Carbón	254.17	308.24	21.28	4.39
Hidrocarburos	6,694.85	5,940.60	-11.27	84.54
Petróleo crudo	4,826.85	4,354.89	-9.78	61.97
Condensados	88.31	67.28	-23.81	0.96
Gas natural	1,779.68	1,518.43	-14.68	21.61
Nucleoenergía	109.95	113.22	2.97	1.61
Renovables <sup>1</sup>	655.16	665.16	1.53	9.47
Hidroenergía	110.51	114.65	3.75	1.63
Geoenergía	132.59	127.43	-3.90	1.81
Solar	11.09	15.16	36.68	0.22
Energía eólica	37.36	38.23	2.33	0.54
Biogás	1.91	2.52	31.94	0.04
Biomasa	361.70	367.18	1.52	5.23
Bagazo de caña	110.14	116.87	6.11	1.66
Leña	251.56	250.31	-0.50	3.56

Tabla 2.2 Insumos de energía primaria en centros de transformación por fuente (Petajoules) (SENER, 2018)

	2016	2017	Variación porcentual (%) 2017/2016	Estructura porcentual (%) 2017
<b>Total</b>	<b>4,651.19</b>	<b>4,051.14</b>	<b>-12.90</b>	<b>100</b>
Carbón	427.51	367.41	-14.06	9.07
Petróleo crudo	2,094.94	1,718.17	-17.99	42.41
Condensados	87.65	69.23	-21.01	1.71
Gas natural	1,577.44	1,430.57	-9.31	35.31
Nucleoenergía	109.95	113.22	2.97	2.79
Hidroenergía	110.51	114.65	3.75	2.83
Geoenergía	132.59	127.43	-3.90	3.15
Energía eólica	37.36	38.23	2.33	0.94
Bagazo de caña	70.41	65.46	-7.04	1.62
Biogás	1.91	2.52	31.78	0.06
Solar	0.91	4.27	370.32	0.11

En cuanto al consumo final nacional por energético, se observa en la Tabla 2.3 que entre 2016 y 2017 el consumo de gas natural (en este caso enlistado como gas seco) aumentó un 4.82%, de 700.94 a 734.68 PJ; este fue el segundo energético de mayor aumento en ese periodo, después del carbón con un alarmante incremento de 272%. Es importante mencionar que dicho consumo de gas no incluye aquél utilizado para transformación, sino simplemente aquél que fue consumido para uso final en forma de gas natural. Nótese que el gas licuado (LP), tuvo un ligero decremento de 0.35%, por lo que podría pensarse que el gas natural podría estar sustituyéndolo. También es de resaltarse que el consumo de biomasa (bagazo de caña y leña únicamente) tuvo un incremento de 3.58%. Sin embargo, los datos de bioenergéticos, productos de una biorefinación, que podrían agruparse en esa categoría, no están incluidos en la Tabla 2.3 debido a su mínima aportación al consumo final nacional. Las gasolinas y naftas derivadas del petróleo siguen siendo lo energéticos de mayor consumo con cerca de 28% del total, seguidas por la energía eléctrica con 17% (SENER, 2018).

Tabla 2.3 Consumo final total por tipo de combustible (Petajoules) (SENER, 2018)

	2016	2017	Variación porcentual (%) 2017/2016	Estructura porcentual (%) 2017
<b>Consumo final total</b>	<b>5,479.55</b>	<b>5,498.89</b>	<b>0.35</b>	<b>100</b>
<b>Consumo no energético total</b>	<b>173.69</b>	<b>136.07</b>	<b>-21.66</b>	<b>2.47</b>
Bagazo de caña	0.24	0.24	-2.07	0.00
Gas licuado	1.74	1.98	14.00	0.04
Gas seco	24.78	19.78	-20.19	0.36
Gasolinas y naftas	17.39	11.25	-35.29	0.20
Productos no energéticos	129.53	102.82	-20.63	1.87
<b>Consumo energético total</b>	<b>5,305.86</b>	<b>5,362.82</b>	<b>1.07</b>	<b>97.53</b>
Carbón	63.76	237.44	272.39	4.32
Solar	10.57	10.89	3.00	0.20
Combustible	33.56	29.94	-10.79	0.54
Coque de carbón	63.52	63.75	0.37	1.16
Querosenos	166.93	172.55	3.36	3.14
Coque de petróleo	142.14	142.36	0.16	2.59
Biomasa	289.83	300.20	3.58	5.46
Gas licuado	424.76	423.27	-0.35	7.70
Gas seco	700.94	734.69	4.82	13.36
Electricidad	936.19	935.57	-0.07	17.01
Diésel	856.33	807.73	-5.68	14.69
Gasolinas y Naftas	1,617.32	1,504.41	-6.98	27.36

El consumo total se divide en cuatro grandes sectores: transporte, industrial, agropecuario y residencial, comercial y público; esto facilita un análisis más preciso sobre en dónde se está consumiendo qué tipo de energético y en qué cantidades. En este caso se revisará la información con el objetivo de proyectar una posible sustitución de los combustibles fósiles no renovables.

El sector con mayor uso de energía es el transporte, con 44% del consumo total nacional; la gran mayoría de este es en forma de gasolinas, diésel, querosenos y gas licuado. Con un mínimo casi insignificante de electricidad (0.2%) y de gas natural (0.1%) (SENER, 2018). El segundo sector en consumo es el industrial, con 35% del total; en este caso el energético más consumido en los procesos relacionados es el gas natural (con 36.4%) y la electricidad (30.2%), el resto se divide en otros combustibles fósiles no renovables, a excepción del bagazo de caña (2.7%) utilizado en los procesos industriales afines a dicho producto (SENER, 2018).

El siguiente sector en uso es el residencial, comercial y público, que en este caso es el de mayor interés para el proyecto, ya que la Ciudad de México, y particularmente la alcaldía Cuauhtémoc concentra mayoritariamente este sector. Dichas actividades constituyen el 17.6% del uso de la energía a nivel nacional; del cual predomina la electricidad (34.3%), el gas licuado (32.9%), la leña (26.5%) y el gas natural (5.2%) (SENER, 2018). Las cantidades de leña corresponden principalmente al sector residencial de zonas rurales donde es el principal energético disponible para la población. En la Tabla 2.4 se observa con más detalle los porcentajes mencionados en dicho sector, así como las diferencias entre el 2016 y el 2017, con el fin de entender la tendencia reciente del consumo. Al respecto de esta, en dicho periodo existió una disminución en el consumo de la mayoría de los combustibles fósiles en el sector residencial, particularmente del gas natural (seco) con -5.24%, y queroseno con una reducción completa de su uso. También el gas licuado, principal combustible del sector -a excepción de la leña- tuvo una leve reducción de -0.44%. Los energéticos que vieron un aumento fueron la electricidad (+0.32%) y la energía solar (+5.24%) (SENER, 2018). Estas tendencias podrían explicarse debido a la electrificación de los equipos que antes utilizaban estos combustibles y/o al aumento de la eficiencia energética en los dispositivos. Asimismo, la implementación de tecnologías renovables para calentamiento, en este caso solar, también conlleva a una disminución en el consumo de combustibles. En el sector comercial existió una reducción en el consumo de todos los energéticos (incluyendo solar). Dentro de estos, los de mayor importancia para el estudio es el gas natural, que disminuyó -4.25%, el gas licuado (-1.19%) y la energía eléctrica con -5.66%, manteniéndose este último como el más consumido, seguida por el gas licuado (8.57% del consumo total del sector comercial) (SENER, 2018). Estas tendencias podrían deberse a la adopción de normas de eficiencia energética y ahorro de energía, con consecuentes sustituciones de equipos o cambio de hábitos de consumo en los comercios. De la misma forma se podría explicar la reducción en el consumo de energía eléctrica en el sector público, la cual corresponde a alumbrado público y bombeo de agua (SENER, 2017). La instalación de luminarias más eficientes tiene un impacto positivo en el ahorro de este energético.

Tabla 2.4 Consumo de energía en los sectores residencial, comercial y público (Petajoules) (SENER, 2018)

	2016	2017	Variación porcentual (%) 2017/2016	Estructura porcentual (%) 2017
<b>Residencial</b>	<b>756.85</b>	<b>751.61</b>	<b>-0.69</b>	<b>100</b>
Solar	6.10	6.42	5.24	0.85
Leña	251.56	250.31	-0.50	33.30
Total de petrolíferos	249.47	246.45	-1.21	32.79
Gas licuado	247.54	246.45	-0.44	32.79
Querosenos	1.92	0.00	-100.00	0.00
Gas seco	37.45	35.48	-5.26	4.72
Electricidad	212.28	212.95	0.32	28.33
<b>Comercial</b>	<b>171.85</b>	<b>163.57</b>	<b>-4.82</b>	<b>21.76</b>
Solar	3.91	3.87	-0.94	0.51
Total de petrolíferos	67.18	64.43	-4.08	8.57
Gas licuado	65.21	64.43	-1.19	8.57
Diésel	1.97	0.00	-100.00	0.00
Gas seco	14.38	13.77	-4.25	1.83
Electricidad	86.38	81.49	-5.66	10.84
<b>Público</b>	<b>31.22</b>	<b>28.92</b>	<b>-7.38</b>	<b>3.85</b>
Electricidad	31.22	28.92	-7.38	3.85

Finalmente, el sector de menor consumo es el agropecuario, con 3.4% del total nacional. Este porcentaje está constituido principalmente por diésel (74.4%) y electricidad (22.9%), con un mínimo de gas licuado (2.7%). Los usos finales consisten en bombeo de agua, uso de maquinaria pesada para agricultura y ganadería (SENER, 2017). Es prudente mencionar que este sector posee una gran cantidad de biomasa como recurso energético excedente, por lo que existe un gran potencial de aprovechamiento; particularmente en el área de la generación de energía eléctrica sustentable para autoconsumo, ya que el uso de la misma proviene generalmente de la red nacional.

Sobre el gas natural, particularmente, el reporte gubernamental más reciente sobre reservas de hidrocarburos, emitido por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), informa que existen 10,022.4 miles de millones de pies cúbicos (mmmpc) dentro de la categoría de reserva 1P (probadas), la cual corresponde a aquellas con una certeza de 90% de posibilidad de que la recuperación sea mayor o igual a dicho número. En la categoría 2P (probables), con 50% de posibilidad de extracción se calculan 19,377.9 mmmpc, y en 3P (posibles, con 10% de posibilidad de extracción se estiman 30,020.4 mmmpc (CNH, 2019). Puesto que la primera categoría (1P) es la de mayor certeza, se considerará esa cantidad para el análisis siguiente respecto al uso del gas natural en el país.

Retomando los datos ya mencionados sobre gas natural, particularmente en el año 2017, se sabe que el consumo total anual del mismo como gas fue de 734.69 PJ (Tabla 2.3), y la cantidad utilizada para transformación de energía fue de 1,430.57 PJ (Tabla 2.2). Por practicidad estos datos se sumarán para obtener la cifra total del energético requerido en 2017, dando un total de 2,165.26 PJ. De estos, se sabe que se produjeron en el país 1,518.53 PJ (Tabla 2.1) y se importaron del extranjero 1,906.9 PJ (SENER, 2018). Claramente la cantidad de energético requerido es menor a aquella que resulta de la suma de la producción nacional y las importaciones (3,424.53 PJ), con una diferencia de 1,259.27 PJ. Es posible que dicha cantidad corresponda a pérdidas no reportadas en el transporte del gas y a consumos no considerados en la metodología empelada para la realización del Balance Nacional de Energía. Por lo tanto, se utilizará como referencia la cantidad de 2,165.26 PJ como cifra de consumo absoluto de gas natural.

Para poder entender mejor las cantidades de gas existentes en las reservas nacionales, es necesario hacer una transformación de unidades de volumen, a unidades energéticas (como se ha presentado la información del Balance Nacional). Para esto se requiere el valor del poder calorífico del energético, el cual se define como la cantidad de calor generado por la combustión completa de una unidad de masa de dicho combustible en condiciones normalizadas (presión o volumen constante) considerando una temperatura de referencia de 25°C. En la práctica se diferencia entre dos tipos de poder calorífico, superior e inferior, dependiendo del estado físico (líquido o gaseoso, respectivamente) en que se considere el agua producto (Nogués y col., 2010). Según la fuente consultada se tendrá un poder calorífico distinto, generalmente con variaciones mínimas entre cada una de estas. En este caso se utilizarán como referencia los poderes caloríficos netos (inferiores) presentados en el Balance Nacional de Energía 2017, particularmente el de gas seco en el año 2017, de 38,021 KJ/m<sup>3</sup>, ya que es el que más se acerca en composición química al biogás, el cual se presenta con un poder calorífico un tanto menor, de 19,930 KJ/m<sup>3</sup> (SENER, 2018).

Tomando esto en cuenta, las reservas P1 de gas de 283.79 mil millones de metros cúbicos equivalen a 10,790 PJ, mismas que, si se extrajeran en su totalidad y sustituyeran por completo las importaciones para cubrir el consumo absoluto establecido previamente, únicamente serían suficientes para abastecer al país por un máximo de 5 años, suponiendo que la demanda se mantiene como en el año 2017 (cálculos detallados en la Figura 2.1).

Esta estimación busca poner en perspectiva la situación energética nacional relativa al gas natural, misma que podría considerarse poco sostenible, y encaminada a una dependencia absoluta de su importación.

$$\text{Consumo GN 2017} = 2,165.26 \text{ PJ}$$

$$\text{Poder Calorífico Neto Gas Seco} = 38,021 \text{ KJ/m}^3$$

$$\text{Volumen reservas 1P} = 10,022.4 \text{ mmmp} = 283,802.7 \text{ millones de m}^3$$

$$\text{Energía en reservas} = (283,802.7 \text{ Mm}^3) \left( 38,021 \frac{\text{KJ}}{\text{m}^3} \right) = 1.079 \times 10^{16} \text{ KJ} = \mathbf{10,790 \text{ PJ}}$$

$$\text{Tiempo equivalente de reservas P1} = \frac{\text{Energía en reservas}}{\text{Consumo Anual}} = \frac{10,790 \text{ PJ}}{2,165.26 \text{ PJ}} = 4.98 \approx \mathbf{5 \text{ años}}$$

Figura 2.1. Cálculo del contenido energético de las reservas 1P de gas natural y el tiempo aproximado de abasto (CNH, 2019 y SENER, 2018)

El historial de la compra al extranjero en los años recientes consiste en una tendencia de incremento exponencial, según se muestra en la Figura 2.2. En el 2015 y 2016, donde aumentaron 58.77%, y en general desde el año 2012, como consecuencia de la reforma energética de 2013 impulsada por el gobierno de Enrique Peña Nieto; en la cual uno de los objetivos establece “sustituir las centrales eléctricas más contaminantes con tecnologías limpias y gas natural” (GM, 2013). El Sistema de Información Energética muestra que existió un incremento significativo desde 2013 en el consumo de gas natural para generación eléctrica, mismo que se puede observar en la Figura 2.3; por lo que se afirma la sustitución de tecnologías, y se comprende el origen principal del incremento de la demanda nacional de gas. En el mismo documento se plantea elevar significativamente la producción de gas natural en los siguientes años de su promulgación, sin embargo, según se muestra en el Balance Nacional de Energía 2017 ya citado, desde 2014 esta fue decreciendo de 2,079.45 PJ a 1,518.43 PJ en 2017 (SENER, 2018).

Considerando la sustitución de tecnologías de generación de energía eléctrica, es evidente que el aumento en la demanda de gas natural fue cubierta con el incremento en las importaciones, que ha sido posible con la construcción de una gran infraestructura de gasoductos, también producto de la reforma energética del sexenio anterior. El último estatus de gasoductos emitido por la SENER reporta que desde 2012 se han añadido 5,411 kilómetros de gasoductos a la red nacional y se espera adicionar otros 2,131 km que se encuentran en construcción; dando un total aproximado de 22,700 km de infraestructura para el transporte gas. De esta, destacan 24 interconexiones con Estados Unidos para importación, con una

capacidad total aproximada de 11,000 mmmpcd (miles de millones de pies cúbicos diarios) (SENER, 2019).

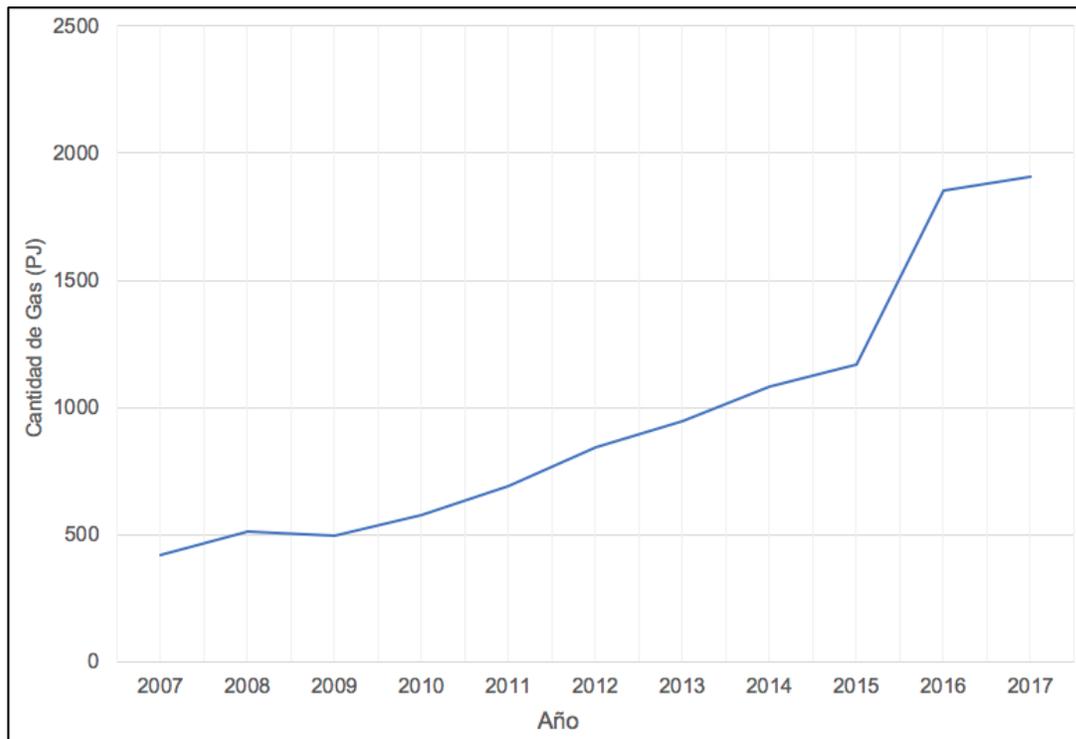


Figura 2.2. Importaciones de gas natural (Petajoules)  
(A partir de SENER, 2018)

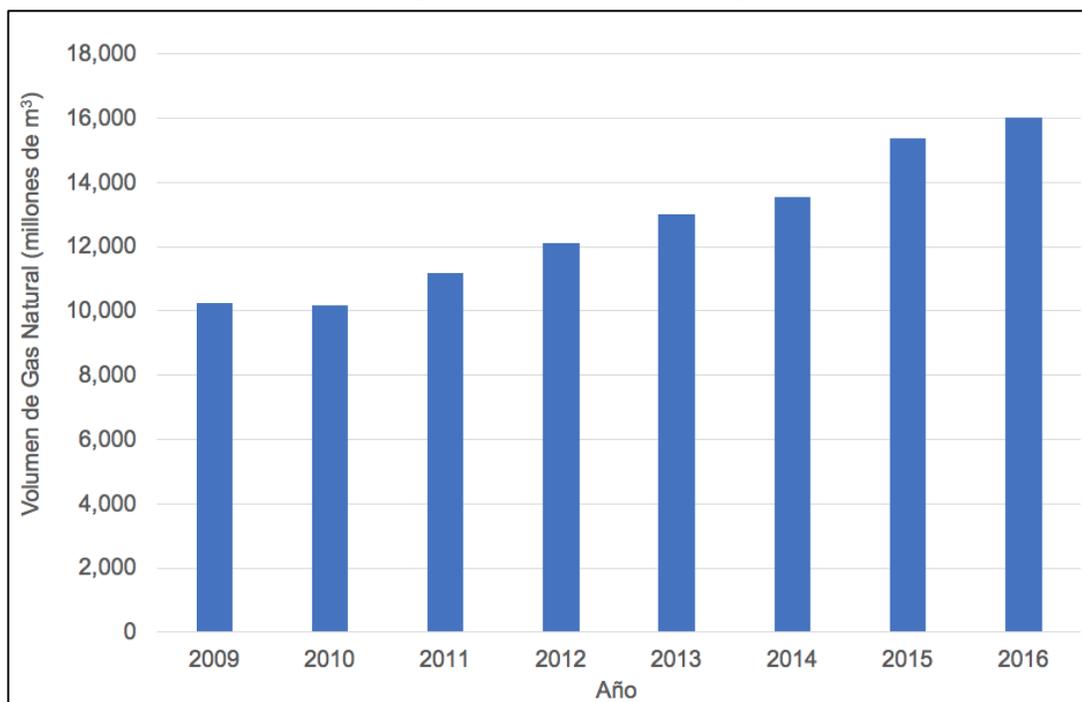


Figura 2.3. Consumo nacional de gas natural en generación eléctrica  
(millones de m³) (A partir de SIE-CFE, 2018)

En lo que refiere a los precios del gas natural, el Balance Nacional de Energía reporta un incremento anual promedio de 8.5% desde 2007 para uso residencial; el mayor aumento sucedido entre 2016 y 2017 con 22.4% de diferencia, a un precio final de 205.04 pesos por GJ. Aquél destinado para consumo industrial sufrió un incremento aún mayor entre estos últimos años con 31.08%, quedando en 31.08 pesos por GJ, y el comercial con incremento de 29.18%, a 128.69 pesos por GJ (SENER, 2018). Los precios indicados por sector están en función del volumen de la demanda, de ahí que el consumo en el sector industrial, donde se requiere las mayores cantidades de energía, sea el de menor precio. Estos precios, todos obtenidos de un promedio nacional, son mencionados con el fin de tomar en cuenta el costo del energético, consecuencia de los costos de producción, importación y distribución, para una futura comparación con los precios hipotéticos de la bioenergía.

Otro aspecto importante a analizar, enfocado en la región del estudio en cuestión, son los datos correspondientes a la demanda histórica de gas natural y de gas licuado de petróleo (LP) en la Ciudad de México. En la Figura 2.4 se observa que, desde el primer año en el que se cuenta con la información, la demanda de GN en la Ciudad ha sido superior a la de Gas LP, por una diferencia promedio de 35 millones de pies cúbicos diarios, a excepción de los años 1999 y 2000 en los que se registró un aumento anormal en la demanda de GN, posiblemente debido a la crisis económica mundial que llevó a un incremento promedio de 27% en los precios de gasolinas entre 1998 y 1999 (SIE-PEMEX, 2000). Sin embargo, cabe resaltar en los datos mostrados la tendencia presente desde 2008, en la que el consumo de gas LP ha ido disminuyendo lentamente, mientras que el de GN incrementa con una pendiente pronunciada. Esto afirma sin duda el papel protagónico que ha ido adquiriendo el GN en los recientes años, tanto en la industria (donde predomina su consumo), como en el sector residencial y comercial, en los que, a pesar de que el gas LP es el de mayor consumo, el GN va adquiriendo cada vez más terreno. Esto se puede respaldar con la información obtenida en prospectivas de los balances de estos energéticos para el periodo 2017-2032 en la región centro del país, (comprendida por la Ciudad de México, el Estado de México, Hidalgo, Morelos, Puebla y Tlaxcala); los cuales están representados en la Figura 2.5. Es de mencionarse que aún cuando se trata de una muestra de datos más generales que involucran a varios estados, la Ciudad de México compone una parte mayoritaria de dicha muestra (aproximadamente 30%) debido a la densidad de población y de actividad económica que contiene y, por lo tanto, es un recurso estadístico apropiado para comprender las tendencias proyectadas para los siguientes años, partiendo de datos reales del 2017. En la figura se observa las tendencias mencionadas: un incremento constante de la demanda de GN y una disminución de pendiente similar invertida del gas LP.

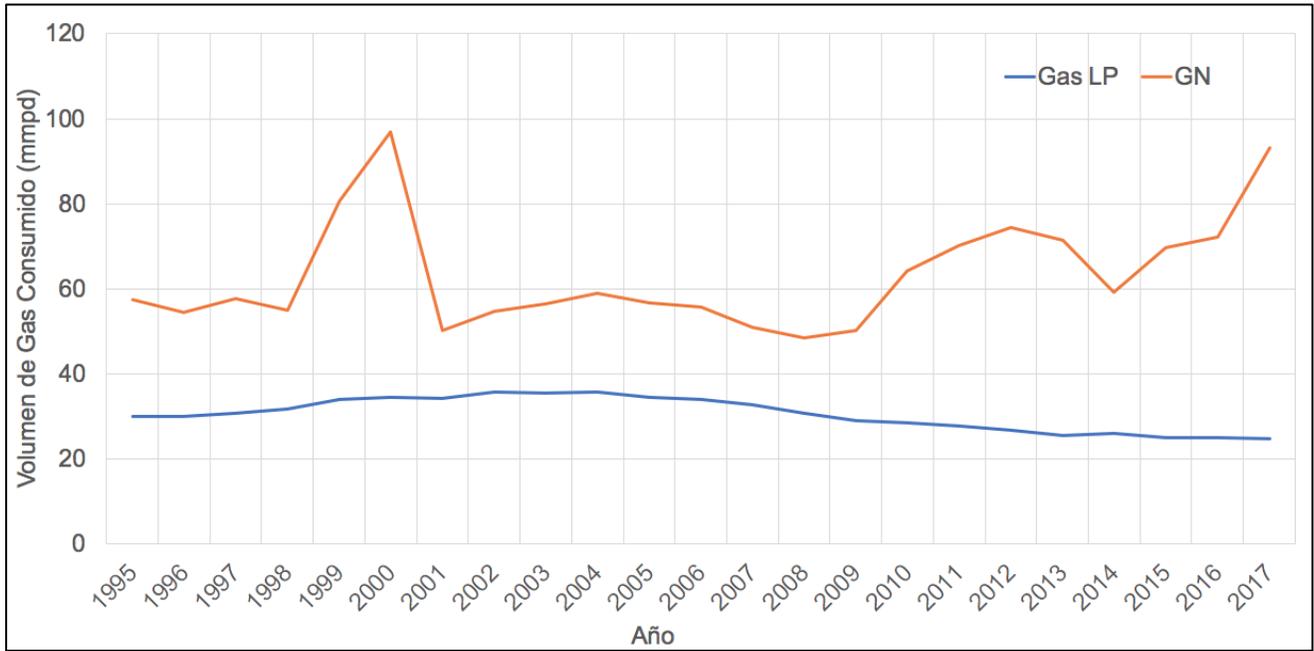


Figura 2.4. Histórico de demanda interna de gas LP y gas natural en la Ciudad de México (mmpd) (A partir de SIE-IMP, 2017)

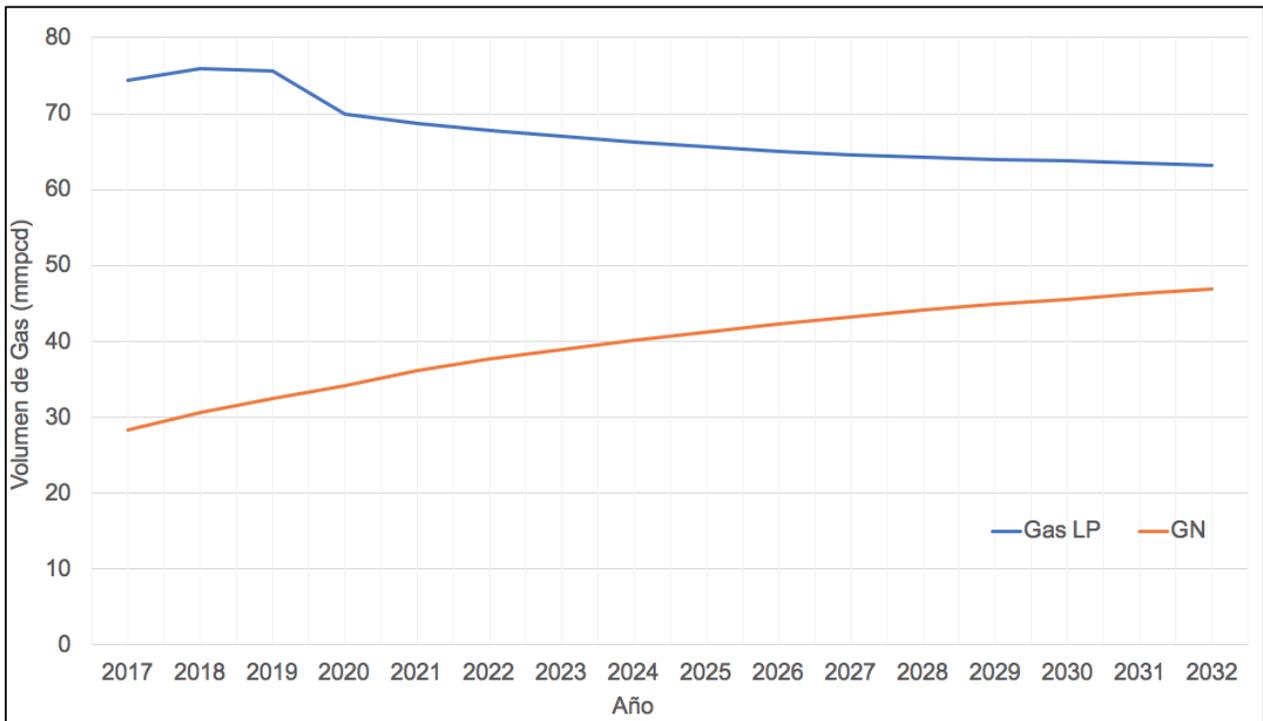


Figura 2.5. Prospectivas del Balance de Gas Natural y Gas LP del Sector Residencial en la Región Centro del País 2017-2032 (mmpcd) (A partir de SIE-SENER, 2017)

Por lo tanto, a partir de estas tendencias, es posible afirmar que existe una oportunidad para la incorporación de biogás como sustituto sustentable del gas natural para uso residencial, al ser este sector el de menor volumen de consumo, y al encontrarse en constante crecimiento.

