



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

**FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
CUAUTILÁN**

**Propuesta de instalación de una planta para
generación de energía eléctrica a partir del
biogás producido en un relleno sanitario
clausurado.**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO QUÍMICO

P R E S E N T A:

JONATHAN MANUEL ROQUE GALVÁN

ASESORA: I.Q. MARÍA ELENA QUIROZ MACÍAS

CUAUTILÁN IZCALLI, ESTADO DE MÉXICO, 2019



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES CUAUTITLÁN
SECRETARÍA GENERAL
DEPARTAMENTO DE EXÁMENES PROFESIONALES

U.N.A.M.
FACULTAD DE ESTUDIOS
ASUNTO: VOTO APROBATORIO



M. en C. JORGE ALFREDO CUÉLLAR ORDAZ
DIRECTOR DE LA FES CUAUTITLAN
PRESENTE

ATN: I.A. LAURA MARGARITA CORTAZAR FIGUEROA
Jefa del Departamento de Exámenes Profesionales
de la FES Cuautitlán.

Con base en el Reglamento General de Exámenes, y la Dirección de la Facultad, nos permitimos comunicar a usted que revisamos el: **Trabajo de Tesis**

Propuesta de instalación de una planta para generación de energía eléctrica a partir del biogás producido en un relleno sanitario clausurado.

Que presenta el pasante: **Jonathan Manuel Roque Galván**

Con número de cuenta: **411020194** para obtener el Título de la carrera: **Ingeniería Química**

Considerando que dicho trabajo reúne los requisitos necesarios para ser discutido en el EXAMEN PROFESIONAL correspondiente, otorgamos nuestro VOTO APROBATORIO.

ATENTAMENTE

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

Cuautitlán Izcalli, Méx. a 22 de Abril de 2019.

PROFESORES QUE INTEGRAN EL JURADO

	NOMBRE	FIRMA
PRESIDENTE	I.Q. Carlos Orozco Hernández	
VOCAL	I.Q. María Elena Quiroz Macías	
SECRETARIO	M. en C. Ana María Soto Bautista	
1er. SUPLENTE	I.Q. Paula Álvarez Fernández	
2do. SUPLENTE	Dr. Julio César Morales Mejía	

NOTA: los sinodales suplentes están obligados a presentarse el día y hora del Examen Profesional (art. 127).

*“Nuestras virtudes y nuestros defectos
son inseparables, como la fuerza y la materia.
Cuando se separan, el hombre deja de existir.”*

Nikola Tesla

*A mi familia,
por apoyarme y creer en mí.*

*A los trabajadores de pepena del
relleno sanitario Tultitlán.*

AGRADECIMIENTOS

*“Algún día encontraremos lo que estamos buscando.
O quizás no. Quizás encontremos algo mucho mejor.”*

Julio Cortázar

Mi más profundo agradecimiento a la Máxima Casa de Estudios y a la FES Cuautitlán por abrir sus puertas para que un servidor pudiera adquirir nuevos conocimientos y experiencias, pues es donde pase agradables momentos junto a grandes amigos y colegas, de quienes aprendí mucho.

Agradezco a mi asesora I.Q. María Elena Quiroz Macías por haber aceptado dirigir este trabajo de tesis, por su tiempo invertido y consejos para mejorarlo.

A mis sinodales I.Q. Carlos Orozco, M. en C. Ana María Soto, I.Q. Paula Álvarez y Dr. Julio César Morales por su tiempo y valiosas observaciones a este trabajo.

Agradezco a mis padres Luisa Galván y Raúl Roque por haberme apoyado a seguir estudiando, en especial mi madre a quien no podré pagarle tantos sacrificios para que pudiera terminar la carrera.

También agradezco a mis hermanos Claudia, Ivonne, Marco Antonio, Nancy, María Jazmin, Raúl Alberto, Luis y Juan Francisco, por darme ánimos y fuerzas para continuar esforzándome cada día más.

Agradezco a mi colega Carlos Colindres por su invaluable apoyo, por siempre animarme a seguir adelante y ser un gran amigo.

Al personal de Tecnosilicatos de México por su valioso aporte a este trabajo, especialmente al Arq. Marco Antonio Arenas por su disposición y apoyo.

Manuel Roque Galván

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	VII
OBJETIVOS.....	VIII
CAPÍTULO I. Antecedentes	1
1.1 Biogás de relleno sanitario: fuente de energía.....	1
1.1.1 Formación y propiedades físico-químicas	2
1.1.2 Estimación de generación de biogás.....	7
1.1.3 Impacto ambiental del biogás de rellenos sanitarios	10
1.2 Normatividad sobre el biogás y su aprovechamiento	12
1.2.1 Generación distribuida	13
1.2.2 Mecanismo de Desarrollo Limpio y bonos de carbono	14
1.3 Situación actual de la explotación del biogás de rellenos sanitarios en México...	16
1.3.1 Proyectos implementados en México.....	18
1.3.2 El caso del Sitio de Tultitlán	22
CAPÍTULO II. Bases de diseño.....	24
2.1 Localización y capacidad de la planta	24
2.2 Especificaciones de materia prima y productos	26
2.3 Diagrama de bloques del proceso	28
2.4 Descripción del proceso	30
2.5 Balances de materia y energía	36
2.6 Diagrama de Flujo de Proceso	39
2.7 Restricciones por contaminación	42
CAPÍTULO III. Distribución de áreas.....	43
3.1 Descripción de áreas.....	44
CAPÍTULO IV. Especificaciones de equipos.....	49
4.1 Listado y descripción de equipos.....	50
CAPÍTULO V. Especificaciones de líneas de servicios y proceso	58
5.1 Listado de líneas de servicios.....	58
5.2 Listado de líneas de proceso.....	60
CAPÍTULO VI. Especificaciones de transformador y subestación.....	64
6.1 Selección de transformador y subestación	64

6.1.1 Listado de motores e iluminación.....	65
6.1.2 Listado de líneas de conductores.....	70
CAPÍTULO VII. Análisis económico	77
7.1 Costos e ingresos del proyecto	78
7.2 Análisis costo-beneficio	81
CONCLUSIONES	85
REFERENCIAS	87
ANEXOS.....	91
Anexo A. Memoria de cálculo balance de materia y energía.....	92
Anexo B. Hojas de especificación de equipos.....	98
Anexo C. Memoria de cálculo equipos	107
Anexo D. Memoria de cálculo líneas de servicio y proceso.....	111
Anexo E. Memoria de cálculo potencia para bombeo de servicios.....	114
Anexo F. Especificaciones de líneas de servicios.....	115
Anexo G. Especificaciones de líneas de proceso.....	117
Anexo G.1. Especificaciones de líneas de proceso (accesorios)	118
Anexo G.2. Especificaciones de líneas de proceso (caídas de presión)	119
Anexo H. Resultados del análisis económico.....	120

INTRODUCCIÓN

Hoy en día ha tenido un gran auge la utilización de fuentes de energía renovables, las cuales son sustentables y amigables con el medio ambiente. Una de estas fuentes es el biogás que se genera en los rellenos sanitarios, el cual es una mezcla de gases constituido principalmente por metano y dióxido de carbono, producto de la descomposición de la basura orgánica depositada en estos sitios de disposición final (Montaño, 2003).

En México, como en muchos otros países, ha surgido la necesidad de mitigar los efectos adversos provocados por los rellenos sanitarios, lográndose muchos avances referentes a su operación y al manejo de los subproductos que se generan, dándole mayor relevancia al biogás, pues este debe quemarse para reducir la contaminación del aire con metano, aunque también se puede usar como un energético de bajo costo (Fachverband, 2016).

Para aprovechar el potencial del biogás como fuente de energía, se debe hacer un análisis de la calidad y cantidad generada en el relleno sanitario en cuestión para poder elegir las tecnologías que se ajusten a dicha producción. Además, se necesita una planeación a través de estudios de mercado y de factibilidad técnico-económica que permitan una ejecución exitosa de un proyecto de aprovechamiento a gran escala (Aguilar, Taboada y Ojeda, 2011).

Tomando en cuenta los elementos mencionados, en el presente trabajo se abordará el desarrollo de un proyecto para instalar una planta de generación de energía eléctrica a partir de biogás que se produce en el relleno sanitario clausurado en Tultitlán, Estado de México, desarrollando las bases de diseño y la ingeniería básica de los diferentes equipos, áreas y operaciones unitarias más importantes que se llevarán a cabo en el proceso, así como un análisis económico que permitirá decidir si el proyecto es factible de realizarse en campo.

OBJETIVOS

General:

Proponer el diseño de una planta para conversión del biogás generado en el relleno sanitario clausurado de Tultitlán, en energía eléctrica.

Particulares:

- Describir el proceso de aprovechamiento del biogás producido en el relleno sanitario como fuente de energía, desde su extracción hasta su utilización.
- Desarrollar las bases de diseño y la ingeniería básica del proyecto.
- Plantear la factibilidad técnico-económica de implementar este proyecto en el Sitio de Tultitlán.

CAPÍTULO I. Antecedentes

1.1 Biogás de relleno sanitario: fuente de energía

La Norma Oficial Mexicana NOM-083-SEMARNAT-2003 define al relleno sanitario como una “obra de infraestructura que involucra métodos y obras de ingeniería para la disposición final de los residuos sólidos urbanos y de manejo especial, con el fin de controlar sus impactos ambientales producidos”.

En los rellenos sanitarios son depositados los residuos generados en los centros urbanos e industriales no peligrosos y se cubren con tierra o tepetate, reduciendo las emisiones de gases a la atmósfera, mientras que los líquidos percolados o lixiviados se recogen en lagunas para ser tratados, evitando su infiltración a los mantos acuíferos del subsuelo. Además de los sitios formales de disposición final, existen sitios no controlados, comúnmente llamados tiraderos a cielo abierto, además de basureros clandestinos en lotes baldíos, barrancas, etc. (González, 2009).

La NOM-083-SEMARNAT-2003 también define al biogás que se produce en un relleno sanitario como una “mezcla gaseosa resultado del proceso de descomposición anaeróbica de la fracción orgánica de los residuos sólidos, constituida principalmente por metano y bióxido de carbono”. La tabla 1.1 muestra los componentes y rangos de composición típicos encontrados en el biogás producido en rellenos sanitarios.

Tabla 1.1. Componentes típicos de biogás de rellenos sanitarios.

Componente	Porcentaje (en volumen seco)
Metano	45-60
Dióxido de carbono	40-60
Nitrógeno	2-5
Oxígeno	0.1-1.0
Sulfuros y disulfuros	0-1.0
Amoniaco	0.1-1.0
Hidrógeno	0-0.2
Monóxido de carbono	0-0.2
Vapor de agua	Saturado

Fuente: Montaña, 2003.

Los principales componentes del biogás son el metano y el dióxido de carbono, así como una gran variedad de gases en pequeñas cantidades, algunos de los cuales son tóxicos y una fuente de contaminación del aire. Las características del biogás serán diferentes para cada sitio en particular y sus propiedades variarán con la vida del relleno sanitario, con las condiciones climáticas y de operación.

El biogás proveniente de rellenos sanitarios representa el 12% de emisiones de metano a nivel mundial (United States Environmental Protection Agency, 2015). Otras fuentes importantes de metano son: la ganadería, el cultivo de arroz, las minas de carbón, la quema de biomasa, las fuentes de suministro de combustibles fósiles y el venteo en las plantas procesadoras de hidrocarburos (Arvizu y Huacuz, 2003).

1.1.1 Formación y propiedades físico-químicas

Como se mencionó anteriormente, el biogás de los rellenos sanitarios se genera a partir de la degradación de materia orgánica gracias a las bacterias que viven en un medio anaeróbico (en ausencia de oxígeno) y la transforman en diferentes productos, entre ellos el metano que compone gran parte del biogás.

Montaño (2003) menciona que la máxima producción de biogás se da en un periodo de dos a cinco años aproximadamente, seguido de un lapso de 25 años o más en el que disminuye la velocidad de descomposición y, por ende, la generación de biogás.

La Agencia de Protección Ambiental de EUA (US EPA, por sus siglas en inglés), propone un periodo de un año para que se establezcan las condiciones anaeróbicas que permitan la formación del metano en el biogás y una producción del mismo durante 20 años aproximadamente (United States Environmental Protection Agency, 2015).

Las etapas de la descomposición de los residuos sólidos se muestran en la figura 1.1; en cada una de ellas se han de formar diversos compuestos debido a las reacciones químicas y bioquímicas que se producen al interior de la masa de residuos, por tanto, la composición del biogás variará dependiendo de la fase de degradación en que se encuentre la materia orgánica.

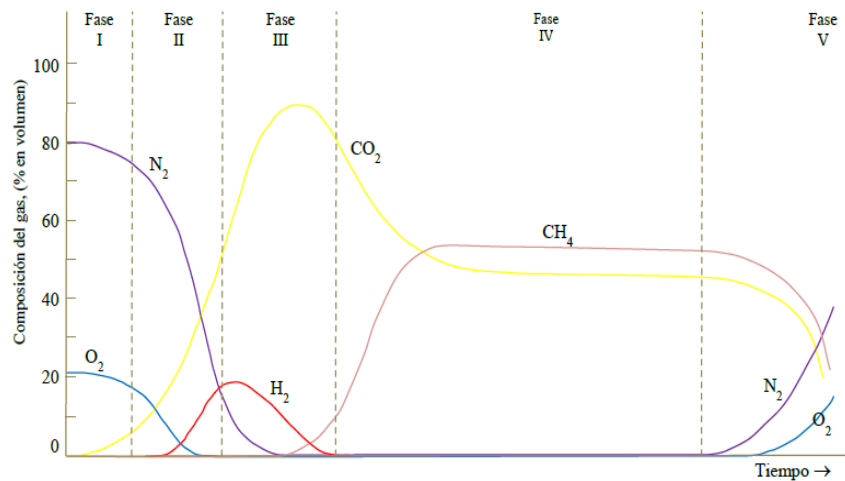
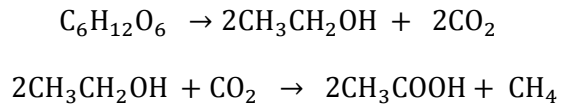


Figura 1.1. Evolución de la composición del biogás en las diferentes etapas de degradación de los residuos orgánicos (Alcántar, 2015).

Alcántar (2015) describe cada una de las etapas para la formación del biogás en un relleno sanitario, las cuales son:

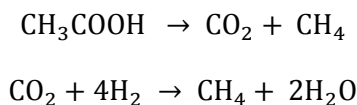
1. Fase I aeróbica: al estar en contacto con el aire, los residuos orgánicos de fácil degradación comienzan a descomponerse por acción de los microorganismos presentes en los residuos, produciéndose CO_2 y vapor de agua, principalmente. Su duración oscila entre unas horas y varias semanas.
2. Fase II transición aeróbica-anaeróbica: al cubrirse los residuos viejos con capas de residuos nuevos y con tierra, el oxígeno comienza a agotarse y los microorganismos anaeróbicos inician su desarrollo. Estas bacterias consumen los productos formados en la etapa aeróbica y los transforman en distintos compuestos orgánicos, entre los que se encuentran ácido acético, láctico y fórmico, además de alcoholes como metanol y etanol.
3. Fase III anaeróbica metanogénica inestable: esta fase suele dividirse en tres etapas de degradación consecutivas, como las descritas por González (2009):
 - A) Hidrólisis: los compuestos de peso molecular alto como lípidos, proteínas y polisacáridos como la celulosa son degradados por bacterias a compuestos más simples (ácidos grasos, aminoácidos y monosacáridos como la glucosa). En esta etapa, la mayor parte de los compuestos formados son solubles en agua y actúan como reactivos de las reacciones subsecuentes.

B) Acidogénesis: en esta etapa, los compuestos formados son deshidrogenados por medio de bacterias llamadas acidófilas que viven en medios con pH de 6 a 7. Por ejemplo, la glucosa, formada anteriormente, es transformada en etanol para después ser convertido en ácido acético y metano de acuerdo a las siguientes reacciones sucesivas:



C) Acetogénesis: reacciones similares a las anteriores dan lugar a la formación de ácidos carboxílicos de mayor peso molecular, como el propiónico y butírico, y la formación secundaria de H₂ y CO₂. Por otro lado, los aminoácidos sufren una descarboxilación, dando lugar a ácidos como el láctico y acético, mientras que los ácidos grasos de cadena larga se transforman en ácidos grasos de cadena corta y ácido acético.

4. Fase IV anaeróbica metanogénica estable: en esta fase se desarrollan plenamente los microorganismos anaeróbicos que se conocen como metanogénicos, produciéndose la conversión del ácido acético y el hidrógeno gaseoso, generados con anterioridad, en metano y CO₂, a través de diferentes reacciones, entre las que destacan las siguientes (González, 2009):



También ocurren reacciones alternas de inhibición debido a la presencia de contaminantes que afectan el metabolismo de los microorganismos encargados de la producción del metano. Es en esta etapa donde la composición del biogás permanece aproximadamente constante, siendo el metano y el CO₂ sus principales componentes.

5. Fase V maduración: con el paso del tiempo, la materia orgánica se va consumiendo y, por ende, se terminan los nutrientes necesarios para que las bacterias metanogénicas se desarrollen adecuadamente. Por lo tanto, la producción del biogás también disminuye, generándose en cantidades cada vez menores durante un periodo de 20, 30 o más años.

Los factores que influyen en la producción de biogás se enlistan a continuación (Alcántar, 2015):

1. Composición de los residuos: un mayor contenido de materia orgánica, como restos de comida que son de rápida degradación, propiciarán una mayor producción de biogás en periodos cortos de tiempo luego de su disposición en el sitio. Otros residuos, como papel, cuero, gomas y textiles, son biodegradados en periodos más largos.
2. Contenido de humedad: la humedad de los residuos, las lluvias y recirculación de lixiviados propician que la generación del biogás sea más rápida debido a que los nutrientes consumidos por los microorganismos están disueltos en la fase líquida. Además, el agua es un reactivo en varias reacciones de generación de metano.
3. Nutrientes: los organismos anaeróbicos se desarrollan naturalmente entre la basura, pero puede potenciarse la generación de biogás al agregar, por ejemplo, lodos de desechos de plantas de aguas residuales, así como recirculación de lixiviados, aumentando la cantidad de nutrientes en los residuos.
4. Cobertura: al tapar los residuos de manera constante con tierra, tepetate, etc., se generan condiciones anaeróbicas que permiten el desarrollo de los microorganismos que producen el biogás; en caso contrario, al estar en contacto con el aire, los productos generados serán principalmente CO_2 y agua, pero no metano. Una buena impermeabilización en la base del relleno también ayuda a mejorar la producción de biogás.
5. Compactación: propicia la mezcla de la basura y la expulsión del oxígeno para crear condiciones anaeróbicas, además de poner en contacto a los microorganismos con los nutrientes, reduciendo el tiempo para comenzar la producción de biogás.

Las propiedades físicas del biogás de relleno sanitario se muestran en la tabla 1.2, en la que también se muestran las propiedades del gas natural como referencia para apreciar la diferencias y similitudes con el biogás como combustible.

Tabla 1.2. Comparación de las propiedades físicas del biogás vs gas natural.

Parámetro	Unidades	Biogás relleno sanitario	Gas natural
Poder calorífico inferior	MJ/Nm ³	16	40
Densidad	kg/Nm ³	1.3	0.84
Número de Wobbe	MJ/Nm ³	18	55
Número de metano	-	>130	70
Temperatura de autoignición	°C	700	540
Límites de flamabilidad	% vol.	6-22	5-15
Velocidad de flama	m/s	0.25	0.39

Fuente: Pawlowska, 2014.

Las propiedades del biogás que se encuentran en la tabla 1.2 son explicadas por Pawlowska (2014), siendo resumidas a continuación:

1. Poder calorífico inferior: es la energía entregada cuando un metro cúbico de biogás en condiciones normales de presión y temperatura (Nm³) es quemado. Esta característica depende de la fase en la que se encuentra el agua en los productos de combustión, siendo el poder calorífico inferior cuando el agua está en fase vapor. El poder calorífico será menor entre más baja sea la concentración de metano.
2. Número de metano: este parámetro describe la resistencia de un gas combustible a la detonación durante su combustión. Un gas con número de metano bajo puede encenderse antes de entrar a la cámara de combustión de motores y turbinas, provocando desgastes en sus componentes internos.

Entre mayor sea el número de metano, el biogás tendrá mayor resistencia a la detonación anticipada, siendo los gases con números mayores a 85 mejores para emplearse en equipos de generación eléctrica.

3. Número de Wobbe: el número de Wobbe se refiere al cociente entre el poder calorífico de un gas combustible y la raíz cuadrada de su densidad con relación al aire y es empleado como un factor de intercambio de combustibles. El biogás de relleno sanitario tiene un número de Wobbe tres veces menor que el gas natural, es decir, que aporta tres veces menos energía que la misma cantidad de aquél.

4. Velocidad de flama: es el factor determinante para el uso de gases de bajo poder calorífico como combustibles. La velocidad de flama del biogás es de alrededor de 25 cm/s, lo que indica que la flama puede apagarse si el quemador empleado para su combustión está mal diseñado.
5. Temperatura de autoignición: es la temperatura a la que el biogás arde espontáneamente en contacto con el aire, sin necesidad de una fuente de calor, a una presión normal de una atmósfera. Para el biogás es de alrededor de 700°C, dependiendo de su contenido de metano.
6. Límites de flamabilidad: se refiere al rango de composiciones biogás-aire, ajustadas por presión y temperatura, dentro del cual puede ocurrir una reacción explosiva si se encuentra cerca una fuente de ignición. El rango para el biogás se encuentra entre 7.5% y 14%.

1.1.2 Estimación de generación de biogás

Conocer la cantidad de biogás que puede producirse en un relleno sanitario es de suma importancia para planear proyectos de aprovechamiento y control de emisiones. Existen dos aspectos que habrán de considerarse:

1. Estimación de la generación de biogás a corto y largo plazo.
2. La fracción del biogás que es captada y aprovechada ya sea para quema o para uso como fuente de energía.

En un relleno sanitario es difícil controlar la velocidad de producción de biogás, así como las características físicas y químicas que tendrá, debido a las propiedades heterogéneas de los residuos y a la enorme cantidad de reacciones químicas y bioquímicas que ocurren. No obstante, se han propuesto diferentes modelos teóricos que permiten estimar la cantidad de biogás generado en función del tiempo.

Uno de los modelos que se ha usado ampliamente es el llamado Modelo Mexicano del Biogás, el cual fue desarrollado por SCS Engineers a través del programa Landfill Methane Outreach (LMOP) de la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (US EPA). Este modelo fue utilizado para la estimar la generación y recuperación del biogás en rellenos sanitarios mexicanos que contaban o planeaban tener un sistema de recolección de biogás (Aguilar, Taboada y Ojeda, 2011).