Como último argumento afín, sería prudente mencionar la situación de infraestructura de GN en la Ciudad de México: actualmente existe sólo una empresa que provee gas natural en la Ciudad llamada Naturgy (antes Gas Natural Fenosa). Su sistema de distribución consiste en una red de ductos subterráneos que abarcan varias zonas de todas las alcaldías, sin una cobertura absoluta de las mismas; es por esto que la posibilidad de acceder al producto como cliente depende de la ubicación del mismo. El precio del GN para el público depende del tipo de cliente (residencial, comercial, gran comercial/pequeño industrial, gran industrial) y consiste en un cargo mensual por el servicio, además del cargo por consumo (medido en GJ) y el pago inicial de la conexión a la red (Naturgy, 2019).

En cuanto a las características del energético que distribuyen, el más reciente informe mensual sobre las especificaciones emitido por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) en julio de 2019 establecen un valor promedio de concentración de metano ( $\text{CH}_4$ ) de 94.76% de volumen, 0.74% de dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), 0.30% de nitrógeno ( $\text{N}_2$ ), 1.05% total de inertes y 3.99% de etano ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ) y una humedad de 25  $\text{mg}/\text{m}^3$ ; también se reporta un poder calorífico promedio de 38.64  $\text{MJ}/\text{m}^3$  y una concentración de ácido sulfhídrico ( $\text{H}_2\text{S}$ ) de 0.367  $\text{mg}/\text{m}^3$  (CRE-Naturgy, 2019). Más adelante se retomarán estos valores como referencia.

## 2.2 Biomasa y bioenergía

Para esta sección es necesario revisar otros conceptos que serán utilizados recurrentemente. El primero de estos es biomasa; ésta se define como un material orgánico de origen vegetal y animal que consiste en una fuente renovable de energía (EIA, 2019). Por lo tanto, cuando se habla de biomasa se hace referencia a materia orgánica con un potencial energético adquirido originalmente del Sol a través de la fotosíntesis (EIA, 2019). En lo que respecta a la composición de la materia orgánica, esta consiste en una mezcla de distintos compuestos orgánicos, los cuales están formados por átomos de carbono enlazados comúnmente con hidrógeno, oxígeno y nitrógeno, y en el caso de la materia orgánica, son producto de los restos de organismos vegetales y animales, así como de los desechos de los mismos (EB, 2019). Una forma de clasificar la biomasa es por su sector de origen. Los principales son: agricultura (cultivos energéticos y residuos de otros cultivos), forestal (madera, residuos de la industria maderera y de cosechas forestales), y residuos orgánicos (RSU, residuos alimenticios, residuos industriales) (WBA, 2016).

Partiendo del concepto de biomasa, es posible definir la bioenergía como la energía derivada de los biocombustibles, mismos que son el producto de la transformación de la biomasa a través de una biorefinación (FAO, 2019); esta última se define como el procesamiento y transformación de la biomasa en productos energéticos y no energéticos (IEA, 2010).

Cuando se habla de biomasa proveniente de RSU, se hace referencia a la sección orgánica de los mismos. Esta se encuentra compuesta de una mezcla heterogénea de distintos residuos alimenticios y vegetales, con presencia de otros componentes inorgánicos (plásticos, vidrios, metales, entre otros), resultado de la deficiencia en la separación desde el origen, ya mencionada en el capítulo anterior. Es por esto que el contenido energético de estos varía en mayor medida, ya que los elementos no son constantes, en comparación a la biomasa homogénea de origen agrícola, de un solo cultivo, como podría ser el bagazo de caña.

Sin embargo, una gran cantidad de estudios sobre contenido energético en RSU establecen valores sin diferenciar entre los residuos biogénicos (orgánicos), y no biogénicos (inorgánicos), al considerarse una extracción energética por combustión de todo el conjunto de residuos (también llamada valorización). A pesar de esto, existen algunos estimados que sí diferencian entre ambos; un estudio de la Agencia de Información Energética de Estados Unidos (EIA por sus siglas en inglés) evaluó el contenido de materia y energético en los RSU durante 16 años, obteniendo un porcentaje correspondiente a la sección biogénica y no-biogénica. Durante el periodo evaluado se registró un incremento en el porcentaje de contenido energético de residuos no biogénicos, con un valor inicial de 33% en el primer año (1989) y un valor final de 44% en el último (2005). En lo que respecta a la energía en sí, el valor final para la sección biogénica fue del 56% de 11.73 millones de BTU/ton (12,300 MJ/ton), es decir, 6,880 MJ/tonelada (EIA, 2007). Es de resaltarse que dichos valores dependen en gran medida de las características socioeconómicas de la región evaluada, debido a que de esto depende la diversidad del contenido de los residuos. Por lo tanto, el valor mencionado representa sólo una referencia para comprender el potencial energético del recurso a grandes rasgos. Para tener una idea de cantidades de energía en sólidos (se mencionó ya brevemente el caso del gas natural), el carbón mineral de Estados Unidos contiene un poder calorífico promedio de 20.15 millones de BTU por tonelada corta (23,434 MJ/ton) (EIA-C, 2019), casi el doble que los RSU biogénicos.

## 2.2.1 Procesos de conversión de RSU en energía: Digestión

### 2.2.1.1 Proceso bioquímico

Para poder aprovechar la energía de la biomasa es necesario llevar a cabo un proceso de conversión, para la obtención de biocombustible. Las características de dicho proceso dependen tanto de las propiedades de la biomasa disponible, como del estado del biocombustible deseado (líquido, sólido o gaseoso), así como de los recursos con los que se cuentan para llevarlo a cabo. Los procesos se clasifican por el tipo de métodos que involucran. Los hay químicos, termoquímicos y bioquímicos (Castro-González y Ramírez-Molina, 2018).

A continuación, como parte fundamental del proyecto, se revisará con detalle la digestión, proceso bioquímico para la generación de biogás. Este último es una mezcla de gases producto de la digestión, cuyas proporciones son generalmente 50-75% de metano ( $\text{CH}_4$ ), 25-50% de dióxido de carbono  $\text{CO}_2$  y 2-8% de otros gases como nitrógeno ( $\text{N}_2$ ), hidrógeno ( $\text{H}_2$ ), ácido sulfhídrico ( $\text{H}_2\text{S}$ ), amoníaco ( $\text{NH}_3$ ) y monóxido de carbono ( $\text{CO}$ ) (Da Costa Gomez, 2013).

El proceso consiste en una serie de pasos en los que interactúan distintos microorganismos dentro de un ambiente controlado libre de oxígeno (anaerobio). Partiendo de una mezcla de biomasa con compuestos orgánicos complejos, los cuales se irán degradando y simplificando en cada etapa, liberando los productos mencionados. El proceso de la digestión consiste en los pasos los siguientes:

- Hidrólisis

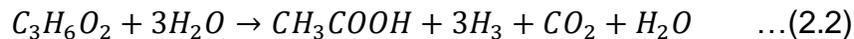
Se le conoce así al proceso de convertir la biomasa de su estado complejo original e insoluble a compuestos solubles a través de enzimas del primer tipo de bacterias, las hidrolíticas, cuyos principales exponentes son *Clostridium*, *Bacteriodes* y *Staphylococcus* (Sarker, Lamb, Hjelme y Lien, 2019). De esta manera los carbohidratos, grasas y proteínas se convierten en azúcares, ácidos grasos y aminoácidos (Capareda, 2013).

- Acidogénesis

Esta etapa, comúnmente agrupada con la hidrólisis, consiste en el proceso de transformación de los productos de la hidrólisis, a ácidos grasos (ácido propanoico, butírico, valérico, entre otros), alcoholes, amoníaco ( $\text{NH}_3$ ), dióxido de carbono e hidrógeno, por medio de fermentación. Aparece una reducción del pH por la presencia de este último (Capareda, 2013). Las bacterias responsables de la acidogénesis son las “formadoras de ácido”, entre las que destacan *Lactobacillus*, *Streptococcus* y *Clostridium* (Sarker y col., 2019).

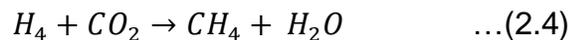
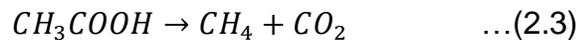
- Acetogénesis

Una vez formados los ácidos grasos mencionados en el proceso anterior, las bacterias acetogénicas, los simplifican por medio de hidrogenación, utilizando los productos de las etapas anteriores, creando moléculas de ácido acético ( $\text{CH}_3\text{COOH}$ ) y agua (ec. 2.1) (Capareda, 2013). Esto se puede observar con más claridad en las ecuaciones siguientes, donde se muestra, respectivamente, la formación de ácido acético y agua a partir de dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) e hidrógeno ( $\text{H}_2$ ), y a partir de ácido propanoico ( $\text{C}_3\text{H}_6\text{O}_2$ ) y agua (ec. 2.2).



- Metanogénesis

El último paso es la culminación de la digestión con la formación de metano ( $\text{CH}_4$ ). Esto se lleva a cabo en dos partes: una a partir del ácido acético formado en el proceso anterior, llamado proceso acetotrófico (ec. 2.3), con mayor predominancia (alrededor de 70%) y la otra utilizando hidrógeno y dióxido de carbono, llamado proceso hidrogenotrófico (ec. 2.4), abarcando el restante 30% (Capareda, 2013). En el primer proceso los microorganismos responsables de la reacción son los del género *Methanothrix* y *Methanosarcina*, mientras que el segundo corresponde únicamente a los últimos (Murphy y Thamsiriroj, 2013). Es de mencionarse que la metanogénesis es la etapa de la digestión que requiere de mayor cuidado debido a la sensibilidad de los microorganismos al pH, el cual debe de ser entre 6.8 y 7.6 (Nayono, 2010), a los cambios de temperatura y a la concentración de ciertos compuestos como el amoníaco ( $\text{NH}_3$ ). Los valores teóricos de cantidades de ácido acético por metano producido son de 390 L de metano por 1 L de ácido acético (Capareda, 2013).



En la Figura 2.6 se puede observar a grandes rasgos el proceso bioquímico de la digestión, con las etapas ya descritas, y sus respectivos productos y reactivos, hasta llegar al metano ( $\text{CH}_4$ ).

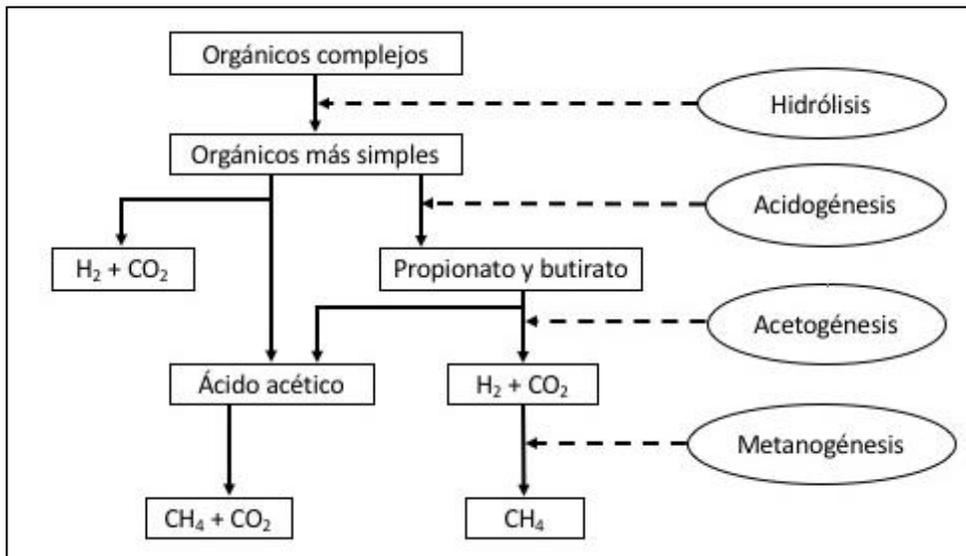


Figura 2.6 Esquema del proceso de digestión (A partir de Capareda, 2013)

### 2.2.1.2 Consideraciones generales para una planta de biogás

Para conocer más de cerca el proceso técnico de generación de biogás se requiere revisar detalladamente las partes principales de un sistema de digestión y las funciones específicas de cada una, así como los parámetros requeridos para la operación del mismo.

Debido a que el diseño de un sistema de procesamiento depende de las características de la biomasa a ingresar en este, es necesario conocer las implicaciones de la composición del llamado sustrato. Los componentes del sustrato consisten en carbohidratos, grasas y proteínas, cada uno con una concentración de metano y tiempos de degradación diferentes. Los carbohidratos son los de mayor tiempo de degradación, generalmente de semanas, y menor concentración de metano, con alrededor de 50%, mientras que los lípidos y proteínas se degradan en pocos días y cuentan con una concentración de metano de entre 68% y 70% (Sarker y col., 2019). Por lo tanto, sustratos ricos en proteínas y grasas son ideales para una mayor generación de metano. Sin embargo, existen ciertas desventajas a tomar en cuenta, ya que un exceso de estos componentes conlleva a un aumento en los niveles de amoníaco y sulfuro, ambos tóxicos para los organismos metanogénicos y propensos a alterar el pH de la digestión (Sarker y col., 2019). Otra forma de medir el contenido del sustrato es a través de la relación entre carbono y nitrógeno (C/N), cuando es muy alta, con un exceso de carbono, el ambiente no es propenso para el crecimiento de bacterias, ya que su principal alimento es el nitrógeno (presente en proteínas y lípidos), mientras que, si la relación es muy baja, la acumulación de amoníaco llega a valores tóxicos. Por lo tanto, se requiere una relación en el rango de 25-30 para que la digestión sea óptima (Nayono, 2010).

Dada la complejidad del proceso, y la sensibilidad de los microorganismos presentes, se requiere un monitoreo constante de ciertos parámetros del reactor, uno de ellos fundamental es la temperatura. Esta determina la velocidad de los procesos de degradación, particularmente la hidrólisis y metanogénesis. Existen dos opciones principales de temperaturas de operación, la mesófila, entre 30° y 40°C, y la termófila, entre 50° y 60°C (Nayono, 2010). Cada rango de temperaturas tiene sus ventajas y desventajas. En una temperatura mesófila, los microorganismos son menos susceptibles a cambios de temperatura y, por lo tanto, representa un sistema más estable, ideal para locaciones con climas fríos. Sin embargo, la degradación es más lenta a menor temperatura, por lo que la mesófila no garantiza la mayor producción de metano (Nayono, 2010). Por otro lado, la temperatura termófila asegura una generación de metano entre 25% y 50% mayor, lo que implica menor tiempo de procesamiento, pero mayor inestabilidad ante variaciones de temperatura, condiciones climáticas y una constante demanda adicional de energía para mantener las altas temperaturas (Banks y Heaven, 2013).

Otro parámetro de suma importancia para el diseño del sistema es el tiempo de residencia hidráulica (TRH), el cual se define como el tiempo que pasa el sustrato en el reactor. Entre más alto es el TRH, existe mejor interacción con los microorganismos y, por lo tanto, mayor degradación del sustrato (Nelson, 2010), por lo que el TRH depende también de la temperatura de operación ya mencionada. Asimismo, un alto TRH requiere un digestor de mayor volumen, por lo que se debe de tomar en cuenta el espacio y los recursos disponibles. En la mayoría de los casos, el TRH oscila entre 10 y 25 días (Sarker y col., 2019).

Siguiendo con la revisión del proceso general de digestión, una vez que se cuenta con el sustrato, generalmente se le aplica un pre-tratamiento para facilitar la digestión en el reactor y aumentar su rendimiento. Existen diversas tecnologías y métodos para preparar el sustrato, dependiendo de las características del mismo y de los resultados deseados. Los pre-tratamientos mecánicos consisten en la reducción del tamaño de partícula a través de distintos molinos (de martillos, giratorios de compresión, de frotación y ultrafinos), trituradoras (de mandíbula, giratorias y de rodillos), y máquinas cortadoras de cuchillas, cubos y tiras (Castro-González y Ramírez-Molina, 2018). Cada uno de estos funciona mejor con sustratos de características específicas y produce un tamaño de partícula diferente. Aún cuando una reducción del tamaño de partícula de 100 mm a 2 mm implica aproximadamente 20% a 25% más rendimiento en la producción de biogás, los pre-tratamientos mecánicos implican un costo adicional de energía eléctrica para la operación de la maquinaria (Bochmann y Montgomery, 2013). Dentro de los pre-tratamientos químicos se encuentra el alcalino, que consiste en facilitar la hidrólisis de sustratos ricos en materiales fibrosos como celulosa y lignocelulosa a través de

la adición de compuestos alcalinos como hidróxido de sodio (NaOH) e hidróxido de potasio (KOH) (Bochmann y Montgomery, 2013). El pre-tratamiento microbiológico, también conocido como pre-acidificación, es un método por el cual se dividen las etapas de hidrólisis y acidogénesis de la acetogénesis y metanogénesis, con esto, es posible mantener condiciones que beneficien a las primeras dos etapas de la digestión, como pH menor entre 4 y 6, creando un ambiente óptimo para las enzimas hidrolíticas, y aumentando el rendimiento de biogás en un 21% aproximadamente (Bochmann y Montgomery, 2013). Este tratamiento es particularmente benéfico para sustratos con mayor contenido vegetal. Existen otros pre-tratamientos que involucran procesos térmicos y termoquímicos, pero debido al elevado costo energético involucrado, no serán tratados en este trabajo.

Una vez que se le aplica un pretratamiento al sustrato, se procede a transferirlo hacia el reactor, por medio de un sistema de alimentación especializado. El tipo de sistema depende tanto del sustrato como del tipo de reactor, principalmente por la continuidad requerida en la alimentación del mismo, y el estado físico del sustrato; generalmente la alimentación óptima consiste en dosis pequeñas de un sustrato homogéneo, producto de un correcto pretratamiento (Bachmann, 2013). Para sustratos en estado líquido se utiliza un sistema de bombeo desde un tanque de almacenamiento del sustrato homogéneo y mezclado, hacia la parte baja del digestor (Bachmann, 2013). En el caso de sustratos sólidos, es posible utilizar transportadores de tornillo para ingresar al digestor por el techo o la parte superior de la pared, donde no existe presión hidráulica (Bachmann, 2013), como se muestra en la Figura 2.7. Asimismo, es posible utilizar un sistema de pistón para presionar el sustrato sólido a través de un cilindro hacia la parte baja del digestor, como se muestra en la Figura 2.8. Sin embargo, la compactación producto de la fuerza del pistón no es del todo favorable para el acceso de los microorganismos (Bachmann, 2013). Es posible utilizar más de un sistema de alimentación, según lo requiera el tipo de sustrato y el reactor. La importancia de este paso en el proceso de digestión recae en un flujo adecuado y uniforme de sustrato para mantener el equilibrio de la comunidad de bacterias en el reactor.

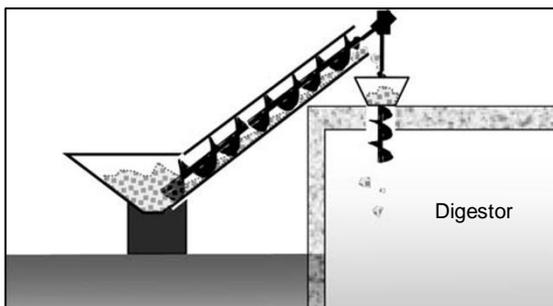


Figura 2.7. Alimentación por transportador de tornillo (Bachmann, 2013)

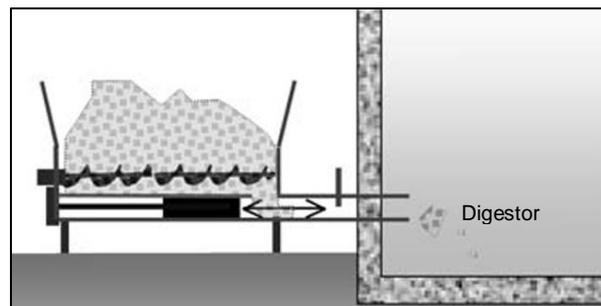


Figura 2.8. Alimentación por pistón (Bachmann, 2013)

Otro elemento fundamental en la digestión, particularmente para la inicialización del proceso, es el inóculo. Éste consiste en una cantidad de sustancia que contiene una población de bacterias capaz de iniciar un nuevo cultivo y comunidad de las mismas para llevar a cabo la digestión. Generalmente el inóculo se obtiene de los residuos de una planta de biogás funcional, o de una planta de tratamiento de aguas residuales. Existe un parámetro en los sistemas de digestión llamado proporción de sustrato e inóculo (S/I), que establece la relación entre las cantidades de estos dos elementos en el reactor (Liu y col., 2009). Entre mayor es el S/I, con cantidades mayores de sustrato, mayor será el tiempo de residencia en el reactor y menor rendimiento tendrá la conversión de metano. Al mismo tiempo, si el S/I es muy bajo, la sobrepoblación de bacterias podría conllevar a inestabilidad en el proceso biológico y afectar la generación de metano (Sarker y col., 2019). Por lo tanto, se requiere de una proporción adecuada de S/I, generalmente entre 0.5 y 1.0 (Liu y col., 2009) para obtener valores óptimos de conversión de metano sin comprometer la estabilidad biológica del reactor, aunque el tipo de sustrato utilizado en cada planta y el diseño del reactor podrían modificar los requerimientos de dicha proporción.

En lo que respecta al reactor, el componente principal del sistema, su diseño varía principalmente en función de las características del sustrato que se procesará, como contenido de sólidos secos y volátiles, densidad, potencial de flotamiento y tamaño de partículas (Murphy y Thamsiriroj, 2013). A partir de estos, los reactores pueden ser secos, con un porcentaje de sólidos totales (ST) entre 15% y 40%, o húmedos, con ST menores a 15% (Sarker y col., 2019). Pueden ser de procesamiento continuo o por lote, de un paso o paso múltiple, y de una fase o de fase múltiple (Murphy y Thamsiriroj, 2013). Comúnmente los reactores se clasifican por su modo de alimentación, mencionados previamente, y por su tipo de mezclado (Bachmann, 2013). De esta última clasificación, los reactores de tanque de mezclado continuo (TMC) son los más comunes para sustratos húmedos, con 2 a 12% de sólidos secos. Para el funcionamiento óptimo de estos se utilizan distintos sistemas de mezclado, como recirculación de biogás y/o mezcladores mecánicos instalados dentro del reactor. Algunas ventajas de este tipo de reactores son una mayor disolución de sustancias inhibitoras de la digestión (Nayono, 2010), y mayor distribución de los microorganismos involucrados (Bachmann, 2013). Algunos sistemas con reactores TMC utilizan dos etapas, es decir, dos reactores interconectados en los que se llevan a cabo todas las etapas de la digestión, con un sistema de recirculación de sustratos digeridos del segundo reactor al primero con el objetivo de mantener el balance del sistema y elevar la capacidad de la planta (Murphy y Thamsiriroj, 2013). Asimismo, existen sistemas con dos etapas donde en la primera se lleva a cabo las primeras tres etapas de la digestión, y en el segundo

reactor únicamente la metanogénesis, dando como resultado una formación de biogás más rápida y eficiente, aunque a un costo más alto (Sarker y col., 2019).

Por otro lado, los reactores de digestión seca generalmente no utilizan sistemas de mezclado (Nayono, 2010), para el caso de los reactores secos por lote, una vez transcurrido el tiempo de residencia, se retira el sustrato digerido a excepción de una parte que funcionará como inóculo para el siguiente lote, mientras que los reactores secos continuos consisten en un equipo tubular alargado, vertical u horizontal, con un flujo constante cuya duración es equivalente al tiempo de residencia, y en donde la recirculación de una porción del producto es también utilizado para inoculación del sustrato ingresado (Murphy y Thamsiroj, 2013).

El volumen del reactor depende de la cantidad de sustrato que se ingrese y del tiempo de degradación del mismo, estos indicadores están representados, respectivamente, por los parámetros de carga orgánica volumétrica (COV) y el ya mencionado tiempo de residencia hidráulica (TRH). La COV describe la cantidad de sólidos secos volátiles (SSV) ingresados al digestor, en kilogramos por día por metro cúbico de digestor ( $\text{kg SSV}/\text{m}^3\text{día}$ ) (Bachmann, 2013). Para los reactores de tipo TMC comúnmente se utiliza una COV de entre 2 y 3  $\text{kg SSV}/\text{m}^3\text{día}$  (Bachmann, 2013).

Otra característica importante de los reactores es el aislamiento térmico, ya que, según se mencionó previamente, la temperatura constante de funcionamiento es fundamental para la estabilidad de la comunidad de microorganismos. El aislamiento puede ser interno o externo, siendo este último el más conveniente para conservar el volumen total del reactor. Para reactores que funcionan a temperatura mesófila el ideal es una transferencia de calor de  $0.3 \text{ W}/\text{m}^2\text{K}$ , mientras que para una temperatura termófila es de  $0.2 \text{ W}/\text{m}^2\text{K}$  (Bachmann, 2013).

Una vez producido el biogás, este debe pasar por un proceso de acondicionamiento para retirar las impurezas, principalmente ácido sulfhídrico ( $\text{H}_2\text{S}$ ), dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), agua ( $\text{H}_2\text{O}$ ) y amoníaco ( $\text{NH}_3$ ), entre otros. Para el primero, de alta toxicidad y con propiedades corrosivas, es posible aplicar distintos métodos: el método biológico consiste en una oxidación del  $\text{H}_2\text{S}$  para formar azufre elemental, provocada por la bacteria *Thiobacillus*, ya sea dentro del digestor o en un filtro biológico que la contenga (Petersson, 2013). El método físico consta de un sistema de absorción con una disolución de una base como hidróxido de sodio en agua, a través de la cual el  $\text{H}_2\text{S}$  reacciona creando hidrosulfuro de sodio ( $\text{NaHS}$ ) que después es regenerado por microorganismos específicos (Petersson, 2013). Otro proceso físico implica enfriar el biogás hasta crear  $\text{CO}_2$  líquido en el que el  $\text{H}_2\text{S}$  es disuelto, o utilizar carbono activado para absorción del mismo (Petersson, 2013).

Para la eliminación de H<sub>2</sub>O es posible alterar la temperatura y/o la presión del gas para provocar la condensación del agua y después atraparla a través de tuberías con trampas de líquidos, con adsorción utilizando sílice, óxido de aluminio, óxido de magnesio o carbono activado; o por absorción con sales higroscópicas o soluciones de glicol (Petersson, 2013).

Actualmente existe un proceso adicional, llamado “mejoramiento del biogás” con el objetivo de convertirlo en biometano, una versión con mayor concentración de metano, capaz de mezclarse con gas natural. El mejoramiento requiere, además de la limpieza de impurezas ya mencionada, de la completa separación de CO<sub>2</sub> (Beil y Beyrich, 2013). Para reducir la cantidad de CO<sub>2</sub> presente en el biogás se puede utilizar una absorción física, al disolverlo en agua a presión o en compuestos orgánicos en una torre de depuración, una adsorción física, utilizando carbono activado, una absorción química, con compuestos básicos o aminas (Cheng, 2018); también es posible utilizar un proceso de separación de membrana a alta presión, o un mejoramiento criogénico (Beil y Beyrich, 2013). Considerando los valores de referencia mencionados en la sección correspondiente al gas natural, para poder integrar el biometano a la red de la Ciudad de México se requeriría una proporción de CO<sub>2</sub> menor o igual a 2.19%.

Finalmente, en el último paso del proceso de digestión, el sustrato digerido en el reactor es extraído como efluente en forma de “lodos digeridos”, materia orgánica con un alto contenido de nutrientes minerales como nitrógeno (N), fósforo (P), potasio (K) y azufre (S), ideal para su uso como fertilizante natural (Drosg y col., 2015). Para esto es necesario que los lodos cumplan con ciertos parámetros de calidad, asociados a sus propiedades como contenido real de nutrientes, pH, contenido de materia seca y orgánica, homogeneidad y ausencia de patógenos; el estado de dichas propiedades en el efluente puede ser regulado desde el proceso de digestión, si este es llevado a cabo correctamente (Al Seadi y col., 2013). Para adecuar el efluente para su utilización como fertilizante es necesario, como primer paso, separar sus componentes líquidos de los sólidos para facilitar su almacenamiento y transporte. Esto se puede hacer con distintas tecnologías, según las características predominantes del sustrato. Algunas de estas son: prensa de tornillo, decantadora centrífuga, filtros de banda, centrifugas discontinuas, procesos de precipitación o flotación, y filtros y mallas (Drosg y col., 2015). Una vez separadas, la parte líquida puede ser reintegrada al reactor o utilizada como agua tratada, mientras que la parte sólida puede ser integrada a un proceso de compostaje o secada para reducir su masa total y aumentar la concentración de nutrientes (Drosg y col., 2015).

En la Figura 2.9 puede observarse un diagrama del proceso general de digestión, con cada una de las etapas descritas anteriormente.

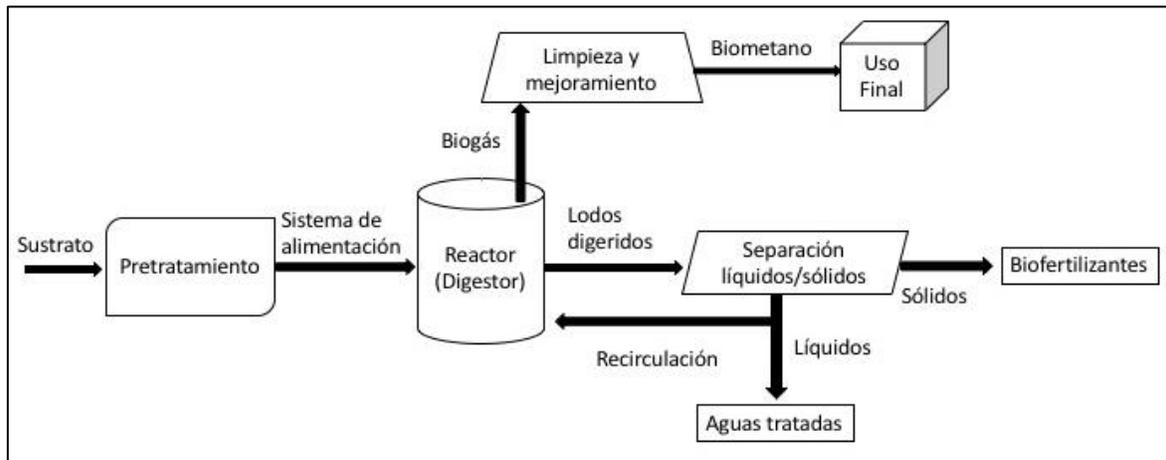


Figura 2.9. Diagrama general de una planta de biogás (Banks, Heaven, Zhang y Baier, 2018)

### 2.2.2 Casos de éxito: Biogás de FORSU

A nivel mundial se estima que para 2025 se generarán 2.2 mil millones de toneladas de RSU al año, las cuales estarán compuestas aproximadamente en un 46% de materia orgánica, esta se conoce como fracción orgánica de los RSU (FORSU) (Hoorweg y Bhada-Tata, 2012). En la actualidad, de la cantidad de FORSU que se generan a nivel mundial, el 45% de 1.3 mil millones en 2012 (Hoorweg y Bhada-Tata, 2012), sólo se procesa una mínima parte. La Unión Europea es una de las regiones con mayor tratamiento de los residuos biológicos, con un 20% del total de estos en 2012, de los cuales únicamente el 25% fue ingresado a plantas de biogás, de las cuales se tiene registrada una cantidad de 244 en 2014 (Clarke, 2018). Por otro lado, China, cuyos residuos constituyeron en 2001 aproximadamente 27% de los generados mundialmente (Jianguo y col., 2007), ha concretado esfuerzos para reducir las emisiones provenientes de los FORSU; en 2015 contaban con 90 plantas de biogás instaladas que, sumadas a otras de compostaje acumulaban una capacidad de procesamiento de 20,000 t/d de residuos (Clarke, 2018). En lo que respecta a México, se estima que la mayoría de plantas de biogás instaladas entre 2005 y 2018, un total de 820, se encuentra fuera de servicio, ubicadas principalmente en granjas pecuarias (Gutiérrez, 2018). Asimismo, se reportan un máximo de 9 plantas de biogás diseñadas para tratamiento de FORSU, “sin ningún caso de éxito o de operación sostenida”, de las cuales resalta la instalada en Atlacomulco, Estado de México, con una capacidad instalada de 30 t/día, sin operar a plena capacidad por problemas técnicos (Gutiérrez, 2018).

A continuación, se revisarán algunos casos de éxito de plantas de digestión de FORSU en el mundo, cuya información está contenida en la Tabla 2.5.

Tabla 2.5 Información de casos de plantas de digestión de FORSU en el mundo

Planta	Características	Sustrato y capacidad	Rendimiento de CH <sub>4</sub>	Referencias
BTA Granollers, España	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pretratamiento hidromecánico para eliminación de impurezas.</li> <li>• 2 digestores mesófilos de una fase de 3,000 m<sup>3</sup> cada uno.</li> <li>• Separación de efluente por prensas de tornillo. Tratamiento de sólidos por compostaje y de líquidos por recirculación para mezclado de reactores.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• FORSU con alto contenido de impurezas.</li> <li>• 6-9% de materia seca (reactor húmedo).</li> <li>• 45,000 t/año.</li> </ul>	<p>7,817,828 kWh/año de energía eléctrica, capacidad instalada de 1.2 MW.</p> <p>Con eficiencia del 35%, y poder calorífico de 20 MJ/m<sup>3</sup>, aprox. 1.8 Mm<sup>3</sup>/año.</p>	<p>BTA Internationa, 2012.</p> <p>Moreno y col., 2016</p>
Kompogas Winterthur, Suiza	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pretratamiento mecánico de trituración y tamizado.</li> <li>• 1 digestor termófilo de flujo continuo seco de 1,500 m<sup>3</sup>.</li> <li>• Unidad de mejoramiento a biometano para inyección a la red de gas natural.</li> <li>• Separación de efluente por prensas de tornillo. Sólidos para compostaje y líquidos recirculados al digestor.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• FORSU seleccionada de desechos de comida y desechos verdes (follaje).</li> <li>• 23,000 t/año.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 2,100,000 Nm<sup>3</sup>/año de biogás.</li> <li>• 1,050,500 Nm<sup>3</sup>/año de biometano.</li> </ul>	<p>Hitachi Zosen, 2016.</p> <p>Clarke, 2018.</p>
Valorga Shanghai, China	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 6 digestores termófilos de 4,500 m<sup>3</sup> c/u.</li> <li>• Acondicionamiento de biogás para quema en turbina para cogeneración eléctrica.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• FORSU y desechos forestales.</li> <li>• 227,500 t/año de FORSU.</li> <li>• 41,000 t/año de desechos forestales.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Biogás: 100 Nm<sup>3</sup>/t de sustrato ingresado.</li> <li>• Metano: 55-60 Nm<sup>3</sup>/t de sustrato ingresado.</li> </ul>	<p>Valorga internationa, 2009.</p>

## Capítulo 3. Materiales y métodos

### Metodología del estudio

#### 3.1 Caso de estudio y problemática

Como se ha mencionado en las secciones anteriores, el proyecto se centra en la alcaldía Cuauhtémoc, y particularmente en su estación de transferencia, donde se procesan los residuos generados en la demarcación. La problemática a resolver consiste en el aprovechamiento de la fracción orgánica de RSU (FORSU) disponible, a través del diseño de una planta de biogás para la generación de biometano con las características necesarias para la inyección del mismo a la red de gas natural de la Ciudad de México.

En el primer capítulo se revisó brevemente algunos datos concernientes a la situación de los RSU en la Ciudad de México y la alcaldía Cuauhtémoc. Estos son simplificados en la Figura 3.1, donde se observa el flujo y las cantidades correspondientes a la producción diaria de residuos en la CDMX, y específicamente en la alcaldía Cuauhtémoc, con aproximaciones para las cantidades de la fracción orgánica de los mismos. Como se muestra, se calcula que existe un promedio de 163.4 ton/día de la FORSU disponible para su aprovechamiento, partiendo de la porción teórica estándar de FORSU de 50% del total de RSU, descartando las cantidades aprovechadas reportadas en el último IRS (SEDEMA, 2018), y considerando que de aquellas no aprovechadas existe una eficiencia de separación de 33%, por lo que no todos los residuos útiles estarían en un estado adecuado para su procesamiento. Asimismo, se estima que la generación de gases correspondiente a esa última sección aprovechable es de 8,200 m<sup>3</sup>/día de metano (CH<sub>4</sub>), considerando un factor promedio de 50 m<sup>3</sup>/ton de RSU secos (Themelis y Ulloa, 2006). En el primer capítulo también se mencionó ampliamente las consecuencias climáticas de los gases de efecto invernadero, con un especial énfasis en el CH<sub>4</sub>, por lo que la disminución de la emisión de estos a través del aprovechamiento de residuos es una alternativa viable para la mitigación del cambio climático a nivel local, nacional y mundial. Los datos mostrados sobre la generación total de RSU en la alcaldía constituyen la situación actual de la demarcación, según la información disponible en las fuentes oficiales, como punto de partida para la evaluación completa de la problemática del caso de estudio. Sin embargo, a pesar de tener una cifra de las cantidades diarias de residuos que podrían ser utilizados para el proceso de digestión, se trata únicamente de una aproximación, por lo que el número no es adecuado para utilizarse como parámetro de diseño. Por lo tanto, es necesario buscar información precisa y directa de las autoridades correspondientes, tanto para acceder a datos actualizados, como para conocer mejor la situación general del aprovechamiento y manejo de los RSU en la alcaldía. Particularmente, se buscará conocer cantidades precisas de la FORSU recibida,

aprovechada, y no aprovechada en la estación de transferencia, en un periodo de tiempo lo suficientemente amplio, idealmente un año como mínimo, para conocer posibles variaciones en los patrones según la temporada. Asimismo, se evaluará la distribución espacial de la estación de transferencia y las etapas del procesamiento de los residuos, con el objetivo de adaptar las instalaciones para la instalación de la planta de biogás a diseñar. También se indagará acerca de posibles proyectos de aprovechamiento de RSU en curso, y la posición del gobierno local en la búsqueda de alternativas con este fin. Esta y otra información será recabada a través de entrevistas y visitas a las instalaciones de la estación de transferencia, mismas que serán reportadas con detalle más adelante.

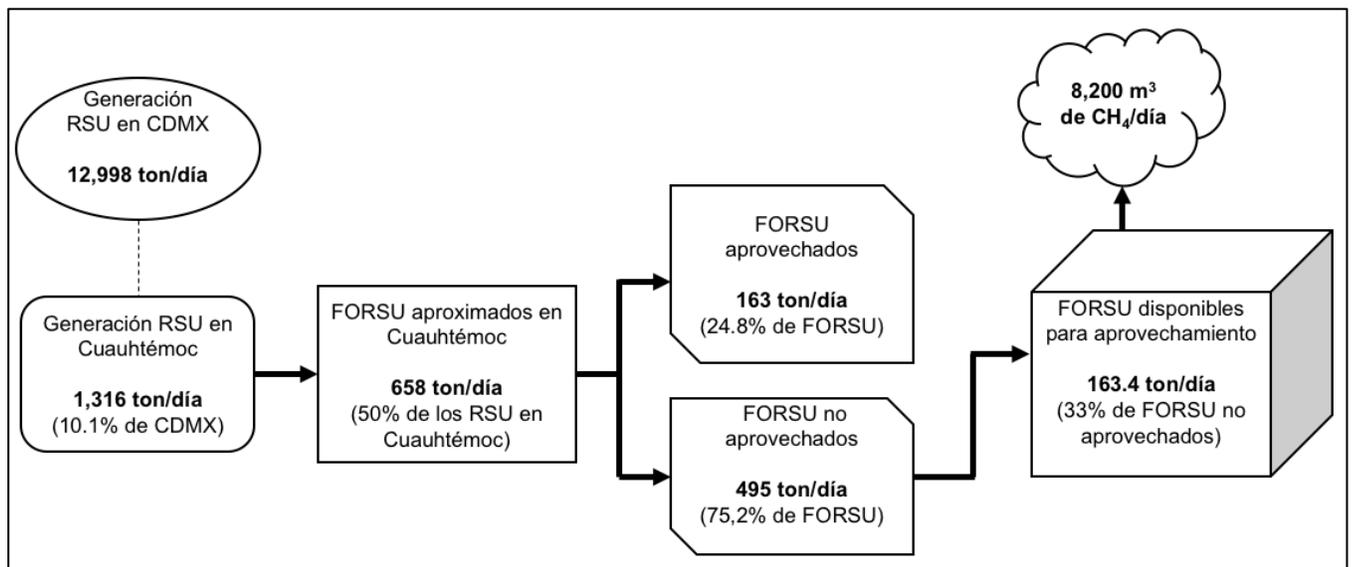


Figura 3.1 Diagrama de flujo de las cantidades aproximadas de FORSU disponibles para aprovechamiento (SEDEMA, 2017)

### 3.2 Metodología

En lo que respecta a la metodología general del proyecto, según se detalla en la Figura 3.2, hasta este punto se han planteado los objetivos del proyecto, y se han revisado los antecedentes y fundamentos teóricos para su realización, también se resumió la problemática, mencionada en secciones anteriores. A continuación, se comenzará la sección correspondiente a la investigación de campo, constituida por entrevistas a los encargados de sustentabilidad, servicios urbanos y recolección de residuos sólidos de la Alcaldía Cuauhtémoc, así como al director ejecutivo de transferencia y disposición final de RSU del gobierno de la CDMX. A través de este último se gestionará una visita a la estación de transferencia para llevar a cabo la otra parte de la investigación de campo, en la que se evaluará la distribución

espacial del sitio, así como las etapas en el procesamiento de los residuos y las condiciones de los mismos. Una vez concluida esta sección, se procederá a analizar los datos obtenidos para así llevar a cabo el diseño de la planta de biogás adecuada. A partir de esto, se valorará la factibilidad económica, ambiental y social del proyecto, obteniendo finalmente las conclusiones del trabajo realizado.

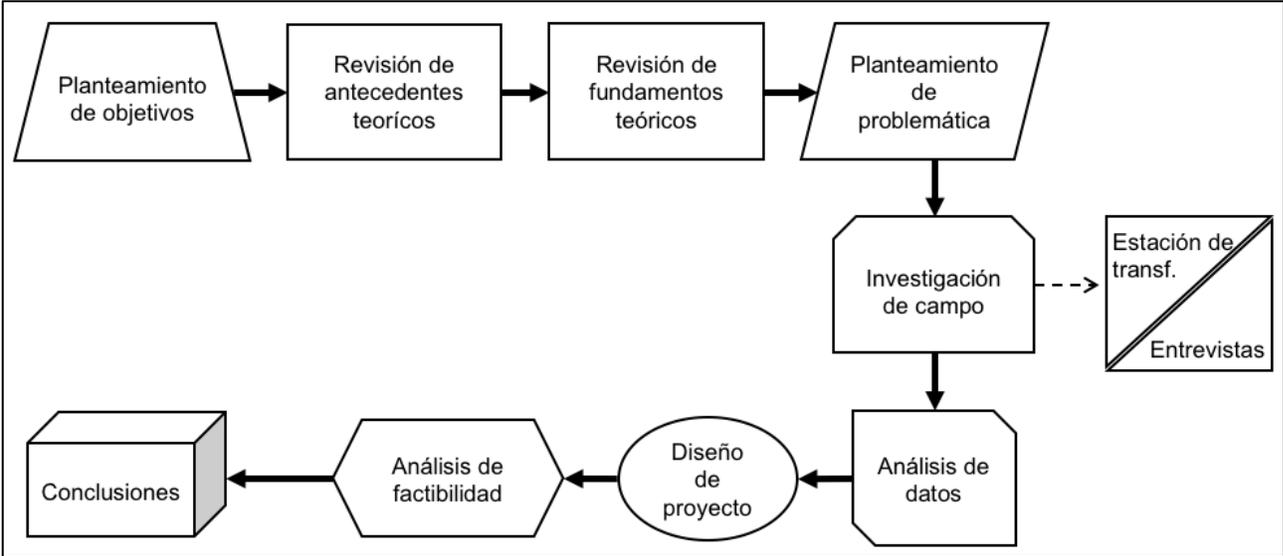


Figura 3.2 Representación de la metodología del proyecto

## Capítulo 4. Resultados

Retomando la Figura 3.2 mostrada en el capítulo anterior, es de notarse que los resultados abarcan a partir de la investigación de campo, en la que se realizará un levantamiento de datos de entrevistas a responsables gubernamentales de las áreas involucradas, y una visita a la estación de transferencia de la Alcaldía Cuauhtémoc. Una vez se cuente con la información necesaria, se procederá al análisis de la misma para la realización del plan de aprovechamiento de los residuos, y el plan para el desarrollo del mismo. Finalmente, se evaluará la factibilidad económica, ambiental y social del proyecto para obtener los parámetros requeridos para realizar las conclusiones finales del estudio.

### 4.1 Investigación de campo

#### 4.1.1 Entrevistas

Cada entrevista presentada a continuación fue realizada a partir de un cuestionario pensado para recabar la información requerida de cada uno de los individuos involucrados. Los cuestionarios pueden ser consultados en la sección de anexos. Los resultados mostrados para cada caso consisten en las partes identificadas como esenciales para el proyecto en cuestión. Adicionalmente, se muestra un diagrama con la estructura organizacional de cada área a la que pertenecen los entrevistados, la Figura 4.1 comprendiendo los responsables de la Alcaldía Cuauhtémoc, y la Figura 4.3 del Gobierno de la Ciudad de México.

##### 4.1.1.1 Entrevista con Raúl Beltrán Azpe, Director de Recolección y Tratamiento de Residuos Sólidos de la Alcaldía Cuauhtémoc.

La Dirección de Recolección y Tratamiento de Residuos Sólidos pertenece a la Dirección General de Servicios Urbanos de la Alcaldía Cuauhtémoc, según se muestra en la Figura 4.1. La Dirección de Recolección se dedica al barrido manual, recolección domiciliaria y transporte de los RSU a la estación de transferencia de la localidad. Una vez en el sitio, los residuos se entregan a la Dirección General de Servicios Urbanos y Sustentabilidad del gobierno de la CDMX (DGSUS), quienes tienen jurisdicción del procesamiento de los mismos en las estaciones de transferencia. Al indagar sobre la cuantificación de los residuos recolectados, datos de mayor interés para el estudio, el entrevistado indicó que existe un programa constante de medición de residuos, particularmente de la fracción orgánica de los mismos, con el objetivo de cumplir con las metas establecidas de separación. La información recabada es publicada mensualmente en los informes de las sesiones ordinarias del Subcomité Técnico de Coordinación para la Prestación de los Servicios Urbanos en la Ciudad de México, de la DGSUS del Gobierno de la CDMX.

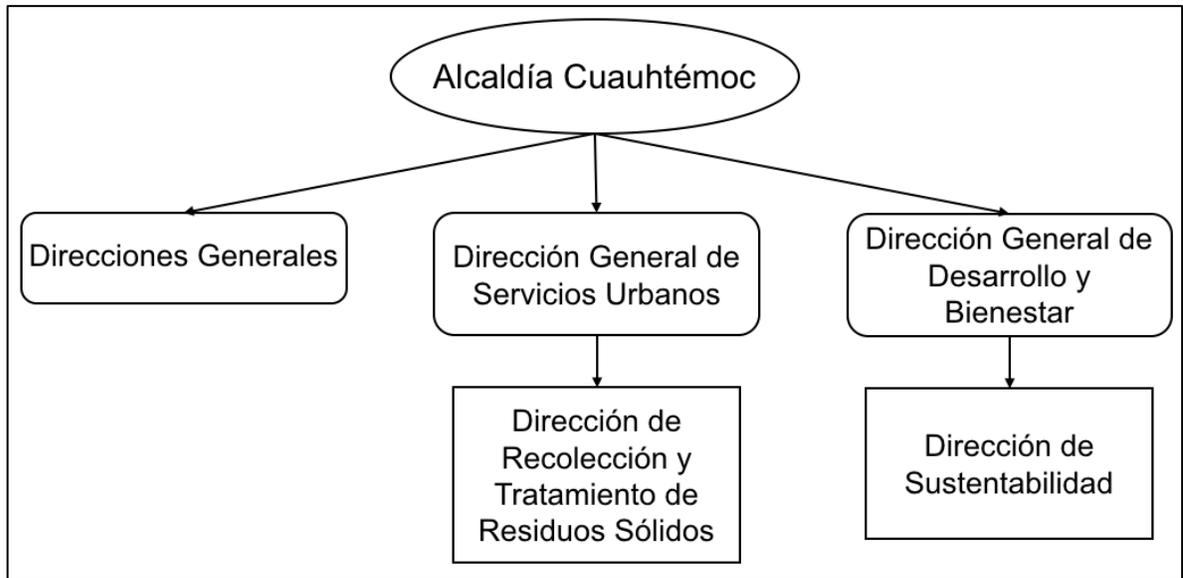


Figura 4.1. Organización de las dependencias consultadas de la Alcaldía Cuauhtémoc

Al consultar los informes más recientes se obtuvieron los siguientes datos sobre las cantidades de FORSU en la estación de transferencia de la Alcaldía Cuauhtémoc. Estos, al ser los más recientes y precisos obtenidos hasta el momento, serán utilizados como parámetros para el diseño de la planta en las secciones posteriores. Dichos informes de las sesiones del subcomité son una iniciativa del nuevo gobierno de la Ciudad, por lo que los datos de los periodos mensuales disponibles comprenden únicamente una sección del año 2019, a partir del mes de mayo hasta noviembre, en lapsos de aproximadamente 30 días, según están indicados en la Figura 4.2. En esta también se puede observar que, en los periodos reportados, existe una recolección mensual que va desde 1,800 toneladas hasta 2,500 toneladas, con una media de 2,000 toneladas que presenta una tendencia en ligero aumento, como se muestra en la línea punteada. Dicha tendencia puede explicarse por los esfuerzos para aumentar la eficiencia de separación, cuyas metas están estipuladas en los informes citados.

Por otro lado, en el octavo informe del subcomité, correspondiente al último del año 2019, se muestran datos acumulados de todo el año, abarcando meses no presentados en los informes anteriores, particularmente de enero a mayo del mismo año. La cantidad de toneladas ingresadas a la estación de transferencia de la Alcaldía Cuauhtémoc en el periodo del 1 de enero al 6 de diciembre del año 2019 equivalen a 24,428, con un nivel de eficiencia de separación de 37% (SOBSE, 2019h), 4% mayor que en 2017. En el mismo informe se reporta una recolección promedio diaria en la demarcación de 72 toneladas de FORSU (SOBSE, 2019h).

Valor que será utilizado como cantidad diaria de sustrato disponible para ingresar a la planta de biogás.

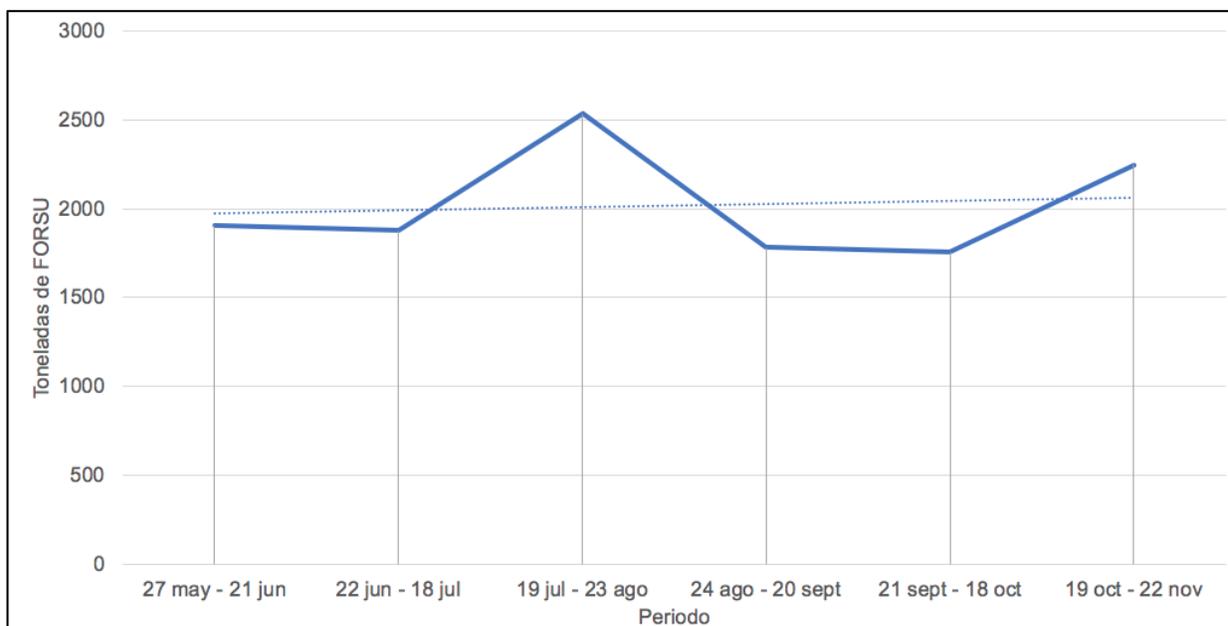


Figura 4.2 Registro de toneladas de FORSU ingresadas a la estación de transferencia de la alcaldía Cuauhtémoc en el año 2019 (a partir de SOBSE, 2019a-g)

#### 4.1.1.2 Entrevista con Erik Hans Solórzano Pedroza, Director de Sustentabilidad de la Alcaldía Cuauhtémoc.

La Dirección de Sustentabilidad, según se observa en la Figura 4.1, pertenece a la Dirección General de Desarrollo y Bienestar, y se dedica a buscar iniciativas, proyectos, y colaboraciones con el objetivo de mejorar la situación en torno a los pilares de agua, energía, residuos, áreas verdes y bienestar animal. La información obtenida en la reunión consiste principalmente en la comunicación de un panorama de proyectos asociados a residuos y energía existentes en la demarcación y en una orientación para la realización de los mismos. Existía interés de conocer la existencia de algún procedimiento diseñado para proponer proyectos al gobierno, a lo que se respondió que no existe en sí un mecanismo específico, pero más una política de puertas abiertas. En concordancia, al preguntar sobre algunas iniciativas similares que hayan llegado a la Dirección de Sustentabilidad, el entrevistado informó que ha habido propuestas de valorización de residuos, particularmente de digestión de residuos orgánicos para consumo de biogás en hogares. Sin embargo, el proyecto buscaba un procesamiento aislado, y contaba con obstáculos asociados a la distribución del energético producido, y al transporte de los residuos hacia la planta. Por lo tanto, se afirma que las características del trabajo en cuestión

facilitarían el aprovechamiento de los residuos al solucionar la distribución con la inyección a la red de gas natural y la disponibilidad de los residuos en la estación de transferencia.