La ecuación que representa el Modelo Mexicano del Biogás es la siguiente (Aguilar, Taboada y Ojeda, 2011):

$$Q_{LFG} = \sum_{i=1}^n 2kL_0M_i(e^{-kt_i}) \quad \text{Ec. 1.1}$$

Donde:

Q_{LFG} , flujo de biogás máximo esperado, en $m^3/año$

i , incremento de tiempo de 1 año

n , año de proyección

M_i , índice de disposición de residuos en el año i , en toneladas

t_i , edad de la masa de residuos M_i dispuestas en el año i , en años

k , índice de generación de metano, $1/año$.

L_0 , potencial de generación de metano, en m^3/ton

El modelo requiere datos precisos sobre el relleno sanitario, entre ellos están los siguientes (United States Environmental Protection Agency, 2015):

1. Promedio anual de toneladas de residuos sólidos recibidos, año de inicio de operaciones y año de clausura si es un relleno que ya no los recibe.
2. Potencial de generación de metano L_0 : corresponde a la cantidad de metano teórica que los residuos generarán durante su proceso de descomposición en el relleno sanitario. Este parámetro depende de la fracción orgánica presente en los residuos y su grado de biodegradabilidad. La US EPA recomienda un valor de $3200 \text{ pie}^3/ton$, de acuerdo a sus estudios realizados sobre la composición de los residuos sólidos en diferentes zonas geográficas de México; en cada sitio se utilizan valores diferentes para este parámetro de acuerdo a la experiencia o a estudios propios.
3. Índice de generación de metano k : es la tasa a la que el metano es generado por cada libra de basura. Este parámetro depende principalmente del clima de la zona donde está el relleno sanitario. La US EPA recomienda dos valores para realizar las estimaciones: 0.04 en áreas con una precipitación anual de 635 mm y 0.02 para una precipitación menor a 635 mm. El valor por defecto sugerido es 0.04 año^{-1} .

Aguilar, Taboada y Ojeda (2011) explican algunas consideraciones para la aplicación del Modelo Mexicano del biogás, las cuales son:

1. El biogás tarda un año en generarse a partir de que los residuos son confinados en el sitio de disposición final. Luego de un año, la generación disminuye exponencialmente mientras sea consumida la fracción orgánica de los residuos.
2. El biogás generado se emite fuera del relleno sanitario, por lo que no hay acumulación dentro del mismo.
3. No se considera la presencia de contaminantes industriales (residuos químicos o farmacológicos) que pueden inhibir la actividad de los microorganismos, alterando la velocidad de generación de biogás.

El Modelo Mexicano ha estado en constante desarrollo para poder realizar mejores estimaciones de generación de biogás. Además, está disponible en Internet en formato de hoja de cálculo, donde se alimentan los datos pertinentes, como tiempo de operación del relleno, composición de los residuos, entre otros, con lo cual se obtienen curvas típicas como las mostradas en la Figura 1.2.

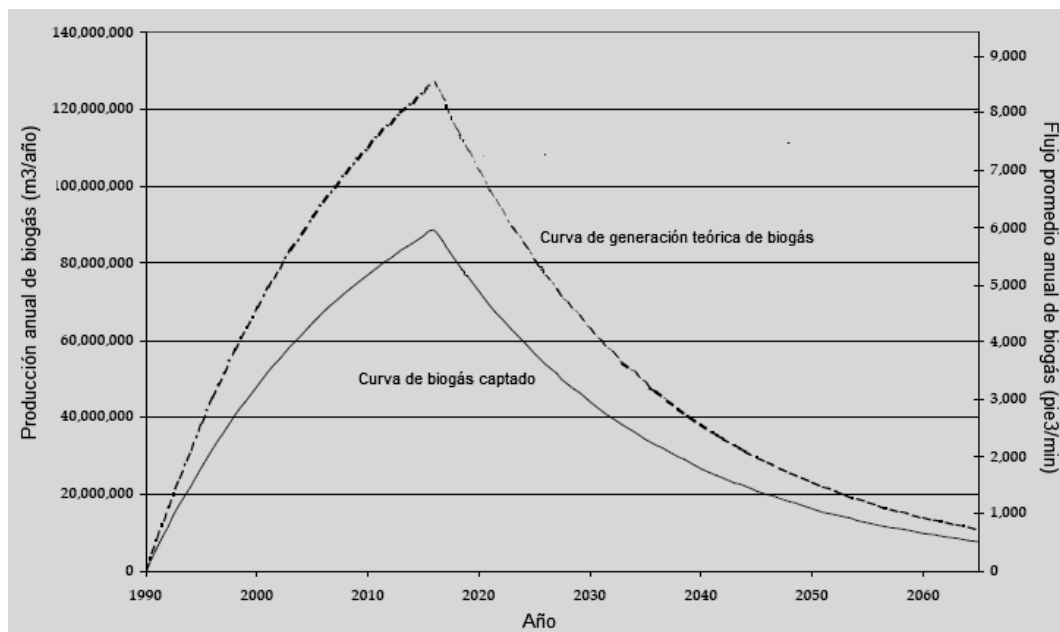


Figura 1.2. Curvas de generación y captación de biogás de relleno sanitario (Conestoga-Rovers & Associates, 2004).

La curva superior de la figura 1.2 corresponde a la cantidad total de biogás generado, mientras que la inferior es para el biogás capturado; con un sistema de extracción eficiente, la curva de captura se acerca a la curva de generación. Mientras se depositen residuos en el sitio, la producción de biogás irá en aumento, pues se suman la cantidad de biogás generado por los residuos más recientes con los más antiguos, alcanzando un máximo que coincide con el año de clausura del relleno. Al no recibir más residuos, la producción de biogás disminuye a través del tiempo hasta agotarse por completo.

Entre las limitaciones del Modelo Mexicano del biogás están la falta de datos confiables sobre la composición de los residuos sólidos, así como el uso de los valores de k y L_0 que no correspondan a las características climatológicas y operacionales del relleno sanitario en estudio. Para tener proyecciones reales sobre la cantidad de biogás generado en el sitio, se deben hacer mediciones en campo previo a la realización de cualquier proyecto de aprovechamiento energético para contrastarlas con los cálculos teóricos.

Estudios de generación de biogás en vertederos muestran rangos de producción entre 0.05 y 0.4 m³ de biogás por cada kg de residuos con una composición entre 75-80% de sólidos y contenido de humedad entre 20-25% (Conestoga-Rovers & Associates, 2004). Otra fuente reporta una producción de 55 Nm³/tonelada de residuos sólidos y un flujo de 9.34 m³/min de biogás (Comisión Federal de Electricidad, 2012).

1.1.3 Impacto ambiental del biogás de rellenos sanitarios

Los rellenos sanitarios son construidos luego de pasar por estudios de impactos ambientales, sociales y económicos, ya que representan una fuente de emisión de gases y lixiviados que pueden contaminar el suelo y mantos acuíferos, así como el aire a corto y largo plazo.

La gestión de los residuos sólidos actualmente trata de minimizar la disposición de desechos en rellenos sanitarios a través del reciclaje de plásticos, cartón, metales, etc., así como del aprovechamiento de la materia orgánica para producir composta y biogás en digestores anaeróbicos industriales. Sin embargo, estas medidas no logran evitar que gran cantidad de residuos lleguen a rellenos sanitarios como destino final.

Algunos de los efectos adversos de las emisiones del biogás a la atmósfera son enunciados por Pawlowska (2014), destacando los siguientes:

1. Contribución del biogás al cambio climático: los componentes del biogás, principalmente el metano, CO₂, óxidos de nitrógeno y compuestos halogenados, tienen gran capacidad para absorber la radiación infrarroja proveniente del sol, lo cual agrava el problema del calentamiento global.

La capacidad de los gases para contribuir al efecto invernadero se le conoce como Potencial de calentamiento global (GWP, por sus siglas en inglés), el cual compara la contribución de 1 kg de cualquier tipo de gas de efecto invernadero con la contribución de 1 kg de CO₂. Se estima que el metano tiene un GWP de 25, lo que significa que tiene un efecto sobre el calentamiento global 25 veces mayor que el CO₂.

2. Malos olores y riesgos a la salud pública: el biogás tiene un olor desagradable debido a la presencia de compuestos sulfurados, entre ellos sulfuro de hidrógeno y mercaptanos, además de amoníaco, aromáticos, ésteres, terpenos, etc. Dichos compuestos se detectan incluso a bajas concentraciones y pueden causar enfermedades en las personas que vivan cerca de estos sitios. Los gases con mayores efectos a la salud son los llamados Compuestos Orgánicos Volátiles, entre los que destaca el benceno y sus derivados.
3. Explosiones: mezclas de biogás con el oxígeno del aire son explosivas en concentraciones cercanas al 15%. El biogás puede escapar por cualquier resquicio del relleno cuando no hay una cobertura eficiente o puede infiltrarse en el subsuelo hacia terrenos aledaños, donde se puede acumular, aumentando el riesgo de explosiones.

Para mitigar los efectos negativos de las emisiones del biogás fuera del relleno sanitario, pueden tomarse alguna de las siguientes medidas (Pawlowska, 2014):

1. Control de los residuos depositados: la reducción de producción de biogás es el primer paso para mitigar sus efectos adversos. Minimizar la cantidad de residuos a depositar, especialmente los residuos orgánicos biodegradables, logra una producción baja de biogás cuando no se busca su aprovechamiento a gran escala.
2. Control de la operación del relleno: si se tiene en mente la explotación del biogás para producir energía, lo mejor es aprovechar al máximo el potencial de los residuos y generar la mayor cantidad de biogás en el menor tiempo posible, mediante una buena cobertura y recirculación de lixiviados para acelerar la producción.

3. Quema y aprovechamiento energético: la colocación de antorchas para quema de biogás y/o sistemas que lo utilicen como combustible logran disminuir las emisiones a la atmósfera, obteniendo beneficios ambientales y económicos por su aprovechamiento como fuente de energía alternativa.

1.2 Normatividad sobre el biogás y su aprovechamiento

Al igual que otros sectores industriales, los rellenos sanitarios también son considerados dentro de las Normas Oficiales Mexicanas, proporcionando las regulaciones necesarias para su operación y obras complementarias que contemplan el manejo y regulación de los efluentes generados (biogás y lixiviados).

La Norma Oficial encargada de este rubro es la NOM-083-SEMARNAT-2003, la cual regula los aspectos más importantes en relación a los sitios de disposición final, abarcando desde la selección del lugar donde será creado el relleno sanitario, así como la construcción, operación, clausura y obras complementarias del mismo. Dicha norma contempla las siguientes recomendaciones y medidas referentes al biogás que se produce en los sitios de disposición final:

1. Estudios preliminares, fracción 6.4, inciso b: estimación de la producción de biogás mediante análisis químicos estequiométricos tomando en cuenta la composición química de los residuos a manejar. En el proyecto de modificación de esta NOM de 2015, se propone el uso del modelo mexicano del biogás como primer método para estimación de la producción de biogás.
2. Durante la operación del sitio, fracción 7.2: se debe garantizar la extracción, captación, conducción y control del biogás generado. Una vez que los volúmenes y edad de los residuos propicien la generación de biogás y si no se dispone de sistemas para su aprovechamiento energético, se procederá a su quema por medio de antorchas.
3. Monitoreo de emisiones, fracción 7.11.1: es necesario elaborar un programa de monitoreo de biogás al menos durante 20 años posteriores a la clausura del relleno sanitario, cuyo objetivo es conocer el grado de estabilización de los residuos para proteger la integridad del sitio de disposición final y detectar migraciones fuera del predio. Entre los parámetros a monitorear son: composición, explosividad y flujo del biogás.

4. Adicionalmente, en la propuesta de modificación de esta norma de 2015, fracción 7.9, se menciona que el sitio de disposición final puede contar con obras complementarias, entre las que se destacan plantas de selección de residuos valorizables, sistema de tratamiento de lixiviados, laboratorio de análisis de gases y lixiviados, además de plantas de generación de energía a partir del biogás.