En lo que respecta a la orientación para la realización de un proyecto, el entrevistado indicó que la mejor forma de llevarlo a cabo es con apoyo de capital privado para resolver la parte económica en el financiamiento, ya que es este el mayor impedimento a nivel gubernamental. Una vez que se cuenta con la claridad en el origen de los recursos, mismos que podrían gestionarse, en una menor parte, de algún fondo institucional, y se tienen definidos los requerimientos técnicos, así como los beneficios ambientales y sociales, es muy probable que el proyecto pueda ser llevado a cabo, siempre y cuando se dialogue con las distintas áreas de gobierno, tanto de la Ciudad, como de la localidad.

Por último, el entrevistado hizo un énfasis en la necesidad de más proyectos que busquen mejorar la situación de la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos, a través de su aprovechamiento, debido al gran volumen que representan del total de residuos y su impacto ambiental.

#### 4.1.1.3 Entrevista con Arturo Bastidas Acuña, Director Ejecutivo de Transferencia y Disposición Final de RSU, Dirección General de Servicios Urbanos y Sustentabilidad del Gobierno de la Ciudad de México.

La Dirección Ejecutiva de Transferencia y Disposición Final de Residuos Sólidos Urbanos, pertenece a la Dirección General de Servicios Urbanos y Sustentabilidad de la Secretaría de Obras y Servicios del Gobierno de la Ciudad de México, como se muestra en la Figura 4.3, y se dedica a administrar y operar todas las estaciones de transferencia de la ciudad, de coordinar el transporte de los RSU hacia los distintos sitios de disposición final, y a gestionar estos últimos, así como las plantas de aprovechamiento. En la reunión participó el director del área, Arturo Bastidas Acuña, y el encargado de la Subdirección de Mantenimiento Equipo Maquinaria e Instalaciones, el Ing. Ricardo Estrada Núñez, asignado como responsable del apoyo a este proyecto. La información obtenida consistió en datos sobre el proceso de manejo de residuos interno. En primer lugar, se comentó que la información estadística de FORSU contenida en los reportes se obtiene al pesar los camiones que salen de las estaciones de transferencia exclusivamente con esta fracción de los residuos. Adicionalmente, se indicó que, en la actualidad, el 100% de la FORSU que sale de la estación de transferencia en la Alcaldía Cuauhtémoc es llevada a la planta de composta, con un costo de \$174 MXN por tonelada por trayecto. En cuanto a costos de disposición final de los residuos, se indicó que éste es de \$216 MXN por tonelada.

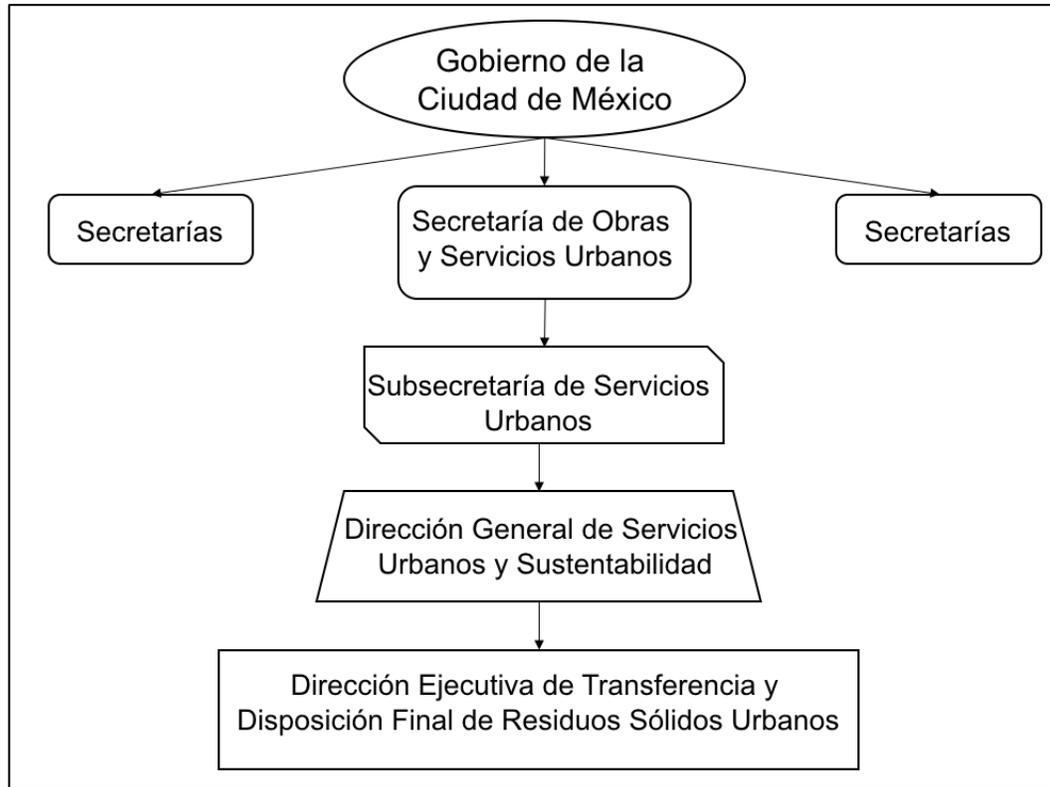


Figura 4.3 Organización del área entrevistada dentro de la Secretaría de Obras y Servicios Urbanos del Gobierno de la Ciudad de México

Al preguntar a los entrevistados sobre proyectos actuales de aprovechamiento de RSU, indicaron que por el momento no existe ninguno realizándose, aunque existía una propuesta de una planta para procesamiento de los residuos en el Bordo Poniente; sin embargo, los entrevistados desconocían el avance de esta. Por otro lado, al explicar el objetivo del proyecto de realizar el diseño de una planta en la estación de transferencia de la Alcaldía Cuauhtémoc, los entrevistados indicaron que el espacio en dichas instalaciones es reducido, y posiblemente eso sea un impedimento. Con respecto a esto, los detalles del sitio se abordarán con más profundidad en el siguiente apartado. Asimismo, se mencionó brevemente una problemática social de inconformidad vecinal en los alrededores de la estación, debido a las implicaciones de las operaciones de la misma. Se solicitó algún tipo de reporte o informe oficial que existiera al respecto, pero no existen tales documentos hasta la fecha.

Por último, se buscó su opinión respecto a la situación de residuos en la Ciudad, a lo que respondieron que las políticas que se han aplicado en el nuevo gobierno han mejorado la forma en la que se tratan los residuos y, poco a poco, la separación y el aprovechamiento aumentará, ya que existe un objetivo de gobierno para reducir la disposición final de 8400 a 2000 toneladas (76%) para 2024.

Es de notarse que, en general, existe una gran disposición para la realización del estudio, y un gran interés en propuestas que busquen aprovechar los RSU, debido a la trayectoria dictada por el gobierno de la Ciudad para reducir la cantidad de residuos que van a disposición final.

#### 4.1.2 Estación de Transferencia

La estación de transferencia de la Alcaldía Cuauhtémoc se ubica en la colonia Paulino Navarro, en la esquina de Calzada Chabacano y el Eje 1 Oriente (Av. Andrés Molina Enríquez). La superficie del espacio es de 6,805 m<sup>2</sup>, según los planos oficiales de CDMX-SOBSE (2015), mostrados en la Figura 4.4, donde se puede observar la distribución. Se podría decir que la estación está dividida en dos zonas: una dedicada para los vehículos de recolección los cuales, como su nombre lo indica, se dedican a recolectar los residuos de la Alcaldía y llevarlos a la estación, y la otra dedicada para los vehículos de transferencia, camiones articulados de mayor tamaño y capacidad, cuya función es transportar los residuos, selectivamente, hacia los sitios de disposición final.

Los vehículos recolectores ingresan por una entrada determinada, y esperan su turno para subir al patio de maniobras por la rampa. Una vez arriba, vacían su contenido de la fracción orgánica en el área designada para residuos orgánicos, según se muestra en las Figuras 4.5 y 4.6, y de la misma manera de la fracción inorgánica. Para el caso de la primera, una vez que se acumulan suficientes residuos en el patio, y que son separados de bolsas plásticas y otros elementos inorgánicos, estos son depositados en un camión de transferencia, estacionado en la planta baja de las instalaciones (Figura 4.6), a través de la tolva correspondiente. Los residuos inorgánicos pasan por el mismo proceso, aunque en ese caso los camiones recolectores depositan directamente los residuos en los camiones de transferencia a través de las tolvas, sin dejarlos en el patio. Es de notarse que el diseño de las instalaciones está pensado en forma de circuitos, el del nivel del suelo correspondiente a los vehículos de transferencia, y el del primer nivel a los de recolección. En donde los vehículos ingresan por un costado, y salen por el lado opuesto, según puede observarse en el plano. El área que aparece desocupada en la parte superior, entre los números 12 y 13, con un área aproximada de 50x4 m, es utilizada como estacionamiento para automóviles del personal de la estación.

Como datos útiles adicionales proporcionados en la visita, guiada por Facundo García, Jefe de Unidad Departamental de Transferencia Zona Norte A1, se informó que los camiones de transferencia tienen una capacidad máxima de 30 toneladas, y su operación corre a cargo de una empresa privada concesionada para el transporte de los contenedores, propiedad del gobierno. Cuando la estación termina

sus labores, a las 22:00 hrs., el espacio al nivel del suelo es utilizado para estacionar los 24 camiones de transferencia utilizados, los cuales miden aproximadamente 19 metros de largo cada uno. Los camiones de transferencia son pesados al llegar a los sitios de disposición final, por lo que la información disponible de cantidades de residuos ya citada se obtiene de esa etapa del proceso.

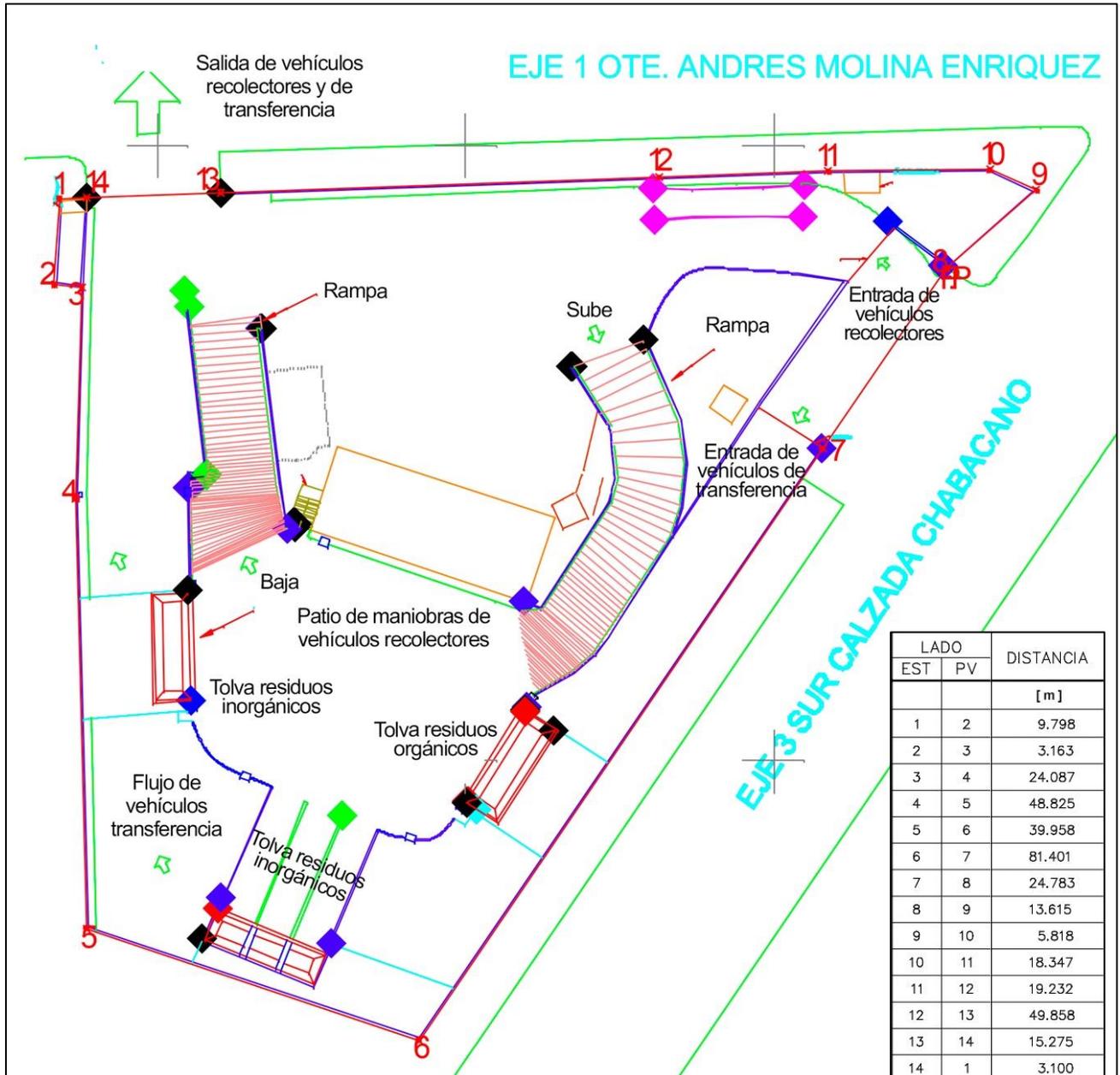


Figura 4.4 Plano de la estación de transferencia "Cuauhtémoc" (CDMX-SOBSE, 2015)



Figura 4.5 Vista de la sección de residuos orgánicos en el patio y su tolva



Figura 4.6 Vista inferior de la tolva de residuos orgánicos y un camión de transferencia

## 4.2 Análisis de datos y plan de aprovechamiento

### 4.2.1 Análisis de datos

Con la información recabada de las entrevistas se pudo conocer la cantidad promedio diaria de la FORSU recolectada en la Alcaldía, fijada en 72 toneladas, y el método empleado para su medición, así como datos sobre los procedimientos para llevar a cabo proyectos tanto a nivel Alcaldía como a nivel Estatal y Federal. Asimismo, se obtuvieron las cifras de los costos que implica transferir la FORSU a los sitios de disposición final y procesarlos en estos mismos, los cuales serán utilizados para la estimación de factibilidad económica del proyecto.

En cuanto a la estación de transferencia, la obtención de los planos topográficos por medio de las entrevistas y la visita a las instalaciones fueron de gran utilidad para conocer las características del espacio y del proceso llevado a cabo ahí, para así determinar el diseño de la planta. Como resultado de las observaciones, se concluyó que la implementación de la planta de biogás a la estación de transferencia de la Alcaldía Cuauhtémoc requeriría de un rediseño de todas las instalaciones. Esto ya que los espacios potenciales que podría ocupar la planta son utilizados como vías de tránsito de los camiones de transferencia, tanto de desechos orgánicos como inorgánicos, y como estacionamientos para el encierro de los mismos durante la noche.

En la Figura 4.7 se muestra el área que podría ser adaptada para la construcción de la planta. Para llevarlo a cabo, se requeriría que los camiones de transferencia de los desechos inorgánicos accedan en reversa por la actual salida para ser llenados, y abandonen el área por la misma vía una vez estén listos para partir. Esta opción implicaría una mayor complejidad logística para los transportes, y es posible que reduzca considerablemente la eficiencia del flujo de estos. Otra opción para evitar esto sería una reestructuración completa del edificio, para crear un acceso alternativo de los camiones de transferencia de residuos inorgánicos por debajo de las oficinas y del patio de maniobras. A pesar de garantizar una operación más sencilla de la estación, elevaría el costo del proyecto, y se desconoce la viabilidad estructural del edificio para llevarla a cabo. Otra opción sería construir la planta a nivel subterráneo, de manera que pueda conservarse la distribución del espacio y su utilización actual; esta sería, sin duda, la opción más costosa. Es por esto que se continuará con el diseño de la planta considerando que se utilizará el espacio señalado en naranja en la Figura 4.7, de una extensión de 1000 m<sup>2</sup>, según las mediciones en el plano. Asumiendo que el espacio no se utilizaría más para guardar camiones de transferencia durante la noche, y que el arreglo propuesto para el acceso de las transferencias de residuos inorgánicos es funcional.



Figura 4.7 Propuesta de reorganización de la estación de transferencia para la instalación de la planta de biogás de FORSU

#### 4.2.2 Plan de aprovechamiento

A partir de la cantidad de 72 toneladas diarias de FORSU disponibles para aprovechamiento en la Alcaldía Cuauhtémoc, se realizará el diseño de la planta de biogás capaz de realizar todo el procesamiento, desde el pretratamiento de los residuos, hasta el acondicionamiento del biogás para su inserción a la red de gas natural, cumpliendo con las características del metano distribuido a través de esta.

Para comprender mejor el proceso de diseño, se realizó un diagrama de las etapas del proceso de digestión llevado a cabo en la planta objetivo, mostrado en la Figura 4.8, cada una con sus correspondientes parámetros de diseño para este caso, con el propósito de sentar las bases de todo el sistema. En dicho diagrama, y conforme a lo ya revisado en el capítulo 2, se muestra primero la etapa de pretratamiento, la cual consiste en un tipo de proceso (mecánico, biológico, térmico, entre otros), una tecnología específica del tipo seleccionado, y detalles sobre la capacidad de

procesamiento de esta tecnología. La siguiente etapa es la digestión, la cual comienza con el método de alimentación del sustrato al reactor, seguido por las características particulares de este último, elemento principal de la planta. Después se establecerán los métodos de limpieza del biogás generado en el reactor, y los de mejoramiento en la generación de biometano, para así llegar a los requerimientos para su inyección a la red de gas natural. Para llevarlo a cabo, se requerirá ajustar la presión del biometano para igualar aquella de la red, así como un monitoreo constante de las características del gas y de los flujos del proceso, y una conexión para tener acceso a la red. Por último, se indicarán los métodos utilizados en la planta para el tratamiento de los productos adicionales de la digestión, los cuales requieren ser separados entre líquidos y sólidos, para después elaborar biofertilizante con la parte sólida y utilizar la parte líquida para recirculación y/o como agua residual. Es de notarse que en la Figura 4.8 se muestran las referencias de cada una de las etapas mencionadas.

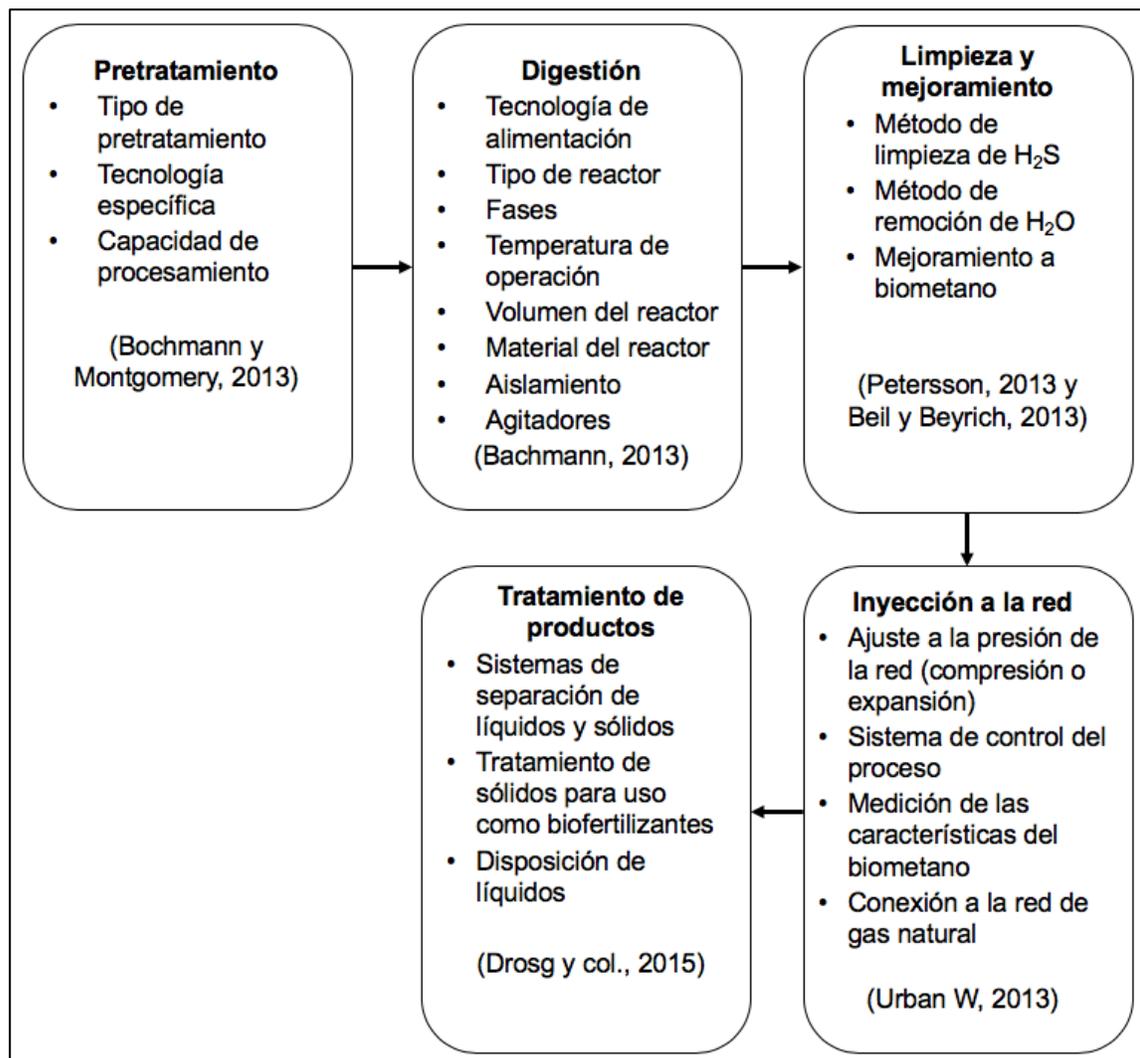


Figura 4.8 Etapas del proceso de digestión, con sus respectivos elementos de diseño

#### 4.2.2.1 Diseño de las etapas de la planta

A continuación, se detallará cada una de las partes de la planta propuesta, diseñada para procesar 72 toneladas diarias de sustrato de fracción orgánica de residuos sólidos urbanos (FORSU), con una composición promedio de 17.5% grasas, 15.2% proteínas, 39.5% fibras, 13.5% lignina, y 52.9% carbohidratos, de un total de porcentaje de sólidos volátiles, una humedad de 70.3%, 29.7% de sólidos totales (ST), y un total de sólidos volátiles (SV) de 22.3%, (Campuzano R. y S. González-Martínez, 2016). Estos datos se muestran en la Tabla 4.1. Las dimensiones de la planta serán las necesarias para llevar a cabo el aprovechamiento de las cantidades ya mencionadas, aún cuando las características espaciales de la estación de transferencia de la Alcaldía Cuauhtémoc son limitadas, de acuerdo con lo señalado en la sección 4.2.1. Asimismo, las tecnologías seleccionadas para el sistema serán las que representen la mejor opción en cuanto a costo, eficiencia energética y rendimiento final en la producción de biometano, con el objetivo de promover la mejor factibilidad del proyecto.

Tabla 4.1 Caracterización fisicoquímica de la FORSU

<b>Parámetro</b>	<b>Porcentaje</b>
Humedad	70.3%
Sólidos totales	29.7%
Total	100%
Del total de sólidos totales	
Grasas	17.5%
Proteínas	15.2%
Carbohidratos	52.9%
Lignina	13.5%
Total de sólidos volátiles	99.1%

##### 4.2.2.1.1 Pretratamiento

La importancia del pretratamiento recae en aumentar el acceso a los nutrientes para los microorganismos en la digestión, al romper la barrera entre estos dos, para la reducción de los compuestos complejos a sus formas más sencillas en la fase de hidrólisis (Paritosh y col., 2018). De los diferentes tipos de pretratamientos descritos en el capítulo 2, el más utilizado para procesamiento de FORSU es el mecánico, con una frecuencia de 33%, seguido por térmico y químico, con 24% y 21% respectivamente; debido a que los pretratamientos mecánicos implican una mayor simplicidad de proceso, menores costos de inversión, una utilización directa de energía, y gran funcionalidad para la reducción del tamaño de partícula (Paritosh y

col., 2018). Por estas razones, se optará por un pretratamiento mecánico para el diseño de la planta. En lo que respecta a la tecnología específica dentro de este tipo, Ma y col. (2016) realiza un estudio comparativo de la eficiencia en generación de CH<sub>4</sub> utilizando distintos pretratamientos mecánicos, con sustratos compuestos por FORSU, entre los cuales figuran la pantalla de disco con una producción de 338 ml CH<sub>4</sub>/g de sólidos volátiles (SV) y otro caso con 428 ml CH<sub>4</sub>/g SV, y un tambor rotativo con generación de entre 487 y 557 ml CH<sub>4</sub>/g SV, todos los casos utilizando un reactor a temperatura termófila. A pesar de los altos rendimientos del tambor rotativo, éste representa la opción más costosa debido a la complejidad de la tecnología. Es por esto que se optará por un molino de cuentas (bead mill, en inglés), cuyo sistema garantiza una reducción del tamaño de partícula suficiente, aumentando la solubilidad del sustrato, y con esto el rendimiento de metano en un 28% mínimo (Izumi, K. y col., 2010).

El molino considerado para la planta es el DYNO-MILL KD 600 del fabricante WAB, con una capacidad de contenedor de 612 litros, capaz de procesar entre 1,000 y 8,000 litros por hora, elementos desde 0.3 mm a 2.5 mm de tamaño, diseñado especialmente para molienda ultra fina de materia húmeda (WAB, 2019). Considerando que la cantidad de FORSU diaria para procesar es de 72 toneladas, y la densidad promedio de la misma es de 1,052 kg/m<sup>3</sup> (Campuzano R. y S. González-Martínez, 2016), la capacidad descrita de la máquina será suficiente para poder triturar dichas cantidades en un tiempo aproximado de 13 horas trabajando a máxima potencia.

#### 4.2.2.1.2 Reactor

Como se mencionó brevemente en las secciones anteriores, el diseño del reactor está en función del tipo de sustrato que procesará, principalmente sólidos o líquidos. En este caso, la FORSU consiste en un sustrato predominantemente sólido, a pesar de tener, en promedio, una humedad mayor al 50% (Campuzano R. y S. González-Martínez, 2016), factor que resulta de utilidad para evitar el uso de agua adicional en la digestión. Por lo tanto, tomando en cuenta el criterio del estado del sustrato, las opciones para un reactor se reducen a reactores de lote y reactores continuos, también llamados de flujo de tapón (Bachmann, 2013). Para el diseño del sistema se determinó que la tecnología más funcional es la de flujo de tapón, debido a que los reactores por lote no pueden ser continuamente alimentados, y la generación de residuos en la demarcación es constante, por lo que se requiere de un procesamiento continuo. En los reactores de flujo de tapón, generalmente con la forma de largos tubos horizontales o verticales, según se muestra en la Figura 4.9, los sustratos son introducidos por la parte superior de un lado del dispositivo, con ayuda de un sistema de alimentación de tipo tornillo transportador, y son llevados

lentamente por los mezcladores hacia el otro extremo, degradándose lentamente, pasando por las distintas etapas de digestión y liberando metano a su paso.