1.2.1 Generación distribuida

En cuanto a la normatividad para el aprovechamiento del biogás para generación de energía eléctrica, se han presentado varios cambios en la regulación de dichas actividades en los últimos años. Desde el año 1992, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y la desaparecida Luz y Fuerza del Centro (LyFC) eran los únicos organismos que podían generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica para servicio público en México. En ese año se modificó la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica para permitir la participación de la inversión privada dentro de este sector (Comisión Federal de Electricidad, 2012).

Aunado a ello, en 1995 se creó la Comisión Reguladora de Energía (CRE), siendo la entidad que provee los permisos que requieren los inversionistas privados para generar o importar energía eléctrica. Desde entonces, empresas privadas pueden realizar las siguientes actividades (Conestoga-Rovers & Associates, 2004):

1. Generar energía eléctrica para autoconsumo, por ejemplo, sistemas de cogeneración para pequeñas industrias.
2. Generar energía eléctrica como productores independientes para su venta a CFE.
3. Generar energía eléctrica en caso de emergencia por fallas en la red eléctrica pública.
4. Importar energía para autoconsumo.

La modalidad de generación de energía eléctrica en la que el biogás de relleno sanitario puede aplicar es la llamada generación distribuida, que consiste en la producción de energía eléctrica a pequeña escala, cuya central de generación se encuentra cercana al lugar de consumo, a diferencia de la generación centralizada, en la que centrales de generación a mayor escala transmiten la energía eléctrica a grandes distancias (Huacuz, 1999).

Dicha modalidad de generación está contemplada en la Ley de la Industria Eléctrica, que actualmente ha abierto la competencia a nuevos generadores y suministradores de energía, así como en la Ley de Transición Energética, encargada de promover la sustentabilidad de los energéticos en México y reducir la dependencia de los hidrocarburos como primera fuente de energía, incentivando el uso de otros recursos como la energía solar, eólica o la biomasa (Comisión Federal de Electricidad, 2012).

Las centrales de generación distribuida pueden ser aisladas si la energía eléctrica producida se utiliza en el lugar donde se instaló la planta o pueden estar interconectadas con la red de CFE para distribuirla a consumidores externos. Entre las ventajas de la generación distribuida respecto al suministro de energía centralizado se encuentran las siguientes: disminución de las pérdidas de energía y menores costos de transmisión, así como reducción del impacto ambiental que supone construir grandes redes de distribución (Huacuz, 1999).

Es por ello que la generación distribuida va ganando terreno al asegurar la autosuficiencia energética en lugares donde no hay disponible una red eléctrica local, así como el uso de energías renovables sustentables que reducen el impacto ambiental que supone el uso de combustibles fósiles en grandes centrales, principalmente termoeléctricas. Con ello se logra un desarrollo económico y social a nivel local, pues se fomenta el uso racional de la energía eléctrica generada.

1.2.2 Mecanismo de Desarrollo Limpio y bonos de carbono

Cuando se tratan proyectos de aprovechamiento de biogás de relleno sanitario a gran escala surgen varios temas interesantes que tienen que ver con la incentivación de dichos proyectos, lográndose beneficios por la reducción de emisiones de metano a la atmósfera.

Los grandes rellenos sanitarios en México que cumplan con la NOM-083-SEMARNAT-2003 son susceptibles de ser inscritos al llamado Mecanismo de Desarrollo Limpio, instrumento que forma parte del Protocolo de Kyoto de 1997. Este Mecanismo se menciona en el artículo 12 de dicho Protocolo, en el que se expone lo siguiente:

“Los países que asumen los compromisos del Protocolo pueden realizar proyectos para alcanzar sus objetivos de limitación o reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, proyectos que pueden llevarse a cabo en

países en vías de desarrollo, consiguiendo así créditos por reducciones certificadas, equivalentes a una tonelada de CO₂” (Naciones Unidas, 1998).

En este protocolo aparecen los llamados bonos de carbono, los cuales son certificados de reducción de emisiones iguales a una tonelada de CO₂. Los países inscritos al Protocolo, entre ellos México, logran disminuir dichas emisiones mejorando sus procesos industriales o implementado proyectos que destruyan gases de efecto invernadero, como el biogás de rellenos sanitario, el cual, al estar compuesto por 50% de metano, contribuye al calentamiento global (Naciones Unidas, 1998).

Aunque en el caso del biogás el componente más contaminante es el metano, los bonos de carbono se aplican igual que si se tratara de CO₂. Recordemos que el metano tiene un potencial de calentamiento global 25 veces mayor que el CO₂, por lo que, si se evita la emisión de una tonelada de metano, se traduciría como 25 toneladas de CO₂ equivalente. En otras palabras, una tonelada de metano destruido en un proyecto de aprovechamiento de biogás equivale a 25 bonos de carbono.

Los bonos de carbono pueden comercializarse en los llamados mercados de emisiones, como la Bolsa Europea de Energía (European Energy Exchange, EEX) y la Chicago Climate Exchange (CCX), en Estados Unidos, organismos a los que se afilian empresas o cualquier entidad que tenga interés por reducir sus emisiones, intercambiando bonos de carbono o financiando proyectos en países en desarrollo que usen energías limpias y renovables (Diario Oficial de la Federación, 2017).

Por ejemplo, si en México se instaura un proyecto para aprovechar el biogás de un relleno sanitario y se inscribe al Mecanismo de Desarrollo Limpio, las cantidades de metano destruido se certifican como bonos de carbono, los cuales pueden venderse a otros países que más contaminan. Estos países, al no poder reducir sus emisiones según el Protocolo de Kyoto, le compran a los responsables del proyecto instaurado en México la cantidad de bonos equivalentes al exceso de gases contaminantes que no pueden evitar liberar a la atmósfera, pagándolos con dinero según se coticen en el mercado de emisiones.

La Organización de las Naciones Unidas (ONU), a través del Banco Mundial, es la encargada de validar los bonos de carbono de cada entidad participante en dicho mercado. El valor de estos bonos no ha cambiado mucho desde que se instauró este mecanismo, cotizándose entre 5 y 10 dolares por bono (Comisión Federal de Electricidad, 2012).

1.3 Situación actual de la explotación del biogás de rellenos sanitarios en México

En los últimos años han surgido tecnologías para aprovechar las fuentes de energía alternas a los combustibles fósiles, considerando su potencial energético y económico, demanda en diversos sectores como el industrial y el doméstico, así como su impacto ambiental (Islas, Manzini y Masera, 2007). En la tabla 1.3 puede verse una proyección de energías alternativas que pueden sustituir a los combustibles fósiles a mediano y largo plazo.

Tabla 1.3. Tecnologías disponibles en el mercado y emergentes como alternativas a los combustibles fósiles.

Biocombustible	Tecnología	Tecnología / combustible sustituido
Biogás de rellenos sanitarios	Turbinas de gas	Combustible residual de turbinas de vapor
Residuos forestales y de cultivos	Incineradores	Combustible residual de turbinas de vapor
Mezcla de gasolina y etanol	Motores de combustión interna	Motores de gasolina y etanol
Biodiesel	Motores diesel	Diesel convencional
Madera	Estufas de leña más eficientes	Estufas para leña convencionales
Excretas de ganado	Biodigestores y estufas de biogás	Estufas tradicionales
Residuos forestales, de cultivo y bagazos	Gasificación de biomasa combinada	Gas natural

Fuente: Islas, Manzini y Masera, 2007.

Como se aprecia, las alternativas de usos de estas energías renovables parecen limitadas a ciertos sectores, como el uso doméstico en pequeñas comunidades, en el sector de los transportes y, a mayor escala, en el sector eléctrico local. No obstante, su uso puede expandirse a otras industrias siempre que existan la materia prima suficiente y los potenciales consumidores de la energía generada con dichas fuentes.

El Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), hoy Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL), ha sido importante para el desarrollo e implementación de fuentes renovables de generación de energía eléctrica, entre las que se encuentra el biogás. Este instituto fue el encargado de formalizar el primer proyecto realizado en México para estudiar la utilidad del biogás generado en los rellenos sanitarios.

Dicho proyecto se remonta al año 1991, con la construcción de una planta piloto con capacidad de 20 kW en Santa Cruz Meyehualco, Distrito Federal, en colaboración con la CFE, Luz y Fuerza del Centro y el gobierno local. Después de esta planta, se hicieron estudios en 1995 para determinar el potencial energético del Relleno Sanitario Prados de la Montaña, en Santa Fe, Ciudad de México y el relleno sanitario de Chiltepeque, en Puebla.

Paralelamente, se hicieron una serie de investigaciones sobre el biogás y los residuos sólidos urbanos, así como metodologías de laboratorio para evaluar el proceso de conversión de los residuos orgánicos en biogás, modelos matemáticos para estimar su producción y la modificación de motores diesel para poder operarlos con este combustible (Arvizu y Huacuz, 2003).

Ahora bien, los rellenos sanitarios deben reunir varios requisitos para ser considerados candidatos a implementar un proyecto de aprovechamiento del biogás generado, entre ellos se encuentran los siguientes (Conestoga-Rovers & Associates, 2004):

1. Aspectos técnicos: la empresa encargada de la operación del relleno sanitario debe cumplir con la NOM-083-SEMARNAT-2003, mostrando buenas prácticas de disposición, compactación, cobertura y manejo efectivo de biogás y lixiviados. Además, deben tener al menos 1 millón de toneladas de residuos confinados, una profundidad mínima de 15m y una precipitación media anual de 635mm. La cantidad de biogás captado debe ser suficiente para una operación del proyecto de al menos 10 años.
2. Uso que se le dará al biogás: entre los usos más comunes que se le pueden dar a biogás están la generación de energía eléctrica para venta a CFE, purificación para inyección a una red de gas natural, como combustible doméstico o para vehículos. La mejor opción para los rellenos sanitarios en México, de acuerdo a Conestoga-Rovers & Associates (2004), es la generación de energía eléctrica para su venta, ya que es una tecnología consolidada que propicia el intercambio tecnológico con otros países.
3. Aspectos económicos, sociales, políticos y legales: como todo proyecto, se debe llevar a cabo un estudio completo de prefactibilidad y factibilidad que contemplen estos criterios para tomar la decisión de desarrollar o no el proyecto.

1.3.1 Proyectos implementados en México

Hasta el año 2012 México tenía registrados 17 proyectos bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio del Protocolo de Kyoto, los cuales se encuentran en la tabla 1.4.

Tabla 1.4. Proyectos registrados por México en el Mecanismo de Desarrollo Limpio.

Nombre del Proyecto	Localidad	Fecha de registro	Reducción CO ₂ equivalente/año (toneladas)
Aguascalientes Ecomethane Landfill Gas to Energy Project	Aguascalientes, Ags.	15 Jul 2006	162,593
Ecatepec Ecomethane Landfill Gas to Energy Project	Ecatepec, Edo. de Mex.	02 Oct 2006	209,353
Hasars Landfill Gas Project	Zapopan, Jal.	05 Oct 2007	137,735
Tultitlan Ecomethane Gas to Energy Project	Tultitlán, Edo. de Mex.	30 Nov 2007	41,681
Ciudad Juarez Landfill Gas to Energy Project	Ciudad Juárez, Chih.	30 Nov 2007	170,499
Proactiva Merida Landfill Gas to Energy Project	Mérida, Yuc.	31 Ene 2008	106,340
Durango Ecomethane Gas to Energy Project	Durango, Dgo.	25 Feb 2008	83,340
Milpillas Landfill Gas Recovery Project	Temixco, Mor.	06 Nov 2008	153,588
Monterrey II LFG to Energy Project	Monterrey, N. L.	12 Feb 2009	225,323
Tecamac EcoMethane Landfill Gas to Energy Project	Tecamac, Edo. de Mex.	21 Mar 2009	57,196
Verde Valle Landfill Gas Project	Tijuana, B. C.	09 Jul 2009	197,259
Landfill Gas Management Project Puerto Vallarta Landfill Site, Mexico	Puerto Vallarta, Jal.	30 Nov 2009	52,267
Coyula Landfill Gas Project	Guadalajara, Jal.	29 Abr 2010	86,707
Culiacan Northern Landfill Gas Project	Culiacán, Sin.	09 Jul 2010	42,746
Landfill Gas Recovery and Flaring Project in the El Verde Landfill, Leon.	León, Gto.	27 Oct 2010	178,901
Relleno Norte Landfill Gas Project	Cancún, Q. R.	04 Ene 2011	36,878
Monterrey I LFG to Energy Project	Monterrey, N.L.	28 Jun 2011	209,273

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, 2012.

Muchos de estos proyectos se quedaron en la etapa de quema del biogás, sin que se instalara un sistema para su aprovechamiento energético. De todos los proyectos enlistados en la tabla 1.4, solo tres de ellos lograron implementar una planta para el uso del biogás como fuente de energía a gran escala, cuyos casos se muestran a continuación:

1. Relleno sanitario de Salinas Victoria, Nuevo León

- Desarrollado por la empresa Bioenergía de Nuevo León S.A. de C.V. (BENLESA), resultado de la alianza de la empresa privada Bioeléctrica de Monterrey S.A. de C.V. y el Gobierno de Nuevo León. El relleno sanitario opera desde 1991 (Banco Mundial, 2016).
- Inauguración de la planta: 19 de septiembre de 2003 primera etapa; el 17 de septiembre de 2008 segunda etapa. Reducción de 530,000 toneladas anuales de CO₂ equivalente.
- Usos de la energía generada (Banco Mundial, 2016):
 - Cargas locales: en la empresa Bioenergía de Nuevo León S.A. de C.V. y Relleno Sanitario Sistema para el Manejo Ecológico y Aprovechamiento de Desechos (SIMEPRODE).
 - Alumbrado público: municipios de Monterrey, San Pablo Garza García, Apodaca, entre otros.
 - Otros socios: Agua y Drenaje de Monterrey, Sistema de Transporte Colectivo Metrorrey, DIF Monterrey y Gobierno de Nuevo León (Oficinas Generales).
- Instalaciones actuales.
 - Red de captación de biogás que consta de 595 pozos, distribuidos en un área de 112 hectáreas, con residuos depositados entre 1991 y 2008. El volumen promedio de biogás extraído es 9100 m³/h.
 - Central de generación de energía eléctrica que consta de 16 motores de combustión interna marca GE Jenbacher modelo JGC 320 GD-L.L. con capacidad de 1.06 MW cada uno (16.96 MW en total). Cada motor está conectado a un transformador elevador de 380/34500 V.

2. Relleno Sanitario municipio San Nicolás, Aguascalientes

- Fue el primer proyecto registrado ante el Mecanismo de Desarrollo Limpio en 2006, el cual fue financiado por las empresas Biogas Technology y Ener-G Natural Power (Hernández, 2009). El relleno sanitario comenzó a operar en 1998 y cuenta con 5 celdas para confinar los residuos sólidos, las cuales ya están clausuradas.
- Inauguración de la planta: año 2012.
- Usos de la energía generada: la energía es utilizada en un 100% por la planta de fabricación de automóviles Nissan, en Aguascalientes.
- Instalaciones actuales: la central de generación consta de dos motogeneradores marca Caterpillar de 1.35 MW cada uno, con una capacidad instalada de 2.7 MW, inversión cercana a los \$7 MDD. Se espera conectar otro generador y que los 2.7 MW instalados produzcan 90,000 bonos de carbono al año (Comisión Federal de Electricidad, 2012).

3. Relleno sanitario Ciudad Juárez, Chihuahua.

- Este proyecto está a cargo de las siguientes empresas: Gases de Metano, encargada de extraer el biogás, y Transformadora de Energía Eléctrica de Juárez, que se encarga de la generación y venta de la energía eléctrica producida, ambas subsidiarias de Biogás de Juárez, además de la participación de la CFE. El relleno sanitario opera desde 1994, con una celda de 32 hectáreas y 30m de profundidad (Comisión Federal de Electricidad, 2012).
- Inauguración de la planta: 15 de Julio de 2011.
- Usos de la energía generada: Autoconsumo de la planta y alumbrado público municipal de Cd. Juárez y Nuevo Casas Grandes, en Chihuahua.
- Instalaciones actuales (Comisión Federal de Electricidad, 2012):
 - Sistema de extracción de biogás: conformado por dos grupos de 4 pozos horizontales de polietileno de alta densidad, con una profundidad de 8m y una longitud de la tubería de 350m. La planta cuenta con una antorcha para quemado de excedentes de biogás.

- Planta de generación: cuenta con cuatro generadores Caterpillar G3520C con capacidad de 4.5 MW cada uno, con una inversión hasta la fecha de 220 millones de pesos. Los generadores están sincronizados con la red eléctrica de CFE mediante un sistema de paralelaje que usa tecnología electrónica y computacional de vanguardia proporcionada por Caterpillar.

Además de los tres proyectos a gran escala ya mencionados, algunos proyectos a pequeña escala han tomado forma gracias a la participación activa de empresas y gobiernos municipales, como el caso del relleno sanitario ubicado en el paraje Puerto de Chivos, en Atizapán de Zaragoza, en el que la empresa Energreen, en coordinación con el Ayuntamiento, instaló la infraestructura necesaria para recolectar y transformar el biogás que se produce en dicho relleno sanitario.

Actualmente se generan 0.6 MW de energía eléctrica que se utiliza para la iluminación de las instalaciones de la Universidad Autónoma del Estado de México, contigua al relleno, así como 5 mil luminarias del alumbrado público y las propias instalaciones de la planta de generación. Además, el proyecto está reconocido por la ONU y se están cobrando los correspondientes bonos de carbono por la supresión de emisiones de gases de efecto invernadero (Chávez, 2014).

Finalmente, un caso especial se presenta con el proyecto de aprovechamiento del biogás del Bordo Poniente, que fuera el más grande relleno sanitario de la Zona Metropolitana de la Ciudad de México, cuya 4ª etapa fue clausurada en diciembre de 2011. Durante varios años se hicieron estudios de factibilidad para este proyecto, entre ellos los del Instituto de Investigaciones Eléctricas, quienes estimaron una capacidad de generación eléctrica de 60 MW, con un aproximado de 53 millones de toneladas de residuos depositados para el año 2008 (Arvizu, 2008).

Sin embargo, el proyecto fue postergado por varias razones, principalmente económicas y por todos los trámites y estudios preliminares de diferentes entidades, como CFE, la CRE, estudios de impacto ambiental ante SEMARNAT, entre otros. Debido a ello, y a pesar de que la cantidad total depositada de residuos aumentó hasta cerca de 70 millones de toneladas, el potencial de generación de biogás disminuyó debido a una deficiente cobertura del relleno y a que no se ha construido una red de captación (Comisión Federal de Electricidad, 2012).

No obstante, se ha concretado un proyecto en el que podría emplearse el biogás del Bordo Poniente junto con gas natural proporcionado por PEMEX en un proceso de cogeneración con capacidad de 72 MW y que iniciaría operaciones en 2019. Para ello, se construirá una red de extracción con aproximadamente 550 pozos de 12 a 15m de profundidad, además de adquirir los respectivos motogeneradores para generación eléctrica, así como la construcción de una planta para tratamiento de lixiviados (Méndez, 2016).

Los casos anteriores muestran el panorama que existe no sólo en México, sino en muchos países en desarrollo, donde la implementación de estos proyectos puede resultar difícil, a pesar de que el conocimiento sobre los procesos y las tecnologías involucradas están plenamente documentados. Sin embargo, queda claro que el biogás de relleno sanitario es una fuente real de energía alterna que puede aprovecharse para obtener beneficios económicos y medioambientales atractivos.

1.3.2 El caso del Sitio de Tultitlán

El sitio de disposición final de residuos sólidos Urbanos de Tultitlán se encuentra ubicado a las faldas del Parque Estatal Sierra de Guadalupe, con un clima templado con lluvias en verano. Comenzó sus operaciones en 1978 como un tiradero a cielo abierto. Desde entonces, se han depositado aproximadamente 5 millones de toneladas de residuos sólidos.

El sitio contaba con un sistema simple de colección de lixiviados por medio de represas impermeabilizadas con geomembrana para evitar infiltraciones al subsuelo y un sistema de venteo pasivo para dispersar el biogás generado a la atmósfera. A partir del año 2005, la empresa Tecnosilicatos de México S.A. de C.V. recibió la concesión para la operación, clausura y saneamiento de lo que en un principio era el basurero a cielo abierto de Tultitlán.¹

El relleno fue clausurado de forma definitiva el año 2013 y tiene una extensión de 15 hectáreas. En la actualidad, Tecnosilicatos de México S.A. de C.V. opera una estación de transferencia en la zona para llevar los residuos sólidos municipales y de algunas empresas privadas a rellenos sanitarios activos operados por la misma empresa.

¹ Información proporcionada por Arq. Marco Antonio Arenas Martínez, Gerente de Operación Estación de Transferencia de Tultitlán, administrada por Tecnosilicatos de México S. A. de C. V. para usarse en esta tesis.

El proyecto para la implementación de una red de recolección del biogás del relleno sanitario de Tultitlán, su quema y eventual aprovechamiento como fuente de energía, fue registrado ante el Mecanismo de Desarrollo Limpio el 30 de Noviembre de 2007 bajo el nombre de *Tultitlan-Ecomethane Landfill Gas to Energy Project* (Naciones Unidas, 2007). Dicho proyecto se desarrollaría en dos etapas:

1. Primera etapa: el metano contenido en el biogás sería colectado y quemado mediante antorchas para evitar malos olores y reducir el riesgo de explosiones. El objetivo era reemplazar el sistema de venteo pasivo existente por un sistema de colección activa.
2. Segunda etapa: la construcción de una planta de generación de energía eléctrica con capacidad de generación estimada de 1.3 MW, la cual solo sería instalada hasta que se lograra un acuerdo para la compra de la energía con la CFE.

El proyecto antes mencionado fue desarrollado por Ecomethane, sociedad encargada de financiar, construir y operar proyectos de captura y utilización del biogás de relleno sanitario, en conjunto con Biogas Technology para construir el sistema de captación de biogás, con Ener-G, que provee la tecnología para generar energía eléctrica y con EcoSecurities, quien se encarga de la inscripción del proyecto ante la ONU bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio (Naciones Unidas, 2007).

Sin embargo, este proyecto tuvo poca difusión a nivel local a pesar de tener un gran alcance y amplios beneficios medioambientales. Los 49 pozos de captación que se construyeron cuando se concretó el proyecto sufrieron averías en los años siguientes debido a que el relleno siguió operando hasta 2013 y ya no se volvieron a habilitar. La antorcha con capacidad de más de 1500 m³/h se instaló en 2006 y operó de forma intermitente, estando apagada la mayor parte del tiempo.

En cuanto a la instalación de la planta de aprovechamiento energético, el Arq. Marco Antonio Arenas menciona que no se concretó nada debido a los trámites y a cuestiones económicas. A finales del año 2013 se perforaron 7 pozos nuevos en el sitio que sólo funcionan para ventear el biogás, el cual es quemado en el mismo pozo, pero no es una actividad que tenga registros de control de emisiones. La antorcha instalada en 2006 sufrió un desperfecto y no se reparó por falta de recursos económicos. Finalmente, fue retirada del sitio en el año 2017.