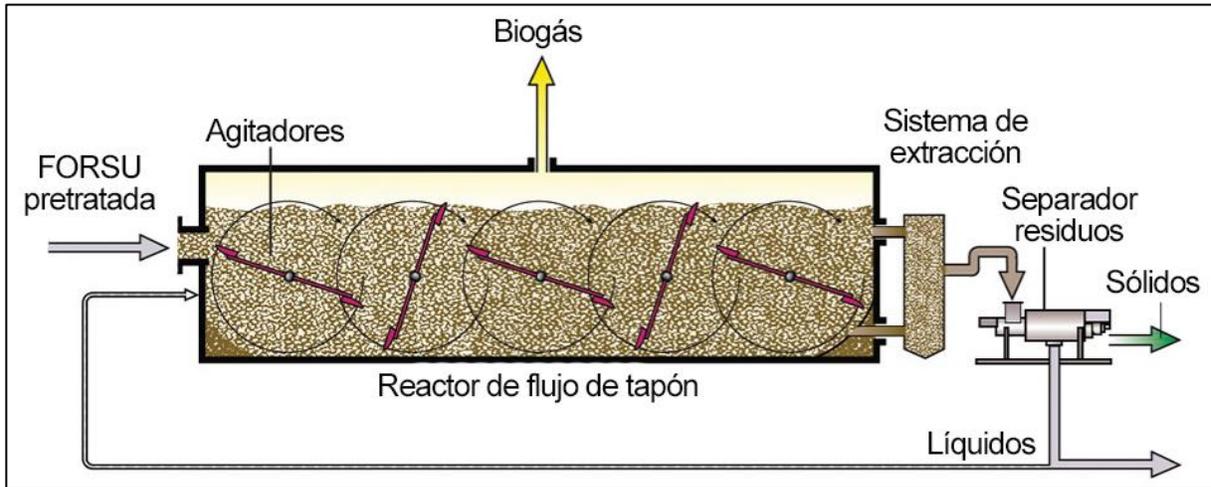


Figura 4.9 Diagrama de funcionamiento de un reactor de flujo de tapón

Para determinar el volumen requerido del reactor, se requiere conocer la carga orgánica volumétrica (COV), es decir, la cantidad de sólidos volátiles (SV) introducidos en el digestor, expresados en kg de SV al día por metro cúbico de digestor, y el tiempo de residencia hidráulico (TRH) (Bachmann, 2013). Considerando que el promedio establecido para el diseño es de 29.7% de ST y el de SV es 22.3% del total de ST, y que la COV preferible para este tipo de reactores es entre 4 y 10 kg SV/m<sup>3</sup> día (Westerholm, M. y col., 2020), partiendo de la ecuación 4.1 (Bachmann, 2013), se sustituyen los valores, tomando un COV de 5 kg SV/m<sup>3</sup>día, y un ingreso diario de 87 toneladas, un tanto más alto que el promedio acordado de 72 t para un volumen auxiliar, según se observa en la ecuación 4.2. Al despejar el volumen del digestor, en la ecuación 4.3, se obtiene un volumen de 1,152 m<sup>3</sup>.

Existe otro método para calcular el volumen considerando el TRH, utilizando el volumen de residuos ingresados diariamente y el TRH ideal, para el caso del reactor seleccionado, establecido en 33 días (Westerholm, M. y col., 2020). Sin embargo, dicha ecuación considera que el total de materia ingresada diariamente debería mantenerse en el reactor por el TRH, requiriendo una gran cantidad de espacio. En el caso del reactor de flujo de tapón, que diariamente ingresan y salen una porción de los sustratos, el cálculo por este método no es preciso. Por lo tanto, se utilizará como base el volumen indicado en la ecuación 4.3, ajustándolo un poco considerando un posible crecimiento de la cantidad de sustrato mayor al ya previsto, y un volumen adicional requerido para el gas y un mezclado correcto, considerando un 35% más, dando un total de 1,550 m<sup>3</sup>.

$$COV \left( \frac{kg SV}{m^3 día} \right) = \frac{\text{Sustrato ingresado} \left( \frac{kg}{día} \right) \times ST(\%) \times SV (\% \text{ de } ST)}{\text{Volumen digestor} (m^3)} \quad \dots (4.1)$$

$$5 \left( \frac{kg SV}{m^3 día} \right) = \frac{87,000 \left( \frac{kg}{día} \right) \times (0.297) \times (0.223)}{\text{Volumen digestor} (m^3)} = \frac{5,762 \left( \frac{kg SV}{día} \right)}{V (m^3)} \quad \dots (4.2)$$

$$V = \frac{5,762 \left( \frac{kg SV}{día} \right)}{5 \left( \frac{kg SV}{m^3 día} \right)} = \mathbf{1,152 m^3} \quad \dots (4.3)$$

El equipo considerado para cumplir con estas especificaciones es el digestor de flujo de tapón horizontal Kompogás PF1800, del fabricante HZ Inova. Con una capacidad máxima de 1,800 m<sup>3</sup>, ideal para procesar entre 23,000 y 30,000 toneladas de sustratos al año, alrededor de 300 m<sup>3</sup> más de lo calculado. Cuenta con un sistema integrado de calentamiento para funcionar a temperaturas termófilas, por lo que está considerado que opere a alrededor de 55°C. El agitador mecánico tiene una potencia eléctrica de 22 kW, y las dimensiones del sistema son de 38.3 m de largo, por 8.5 m de diámetro del cilindro. En la Tabla 4.2 se observan todos los parámetros de operación del reactor mencionados.

Tabla 4.2 Parámetros de operación del reactor

Tiempo de residencia hidráulico (TRH)	Carga orgánica volumétrica (COV)	Cantidad de residuos procesados	Volumen de residuos ingresados	Cantidad de SV ingresados	Volumen estimado del reactor	Temperatura de funcionamiento
33 días	$5 \left( \frac{kg SV}{m^3 día} \right)$	72,000 $\left( \frac{kg}{día} \right)$	$69 \left( \frac{m^3}{día} \right)$	$5,762 \left( \frac{kg SV}{día} \right)$	1,550 m <sup>3</sup>	55°C

#### 4.2.2.1.3 Limpieza y mejoramiento

Una vez obtenido el biogás a la salida del reactor, es necesario procesarlo para limpiarlo de compuestos indeseables, principalmente exceso de vapor de agua (H<sub>2</sub>O) y ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S), para después llevar a cabo el mejoramiento, que consiste principalmente en la remoción del exceso de CO<sub>2</sub>. En la Tabla 4.3 se muestran los valores requeridos al final del proceso de limpieza y mejoramiento para poder integrar el nuevo biometano a la red de gas natural.

Existen diversos métodos para limpiar y mejorar el biogás, cada compuesto que se busca remover cuenta con procedimientos específicos, físicos, químicos y biológicos, para lograr su remoción de la mezcla de biogás que se obtiene a la salida del digestor. Por esto, comúnmente se requiere, por lo menos, una etapa (o sistema) para la limpieza de cada uno de los compuestos, haciendo de la limpieza y mejoramiento un proceso costoso, tanto en la inversión inicial como en la operación de la planta, esto último debido a las necesidades energéticas de cambios en la presión y temperatura, a diferentes requerimientos de bombeo, y/o a insumos químicos para mantener activos los procesos (Scholz, M. y col., 2013). Cabe agregar que varios métodos de limpieza involucran un uso intensivo de agua. Dadas las condiciones de estrés hídrico que acogen a la Ciudad de México, se optará por evitar en lo posible el requerimiento de este recurso para el funcionamiento de la planta.

En la actualidad existe un método que simplifica los procesos en uno solo, utilizando una tecnología de separación de gases basada en módulos de membranas sintéticas, según reportan Scholz y col., (2013), Sedláková, Z. y col. (2017), Zák, M., y col. (2018), por mencionar algunos. Este método consiste en inyectar el biogás de la salida del reactor a través de módulos de membranas, a una presión específica, para lograr la separación de los componentes del gas. Las membranas consisten en barreras selectivas que permiten el paso de ciertas moléculas y retienen a otras (Pandey y Chauhan, 2001). Las propiedades principales que definen su funcionamiento son la selectividad, que determina la capacidad de separar las sustancias deseadas, y la permeabilidad, la capacidad para permitir el paso de las sustancias a través de la membrana (Park y col., 2017). Existen diversos tipos de diseños de membranas según su aplicación. Para el caso de limpieza y mejoramiento de biogás, las membranas de fibra hueca son las más utilizadas por su resistencia a la humedad, a sustancias corrosivas como el  $H_2S$  y por su alta densidad de empaquetamiento, la cual garantiza la separación necesaria (Scholz y col., 2013). Los módulos de membranas de fibra hueca son cilindros de aproximadamente un metro de longitud y diámetro de 18 cm, con un orificio en un extremo para la entrada de la mezcla de gases, otro en el extremo opuesto para la salida del gas permeado, este caso  $CH_4$ , y un orificio en el costado para la salida de gas retenido, es decir, una mezcla de  $CO_2$ ,  $H_2S$ ,  $H_2O$  y  $O_2$ , según se muestra en la Figura 4.10.

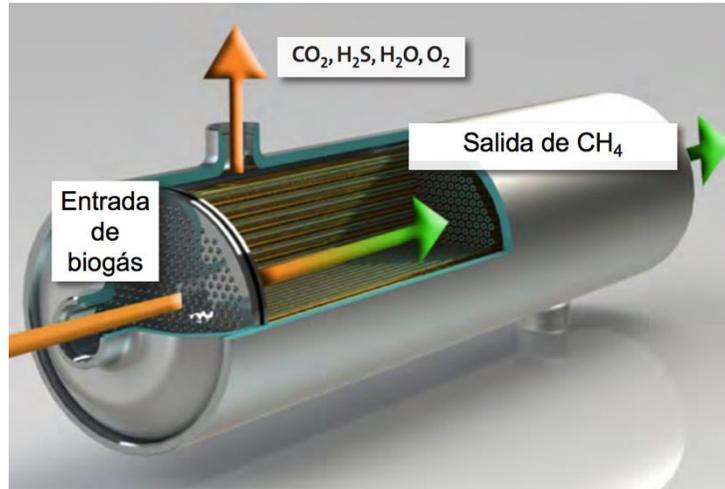


Figura 4.10 Funcionamiento del módulo de membranas de fibra hueca (AP, 2017)

En la Figura 4.11 puede observarse un diagrama de las etapas de limpieza y mejoramiento del biogás utilizando membranas. Este esquema representa el arreglo propuesto en el diseño de la planta, considerando que existen diferentes configuraciones para llevar a cabo el procedimiento utilizando esta tecnología.

Después de que el biogás sale del reactor, es sometido a una compresión a través de un equipo resistente a la humedad y a la corrosión. El equipo determinado para esta tarea es un compresor recíprocante, por su alta eficiencia, de 90% aproximadamente, y bajo costo de inversión y mantenimiento (Scholz y col., 2013),

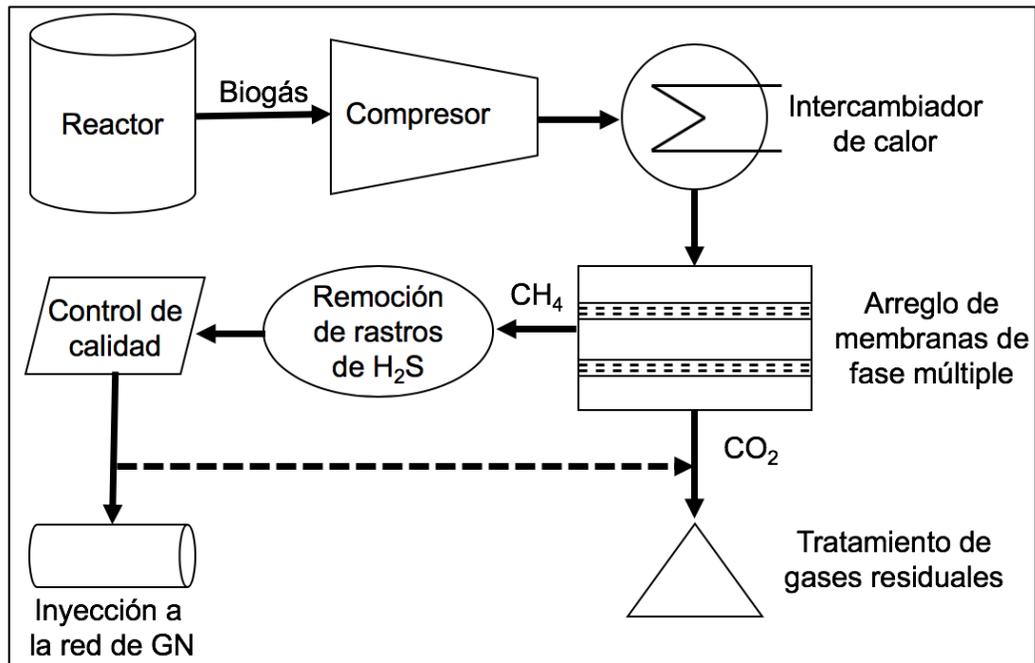


Figura 4.11 Diagrama de la etapa de limpieza y mejoramiento del biogás

modelo SA200, del fabricante Fornovogas, comprime el biogás a una presión de 18 bar (1,800 kPa), la cual es la requerida como fuerza motriz para el proceso de filtración a través de las membranas más adelante (AP, 2016).

A continuación, se muestra la aproximación de la temperatura cuando el gas es comprimido. Suponiendo que el comportamiento del biogás a la salida del digestor es la de un gas ideal, y la compresión es un proceso adiabático reversible, utilizando la expresión mostrada en la Ecuación 4.4, y tomando la proporción de calor específico del metano (1.32), se calculó en las Ecuaciones 4.5 y 4.6 la temperatura estimada del biogás a la salida del compresor, en alrededor de 104°C. Es de notarse que se asume que la temperatura a la salida del digestor es de 54°C, casi la misma que la del reactor, y que la presión es de aproximadamente 1 bar (100 kPa).

Debido a que los módulos de membranas tienen un límite de temperatura a la que puede ingresar el gas, en este caso 82.2°C (AP, 2016), es necesario pasar el gas por un intercambiador de calor de tipo casco y tubo con arreglo en U, como se ve en la Figura 4.12, fabricado a la medida por INTERCAL, para funcionar con agua fría como fluido de trabajo, y reducir su temperatura a alrededor de los 70°C. El agua, almacenada en un tanque, será desplazada con una bomba de agua centrífuga, con capacidad de bombeo de por lo menos 100 litros/min, e ingresada por la sección del tubo del intercambiador de calor, mientras que el biogás a presión transcurrirá por la sección del casco (Figura 4.12). Al salir, el agua regresará al tanque de almacenamiento para enfriarla a temperatura ambiente, mientras que el biogás, de temperatura reducida, será ingresado a los módulos de membranas. Las características del intercambiador deberán ser establecidas con una evaluación más meticulosa del proceso.

$$\left(\frac{T_2}{T_1}\right) = \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\left[1-\frac{1}{\gamma}\right]} \quad \dots (4.4)$$

$$\gamma = 1.32$$

$$\left(\frac{T_2}{54 [^{\circ}\text{C}]}\right) = \left(\frac{15 [\text{bar}]}{1 [\text{bar}]}\right)^{[0.2425]} \quad \dots (4.5)$$

$$T_2 = (1.9285)(54) = \mathbf{104.14 [^{\circ}\text{C}]} \quad \dots (4.6)$$

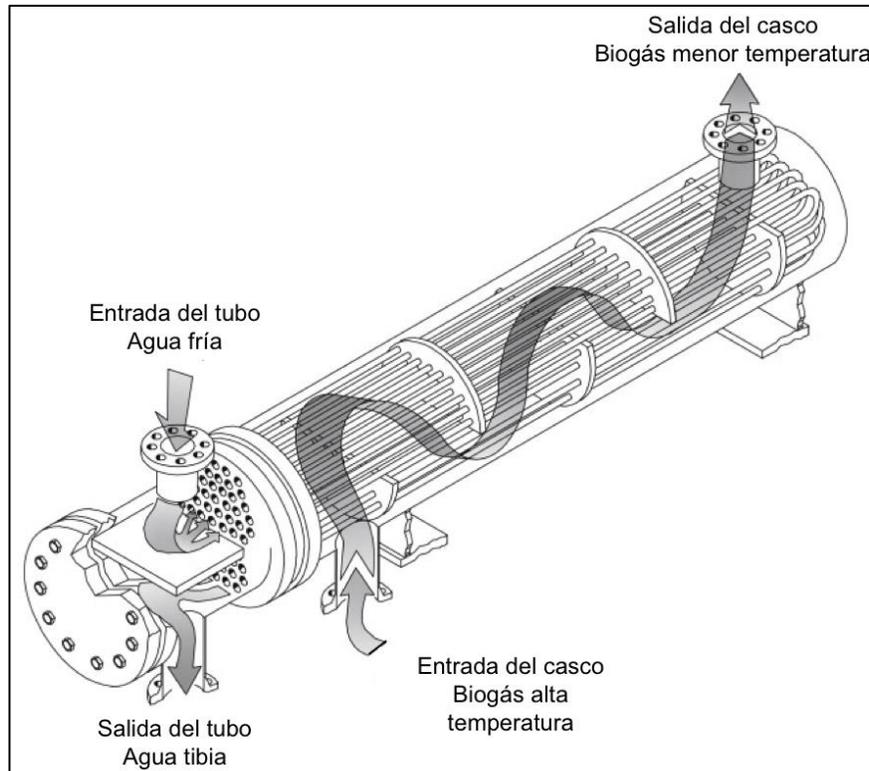


Figura 4.12 Funcionamiento planeado del intercambiador de calor de casco y tubo (Parisher y Rhea, 2012)

Una vez que el biogás se encuentra con las condiciones ideales de presión y temperatura, es pasado a través del arreglo de membranas de fase múltiple, mismo que puede apreciarse con más detalle en la Figura 4.13. En esta se observa que, en la primera fase, el biogás comprimido entra al primer módulo de membranas de fibra hueca, modelo PRISM PB6050P3, con una capacidad de flujo de 120 m<sup>3</sup>/h, una eficiencia de separación de 98% y de recuperación de CH<sub>4</sub> de 94% (AP, 2016). Ahí, la parte retenida, una mezcla de su mayoría CO<sub>2</sub> y remanentes de CH<sub>4</sub> con H<sub>2</sub>O y H<sub>2</sub>S, es ingresada al segundo módulo. Éste, de mismas características que el primero, logra separar el CO<sub>2</sub> de los otros compuestos, llevándolo hacia la etapa de tratamiento de gases, mientras que la parte permeada, de mayor pureza de CH<sub>4</sub>, es reintegrada al flujo de biogás proveniente del compresor. El reciclado de la salida del segundo módulo de membranas permite aumentar la concentración y recuperación de CH<sub>4</sub>, así como asegurar la máxima separación del CO<sub>2</sub>. En lo que respecta a la parte permeada del primer módulo de membranas, el gas, constituido por CH<sub>4</sub> puro con un mínimo rastro de H<sub>2</sub>S, es procesado a través de un filtro de adsorción de carbono activado catalítico, modelo Desorex G 70, fabricado por Donau Carbon (DK, 2018) para eliminar los últimos excesos de H<sub>2</sub>S y H<sub>2</sub>O que pudieran quedar en el ahora llamado biometano, dejándolo listo para su inyección

a la red de gas natural. Es de notarse que, el proceso de limpieza y mejoramiento en cuestión, está diseñado para funcionar a la misma presión que la red, por lo que no es necesario ningún ajuste posterior de presión para la inyección, a diferencia de otros procesos descritos previamente.

Adicionalmente, el diseño prevé un módulo de control de calidad, capaz de muestrear las propiedades del biometano a la salida de la etapa de remoción final de  $H_2S$ , con la intención de asegurar que el gas cumple con las características requeridas para su inyección a la red, mismas que pueden ser observadas en la Tabla 4.3. Para esto, se contará con un equipo para análisis de composición de gas por espectroscopía, el modelo Precisive 5-283 Gas Analyzer, de MKS Instruments, capaz de realizar medidas continuas de porcentajes de  $CH_4$ ,  $CO_2$  y  $H_2S$ , así como poderes caloríficos e Índice de Wobbe (MKS, 2020).

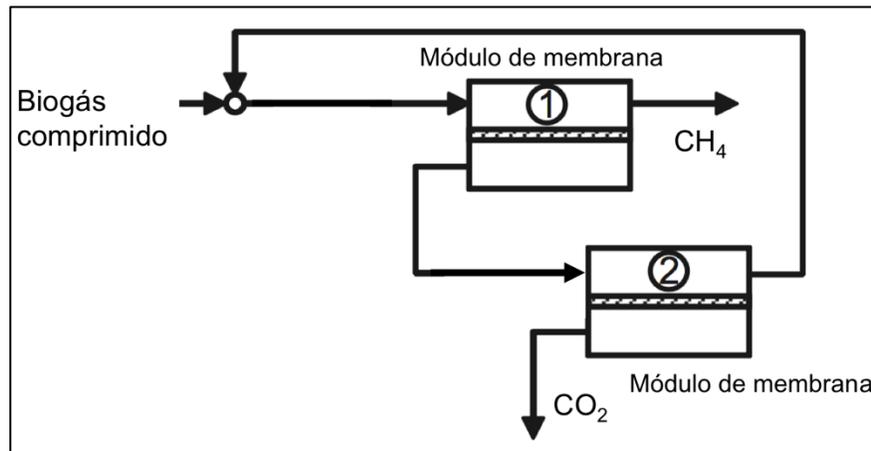


Figura 4.13 Esquema del arreglo de membranas de fase múltiple (a partir de Scholz, M. y col., 2013)

Por último, los gases residuales retenidos en el segundo módulo son llevados a la etapa de tratamiento, la cuál consiste en un quemador de llamarada encerrada, modelo 97311T, fabricado por Shand & Jurs, caracterizado por bajas emisiones de monóxido de carbono y óxidos nitrosos, al tratarse de una combustión cerrada y controlada automáticamente, iniciada por medio de un arco eléctrico cuando es necesaria (SJ, 2019). El propósito de éste es deshacerse de cualquier porción de  $CH_4$  que pudo haberse quedado retenido en las membranas, así como funcionar como sistema auxiliar en caso de que exista alguna falla o inconveniente que evite la inyección del biometano a la red. Si esto sucediera, una válvula abriría el paso a la salida del filtro de remoción de  $H_2S$ , llevando el gas directamente al quemador. Es de mencionarse que, a pesar de que el principal objetivo del proyecto es disminuir las emisiones de GEI, en este caso, la oxidación térmica del  $CH_4$  es una

mejor opción ambientalmente hablando, que la liberación a la atmósfera, según sus efectos ya mencionados en capítulos anteriores. En lo que respecta al CO<sub>2</sub>, sería posible recuperarlo y reutilizarlo para procesos industriales, sin embargo, por un lado, su almacenamiento y transporte implica un mayor costo operativo debido a la infraestructura requerida, y el sistema de tratamiento de gases residuales propuesto en el diseño es necesario para el manejo auxiliar del biometano. Por otro lado, según se detallará más adelante en la sección de factibilidad ambiental, la captura de carbono correspondiente al ahorro de emisiones de CH<sub>4</sub> de la FORSU procesada por el reactor representa una mitigación de emisiones de GEI, aún cuando se libere a la atmósfera la porción de CO<sub>2</sub> producida inevitablemente en la digestión.

Tabla 4.3 Características del gas natural de la red de distribución de la Ciudad de México (CRE-Naturgy, 2019)

<b>CH<sub>4</sub></b>	<b>CO<sub>2</sub></b>	<b>Humedad</b>	<b>N<sub>2</sub></b>	<b>Poder Cal.</b>	<b>H<sub>2</sub>S</b>	<b>Índice Wobbe</b>
94.76%	2.19%	25 mg/m <sup>3</sup>	0.16%	39.08 MJ/m <sup>3</sup>	2.18 mg/m <sup>3</sup>	50.53 MJ/ m <sup>3</sup>

#### 4.2.2.1.4 Inyección a la red

En gran parte de los países de la Unión Europea existen leyes especiales para regular la producción e inyección de biometano a las redes de gas natural. Alemania, en particular, es el país con mayor cantidad de plantas de mejoramiento e inyección de biometano, cuya legislación al respecto fue establecida en 2008 (Urban W., 2013). Por su lado, el Reino Unido cuenta con extensas guías y leyes para facilitar la incorporación de productores de biometano a sus distintas redes, con el objetivo de reducir las emisiones de GEI, como parte de sus esfuerzos en la lucha contra el cambio climático (DECC, 2009). De la misma forma, regiones más cercanas como el estado de California, Estados Unidos, centran sus políticas regulatorias de inyección en el control de los parámetros mostrados previamente en la Tabla 4.2, con un particular énfasis en la llamada intercambiabilidad del gas, definida como la habilidad de sustituir un combustible gaseoso por otro en una combustión sin cambiar la seguridad, eficiencia y el desempeño de la operación, así como las emisiones contaminantes (CGN, 2005). El índice de Wobbe, expresado generalmente en la forma de la Ecuación 4.4, es un parámetro que mide la intercambiabilidad, el cual determina el rango de energía contenido en un gas, considerando su densidad producto de la mezcla de gases (Von Wald, G. A. y col., 2019).

$$W = \frac{P_c}{\sqrt{\rho_r}} \quad \begin{array}{l} W = \text{índice de Wobbe} \\ P_c = \text{Poder calorífico} \\ \rho_r = \text{densidad relativa} \end{array} \quad \dots (4.4)$$

Considerando los casos mencionados de otros países en los que hay una legislación vigente en torno a la inyección de biometano a la red, es de notarse que, hasta la fecha, en México no es posible encontrar normas equivalentes, debido a la inexistencia de plantas de biogás enfocadas en la producción de biometano para la red. Esto evidencia, en parte, un atraso en las acciones de las autoridades en el combate al cambio climático a través del aprovechamiento energético de la biomasa, así como un área de oportunidad para el desarrollo de leyes y programas que promuevan estos métodos. En la actualidad existen únicamente normas que regulan las especificaciones generales del gas natural, la NOM-001-SECRE-2010 (CRE, 2010), y su distribución por ductos, la NOM-003-SECRE-2011 (CRE, 2011).

En cuanto a los requerimientos técnicos para la inyección, en la Figura 4.14 se muestran las etapas que componen el proceso a la salida de la fase de limpieza y mejoramiento. La primera fase consiste en el módulo de control de calidad mencionado en la sección anterior, cuyo objetivo es evaluar si el biometano cuenta con las características requeridas para su inyección. Una vez que es muestreado y avalado, el gas pasa por un medidor de flujo másico tipo Coriolis, modelo Optimass 1400, fabricado por Krohne (Krohne, 2018), para conocer la cantidad de gas que está siendo inyectado a la red. Por último, el módulo de odorización se encarga de mezclar el biometano con una sustancia química que consiste en mercaptanos, los cuales son compuestos orgánicos sulfurados de notable olor (CRE, 2011). La norma establece que la concentración del odorizante debe ser tal que sea perceptible cuando la proporción del gas en el aire sea de 1% (CRE, 2011). Para llevar a cabo la odorización se utilizará un sistema de odorización OD7-MAH, fabricado por LEWA, con una capacidad de odorización máxima de 10,000 m<sup>3</sup>/h, a una presión máxima de hasta 30 bar (LEWA, 2018). Una vez provisto de olor, y con las características adecuadas, el biometano está listo para ser inyectado a la red a través de la toma que deberá ser instalada en el inmueble. Es prudente mencionar nuevamente que la ubicación de la estación de transferencia Cuauhtémoc se encuentra dentro del área de cobertura de la red de gas natural de Naturgy, por lo que sería posible instalar una entrada. Sin embargo, debido a que no existen antecedentes de un proyecto similar, sería necesario establecer un acuerdo con dicha empresa para gestionar tanto la parte técnica de la inyección a su red, como la administrativa correspondiente a la venta del energético. Para fines del estudio, se omitirán dichos detalles, manteniendo el interés únicamente en el diseño de la planta de biogás.