CAPÍTULO II. Bases de diseño

2.1 Localización y capacidad de la planta

La ubicación de la planta de conversión de biogás en electricidad será a un costado del relleno sanitario clausurado de Tultitlán, ubicado en Av. Las Torres s/n, Col. Sierra de Guadalupe, en Tultitlán, Estado de México. Sus coordenadas geográficas son 19°35'30.50" latitud norte, 99°09'02.61" longitud oeste. El mapa de localización se muestra en la figura 2.1.



Figura 2.1. Vista aérea del relleno sanitario de Tultitlán (Google Maps).

La capacidad de la planta depende de la producción y captación de biogás en el relleno sanitario. En este caso, se estimarán estos parámetros usando la hoja de cálculo del modelo Mexicano del Biogás de la US EPA, disponible en la página de Internet de dicho Organismo (United States Environmental Protection Agency, 2015). Los datos que se deben ingresar a la hoja de cálculo se encuentran en la tabla 2.1.

Tabla 2.1. Datos del relleno sanitario Tultitlán alimentados a la hoja de cálculo de la US EPA.

Parámetro	Unidades	Valor
Año de apertura^	-	1978
Año de clausura^	-	2013
Área del sitio disponible para extraer biogás^	ha	15
Profundidad del relleno^	m	70
Residuos totales depositados^	ton	5,000,000
Tipo de proyecto	-	Generación de energía eléctrica.
Año en que se prevé que el proyecto inicie operaciones	-	2018
Tamaño del proyecto de generación de energía eléctrica	-	Pequeña escala
Índice de generación de metano, k*	1/año	0.09
Generación potencial de metano, L ₀ *	m ³ /ton	80
Contenido de metano en el biogás*	%	50
Eficiencia del sistema de colección del biogás	%	50
Eficiencia del quemado de biogás	%	90
Tiempo estimado de duración del proyecto	años	10
Potencial de calentamiento global del metano	tonCO ₂ / tonCH ₄	25
Densidad del metano*	kg CH ₄ /m ³	0.7168

^ Información proporcionada por personal de Tecnosilicatos de México.

*Datos tomados de Naciones Unidas (2007).

Varios de los datos de la tabla 2.1 fueron proporcionados por el personal de Tecnosilicatos de México S.A. de C.V., mientras que otros fueron tomados del Estudio de Factibilidad para aprovechar el biogás del relleno sanitario de Tultitlán del año 2006.

Entre estos datos destacan L₀ y k del Modelo Mexicano del Biogás. El valor de L₀ = 80 m³/ton fue propuesto considerando un porcentaje de materia orgánica de 53% y el valor de k se propuso en 0.09 año⁻¹, con datos de precipitación anual en la zona de entre 250 y 500 mm en promedio. Otro valor por defecto es el contenido de metano del biogás, el cual suele asumirse en 50% en volumen (Naciones Unidas, 2007).

Una vez que se han ingresado los datos correspondientes a la hoja de cálculo, se obtienen las curvas de generación y captación que se muestran en la figura 2.2.

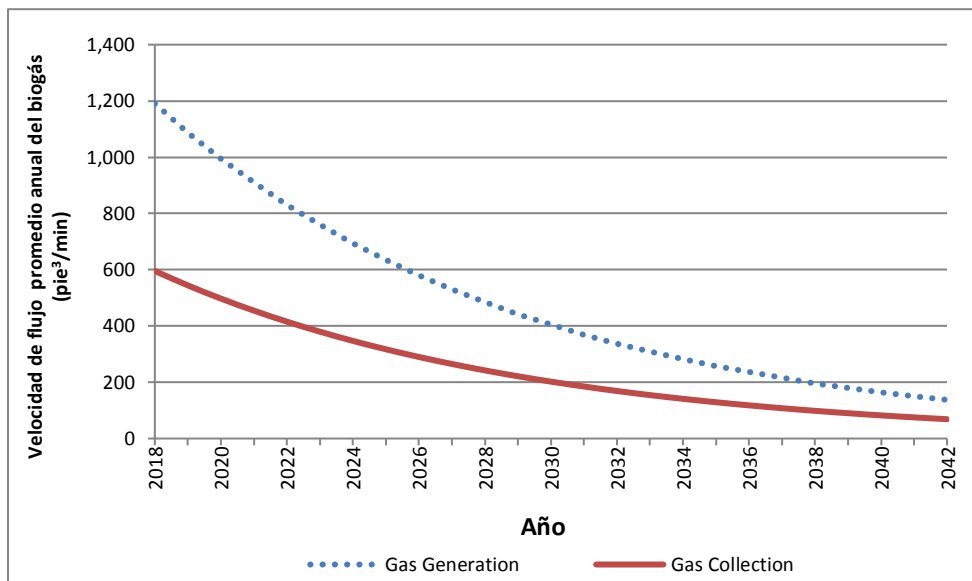


Figura 2.2. Curvas de generación y colección del biogás del relleno sanitario Tultitlán.

De acuerdo a la gráfica anterior, la cantidad de biogás generada va disminuyendo porque ya no se están recibiendo residuos en el sitio, produciéndose 1200 pie³/min actualmente. Sin embargo, si se asume, por ejemplo, un 50% en la eficiencia del sistema de captura del biogás, la cantidad de biogás capturado y que eventualmente sería convertido en energía eléctrica se reduce a 600 pie³/min. Con mejores coberturas en el sitio y un buen diseño de la red de extracción, se alcanzan eficiencias de captura de biogás de hasta 85% (Conestoga-Rovers & Associates, 2010).

A pesar de ello, como se verá más adelante, es posible instalar equipos generadores que trabajen con menores cantidades de biogás. De antemano se espera una capacidad instalada de 1.5 MW, con un tiempo de operación de 8000 h/año para los equipos generadores; el resto del tiempo, el biogás será quemado en una antorcha.

2.2 Especificaciones de materia prima y productos

El biogás, como se mencionaba en el capítulo I, es una mezcla de gases constituida principalmente por metano y CO₂, aunque puede presentar impurezas entre las que se destaca el sulfuro de hidrógeno (H₂S), causante de corrosión en tuberías y equipos. A continuación, se mencionarán las propiedades físicas y químicas más importantes de los componentes encontrados en el biogás de relleno sanitario, el cual será la materia prima para este proceso.

1. Metano, CH₄: el metano es un compuesto formado por un átomo de carbono y cuatro de hidrógeno unidos por enlaces covalentes. Se encuentra en distintas fuentes: en el subsuelo marino como gas natural, como producto de la descomposición los residuos orgánicos, en minas de carbón y en pantanos. Es inflamable, formando mezclas explosivas con aire, además de ser un gas de efecto invernadero.

Tabla 2.2. Propiedades físicas y químicas del metano.

Propiedad	Valor
Peso molecular	16.042 g/mol
Apariencia	Gas incoloro
Olor	Inoloro
Estado físico	Gas a presión y temperatura normales
Punto de congelación a 1 atm	-182.5 °C
Punto de ebullición a 1 atm	-161.5 °C
Densidad a 15.6 °C y 1 atm	0.6784 kg/m ³
Gravedad específica (Aire = 1) a 15.6 °C y 1 atm	0.56
Solubilidad en agua, %vol/vol a 37.8 °C y 1 atm	Leve
Temperatura de autoignición	600 °C

Fuente: Praxair, 2009.

2. Dióxido de carbono, CO₂: es un gas no inflamable que forma parte del aire; está conformado por moléculas con dos átomos de oxígeno y uno de carbono. Es un gas de efecto invernadero que tiene múltiples aplicaciones: bebidas carbonatadas, como líquido refrigerante o hielo seco, agente extintor, en procesos de soldadura, entre otras.

Tabla 2.3. Propiedades físicas y químicas de dióxido de carbono.

Propiedad	Valor
Peso molecular	44 g/mol
Apariencia	Gas incoloro e inoloro
Estado físico	Gas a presión y temperatura normales
Punto de congelación a 1 atm	-78.5 °C
Punto de ebullición a 1 atm	-56.6
Densidad a 21.1 °C y 1 atm	1.83 kg/m ³
Gravedad específica (Aire = 1) a 21.1 °C y 1 atm	1.522
Solubilidad en agua, vol/vol a 20°C	0.9
pH	3.7 (ácido carbónico)

Fuente: Cyoinfra, 2009.

3. Sulfuro de hidrógeno, H₂S: es un gas tóxico con olor a huevo podrido que puede detectarse incluso a pequeñas concentraciones (0.008 ppm – 0.1 ppm). Es soluble en agua, formando un ácido débil que provoca corrosión en tuberías y equipos. Se genera como subproducto de procesos industriales y por descomposición de materia orgánica, además se emplea como reactivo químico, en metalurgia, lubricantes y aceites. La exposición a este gas afecta el sistema nervioso y puede llegar a ser mortal.

Tabla 2.4. Propiedades físicas y químicas de sulfuro de hidrógeno.

Propiedad	Valor
Peso molecular	34.08 g/mol
Apariencia	Incoloro
Olor	Huevo podrido
Estado físico	Gas a temperatura y presión normales
Punto de congelación a 1 atm	-85.47 °C
Punto de ebullición a 1 atm	-60.35 °C
Temperatura de autoignición	260 °C
Densidad a 21.1 °C y 1 atm	1.411 kg/m ³
Gravedad específica (Aire = 1) a 21.1 °C y 1 atm	1.18
Solubilidad en agua a 20°C	38 kg/m ³
Presión de vapor a 20 °C	1781 kPa, absoluto

Fuente: Praxair, 2014.

2.3 Diagrama de bloques del proceso

El diagrama de bloques de proceso representa la cadena sucesiva de operaciones y procesos unitarios que se llevarán a cabo desde la extracción del biogás de la masa de residuos sólidos hasta su conversión en energía eléctrica. Cada una de las operaciones se representa por medio de bloques en los que se especifica el inicio del proceso, la cantidad de materia prima, los servicios requeridos, la salida de subproductos y la finalización del proceso, incluyendo las condiciones de operación más relevantes, como presión y temperatura (Monsalvo, Romero, Miranda y Muñoz, 2014).

En la figura 2.3 se encuentra el diagrama de bloques del aprovechamiento del biogás de relleno sanitario de Tultitlán, mostrando los pasos consecutivos del proceso, algunas propiedades del biogás y subproductos formados en las diferentes operaciones que se llevan a cabo.