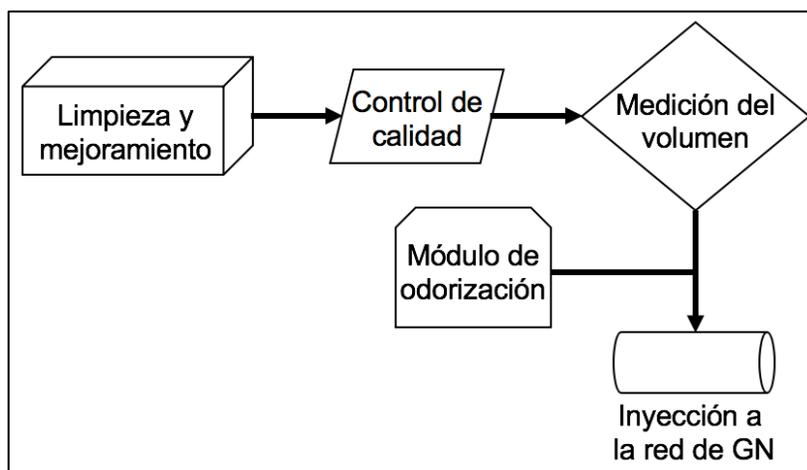


Figura 4.14 Procesamiento del biometano para su inyección, a su salida de las etapas de limpieza y mejoramiento

#### 4.2.2.1.5 Tratamiento de productos

Como se mencionó en los capítulos anteriores, una vez que los residuos son digeridos, el remanente, llamado comúnmente lodos digeridos, es extraído del reactor para su procesamiento. Éste consiste, principalmente, en una separación de la fracción sólida y líquida. La primera resulta en un mayor contenido de fósforo, mientras que la segunda posee principalmente nitrógeno y potasio (Al Seadi y col., 2013). Existe una amplia gama de opciones para el tratamiento de los lodos, según el uso final que se les dé, sus requerimientos de transporte, y los recursos con los que se cuentan. Una vez separadas las fracciones mencionadas, es posible aplicar procedimientos para purificar y enriquecer ambas partes y crear productos fertilizantes de mayor calidad, o aplicarlas directamente al suelo en el estado que se obtienen.

En el caso de esta planta, se optará por realizar una separación utilizando un separador de prensa de tornillo, debido al menor costo de inversión que estos equipos implican, así como a su uso moderado de energía y eficiencia de separación (Al Seadi y col., 2013). Los separadores de prensa de tornillo consisten en un tornillo que presiona las fibras contra la pantalla cilíndrica, aumentando la presión conforme los sólidos avanzan a través del tornillo. La sección líquida exprimida sale del separador a través del tamiz hacia la parte inferior, mientras que la parte sólida es liberada por el extremo del cilindro (IEA, 2015), según se muestra en la Figura 4.15.

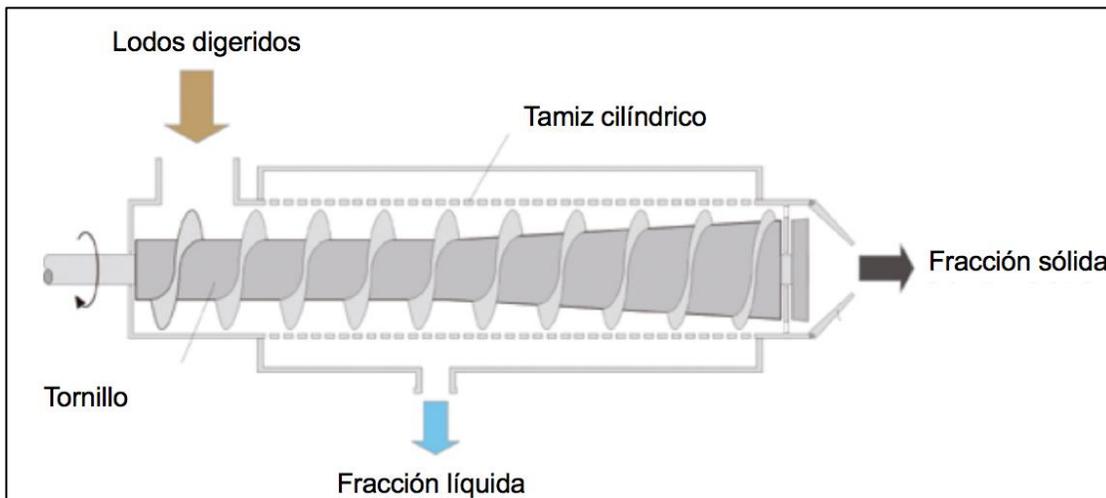


Figura 4.15 Diagrama de funcionamiento del separador de prensa de tornillo (IEA, 2015)

El modelo considerado para el diseño es el separador de prensa de tornillo SEPCOM 045, del fabricante Wamgroup. Con capacidad de procesar hasta 45 m<sup>3</sup>/h, y una potencia de 4 kW (Sepcom, 2015). Considerando que la salida diaria de lodos del reactor sería aproximadamente de 67 m<sup>3</sup>, este separador será suficiente para manejar dichas cantidades e inclusive un poco más, sin desgastar demasiado el equipo.

Una vez separadas las fracciones, la sólida es llevada a un área designada donde será reunida y almacenada temporalmente. Una parte de esta será utilizada para los parques y jardines de la Alcaldía, y el remanente será transportado en camiones de transferencia a la planta de composta. En cuanto a la fracción líquida, ésta será, en parte, reintegrada al reactor para recircular los organismos y nutrientes diluidos, y el resto será almacenada en un contenedor para su posterior uso para riego, como concentrado de potasio y nitrógeno en una mezcla mayoritaria de agua tratada para este fin.

#### 4.2.2.2 Diseño general de la planta

En esta sección se detallará el diseño resultado de la elección de los métodos y componentes de la planta mencionados anteriormente, una vez que estos elementos son puestos en conjunto.

En la Figura 4.16 se muestra el diagrama del flujo de los procesos en la planta propuesta. El flujo comienza con la FORSU recolectada, la cual es ingresada al molino de cuentas para triturlarla, y después es alimentada al digester. De ahí, los lodos digeridos son procesados en el separador de prensa de tornillo, de donde se obtiene la parte sólida, que es almacenada y después utilizada localmente o transportada a la planta de composta, y la parte líquida, que es reingresada al

digestor o aprovechada como fertilizante. En lo que respecta al biogás generado, a la salida del reactor, con una temperatura aproximada de 55°C y a una presión alrededor de los 2 bar nominal, pasa por un medidor de flujo volumétrico e ingresado al compresor, el cual aumenta su presión a 18 bar y, con eso, su temperatura a aproximadamente 105°C. Es por esto que el siguiente paso consiste en un intercambiador de calor que, utilizando agua fría del tanque, disminuye la temperatura del gas a 82°C, suficiente para pasarlo por los módulos de membranas para iniciar con la etapa de limpieza y mejoramiento. El biogás enfriado entra al primer módulo de membrana, donde se separa el CH<sub>4</sub> del resto de los componentes. La fracción que no logra pasar por la membrana es llevada al segundo módulo de membranas para filtrarse nuevamente y asegurarse que cualquier molécula de CH<sub>4</sub> excluida sea reintegrada al flujo, ya que la salida de CH<sub>4</sub> es incorporada nuevamente al flujo de biogás que ingresará a la primera membrana. En cuanto a la porción retenida de la segunda membrana, esta es llevada al quemador para su disposición final, pasando por un medidor de flujo. El CH<sub>4</sub> permeado en el primer módulo continúa su camino hacia el filtro de adsorción, donde se limpia cualquier remanente de H<sub>2</sub>S y humedad que puede haber permanecido en la mezcla. Por último, de cumplir con las características necesarias para su incorporación a la red, el sistema de odorización dota al biometano del olor requerido para su distribución. En caso de que la calidad del gas no sea la adecuada, las válvulas de paso conducirían al gas hacia el quemador para procesarlo correctamente.

Es de notarse que se cuentan con cinco puntos de medición de calidad, indicados en el diagrama, conectados al sistema de análisis y a los dispositivos de control de procesos de la planta. Cada punto está ubicado en una etapa del proceso en la que es necesario conocer las características del gas: a la salida del digestor, a la salida del intercambiador de calor, a la salida de CH<sub>4</sub> de las membranas, a la salida de gases retenidos de la segunda membrana y a la salida del filtro de adsorción, el último tratamiento del sistema. Tanto la medición de calidad, como la medición del flujo volumétrico y las válvulas de paso, son sistemas operados en el centro de control, el cual realiza un constante monitoreo de las variables de cada etapa y ejecuta el control requerido para cumplir con los parámetros de referencia.

Por otro lado, en la Tabla 4.4 se puede observar un resumen de los equipos contemplados para la planta, donde se detallan las dimensiones, el consumo energético, las condiciones de temperatura y presión para su funcionamiento, y las capacidades de procesamiento de cada uno. Nótese que tanto la información no disponible es señalizada con un asterisco y la información que no aplica para el equipo con un guion.

A partir de estos datos, se elaboró un plano de una propuesta para el arreglo de la planta en el espacio disponible, mismo que se puede observar en la Figura 4.17. Ahí se muestra que la tolva originalmente atribuida a residuos inorgánicos, ubicada en la parte inferior del plano, se utilizaría para depositar la FORSU en la planta desde los vehículos recolectores del primer piso. Seguido de eso, la biomasa se introduciría en el molino de cuentas para después ingresarlos en el digestor, mismo que se muestra de color verde en el plano. Las flechas indican la dirección del flujo de los residuos dentro del reactor, de modo que en el otro extremo se obtendrían los lodos digeridos para someterlos a la separación a través de la prensa de tornillo. A la salida de esta, los residuos sólidos serían llevados a un área determinada para su almacenamiento temporal antes de su disposición final, según se mencionó previamente. En lo que respecta al biogás, su procesamiento comenzaría junto a la entrada del digestor con el compresor; siguiendo su camino hasta la inyección a la red, que se encuentra a un lado del centro de control, donde se ubicará el personal y los equipos requeridos para manejar todos los procesos involucrados.

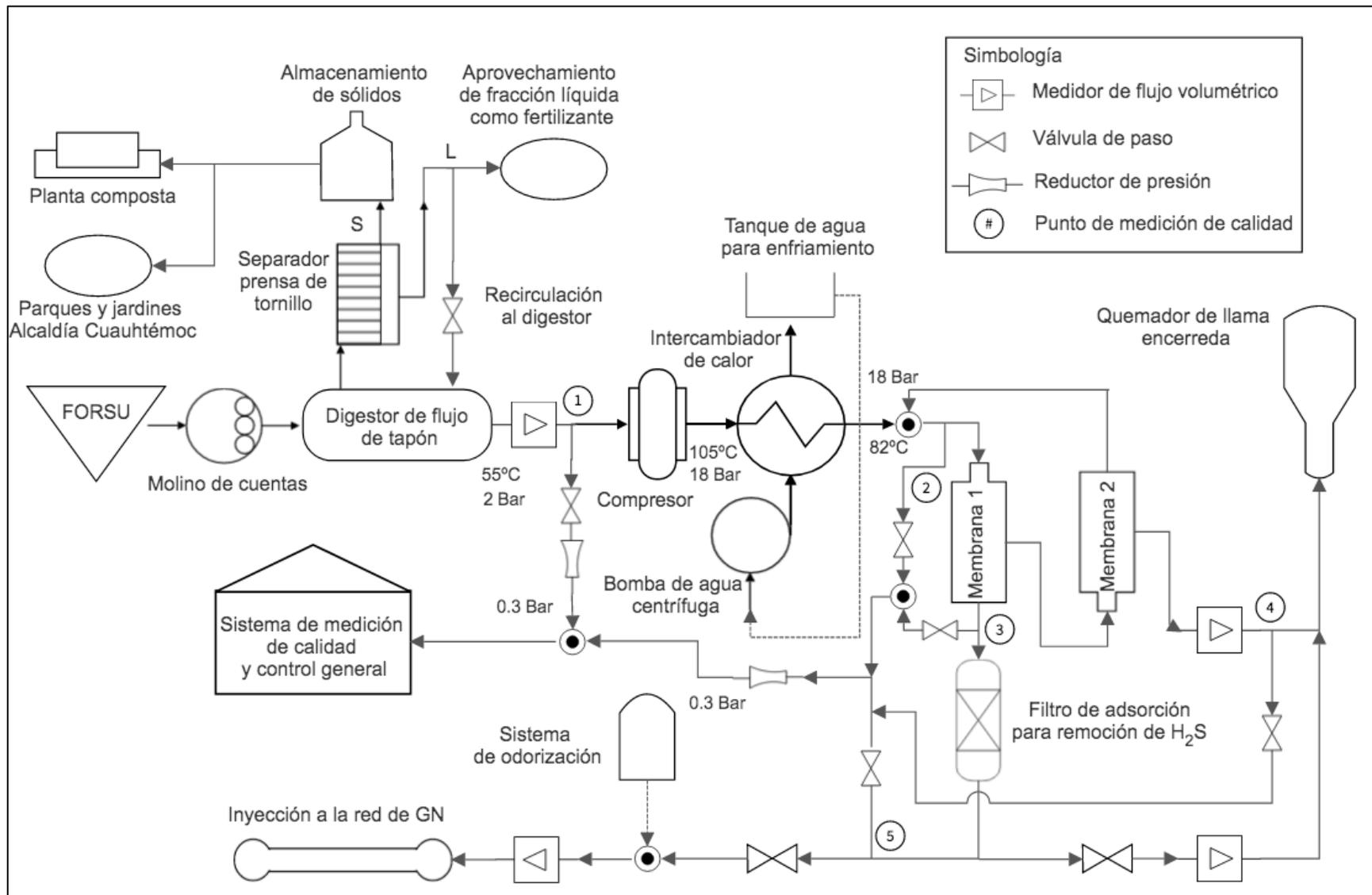


Figura 4.16 Diagrama del flujo de procesos en la planta de biogás propuesta

Tabla 4.4 Información de los equipos seleccionados para el diseño

#	Equipo	Modelo	Fabricante	Dimensiones [cm]		
				Lado	Ancho	Alto
1	Molino de cuentas	DYNO-MILL KD 600	WAB	390	249.5	201.8
2	Digestor	Kompogas PF1800	HZ Inova	3830	850	850
3	Compresor recíproco	SA200	Fornovogas	*	*	*
4	Intercambiador de calor casco y tubo	-	INTERCAL	700	300	150
5	Bomba de agua centrífuga	CPM 620	Pedrollo	28.6	19	24
6	Membranas	PRISM PB6050P3	Air Products	163	17	21.4
7	Filtro de adsorción de H <sub>2</sub> S	Desorex G70	Donau Carbon	*	*	*
8	Quemador de llama encerrada	97311T	Shand & Jurs	90	90	180
9	Sistema de odorización	OD7-MAH/3	LEWA	*	*	*
10	Sistema de control de calidad	Precise 5 – 2B	MKS Instruments	43.8	16.7	28.5
11	Separador de prensa de tornillo	SEPCOM – 045	Wamgroup	195	97.5	276.7

#	Potencia máxima	Temp.	Pres.	Cap. máxima de proces.
1	250 kW	Ambiente	Atmosférica	9 ton/h
2	22 kW	55°C	Atmosférica	82 ton/día
3	22 kW	55°C – 104°C	Atm. – 18 bar	300 m <sup>3</sup> /h
4	-	104°C – 82°C	18 bar	-
5	0.75 kW	Ambiente	Atmosférica	100 l/min
6	-	82°C	18 bar	120 m <sup>3</sup> /h
7	-	Del gas	18 bar	*
8	1.1 kW	Del gas	2 bar	-
9	2 kW	Del gas	18 bar	10,000 m <sup>3</sup> /h
10	0.2 kW	50°C	0.3 bar	2 l/min
11	4 kW	55°C	Atmosférica	45 m <sup>3</sup> /h

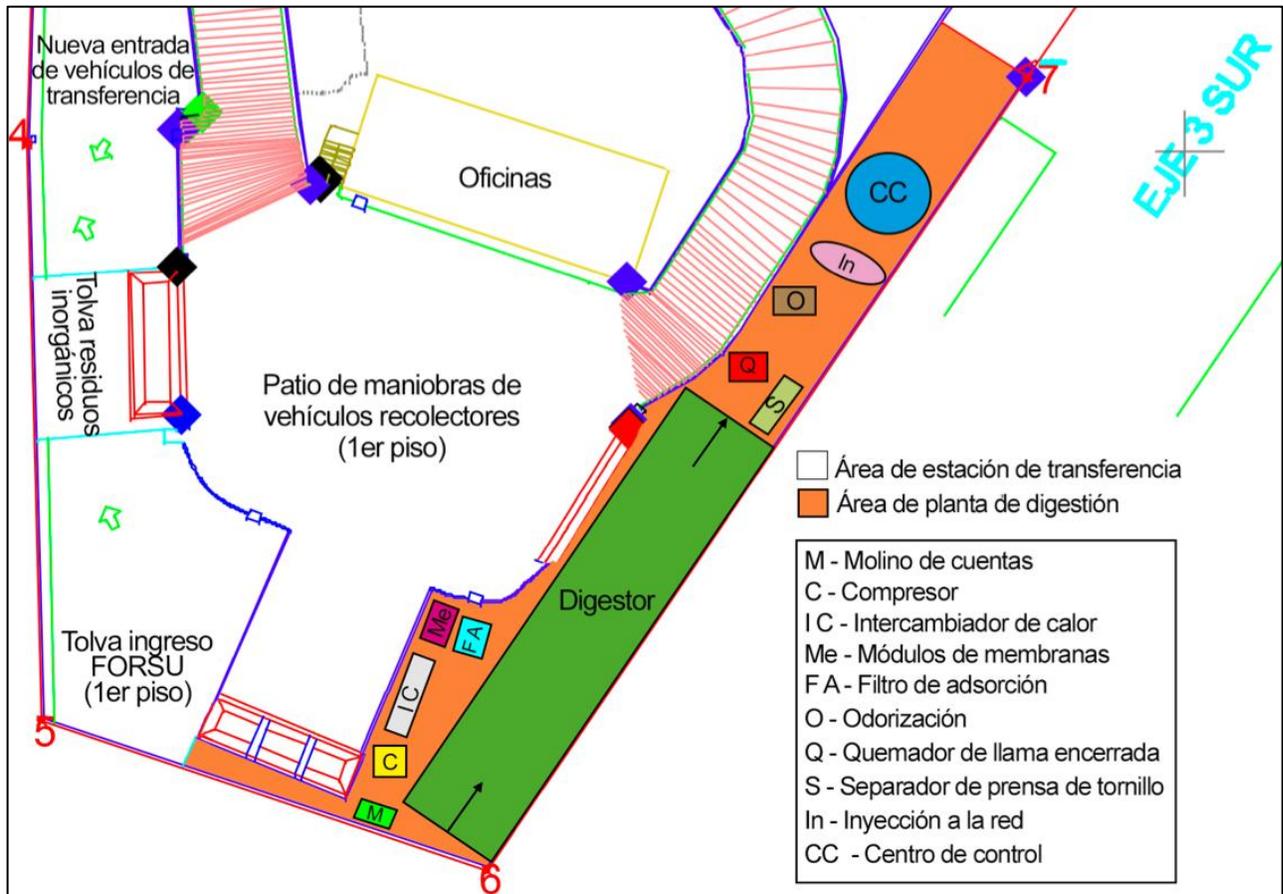


Figura 4.17 Plano de la propuesta de distribución de los equipos en la planta de biogás

### 4.3 Plan para el desarrollo del proyecto

En esta sección se abordará brevemente un plan general para la realización del proyecto, considerando que se cuenta con los fondos requeridos para su construcción, mismos que serán detallados en la sección 4.4, y con la autorización de las autoridades correspondientes, tanto a nivel gubernamental como de la empresa de gas natural. Para sintetizar la planeación, se elaboró un cronograma, mostrado en la Figura 4.18, en donde se establecen las actividades requeridas y los tiempos correspondientes aproximados para la construcción y puesta en marcha de la planta de biogás.

El cronograma establece un proceso con una duración de 1 año, visualizado en 48 semanas, compuesto por 5 fases. La primera de estas corresponde al pre-proyecto, o Fase 0, en la que, a lo largo de 4 semanas, se revisará el diseño mostrado anteriormente en conjunto con especialistas de distintas áreas como ingeniería industrial y de procesos, ingeniería bioquímica e ingeniería civil, para realizar ajustes pertinentes y obtener un diseño final del proceso de la planta, así como de las



#### 4.4 Análisis de factibilidad

Para evaluar el impacto y la viabilidad del proyecto, se evaluarán los costos energéticos y económicos involucrados en la construcción y operación de la planta, así como las implicaciones ambientales y sociales de llevarse a cabo.

##### 4.4.1 Factibilidad energética

Considerando que el objetivo de la planta es aprovechar los residuos orgánicos para la generación de biometano para su uso como combustible, es fundamental conocer los requerimientos energéticos del sistema, para determinar si el balance energético, obtenido de la generación de metano y el consumo de energía, principalmente eléctrica, para el funcionamiento de la planta, es positivo o negativo. Para establecer esto, en la Tabla 4.5 se muestran los equipos que requerirán energía, con sus respectivos consumos de potencia, y las horas aproximadas por día que se utilizarán, considerando que la planta trabaja a plena capacidad. Con esta información se puede estimar el consumo energético aproximado de la planta por día, de 4,957.2 kWh, mostrado al final de dicha tabla.

Tabla 4.5 Energía eléctrica aproximada utilizada por los equipos de la planta al día

Equipo	Potencia [kW]	Uso al día [h]	Consumo/día (kWh)
Molino de cuentas	250	16	4,000
Digestor	22	24	528
Compresor recíproco	22	16	352
Bomba de agua centrífuga	0.75	16	12
Quemador de llama encerrada	1.1	4	4.4
Sistema de odorización	2	16	32
Sistema de control de calidad	0.2	24	4.8
Separador de prensa de tornillo	4	8	24
<b>Total</b>			<b>4,957.2</b>

En lo que respecta a la energía generada en forma de biometano, se había mencionado previamente que la cantidad de residuos a ingresar diariamente contiene un total aproximado de 5,762 kgSV/día (Tabla 4.2). En reactores con condiciones similares, a temperatura termófila y de flujo de tapón, se ha observado

un rendimiento aproximado de 0.5 m<sup>3</sup> de biogás por kgSV (Campuzano y González-Martínez, 2016), por lo que se tomará este valor como referencia para el cálculo de biogás generado al día, el cual es igual a 2,881 m<sup>3</sup>. Asimismo, se estima que, en plantas con tecnología de mejoramiento de biogás similar, la eficiencia de obtención de biometano es de 50% (HZ Inova, 2016), de modo que se obtendría un total de 1,440.5 m<sup>3</sup> de biometano al día. Considerando que el poder calorífico obtenido es igual al indicado por los distribuidores de gas natural, 39.08 MJ/m<sup>3</sup> ó 10.856 kWh/m<sup>3</sup>, y que el porcentaje de metano presente es de 94.7%, se estima que la energía generada diariamente será de 14,809.25 kWh. Por lo que se contaría con un balance positivo de 9,852.05 kWh, al restar la energía requerida para el funcionamiento de la planta. Tomando en cuenta que la demanda de gas para uso domiciliario en zonas urbanas del país es de aproximadamente 217 MJ/mes per cápita (Sánchez-Peña, 2012) o lo que es igual a 60.28 kWh/mes, esta cantidad de energía sería suficiente para abastecer la demanda diaria de gas de 4,904 personas. Es decir, abastecer más de la mitad de la colonia Asturias, donde se ubica la estación de transferencia, cuya población se estima en 6,400 personas, según la densidad de la Alcaldía y el área de la zona. De modo que se puede concluir que el proyecto es energéticamente viable. Las cifras anteriores están resumidas en la Tabla 4.6.

Tabla 4.6 Balance de energía de la planta por día

<b>SV ingresados</b>	5,763 kgSV/día
<b>Rendimiento</b>	0.5 m <sup>3</sup> / kgSV
<b>Biogás</b>	2,881 m <sup>3</sup> /día
<b>Biometano</b>	1,440.5 m <sup>3</sup> /día
<b>Energía generada</b>	14,809.25 kWh
<b>Energía utilizada</b>	-4,957.2 kWh
<b>Balance total</b>	<b>9,852.05 kWh</b>

#### 4.4.2 Factibilidad económica

Para el cálculo de la factibilidad económica, se evaluará el costo de inversión de los equipos y del trabajo requerido en cada una de las fases. Además, se estimará el costo de operación mensual de la planta, considerando la energía, insumos, y el personal requerido para esto. Finalmente, se obtendrá un balance de los costos totales y de los ingresos potenciales en la venta del biometano generado, para conocer el tiempo en el que se recuperaría la inversión inicial, y la viabilidad financiera del proyecto. Es de considerarse que los costos de los equipos mostrados son meras estimaciones, basadas en proyectos y equipos similares, dado que, en la mayoría de los casos, los fabricantes y distribuidores no muestran los precios al

público y, a pesar de los intentos por contactarlos para obtener la información, no hubo respuesta.

A continuación, se muestra la Tabla 4.7, en donde se detallan los equipos mencionados previamente en la Tabla 4.4, ahora con su respectivo precio estimado en pesos mexicanos (MXN), así como otros rubros adicionales a considerar en la inversión inicial, compuestos por tubería, válvulas, sensores y medidores y un fondo auxiliar, dedicado a imprevistos en el costo de equipos u otros rubros no considerados. En la Tabla 4.7 también se observa el total del costo de los equipos, calculado en \$39,805,000 MXN.

Tabla 4.7 Costo estimado de equipos y elementos adicionales

<b>Concepto</b>	<b>Costo estimado</b>	<b>Concepto</b>	<b>Costo estimado</b>
Molino de cuentas	\$1,500,000	Sistema de odorización	\$4,000,000
Digestor	\$15,000,000	Sistema de control de calidad	\$500,000
Compresor recíproco	\$2,000,000	Separador de prensa de tornillo	\$1,500,000
Intercambiador de calor casco y tubo	\$250,000	Tubería	\$300,000
Bomba de agua centrífuga	\$5,000	Válvulas	\$250,000
Membranas	\$5,000,000	Sensores y medidores	\$500,000
Filtro de adsorción de H <sub>2</sub> S	\$4,000,000	Fondo auxiliar	\$2,000,000
Quemador de llama encerrada	\$3,000,000	<b>Total</b>	<b>\$39,805,000</b>

En cuanto a los costos para la instalación del proyecto, compuestos principalmente por recursos humanos enfocados en diseño, planeación y puesta en marcha del proyecto, en la Tabla 4.8 se pueden observar las cantidades aproximadas, con sus respectivos conceptos por cada fase, según las actividades mostradas en la Figura 4.18. Es de notarse que dicha tabla abarca únicamente las primeras cuatro fases, debido a que la última, correspondiente a la puesta en operación de la planta, será incluida en la Tabla 4.10. Para el cálculo de los costos de trabajo, se utilizó una tarifa promedio de \$300 MXN por hora.

En la Fase 0, se considera que las actividades serán realizadas en grupos de trabajo de entre dos y cinco personas, invirtiendo un total de 36 horas, distribuidas en el tiempo indicado en el cronograma. En la siguiente fase, tanto la adquisición de equipo como el reclutamiento puede llevarse a cabo por dos personas, en un total de 40 horas, mientras que las obras para adaptar la estación de transferencia requerirían de un equipo más amplio para la supervisión y seguimiento del proceso a lo largo de tres semanas. Es importante mencionar que, por practicidad del proyecto, se considera que los trabajos de adaptación serán llevados a cabo por las autoridades gubernamentales, como parte de su contribución al proyecto. En la Fase 2 se requerirá de la mayor cantidad de personas para la recepción de instalación de los equipos, lo cual se prevé esté distribuida en el plazo indicado en el cronograma, y requiera de un total aproximado de 120 horas de trabajo. La instalación de tubería y ajustes adicionales requerirá menos personal, y se podrá llevar a cabo en 40 horas. Por último, para llevar a cabo la Fase 3, se necesitarán únicamente cuatro personas para la preparación de los equipos para pruebas, en 24 horas, y para el periodo de pruebas y calibración de equipos, que se prevé se lleve a cabo en 40 horas. El costo total de estas fases será de \$674,400.

Tabla 4.8 Costos estimados adicionales por fase de instalación

<b>Fase</b>	<b>Actividad</b>	<b>Cant. Pers.</b>	<b>Horas</b>	<b>Total Act.</b>	<b>Total Fase</b>
0	Revisión y ajustes de diseño	4	16	\$19,200	\$45,600
	Planeación de modificaciones en la estación	5	16	\$24,000	
	Ajustes de presupuesto	2	4	\$2,400	
1	Gestiones para adquisición de equipos	2	8	\$4,800	\$204,000
	Obras para adaptar la estación	5	120	\$180,000	
	Proceso de reclutamiento de personal de planta	2	32	\$19,200	
2	Recepción e instalación de equipos	8	120	\$288,000	\$348,000
	Instalación de tubería y ajustes adicionales	5	40	\$60,000	
3	Preparación de equipos para pruebas	4	24	\$28,800	\$76,800
	Periodo de pruebas y calibración de equipos	4	40	\$48,000	
<b>Suma total de las fases</b>					<b>\$674,400</b>

Para evaluar la Fase 4 se calculará el costo de operación mensual de la planta operando a plena capacidad, y se considerará una porción de ese monto para el periodo de operación a capacidad limitada, según se indica en el cronograma. En la Tabla 4.10 pueden observarse los conceptos previstos como necesarios para el funcionamiento del sistema.