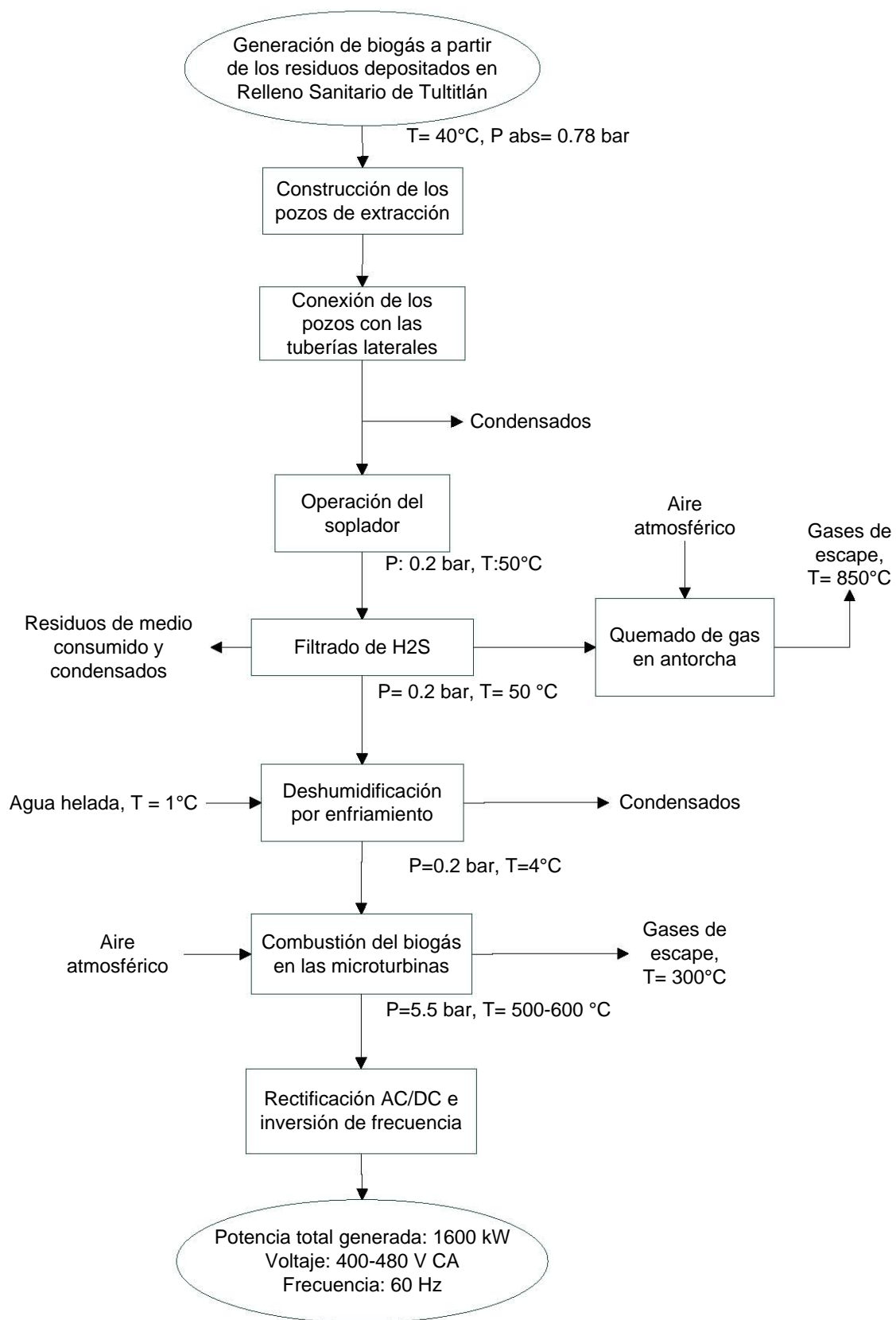


Figura 2.3. Diagrama de bloques para el proceso generación de energía eléctrica con biogás.

2.4 Descripción del proceso

En esta sección se explican cada uno de los pasos del proceso de generación de energía eléctrica con biogás. En la figura 2.4 se muestra un esquema general de un proceso típico.

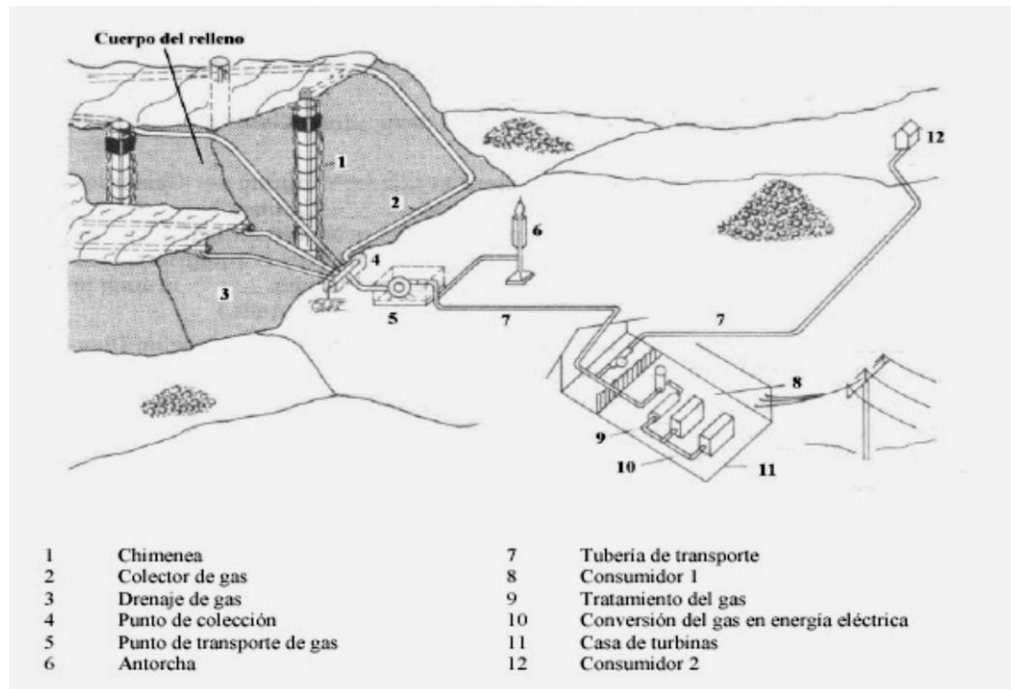


Figura 2.4. Proceso y equipos para el aprovechamiento energético del biogás de rellenos sanitarios (Conestoga-Rovers & Associates, 2010).

El proceso mostrado en la figura 2.4 será descrito a continuación:

Primera parte: extracción y transporte del biogás

1. El relleno sanitario, a grandes rasgos, está conformado por celdas de residuos comprimidos cubiertos por tierra y tepetate. La base de las celdas está formada por diversas capas de geomembrana y tierra, lográndose la impermeabilización del suelo para impedir la filtración de lixiviados, evitando así la contaminación de los mantos acuíferos del subsuelo.
2. Perforación de los pozos para extracción de biogás: la figura 2.5 muestra el esquema de un pozo para extraer el biogás del interior de la masa de residuos. Los pozos constarán de un ducto con diámetro de 4 a 6 pulgadas con perforaciones en la parte inferior y un cabezal que tendrá una válvula de mariposa y puertos para monitorear la temperatura, la composición y el flujo del biogás.

Tanto el ducto como el cabezal serán de polietileno de alta densidad resistente a la corrosión. El pozo será rellenado con grava en la parte inferior, mientras que la parte superior será rellenada con bentonita y tierra, para minimizar la entrada de aire al interior del relleno (Conestoga-Rovers & Associates, 2010).

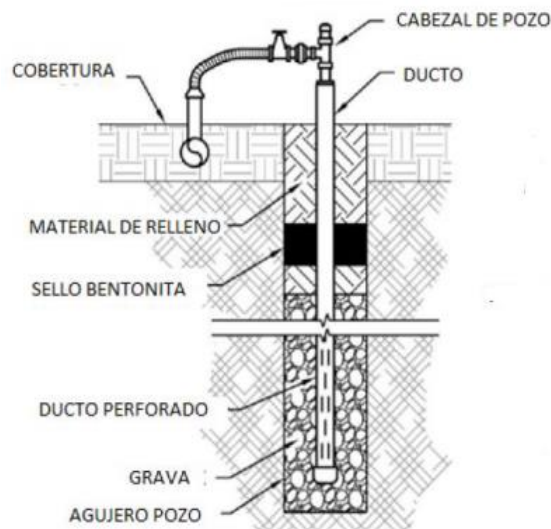


Figura 2.5. Pozo para extracción de biogás (Conestoga-Rovers & Associates, 2015).

Debido a la geometría y dimensiones del Sitio de Tultitlán, se propone la perforación de 26 pozos con una profundidad de 15 a 20m dependiendo de su localización dentro del sitio; en las zonas más altas del relleno se colocarán los pozos más altos, mientras que en la periferia estarán los pozos de menor altura, siendo 15m la altura mínima.

Los pozos tendrán un diámetro entre 45 y 90cm, según las dimensiones de los taladros para perforar al relleno sanitario, así como un radio de influencia estimado de 30m, pudiendo variar de acuerdo a las características propias de los residuos.

3. Colocación de red de tuberías: ya que la cantidad de pozos es pequeña, pueden colocarse ramales que se extiendan desde un colector principal hasta interconectar un cierto número de pozos. Se recomienda que los ramales queden lo más cerca posible de los pozos para evitar la colocación de tuberías demasiado largas. Un ejemplo de esta configuración se muestra en la figura 2.6.

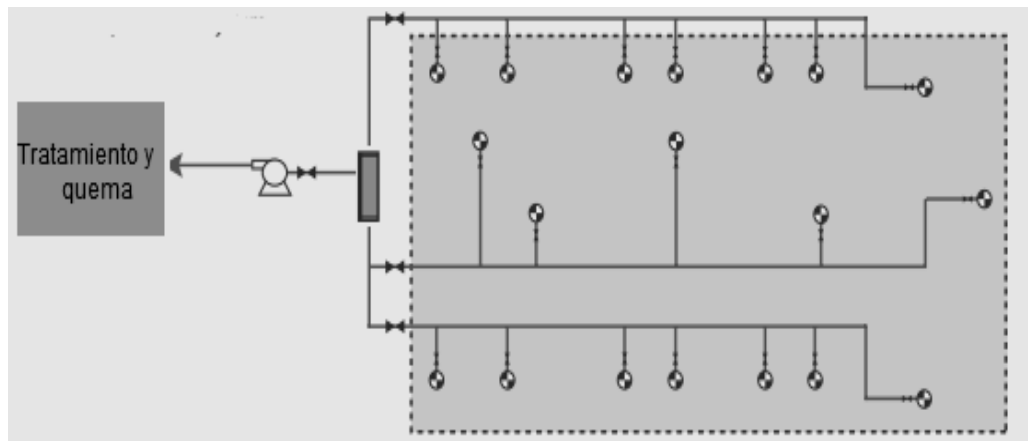


Figura 2.6. Red de captación de biogás con múltiples ramales unidos a un colector principal (United States Environmental Protection Agency, 2015).

El Sitio de Tultitlán tiene una configuración particular en forma de montaña, por lo que las tuberías de interconexión pozo-ramal deben tener una ligera pendiente en dirección del flujo de biogás para evitar el bloqueo de las tuberías por condensados, además de colocar trampas de vapor en zonas bajas de la red.

La “Guía de diseño de instalaciones para manejo de biogás” (Conestoga-Rovers & Associates, 2010), proporciona algunos parámetros importantes para el dimensionamiento de las tuberías de transporte, a saber:

- Flujo de biogás por pozo: 25 a 75 m³/h
- Velocidad máxima del biogás: 12 m/s
- Presión de vacío en los pozos: de 10 a 25 pulgadas de agua.
- Sobrepresión dentro del relleno: alrededor de 10 pulgadas de agua.
- Rango de diámetros de tuberías:
 - 50 a 100 mm DN (diámetro nominal) para tuberías de pozos individuales.
 - 200 a 300 mm DN para ductos que agrupan varios pozos.
 - >450 mm DN para anillos perimetrales o flujos totales.

Al igual que los pozos, las tuberías, colectores, válvulas y accesorios son todos de polietileno de alta densidad. Se recomienda enterrar las tuberías de los ramales a una altura de al menos un metro bajo la capa de cobertura del relleno sanitario para reducir los efectos dañinos de los rayos del sol sobre el material de la tubería, además de que se evitan obstrucciones en los caminos dentro del Sitio.

4. Instalación de los sopladores: el biogás sale de forma natural a través de los pozos perforados en el sitio, pero puede aumentarse la velocidad de extracción con ayuda de uno o varios sopladores, encargados de aplicar una presión de vacío para succionarlo desde el interior del relleno sanitario y transportarlo a los diferentes equipos que formarán parte de la planta de generación de energía eléctrica.