Para el cálculo del costo de la energía eléctrica, cuyo desglose se presenta en la Tabla 4.9, se considera que la planta estará dentro de una tarifa de gran demanda media tensión horaria (GDMTH), ya que la demanda máxima puede ascender a más de 100 kW, partiendo de las características de los equipos mostradas en la Tabla 4.4. Por consiguiente, existirá un cargo fijo de \$608.73 mensuales, un cargo de distribución de \$59.47 por kW y uno de capacidad de \$355.49 por kW, con base en el cálculo de la demanda máxima mostrado en la ecuación 4.5. Asimismo, el costo por cada kWh, suponiendo que el consumo se da, mayoritariamente, en horario intermedio, es de \$1.6296 (CFE, 2020). Sumando los casos mencionados, y el consumo de energía calculado en la Tabla 4.5, se obtiene un total aproximado de \$263,704.33.

$$\begin{aligned}
 \text{Demanda máxima} &= \min \left\{ D_{\text{max}_{\text{punta}}}, \left[ \frac{Q_{\text{mensual}}}{24 * d * F.C.} \right] \right\} \\
 &= \min \left\{ 50 \text{ kW}, \left[ \frac{148,716 \text{ kWh}}{24 * 30 * 0.57} \right] \right\} \quad \dots (4.5)
 \end{aligned}$$

$$\text{Demanda máxima} = \min\{50 \text{ kW}, 410.4 \text{ kW}\} = 50 \text{ kW}$$

Tabla 4.9 Costo de energía eléctrica mensual en la planta

Concepto	Costo unitario	Consumo mensual	Costo mensual
Costo fijo	-	-	\$608.73
Energía	\$1.6296/kWh	148,716 kWh	\$242,347.6
Capacidad	\$355.49	50 kW	\$17,774.5
Distribución	\$59.47	50 kW	\$2,973.5
<b>Costo total de energía eléctrica mensual</b>			<b>\$263,704.33</b>

En el caso del consumo de agua, las modificaciones al Código Fiscal publicadas el 23 de diciembre de 2019 establecen las nuevas bases para determinar las tarifas del suministro de agua en la Ciudad de México. El documento señala que los precios estarán en función del Índice de Desarrollo de la manzana a la que pertenezca el inmueble (CDMX, 2019). Revisando el documento asociado a dicho índice, se

determinó que la tarifa para la estación de transferencia, según su ubicación, es la correspondiente a la clasificación baja (CDMX-SAF, 2019).

El consumo máximo diario proyectado para la planta es de mil litros de agua, destinados al enfriamiento del gas y del molino de cuentas, los cuales serían almacenados y reutilizados constantemente con el objetivo de reducir dicho número al mínimo. Eso daría un total de 30,000 litros al mes o 60,000 al bimestre. La tarifa baja para dicha cantidad es de \$784.92 para 50,000 litros más \$40.18 por cada 1,000 litros excedentes, es decir \$401.8 excedentes. Dando un total de \$1,186.72 bimestrales, o \$593.35 mensuales, con un costo unitario de \$0.5933 por litro. Para el cálculo del costo de media capacidad se considera el costo bimestral sin excedentes.

Para el cálculo del costo del personal, se toma en cuenta que la planta operará 24 horas al día, divididas en tres turnos de 8 horas. Durante los primeros dos turnos, en los horarios en los que la estación de transferencia está en funcionamiento, se estarán agregando los residuos recibidos en la estación y supervisando el funcionamiento de los equipos durante todo el proceso. Para estas tareas se estima que se requerirán cuatro personas por turno, encargados de ingresar los residuos y operar los equipos, así como del control del sistema. En lo que respecta al tercer turno, correspondiente a los horarios nocturnos en los que la estación de transferencia no opera y, por lo tanto, no se ingresan residuos, el reactor seguirá funcionando y emitiendo biogás, por lo que se requerirá a alguien que supervise esa etapa del proceso. Por lo tanto, se consideran dos personas más para esta tarea. Esto da un total de diez personas, a quienes se les pagará un salario promedio de \$150 por hora, trabajando seis días a la semana. Dando un total aproximado de \$28,800 mensual por persona, y \$288,000 por todo el personal. Cuando la planta trabaje a media capacidad, se utilizará tres cuartas partes del personal.

Por último, se estima que exista un costo de mantenimiento mensual. Conforme la planta sea cada vez más utilizada, dicho costo podría incrementar. Con motivos de simplificar el cálculo de la inversión inicial requerida, se mantendrá como un costo fijo, equivalente a \$20,000 anuales. Adicionalmente, se considera un costo de otros conceptos que podrían existir, fuera de los ya considerados, como es el transporte de los sólidos digeridos excedentes a sitios de disposición final u otros. Estos costos son de \$60,000 para plena capacidad y \$30,000 para media.

Tomando en consideración los conceptos mencionados anteriormente, en la Tabla 4.10 se observan los totales estimados del costo mensual que generaría la planta trabajando a plena capacidad, de \$602,297.68, y a media capacidad, de \$363,244.62.

Tabla 4.10 Costos estimados de operación mensual

Concepto	Cantidad/día	Costo Unitario	Costo mensual plena capacidad	Costo mensual media capacidad
Energía Eléctrica	-	-	\$263,704.33	\$131,852.16
Agua	1000 L	\$0.5933/L	\$593.35	\$392.46
Personal	10	\$150/h	\$288,000	\$216,000
Mantenimiento	-	-	\$20,000	-
Otros	-	-	\$60,000	\$30,000
<b>Costo total por operación mensual</b>			<b>\$632,297.68</b>	<b>\$378,244.62</b>

Siguiendo el análisis económico, en la Tabla 4.11 se muestra la suma de todos los costos calculados anteriormente, obteniendo un total del monto requerido como inversión inicial, suponiendo que se contará con un mes de operación a media capacidad y un mes a plena capacidad sin generar ingresos. Dicho monto, con un redondeo al millar superior más cercano, es igual a \$41,490,000.

Tabla 4.11 Costos totales del proyecto

Concepto	Monto
Equipo y maquinaria	\$39,805,000
Fases de instalación	\$674,400
1 mes de media capacidad	\$378,244.62
1 mes de plena capacidad	\$632,297.68
<b>Inversión inicial requerida</b>	<b>\$41,490,000</b>

Conociendo la inversión inicial requerida y los costos mensuales de funcionamiento, se requiere un estimado de los ingresos que se obtendrán con la venta del biometano, así como de los ahorros en el procesamiento de los residuos que componen la FORSU de la Alcaldía Cuauhtémoc, para conocer la viabilidad económica del proyecto.

Para el cálculo de los ingresos por venta de biometano, se parte de la cantidad de producto que se prevé generar diariamente, establecido como un volumen de 1,440.5 m<sup>3</sup> ó 14,809.25 kWh de energía, lo que es igual a 53 GJ. El índice de Referencia Nacional de Precios de Gas Natural al Mayoreo (IPGN) se encarga de reportar los precios mensuales del energético. Tomando en cuenta los precios disponibles desde enero 2019 a marzo 2020 (CRE, 2020a), se tomará el precio promedio de \$52 MXN/GJ. Por lo tanto, la generación diaria de biometano consistiría en un ingreso diario aproximado de \$2,756, o \$82,680 mensuales.

En lo que respecta a los ahorros generados en la disposición de los residuos, en la sección 4.1.1, correspondiente a las entrevistas realizadas, se reportó un costo de manejo de \$174 MXN por tonelada por trayecto al sitio de disposición final, así como \$216 MXN por tonelada de su tratamiento en la planta de composta. Suponiendo que se estaría evitando el traslado de un promedio de 72 toneladas diarias, y un tratamiento externo de lo mismo, se trataría de un ahorro de \$15,528 diarios en transporte y \$15,552 en disposición final, o \$465,840 y \$466,560 mensuales, respectivamente. En la Tabla 4.12 se muestra la suma de los ingresos por venta de biometano y los ahorros generados en el tratamiento de la FORSU en la Alcaldía Cuauhtémoc. El total asciende a \$1,015,090.

Tabla 4.12 Proyección de ingresos y ahorros del proyecto

<b>Concepto</b>	<b>Monto</b>
Ingresos mensuales de venta de biometano	\$82,680
Ahorro mensual de transporte de la FORSU	\$465,840
Ahorro mensual de tratamiento de la FORSU	\$466,560
<b>Total</b>	<b>\$1,015,090</b>

Tomando estos datos en cuenta, en conjunto con los costos mencionados anteriormente, se obtiene un estimado del tiempo requerido para recuperar la inversión inicial del proyecto. En la Tabla 4.13 se observa la proyección del flujo de efectivo por año, considerando que existe una inflación anual constante de 3% como única alteración en los precios de insumos y del energético producto, y que a principios del año dos y tres, la capacidad de procesamiento de la planta aumenta un 2% adicional, reflejado en los ahorros e ingresos, debido a una mayor cantidad de residuos ingresados. Esta suposición incluye también el hecho de que las 72 toneladas promedio diarias establecidas como parámetro de referencia varían, y poseen una tendencia en aumento, gracias a posibles mejores herramientas de separación implementadas por el gobierno. Dicho incremento en la capacidad, el cual podría ser mayor, únicamente sucede en esos años debido a que se llegaría al límite de procesamiento de la planta.

Siguiendo la Tabla 4.13, se muestra que la inversión se recuperaría a mediados del séptimo año en funcionamiento, a partir del cual existiría una ganancia, si se consideran los ahorros como un ingreso. A pesar de esto, es evidente que los ingresos generados por la venta de biometano no son suficientes para cubrir los costos de operación y, según se plantea en este análisis, para que el proyecto sea viable, requeriría de una aportación gubernamental mensual equivalente al costo de transporte y tratamiento de los residuos. Sin embargo, es de notarse que el tiempo que tomaría para recuperar la inversión es significativamente menor al del ciclo de

vida del sistema, estimado entre 20 y 30 años (Klavon K. H., 2011). De modo que se trata de un proyecto con viabilidad económica, principalmente para el gobierno, cuyos beneficios se extenderían por un periodo de tiempo significativo. Si se consideran tanto los ingresos anuales como los ahorros como ganancias, se estima que la tasa interna de retorno de inversión (TIR) sea de 27% en el periodo de 8 años planteado.

Tabla 4.13 Retorno de inversión

<b>Año</b>	<b>Costos operación</b>	<b>Ingresos anuales</b>	<b>Ahorros anuales</b>	<b>Incremento anual</b>	<b>Flujo neto</b>
0	-	-	-	-	-\$41,490,000
1	-\$6,955,278	\$909,480	\$10,256,400	3%	-\$37,279,398
2	-\$7,815,203	\$1,041,768	\$11,748,240	3% + 2%	-\$32,304,593
3	-\$8,049,659	\$1,093,856	\$12,335,652	3% + 2%	-\$26,924,744
4	-\$8,291,149	\$1,126,672	\$12,705,722	3%	-\$21,383,500
5	-\$8,539,884	\$1,160,472	\$13,086,893	3%	-\$15,676,018
6	-\$8,796,080	\$1,195,286	\$13,479,500	3%	-\$9,797,312
7	-\$9,059,963	\$1,231,145	\$13,883,885	3%	-\$3,742,244
8	-\$9,331,761	\$1,268,079	\$14,300,402	3%	\$2,494,475

#### 4.4.3 Factibilidad ambiental

Para completar el análisis de factibilidad, una vez abordadas las implicaciones energéticas y económicas, es necesario conocer el impacto ambiental del proyecto. En los objetivos del estudio, se plantea reducir las emisiones generadas por la FORSU a través de su aprovechamiento energético. Por lo tanto, para determinar que el sistema en realidad cumple con los objetivos, se requiere analizar si las emisiones generadas por su operación, tanto por la energía utilizada como por los gases emitidos en el proceso, implican realmente una disminución de emisiones de GEI a diferencia del tratamiento que se utiliza actualmente.

Las emisiones resultantes de la energía eléctrica consumida por la planta pueden ser calculadas utilizando el factor de emisión del Sistema Eléctrico Nacional. Los datos más recientes, del año 2019, establecen que por cada MWh consumido, son emitidas 0.505 toneladas de CO<sub>2</sub>e (CRE, 2020b). Por consiguiente, si diariamente se consumen 4,957.2 kWh, o lo que es igual a 148.716 MWh mensuales, se estarían emitiendo 75.1 toneladas de CO<sub>2</sub>e mensuales para la operación del sistema.

Por otro lado, como se mencionó en los primeros capítulos, el biogás consiste en una mezcla de gases, donde predomina el metano, seguido por el CO<sub>2</sub>. Las concentraciones de estos dependen de la biomasa procesada y del sistema, por lo que para este caso se considerará que el porcentaje de CO<sub>2</sub> es de un promedio de 35%. Retomando el volumen que se considera será producido en la planta diariamente, de 2,881 m<sup>3</sup>, se tendría un máximo de 1,008.35 m<sup>3</sup> de CO<sub>2</sub> diarios, los cuales serían liberados a la atmósfera. Con una densidad de referencia de 1.98 kg/m<sup>3</sup>, se estarían generando 1,996.53 kg de CO<sub>2</sub> al día, o 59.9 toneladas al mes.

En lo que respecta al biometano generado e inyectado a la red de gas natural, debido a que su consumo no sucede en las inmediaciones de la planta, para el propósito del análisis no serán consideradas las emisiones generadas por su combustión. En la Tabla 4.14 se muestran las cantidades mencionadas, con el total de emisiones mensuales por actividades de la planta de biogás planeada, las cuales consisten en 135 tCO<sub>2</sub>e.

Tabla 4.14 Emisiones mensuales generadas en el funcionamiento de la planta

<b>Concepto</b>	<b>Cantidad mensual</b>	<b>Factor considerado</b>	<b>Emisiones mensuales</b>
Energía eléctrica	148.716 MWh	0.505 tCO <sub>2</sub> e/MWh	75.1 tCO <sub>2</sub> e
CO <sub>2</sub> en biogás	30,250.5 m <sup>3</sup>	1.98 kg/m <sup>3</sup>	59.9 tCO <sub>2</sub>
<b>Total</b>			<b>135 tCO<sub>2</sub>e</b>

Evaluando el proceso actual por el que pasa la FORSU en la Alcaldía Cuauhtémoc, en el que los residuos son llevados a la estación de transferencia, y después transportados a la planta de composta donde son tratados. Las emisiones correspondientes al metano liberado por la descomposición de los residuos equivaldrían aproximadamente a 62 m<sup>3</sup> de CH<sub>4</sub> por tonelada de la FORSU (Themelis y Ulloa, 2006). Tomando en cuenta las 72 toneladas diarias de residuos, y una densidad del CH<sub>4</sub> de 0.657 kg/m<sup>3</sup>, así como un potencial de calentamiento global de 25, se obtiene un factor de emisiones de 1.018 tCO<sub>2</sub>e/t. Por lo tanto, se calcula que se producirían diariamente 73.3 tCO<sub>2</sub>e, de ser procesados en un sitio de disposición final. Sin embargo, al introducir los residuos a un ciclo de compostaje, como se realiza actualmente, las emisiones generadas corresponden a un proceso biológico. Para calcular emisiones de CH<sub>4</sub> y N<sub>2</sub>O en procesos de este tipo, según establece la metodología publicada recientemente por el Instituto de Ecología y Cambio Climático (INECC), se multiplica la cantidad de residuos por el factor de emisión correspondiente al tratamiento (INECC, 2020). En este caso, la masa es 72 toneladas y el factor de emisión del tratamiento biológico para composta con base de peso húmedo para metano (EF<sub>CH<sub>4</sub></sub>) es 4 gCH<sub>4</sub>/kg de residuos, y para óxidos

nitrosos ( $EF_{N_2O}$ ) es 0.3 gN<sub>2</sub>O/kg (INECC,2020). Por lo tanto, las emisiones de CH<sub>4</sub> diarias son de 288 kg de CH<sub>4</sub> y N<sub>2</sub>O son de 21.6 kg. Tomando el potencial de calentamiento global del metano ya mencionado, y 298 para el N<sub>2</sub>O (IPCC, 2007), se estarían generando 7.2 tCO<sub>2e</sub>e y 6.436 tCO<sub>2e</sub>e, correspondientemente. Dando un total de 13.636 tCO<sub>2e</sub>e diarias, con un factor promedio de 0.189 tCO<sub>2e</sub>e/t de FORSU.

En cuanto al transporte de los residuos a la planta de compostaje, se requieren dos camiones y medio, cada uno con capacidad máxima de 30 toneladas, para mover los residuos de la FORSU generados diariamente en el trayecto de la estación de transferencia Cuauhtémoc al sitio. La distancia del camino entre estos puntos es de 29 km. Si se considera que los camiones deben volver a la estación para su resguardo al final del turno, se tendría un total de 58 km por trayecto, ida y vuelta. Para el cálculo de emisiones de transporte, se parte de un factor de emisiones por carga; para camiones se establece como 161.8 gramos de CO<sub>2</sub> por tonelada cortamilla, o 110.86 gCO<sub>2</sub>/ton-km (EDF, 2019). Dicho factor considera el peso que lleva el vehículo, y la distancia que recorre. Por lo tanto, se trata de dos camiones de 1,740 ton-km al día (30 toneladas y 58 km) y uno de 696 ton-km (12 toneladas y 58 km), dando un total de 4,176 t-km diarios. Multiplicando esa cifra por el factor de emisiones, se obtiene un total de 0.464 toneladas de CO<sub>2</sub> diarias, o 13.92 tCO<sub>2</sub> mensuales.

En la Tabla 4.15 se muestran las cantidades mencionadas correspondientes a los residuos en su tratamiento actual y al transporte de los mismos. La suma de estas cantidades es igual a 422.14 tCO<sub>2e</sub> mensuales.

Tabla 4.15 Emisiones mensuales de la FORSU de la Alcaldía Cuauhtémoc actualmente

<b>Concepto</b>	<b>Cantidad mensual</b>	<b>Factor de emisiones</b>	<b>Emisiones mensuales</b>
Residuos orgánicos en composta	2,160 t	0.189 tCO <sub>2e</sub> e/t	408.24 tCO <sub>2e</sub>
Transporte de residuos	125,280 t-km	110.86 gCO <sub>2</sub> /t-km	13.9 tCO <sub>2</sub>
<b>Total</b>			<b>422.14 tCO<sub>2e</sub></b>

En este punto, las cifras muestran que el balance de emisiones del proyecto, disponible en la Tabla 4.16, indica a grandes rasgos que se trata de un sistema benéfico y viable en cuestión de emisiones. Considerando que mensualmente la planta generaría alrededor de 135 tCO<sub>2e</sub>, y en la actualidad se generan alrededor d

422.14 tCO<sub>2</sub>e mensuales, correspondientes al tratamiento de la FORSU de la Alcaldía Cuauhtémoc. De modo que, de realizarse el proyecto, habría un ahorro de emisiones de 287.14 tCO<sub>2</sub>e mensuales.

Es de notarse que el cálculo realizado de las emisiones considera 72 toneladas diarias, el cual es un promedio de las mediciones en la estación de transferencia, por lo que, conforme aumente la eficiencia de separación, dicho número probablemente aumentará, generando así más emisiones, tanto de los residuos como del transporte requerido para ellos. En lo que respecta a este último elemento, la estimación mostrada anteriormente no considera congestiones de tránsito en los trayectos. Este fenómeno, muy común en las inmediaciones de la Ciudad de México, es causante de un incremento de hasta un 53% adicional de las emisiones de los vehículos involucrados (Bharadwaj S. y col., 2017). Otro factor importante es el hecho de que el biometano generado está sustituyendo a una fracción de gas natural extraído y transportado por largas distancias utilizando cantidades significativas de energía y recursos económicos. Al ser generado localmente, el consumo de biometano implica una reducción de emisiones no contabilizadas en este estudio. Por otro lado, las emisiones que corresponden a la energía eléctrica, mismas que son la parte mayoritaria del proyecto, no se encuentran presentes en la Ciudad de México, por lo que no afecta el ambiente en los alrededores; además, estas podrían reducirse con el tiempo si se integran más tecnologías de generación limpia en la red, o se renuevan las fuentes de generación por tecnologías más eficientes. Por último, es prudente agregar que las emisiones del proyecto no consideran aquellas generadas en su realización, incluyendo transporte de materiales, equipos y maquinaria, y el impacto de la fabricación de cada pieza utilizada en el sistema.

Tabla 4.16 Balance de emisiones mensuales del proyecto

<b>Emisiones calculadas</b>	<b>Cantidad mensual</b>
Tratamiento actual de la FORSU	-422.14 tCO <sub>2</sub> e
Planta de biogás	135 tCO <sub>2</sub> e
<b>Balance total</b>	<b>-287.14 tCO<sub>2</sub>e</b>

Por lo tanto, es posible concluir que, desde un punto de vista de cantidades de emisiones directas, el proyecto propuesto implica un decremento significativo de gases de efecto invernadero. A pesar de que las cantidades de emisiones aquí calculadas indicarían que el proyecto es viable ambientalmente, los factores adicionales no considerados, como las emisiones generadas en el transporte de los equipos desde distintas partes del mundo, y aquellas emitidas por los fabricantes de los mismos, son factores a considerar como parte del impacto ambiental del proyecto.

Tomando como base las positivas viabilidades energética, económica y ambiental, podría considerarse que se trata de un proyecto con un impacto positivo en la localidad y en la matriz energética de la Ciudad de México, con un ciclo de vida prolongado, de realizarse el mantenimiento pertinente, y con capacidad de adaptarse a otras localidades, de existir los recursos para hacerlo.

#### 4.5 Comparativo con otros trabajos

Para la comparación se consideró otros trabajos cuyo enfoque sea la planeación, diseño o análisis de factibilidad de una planta similar, generadora de biogás a partir de residuos sólidos urbanos. Las características a evaluar de los otros trabajos son el tipo de tecnología propuesta, las cantidades de residuos diarias o mensuales previstas, y la factibilidad energética, ambiental y económica, de encontrarse presente en dichos proyectos. La comparación puede observarse en la Tabla 4.17, donde se muestra en la primera fila el resumen de las características establecidas de este proyecto, seguido de aquél elaborado por Díaz-García. Este consiste en el diseño de una planta de biogás a partir de la FORSU generada en la FES Aragón y mercados cercanos. Es de notarse que se trata de una planta de menor capacidad para tratar una menor cantidad de residuos, y cuyo objetivo es obtener energía eléctrica para abastecer el plantel. En la factibilidad es relevante notar que se calculó una reducción de emisiones notables de 108.5 tCO<sub>2</sub>e/mes correspondientes al metano no emitido a la atmósfera. Sin embargo, no se indica si se considera también la energía utilizada por la planta y la combustión del generador eléctrico.

Por otro lado, en el trabajo de López y Humaran, se trata de un digestor de mayor tamaño, 26,890 m<sup>3</sup>, diseñado para tratar entre 100 y 800 toneladas diarias de la FORSU en la Central de Abastos. Con un tratamiento posterior del biogás que consiste en una etapa de absorción con agua para limpieza y mejoramiento, buscando acondicionar el gas para su conversión a energía eléctrica. Dicho sistema generaría una cantidad de metano correspondiente a 20,613 m<sup>3</sup>/día, alrededor de 15 veces más que este proyecto, considerando la magnitud del proyecto de López y Humaran, por un costo menor (19 millones de pesos menos) y una de inversión más rápida, en 3 años. A pesar de esto, dicho proyecto no cuenta con una evaluación del impacto ambiental de la planta.

Por último, el trabajo de Pérez y Salcedo se distingue por tratar otro tipo de residuos, los lodos digeridos de una planta de tratamiento de aguas residuales. Aunque su enfoque es similar, buscando generar energía eléctrica con cogeneración para mayor eficiencia del proceso. El biogás es tratado con filtros de adsorción para hacerlo adecuado para su combustión, y se prevé que genere 28,450 kWh/día.

Es importante notar que este trabajo tampoco cuenta con una evaluación del impacto ambiental.

Tabla 4.17 Comparativo con otros trabajos

<b>Proyecto</b>	<b>Cantidad y tipo de residuos</b>	<b>Tecnologías empleadas</b>	<b>Factibilidad</b>
Este trabajo	72 t/día de FORSU	Reactor flujo de tapón de 1,800 m <sup>3</sup> . Proceso de limpieza y mejoramiento a biometano con filtro de adsorción y membranas de fibra hueca. Inyección a red de gas natural.	Generación de metano diario de 1,440.5 m <sup>3</sup> , con ganancia energética diaria de 9,852.05 kWh. Inversión de 39.8 millones de pesos recuperado en 8 años. Ahorro de 287.2 tCO <sub>2</sub> e/mes.
Díaz-García, 2014	5,000 kg/día de FORSU	Software de diseño de planta, digestor tipo laguna de 375 m <sup>3</sup> . Sin tratamiento de biogás. Conversión a energía eléctrica.	Generación de biogás de 242 m <sup>3</sup> /día equivalentes a 700 Kwh/día. Inversión de 2.3 millones de pesos recuperado en 3 años. Reducción de 108.5 tCO <sub>2</sub> e/mes.
López y Humaran, 2001	100 a 800 t/día de FORSU	Digestor domo fijo de 26,890 m <sup>3</sup> . Tratamiento de biogás con absorción para limpieza y mejoramiento. Conversión a energía eléctrica.	Generación de 20,613 m <sup>3</sup> de NH <sub>4</sub> /día (. Inversión de 20.9 millones de pesos recuperada en 4 años. Sin factibilidad ambiental.
Pérez y Salcedo, 2018	835 t/día de lodos digeridos de aguas residuales	Digestor tipo huevo de 6,600 m <sup>3</sup> . Filtros de adsorción para remoción de H <sub>2</sub> O y sulfuros. Sin mejoramiento. Conversión a energía eléctrica con cogeneración.	Generación de 28,450 kWh/día. Inversión de 160 millones de pesos recuperada en 19 años. Sin factibilidad ambiental.

## **Capítulo 5. Conclusiones**

El diseño de la planta elaborado está compuesto por equipos especializados para cada una de las etapas del proceso, seleccionados para disminuir, dentro de lo posible, el uso de insumos químicos y los requerimientos de agua y energía eléctrica para la operación del sistema, obteniendo los mayores rendimientos posibles. A pesar de intentar incorporar fabricantes nacionales, la ausencia de una industria de biogás sólida en el país y la dificultad de encontrar proyectos de desarrollo de tecnología mexicana, conllevó a considerar tecnologías provenientes del extranjero, respaldadas por numerosos proyectos existentes, consecuencia de las políticas europeas y estadounidenses enfocadas en impulsar la realización de los mismos.

Considerando la cantidad promedio obtenida de 72 toneladas diarias de la FORSU ingresada a la estación de transferencia de la Alcaldía Cuauhtémoc, se estimó que podrían generarse 9,852.05 kWh diarios de biometano, ya descontando la parte que corresponde a la energía eléctrica utilizada; por lo que se generaría más energía de la que se consume. Esta cantidad sería suficiente para abastecer el consumo diario de 4,904 personas conectadas a la red de gas natural. Para realizarse el proyecto, se requeriría una inversión inicial de \$41,490,000 MXN, la cuál sería restituida en un periodo de 7 años y medio, a través de los ingresos por la venta de biometano y apoyos del gobierno equivalentes al valor del transporte de residuos que se estaría ahorrando. La factibilidad económica es favorable, considerando que el ciclo de vida de la planta se encuentra entre los 20 y 30 años.

Por otro lado, las emisiones calculadas por el funcionamiento de la planta, en comparación con aquellas generadas por el tratamiento actual de los residuos en la planta de compostaje, indican que habría una reducción aproximada de 287.14 tCO<sub>2</sub>e mensuales. Sin embargo, el cálculo de emisiones incluye únicamente los procesos directos, excluyendo las emisiones adicionales por congestionamiento vehicular al que está expuesto el transporte de residuos, el impacto de la extracción y transporte de gas natural no consumido y posibles mejoras futuras en las tecnologías de generación de energía eléctrica del país, así como las emisiones generadas en la fabricación y transporte de los equipos que componen el sistema.

En conclusión, al evaluar el potencial de convertir la FORSU de una localidad en la CDMX en energía, y el alcance de dicho proceso, se establece una base para impulsar más alternativas en el tratamiento y aprovechamiento de residuos. De ser refinados y adaptados a otros sitios de la zona metropolitana y el país, proyectos de este tipo podrían tener un impacto importante en la reducción significativa de emisiones de GEI nacional de residuos, así como en la descentralización de la energía en el país, y en la mejora de la seguridad y soberanía energética, reduciendo la necesidad de adquirir gas natural en el extranjero.

## BIBLIOGRAFÍA

- Al Seadi, T., B. Drosh, W. Fuchs, D. Rutz y R. Janssen, 2013. Biogas digestate quality and utilization. Publicado en *The biogas handbook*, Woodhead Publishing Limited, Cambridge, Reino Unido.
- AC, 2019. Diagnóstico Territorial. Alcaldía Cuauhtémoc. CDMX, México.
- AC, 2016. Programa Delegacional de Desarrollo en Cuauhtémoc, 2016-2018. Alcaldía Cuauhtémoc. CDMX, México.
- AP, 2016. PRISM PB6050 biogas membrane separator. Air Products and Chemicals. Allentown, EE. UU.
- AP, 2017. PRISM Membrane separators for biogas upgrading. Air Products and Chemicals. Allentown, EE. UU.
- Bachmann, N., 2013. Design and engineering of biogas plants. Erep S.A., Aclens, Suiza. Publicado en *The biogas handbook*, Woodhead Publishing Limited, Cambridge, Reino Unido, 2013.
- Banks, C. J. y S. Heaven, 2013. Optimisation of biogas yields from anaerobic digestions by feedstock type. University of Southampton, Reino Unido. Publicado en *The biogas handbook*, Woodhead Publishing Limited, Cambridge, Reino Unido.
- Banks, C., S. Heaven, Y. Zhang y U. Baier, 2018. Food waste digestion, anaerobic digestion of food waste for a circular economy. Publicación de la Agencia Internacional de Energía, IEA. Cork: IEA Bioenergy, París, Francia.
- Beil, M. y W. Beyrich, 2013. Biogas upgrading to biomethane. Fraunhofer Institute for Wind Energy and Energy System Technology, Bremerhaven, Alemania. Publicado en *The biogas handbook*, Woodhead Publishing Limited, Cambridge, Reino Unido.
- Bharadwaj, S., Ballare, S., Chandel M. K y Rohit, 2017. Impact of congestion on greenhouse gas emissions for road transport in Mumbai metropolitan region. *Transportation Research Procedia*. 25: 3538-3551.
- Bochmann, G. y L. F. R. Montgomery, 2013. Storage and pre-treatment of substrate for biogas production. University of Natural Resources and Life Sciences, Vienna, Austria. Publicado en *The biogas handbook*, Woodhead Publishing Limited, Cambridge, Reino Unido.
- Bogner, J., 2007. Waste Management, en *Climate Change 2007: Mitigation*. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge University Press. Cambridge, Reino Unido y Nueva York, EE.UU.
- BTA International, 2012. Granollers (Spain). Pfaffenhofen, Alemania.
- Campuzano R. y S. González-Martínez, 2016. Characteristics of the organic fraction of municipal solid waste and methane production: A review. *Waste Management*. 54: 3-12.

- Capareda, S. C. 2013. Introduction to Biomass Energy Conversions. Taylor & Francis Group, Florida. EUA.
- Castro-González, A. y J. L. Ramírez-Molina, 2018. Planeación e instalación de sistemas de bioenergía. Parte 1. Teoría. Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional Autónoma de México, México.
- CDHCU, 2016. Ley de Hidrocarburos. Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 15 de noviembre de 2016. CDMX, México.
- CDMX-SAF, 2019. Gobierno de la Ciudad de México, Secretaría de Administración y Finanzas. Índice de desarrollo: Alcaldía Cuauhtémoc. Ciudad de México, México.
- CDMX-SOBSE, 2015. Levantamiento topográfico de la estación de transferencia “Cuauhtémoc”. Gobierno del Distrito Federal, Secretaría de Obras y Servicios, Dirección General de Servicios Urbanos. Ciudad de México, México.
- CDMX, 2016. “Planta Compactadora de Residuos Sólidos Urbanos en Central de Abasto”. Boletín Gobierno de la Ciudad de México. 16 de abril de 2016. Ciudad de México, México.
- CDMX, 2019. Gaceta Oficial de la Ciudad de México. Gobierno de la Ciudad de México. No. 247, Tomo 1. 23 de diciembre de 2019. Ciudad de México, México.
- CFE, 2020. Tarifa GDMTH: Valle de México Centro, Abril 2020. Ciudad de México, México.
- CGN, 2005. White paper on natural gas interchangeability and non-combustion end use. Consejo de Gas Natural, Grupo de Trabajo de Intercambiabilidad. Washington, EE.UU.
- Cheng, J. J., 2018. Biomass to renewable energy processes. Segunda edición. CRC Press. Taylor & Francis Group. Boca Raton, Florida, EE.UU.
- Clarke, W.P., 2018. The uptake of anaerobic digestion for the organic fraction of municipal solid waste-push versus pull factors. *Bioresource Technology*. 249: 1040-1043.
- CNH, 2016. Disposiciones técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos. Publicación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Diario Oficial de la Federación. CDMX, México.
- CNH, 2019. Reservas de Hidrocarburos en México: Conceptos fundamentales y análisis 2018. Publicación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Gobierno de México, CDMX, México.

- CRE-Naturgy, 2019. Informe Mensual Sobre las Especificaciones del Gas Natural, Julio 2019 (Medición: PEGN Monterrey III). Comisión Reguladora de Energía. CDMX, México.
- CRE-Naturgy, 2019. Informe Mensual Sobre las Especificaciones del Gas Natural, Julio 2019 (Medición: PEGN Resto del País). Comisión Reguladora de Energía, CDMX, México.
- CRE, 2010. Norma oficial mexicana NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del gas natural. Publicada por la Comisión Reguladora de Energía. CDMX, México.
- CRE, 2011. Norma oficial mexicana NOM-003-SECRE-2011, Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos. Publicada por la Comisión Reguladora de Energía. CDMX, México.
- CRE, 2020a. Índices de referencia de precios de gas natural. Índice de Referencia Nacional de Precios de Gas Natural al Mayoreo (IPGN), enero 2019 a marzo 2020. Comisión Reguladora de Energía. Ciudad de México, México.
- CRE, 2020b. Factor de emisión del sistema eléctrico nacional 2019. Comisión Reguladora de Energía. Ciudad de México, México.
- Cuatecontzi D. H. y Gasca J., 2004. Los gases regulados por la convención marco de las naciones unidas sobre el cambio climático. En: Cambio climático: una visión desde México. Coord. Julia Martínez y Adrián Fernández. Publicación del Instituto Nacional de Ecología, CDMX, México.
- Da Costa Gómez, C. 2013. Biogas as an energy option: an overview. Fachverband Biogas, Alemania. Publicado en The biogas handbook, Woodhead Publishing Limited, Cambridge, Reino Unido.
- DC, 2018. Activated carbon for biogas treatment, Desorex. Donau Carbon. Dunnellon, Florida, EE.UU.
- DECC, 2009. Biomethane into the gas network: A guide for producers. Departamento de Energía y Cambio Climático. Londres, Reino Unido.
- Díaz-García, J, 2014. Análisis técnico económico de una planta de biogas para la FES Aragón. Tesis de Licenciatura de Ingeniería Mecánica Eléctrica. Facultad de Estudios Superiores "Aragón". Universidad Nacional Autónoma de México. México, D.F. México.
- Drosig, B., W. Fuchs, T. Al Seadi, M. Madsen y B. Linke, 2015. Nutrient recovery by biogas digestate processing. Publicación de la Agencia Internacional de Energía, IEA. Cork: IEA Bioenergy. París, Francia.
- EB, 2019. Organic compound. Encyclopedia Britannica. Londres, Reino Unido.
- EDF, 2019. The green freight handbook. Environmental Defense Fund. Nueva York, Nueva York, EE.UU.

- EIA-C, 2019. What is the heat content of U.S. coal? Publicación de U.S Energy Information Administration. Washington D.C., Estados Unidos.
- EIA, 2007. Methodology for Allocating Municipal Solid waste to Biogenic and Non-Biogenic Energy. Publicación de U.S Energy Information Administration. Washington D.C., Estados Unidos.
- EIA, 2018. Natural Gas Explained. Publicación de U.S Energy Information Administration. Washington D.C., Estados Unidos.
- EIA, 2019. Biomass Explained. Publicación de U.S Energy Information Administration. Washington D.C., Estados Unidos.
- FAO, 2019. ¿Qué es bioenergía sostenible? Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y Agricultura. Roma, Italia.
- GMI, 2015. Global Methane Emissions and Mitigation Opportunities. Global Methane Initiative. Diciembre, Washington, EE.UU.
- Gobierno de México, 2013. Explicación Ampliada de la Reforma Energética 2013. CDMX. México.
- Gutiérrez, J. P, 2018. Situación actual y escenarios para el desarrollo del biogás en México hacia 2024 y 2030. Morelia: Red mexicana de bioenergía. Morelia, México.
- Hitachi Zosen Inova AG, 2016. Winterthur/Switzerland Kompogas plant with BioMethane biogas upgrading. Zurich, Alemania.
- Hoornweg, D. y P. Bhada-Tata, 2012. What a waste, a global review of solid waste management. Urban development series, knowledge papers. Publicación del Banco Mundial. Washington D.C., Estados Unidos.
- HZ Inova, 2016. Winterthur Kompogas plant with biomethan biogas upgrading. Hitachi Zosen INOVA, Zurich, Suiza.
- IEA, 2010. IEA Bioenergy Task42 Biorefineries. Publicación de International Energy Agency. París, Francia.
- IEA, 2015. Nutrient recovery by biogas digestate processing. Agencia Internacional de Energía, Bioenergía. Paris, Francia.
- IEA, 2020. Methane tracker 2020. International Energy Agency. Paris, Francia.
- IIUNAM, 2019. Biogás en México: Lecciones aprendidas de los proyectos de cooperación 2018-2019. Programa México-Dinamarca en Energía y Cambio Climático 2017-2020, Bioenergía. Instituto de Ingeniería UNAM. Ciudad Universitaria. Ciudad de México, México.
- INECC, 2016. Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero 2015. Publicación del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático. CDMX, México.

- INECC, 2020. Metodología para el cálculo de emisiones de efecto invernadero generado por residuos sólidos urbanos en sitios de disposición final. Instituto de Ecología y Cambio Climático. Ciudad de México, México.
- INEGI, 2016. Densidad de población por delegación, Ciudad de México, 1980-2016. Publicación del Instituto Nacional de Estadística y Geografía. INEGI. CDMX, México.
- INEGI, 2017. Anuario estadístico y geográfico de la Ciudad de México. Publicación del Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI). CDMX, México.
- IPBES, 2019. Media Release: Nature's Dangerous Decline 'Unprecedented'; Species Extinction Rates 'Accelerating'. Intergovernmental Science-Policy Platform on Biodiversity and Ecosystem Services (IPBES). United Nations Environment Programme. Bonn, Alemania.
- IPCC, 1996. Climate Change 1995: The Scientific Basis. Group I, 2nd Assessment Report. Cambridge: WMO-UNEP. Cambridge University Press. Cambridge, Reino Unido.
- IPCC, 2007. Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press. Cambridge, Reino Unido.
- IPCC, 2014. Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Génova, Suiza.
- IPCC, 2019. Global Warming of 1.5°C. Summary for Policymakers. Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Génova, Suiza.
- Izumi, K., Y. Okishio, N. Nagao, C. Niwa, S. Yamamoto y T. Toda, 2010. Effects of particle size on anaerobic digestion of food waste. ***International Biodeterioration & Biodegradation***. 64: 601-608.
- Jianguo, J., S. Jichao, W. Shiyao, Y. Ying y W, Liming, 2007. Prospects of anaerobic digestion technology in China. ***Tsinghua Science and Technology***. 4(12): 435-440.
- Jones M.D.H. y Henderson-Sellers A. 1990. History of the Greenhouse Effect. *Progress in Physical Geography*. Sage Journals. California, EE.UU.
- Klavon, H. K., 2011. Design and economics of plug-flow, small-scale anaerobic digesters for temperate climates. Universidad de Maryland. Maryland, EE.UU.
- Krohne, 2018. Optimass series, Coriolis mass flowmeters. Krohne Group. Duisburg, Alemania.
- LEWA, 2018. Lewa odorizing systems. LEWA. Leonberg, Alemania.

- Liu, Q., R. Zhang, H. M. El-Mashad y R. Dong, 2009. Effect of feed to inoculum ratios on biogas yields of food and green wastes. *Bioresource Technology*. 100: 5103-5108.
- López B. y Humaran I., 2001. Proyecto para la construcción de una planta generador de biogás a partir de desechos orgánicos generados en la central de abastos del D.F. Tesis de Licenciatura de Ingeniería Química. Facultad de Química, Universidad Nacional Autónoma de México. México, D.F., México.
- Ma, A. Y. W., B. K. W. Cheung, K. C. M. Kwok, M. Cai y P. K. H. Lee, 2016. Recent advances of anaerobic digestion for energy recovery. En: Recycling of solid waste for biofuels and bio-chemicals. Environmental footprints and eco-design of products and processes. Springer Nature. Londres, Inglaterra.
- MKS, 2020. Precisive Gas Analyzer, hydrocarbon gas composition analyzer. MKS Instruments. Andover, Massachusetts, EE.UU.
- Moreno, J., R. Moral, J.L. García-Morales, J.A. Pascual y M.P. Bernal, 2016. Red española de compostaje, ingeniería y aspectos técnicos de la digestión anaeróbica 2. Mundi-Prensa. Barcelona, España.
- Murphy, J. D. y T. Thamsiriroj, 2013. Fundamental science and engineering of the anaerobic digestion process of biogas production. University College Cork, Irlanda. Publicado en the biogas handbook, Woodhead Publishing Limited, Cambridge Reino Unido.
- NASA, 2014. What is Climate Change? Publicación de National Aeronautics and Space Administration. Washington, EE.UU.
- NASA, 2017. Ice Sheets. Publicación de National Aeronautics and Space Administration. Washington, EE.UU.
- Naturgy, 2019. Distribución de gas natural: Zonas de distribución y tarifas. Publicación de Naturgy. CDMX, México.
- Nayono, S. E., 2010. Anaerobic digestion of organic solid waste for energy production. KIT Scientific Publishing. Karlsruhe, Alemania.
- Nelson, R., 2010. Methane generation from anaerobic digesters: considering different substrates; Environmental biotechnology, Iowa State University: Ames, Estados Unidos
- NOAA-PMEL, 2016. Ocean Acidification: The Other Carbon Dioxide Problem. Pacific Marine Environmental Laboratory (PMEL), National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), U.S. Department of Commerce. Washington, EE.UU.
- NOAA-PMEL, 2017. What is ocean acidification? Pacific Marine Environmental Laboratory (PMEL), National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), U.S. Department of Commerce. Washington, EE.UU.

- NOAA, 2019. Climate at a Glance: Global Time Series. Publicación de National Centers for Environmental Information. Washington, EE.UU.
- Nogués, S., D. García-Galindo y A. Rezeau, 2010. Energía de la Biomasa. Prensas Universitarias de Zaragoza, Zaragoza, España.
- OCDE, 2018. Statistics: Population, GDP, Greenhouse gas emissions by source (waste).
- ONU, 2017. The Ocean Conference: Factsheet: People and Oceans. Nueva York, EE.UU.
- ONU, 2018. Emissions Gap Report 2018. IPCC Side Event, COP24. 5 de diciembre. Nueva York, EE.UU.
- Pandey, Pratibha y R.S. Chauhan, 2001. Membranes for gas separation. ***Progress in Polymer Science***. 26(6): 853-893.
- PAOT, 2017. Ley de Residuos Sólidos del Distrito Federal. Publicación de la Procuraduría Ambiental y del Ordenamiento Territorial de la CDMX. Última reforma publicada en la Gaceta Oficial del Distrito Federal el 2 de noviembre de 2017. CDMX, México, 2017.
- PAOT, 2018. Ley Orgánica de Alcaldías de la Ciudad de México. Procuraduría Ambiental y del Ordenamiento Territorial de la CDMX. Publicada en la Gaceta Oficial de la Ciudad de México el 4 de mayo de 2018. CDMX, México.
- Parisher, R. A. y R. A. Rhea, 2012. Mechanical equipment. En: Pipe drafting and design. Ed. Gulf Professional Publishing. Houston, Texas, EE.UU.
- Paritosh, K., M. Yadav, S. Mathur, V. Balan, W. Liao, N. Pareek, y V. Vivekanand, 2018. Organic fraction of municipal solid waste: overview of treatment methodologies to enhance anaerobic biodegradability. ***Frontiers in Energy Research***, 75(6).
- Park, H. B., J. Kamcev, L. M. Robeson, M. Elimelech y B. D. Freeman. Maximizing the right stuff: The trade-off between membrane permeability and selectivity. ***Science***. 356(6343).
- Pérez P. y Salcedo S.H., 2018. Estudio de prefactibilidad técnico-económico para el aprovechamiento de biogas y materia orgánica en el proceso de tratamiento de lodos residuales. Tesis de Licenciatura de Ingeniería Química. Facultad de Estudios Superiores "Zaragoza", Universidad Nacional Autónoma de México. Ciudad de México, México.
- Petersson, A., 2013. Biogas cleaning. SP Technical Research Institute of Sweden, Sweden. Publicado en the biogas handbook, Woodhead Publishing Limited, Cambridge, Reino Unido.
- Riebeek, Holli, 2011. Carbon Cycle. Earth Observatory, NASA. Washington, EE.UU.

- Sánchez Peña, L., 2012. Hogares y consumo energético en México. **Revista Digital Universitaria, UNAM**. 13(10).
- Sarker, S., J. J. Lamb, D. R. Hjelme y K. M. Lien, 2019. A review of the role of critical parameters in the design and operation of biogas production plants. **Applied Sciences**. 9(1915).
- Scholz, M., T. Melin y M. Wessling, 2013. Transforming biogas into biomethane using membrane technology. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. 17: 199-212.
- SEDEMA, 2017. Inventario de Residuos Sólidos CDMX 2016. Publicación de la Secretaría del Medio Ambiente del Gobierno de la Ciudad de México. CDMX, México.
- SEDEMA, 2018. Inventario de Residuos Sólidos CDMX 2017. Publicación de la Secretaría del Medio Ambiente del Gobierno de la Ciudad de México. CDMX, México.
- Sedláková, Z., M. Kárászová, J. Bejrazka, L. Morávková, E. Esposito, A. Fuoco, J. C. Jansen y P. Izák, 2017. Biomethane production from biogas by separation using thin-film composite membranes. **Chemical Engineering & Technology**. 40 (5): 821-828.
- SEMARNAT, 2013. Informe de la Situación del Medio Ambiente en México. Compendio de Estadísticas Ambientales. Indicadores Clave y Desempeño Ambiental. Publicación de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. Edición 2012. CDMX, México.
- SEMARNAT, 2016. Informe de la Situación del Medio Ambiente en México. Compendio de Estadísticas Ambientales. Indicadores Clave y Desempeño Ambiental. Edición 2015. Ciudad de México, México.
- SEMARNAT, 2017. Acciones y programas: Residuos sólidos urbanos (RSU). Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. Ciudad de México, México.
- SENER-SIE, 2019. Balance nacional de energía: Por fuente de energía primaria. Sistema de Información Energética. Dirección General de Planeación e Información Energéticas. Secretaría de Energía. Ciudad de México, México.
- SENER, 2018. Balance Nacional de Energía 2017. Publicación de la Secretaría de Energía. CDMX, México.
- SENER, 2019. Estatus de la infraestructura de gas natural. Publicación de la Secretaría de Energía. Dirección General de Gas Natural y Petroquímicos. CDMX, México.
- SIE-CFE, 2018. Consumo de combustibles para la generación de electricidad. Publicación del Sistema de Información Energética. Comisión Federal de Electricidad. CDMX, México.

- SIE-IMP, 2017. Demanda Interna de Gas Natural por Estado (Ciudad de México) y Demanda Interna de Gas LP por Estado (Ciudad de México). Publicación del Sistema de Información Energética. Instituto Mexicano del Petróleo. CDMX, México.
- SIE-PEMEX, 2000. Precio público ponderado de productos petrolíferos seleccionados. Publicación del Sistema de Información Energética. Petróleos Mexicanos. CDMX, México.
- SIE-SENER, 2017. Balance de Gas Natural en la Región Centro, 2017-2032 (Sector Residencial) y Balance de Gas LP en la Región Centro, 2017-2032 (Sector Residencial). Publicación del Sistema de Información Energética. Secretaría de Energía. CDMX, México.
- SJ, 2019. Enclosed burner with touch screen control panel 97311T. Shand & Jurs. Hillside, Illinois, EE.UU.
- SOBSE, 2019a. Informe de la 1ª Sesión Ordinaria del Subcomité Técnico de Coordinación para la Prestación de los Servicios Urbanos en la Ciudad de México publicado por el Comité de Dirección de Servicios Urbanos y Sustentabilidad. Secretaría de Obras y Servicios, Gobierno de la CDMX. CDMX, México, 31 de mayo 2019.
- SOBSE, 2019b. Informe de la 2ª Sesión Ordinaria del Subcomité Técnico de Coordinación para la Prestación de los Servicios Urbanos en la Ciudad de México publicado por el Comité de Dirección de Servicios Urbanos y Sustentabilidad. Secretaría de Obras y Servicios, Gobierno de la CDMX. CDMX, México, 28 de junio 2019.
- SOBSE, 2019c. Informe de la 3ª Sesión Ordinaria del Subcomité Técnico de Coordinación para la Prestación de los Servicios Urbanos en la Ciudad de México publicado por el Comité de Dirección de Servicios Urbanos y Sustentabilidad. Secretaría de Obras y Servicios, Gobierno de la CDMX. CDMX, México, 26 de julio 2019.
- SOBSE, 2019d. Informe de la 4ª Sesión Ordinaria del Subcomité Técnico de Coordinación para la Prestación de los Servicios Urbanos en la Ciudad de México publicado por el Comité de Dirección de Servicios Urbanos y Sustentabilidad. Secretaría de Obras y Servicios, Gobierno de la CDMX. CDMX, México, 30 de agosto 2019.
- SOBSE, 2019e. Informe de la 5ª Sesión Ordinaria del Subcomité Técnico de Coordinación para la Prestación de los Servicios Urbanos en la Ciudad de México publicado por el Comité de Dirección de Servicios Urbanos y Sustentabilidad. Secretaría de Obras y Servicios, Gobierno de la CDMX. CDMX, México, 27 de septiembre 2019.
- SOBSE, 2019f. Informe de la 6ª Sesión Ordinaria del Subcomité Técnico de Coordinación para la Prestación de los Servicios Urbanos en la Ciudad de

México publicado por el Comité de Dirección de Servicios Urbanos y Sustentabilidad. Secretaría de Obras y Servicios, Gobierno de la CDMX. CDMX, México, 25 de octubre 2019.

- SOBSE, 2019g. Informe de la 7ª Sesión Ordinaria del Subcomité Técnico de Coordinación para la Prestación de los Servicios Urbanos en la Ciudad de México publicado por el Comité de Dirección de Servicios Urbanos y Sustentabilidad. Secretaría de Obras y Servicios, Gobierno de la CDMX. CDMX, México, 29 de noviembre 2019.
- SOBSE, 2019h. Informe de la 8ª Sesión Ordinaria del Subcomité Técnico de Coordinación para la Prestación de los Servicios Urbanos en la Ciudad de México publicado por el Comité de Dirección de Servicios Urbanos y Sustentabilidad. Secretaría de Obras y Servicios, Gobierno de la CDMX. CDMX, México, 13 de diciembre 2019.
- Themelis, N. J. y P. A. Ulloa, 2006. Methane generation in landfills. Columbia University: Nueva York, EE.UU.
- Urban, Wolfgang, 2013. Biomethane injection into natural gas networks. Ecologic institute, Berlin, Alemania. Publicado en The biogas handbook, Woodhead Publishing Limited, Cambridge, Reino Unido.
- Valorga International, 2009. The Shanghai plant (China). Montpellier, Francia.
- Von Wald, G. A., A. J. Stanion, D. Rajagopal y A. R. Brandt, 2019. Biomethane addition to California transmission pipelines: Regional simulations of the impact of regulations. *Applied energy*. 250: 291-301.
- Wamgroup, 2015. Sepcom: Waste water treatment, solids-liquid separators. Wamgroup. Modena, Italia.
- WBA, 2016. Global Biomass Potential Towards 2035. Publicación de la World Bioenergy Association. Estocolmo, Suecia.
- Westerholm, M., T. Liu y A. Schnürer, 2020. Comparative study of industrial—scale high-solid biogas production from food waste: Process operation and microbiology. *Bioresource technology*. 304.
- Zák, M., H. Bendová, K. Friess, J. E. Bara y P. Izák, 2018. Single-step purification of raw biogas to biomethane quality by hollow fiber membranes without any pretreatment – An innovation in biogas upgrading. *Separation and Purification Technology*. 203: 36-40.

## ANEXOS

### Anexo 1 Cuestionarios guía para las entrevistas realizadas

Entrevista con Erik Hans Solórzano Pedroza, Dirección de Sustentabilidad, Alcaldía Cuauhtémoc

1. Breve resumen sobre el trabajo realizado en la Dirección de Sustentabilidad. ¿Cuáles son las prioridades actuales?
2. ¿Existe algún proyecto en curso relacionado con energía? ¿Cuál?
3. ¿Existe algún proyecto en curso sobre aprovechamiento de RSU? ¿Cuál?
4. ¿Existen mecanismos para llevar a cabo proyectos relacionados con sustentabilidad propuestos por externos?
5. ¿Están familiarizados con la tecnología de digestión para generación de biogás? ¿En algún momento han considerado implementar algún proyecto similar?
6. Una breve opinión sobre la situación de RSU en la entidad y la postura del gobierno para resolverla, desde el punto de vista de la sustentabilidad. ¿Cuál es el mayor reto para llevar a cabo proyectos de sustentabilidad en la alcaldía?

Entrevista con Raúl Beltrán Azpe, Dirección de Recolección y Tratamiento de Residuos Sólidos, Alcaldía Cuauhtémoc

1. Breve resumen sobre el trabajo realizado en la Dirección de Recolección y Tratamiento de RS. ¿Cuáles son las prioridades actuales?
2. ¿Cuentan con datos históricos sobre generación de tipos de RSU? ¿Existe alguna iniciativa actual para su medición?
3. ¿Existe algún proyecto o propuesta sobre aprovechamiento de RSU en la demarcación?
4. Dentro de los objetivos de la dirección, si no ha sido mencionado, ¿existen metas para mejorar la forma en la que se aprovechan los residuos?
5. Desde su perspectiva en el puesto ¿cuál es el mayor reto para mejorar el aprovechamiento de los residuos, tanto orgánicos como inorgánicos?

Arturo Bastidas Acuña, Dirección ejecutiva de transferencia y disposición final de RSU, Secretaría de Obras y Servicios CDMX

1. Breve resumen sobre el trabajo realizado en la Dirección ejecutiva de transferencia y disposición final de RSU. ¿Cuáles son las prioridades actuales?

2. ¿Cuentan con datos históricos sobre generación de secciones de RSU por estación de transferencia? ¿Existe alguna iniciativa actual para su medición?
3. ¿Tienen datos sobre la situación de RSU y FORSU en la estación de transferencia de la Cuauhtémoc? ¿Podría compartirlos?
4. ¿Existe algún proyecto o propuesta sobre aprovechamiento de RSU en la CDMX?
5. ¿Están familiarizados con la tecnología de digestión para generación de biogás? ¿En algún momento han considerado implementar algún proyecto similar? ¿Cree que sería posible llevarlo a cabo?
6. Desde su perspectiva en el puesto ¿cuál es el mayor reto para mejorar el aprovechamiento de los residuos, tanto orgánicos como inorgánicos? Una breve opinión sobre la situación de RSU en la CDMX.
7. Solicitud de visita y planos de la estación de transferencia Cuauhtémoc.