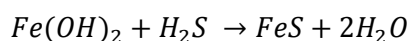
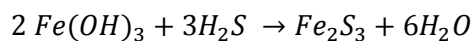
Antes que el biogás llegue a los sopladores, se instala un separador de condensados de dimensiones adecuadas para retirarlos. La potencia del soplador se calcula dependiendo del flujo volumétrico de biogás y las presiones requeridas tanto en el lado de admisión (vacío en los pozos) como en el lado de impulsión (filtros, antorcha y equipos generadores), considerando además la caída de presión debida al rozamiento en la tubería, válvulas y accesorios.

Segunda parte: limpieza y acondicionamiento del biogás

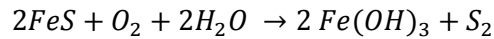
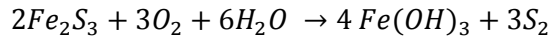
1. Eliminación de sulfuro de hidrógeno H_2S : los fabricantes de equipos generadores de energía eléctrica especifican ciertos límites en la cantidad de sulfuro de hidrógeno H_2S presente en el combustible para asegurar un correcto funcionamiento. El biogás tiene cantidades importantes de este contaminante, por lo que debe recibir tratamiento para disminuir su cantidad a los niveles requeridos por los equipos.

Para ello, el biogás se hace pasar por un filtro relleno de un material adsorbente, que en este caso es óxido de hierro soportado en un medio o empaque. Se elige este tipo de filtrado ya que la cantidad de biogás a extraer de relleno sanitario es poca como para utilizar métodos más sofisticados, como la absorción con aminas (Manning y Thompson, 1991).

El H_2S presente en el biogás reacciona con el óxido de hierro, o con sus hidróxidos si el medio es básico, para formar sulfuros de hierro, según las reacciones siguientes (Nijaguna, 2002):



El medio puede regenerarse haciendo pasar aire por el filtro, obteniéndose de nuevo los óxidos de hierro y azufre elemental, como se muestra en las reacciones mostradas a continuación:



El azufre hace que el medio adsorbente pierda superficie efectiva, por lo que se deberá reemplazar por adsorbente fresco cada cierto tiempo. Además, la reacción es exotérmica, obligando a controlar la temperatura del filtro para evitar que el adsorbente entre en ignición.

2. Deshumidificación por enfriamiento: después que el biogás ha pasado por el filtro desulfurizador, requiere una deshumidificación para minimizar la formación de condensados en las líneas que van hacia los equipos generadores y el equipo compresor previo a ellos.

Para este proceso se utiliza un intercambiador de calor biogás-agua fría, siendo el intercambiador de tubos y coraza el más utilizado. El agua fría sale de un chiller a 1 °C aproximadamente, haciendo que la temperatura del biogás descienda hasta cerca de 4°C; el vapor de agua condensa y el biogás sale con un contenido de humedad menor.

Tercera parte: quema y conversión en energía eléctrica.

1. Quemado de excedentes: el biogás que sale de los filtros para H₂S será desviado hacia la antorcha para ser quemado cuando los equipos generadores no estén en operación, evitando así la liberación del metano a la atmósfera. La capacidad máxima de la antorcha debe ser igual al flujo total de biogás que se estima extraer en una hora.

Ejemplos de antorchas para quema de biogás se encuentran en la figura 2.7. En este caso se empleará una antorcha de llama oculta que permitirá una mejor combustión del biogás, disminuyendo la cantidad de contaminantes sin quemar emitidos a la atmósfera.



Figura 2.7. Antorchas para quema de biogás: izquierda, abierta. Derecha, llama oculta (United States Environmental Protection Agency, 2015).

2. Generación de energía eléctrica: existen varias tecnologías que utilizan el biogás como combustible para generar electricidad, las cuales se muestran en la tabla 2.5.

Tabla 2.5. Tecnologías de generación de energía eléctrica con biogás de rellenos sanitarios.

Tecnología	Rango de flujo típico, pie ³ /min	Capacidad de la planta	Eficiencia en la conversión eléctrica*, %
Microturbina	<100	<100 kW	25-30
Motor de combustión interna	>150 a 5,000	0.5 a 12 MW	32-40
Turbina de gas	>400 a 20.000	3 a 18 MW	26-32
Turbina de vapor	>6,000 a >25,000	10 a 50 MW	24-29
Sistemas de ciclo combinado	>5,000 a 25,000	>10 MW	38-45

*Energía eléctrica neta entregada a la red, sin recuperación del calor residual generado en los equipos.

Fuente: Conestoga-Rovers & Associates, 2004).

Cada una de estas tecnologías puede implementarse de acuerdo a la cantidad y características del biogás extraído en cada proyecto particular. Para este proyecto, al ser una producción baja, se optó por las microturbinas de gas, que son análogas a las turbinas de mayores dimensiones. Estos equipos presentan las siguientes características (Hamilton, 2003):

- Dimensiones pequeñas ya que todos los componentes están ensamblados en módulos compactos.
- Pueden trabajar a cargas parciales cuando se reduce el suministro de combustible, entregando una potencia neta prácticamente constante.

- Potencias que van de los 30 a 1000 kW; rendimiento eléctrico de más del 30%.
- Bajas emisiones de CO, NO_x y SO₂ por exceso de aire en la combustión, además de bajos niveles de ruido.
- La única parte móvil es el eje de la microturbina, por lo que no requiere lubricantes. Tampoco requiere circuitos de refrigeración ya que el sistema se enfría por circulación de aire.
- Periodos de mantenimiento de cuando menos 8000 horas y una vida útil de aproximadamente 80 000 horas de operación.

A diferencia de las turbinas de vapor, las turbinas de gas emplean aire como fluido de trabajo en un ciclo Brayton regenerativo. El proceso general de operación de las microturbinas consiste en aspirar aire atmosférico y comprimirlo, para después pasar por la cámara de combustión donde se inyecta el biogás. Los gases de escape productos de la combustión se expanden en la turbina haciendo girar el eje.

El generador de alta velocidad está acoplado al mismo eje que el compresor y la turbina. La energía eléctrica generada pasa por un rectificador AC/DC y luego por un inversor para que salga corriente alterna de 60 Hz; los voltajes pueden ser 400 o 480 V (Hamilton, 2003).

2.5 Balances de materia y energía

A continuación, se presentan los balances en los equipos, mostrando las corrientes de entrada y de salida para cada uno de ellos. En el Anexo A se encuentra la memoria de cálculo donde se desarrollan las ecuaciones más importantes para los balances tanto de materia como de energía en estos equipos:

1. Separador de condensados:

C1: biogás crudo

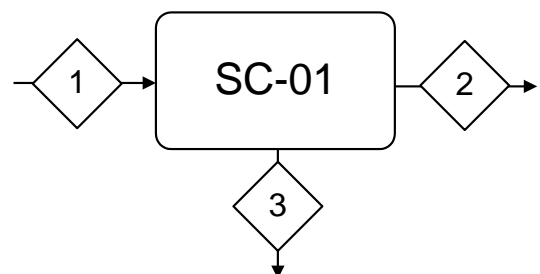
C2: biogás crudo

C3: condensados

$$C1 = C2 + C3$$

$$1433.03 \text{ kg/h} = (1383.73 + 49.3) \text{ kg/h}$$

$$1433.03 \text{ kg/h} = 1433.03 \text{ kg/h}$$



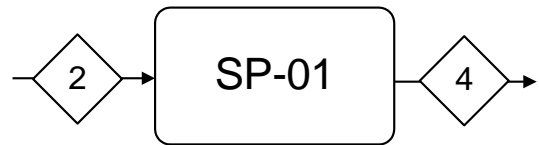
2. Soplador:

C2: biogás crudo

C4: biogás crudo

$$C2 = C4$$

$$1383.73 \text{ kg/h} = 1383.73 \text{ kg/h}$$



3. Filtro desulfurizador:

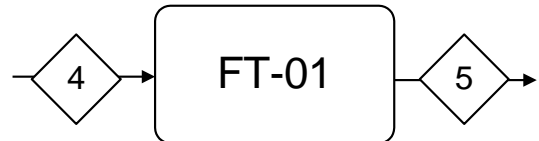
C4: biogás crudo

C5: biogás limpio

$$\text{Acumulación} = C5 - C4$$

$$0.15 \text{ kg/h} = (1383.73 - 1383.58) \text{ kg/h}$$

$$0.15 \text{ kg/h} = 0.15 \text{ kg/h}$$



4. Antorcha:

C5: biogás limpio

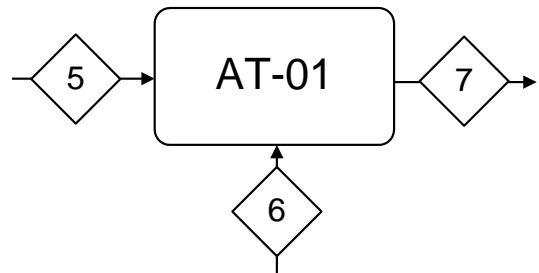
C6: aire

C7: gases de combustión

$$C5 + C6 = C7$$

$$(1383.58 + 6155.32) \text{ kg/h} \approx 7538.85 \text{ kg/h}$$

$$7538.9 \text{ kg/h} \approx 7538.85 \text{ kg/h}$$



5. Intercambiador de calor biogás-agua helada:

C5: biogás limpio

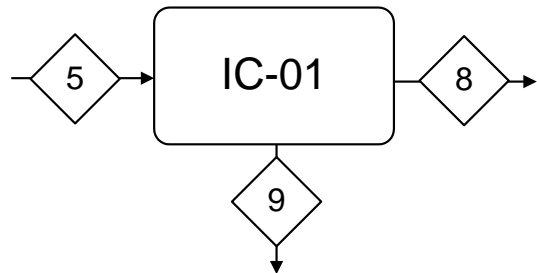
C8: biogás limpio y seco

C9: condensados

$$C5 = C8 + C9$$

$$1383.58 \text{ kg/h} = (1355.08 + 28.5) \text{ kg/h}$$

$$1383.58 \text{ kg/h} = 1383.58 \text{ kg/h}$$



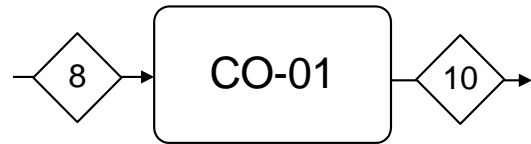
6. Compresor:

C8: biogás limpio y seco

C10: biogás comprimido

$$C8 = C10$$

$$1355.08 \text{ kg/h} = 1355.08 \text{ kg/h}$$



7. Tanque de almacenamiento biogás comprimido:

C10: biogás comprimido

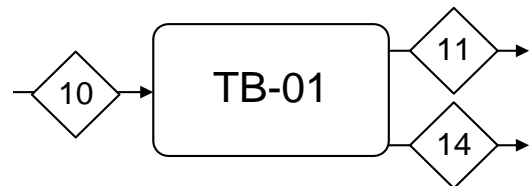
C11: biogás comprimido a MT-02

C14: biogás comprimido a MT-01

$$C10 = C11 + C14$$

$$1355.08 \text{ kg/h} = (508.74 + 846.34) \text{ kg/h}$$

$$1355.08 \text{ kg/h} = 1355.08 \text{ kg/h}$$



8. Microturbinas C600 y C1000:

C1000:

C14: biogás comprimido

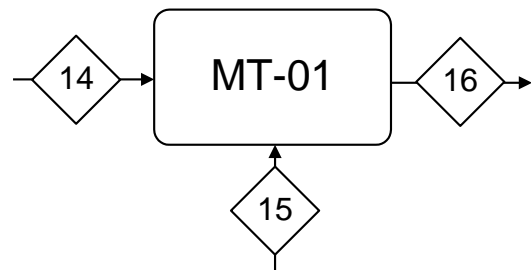
C15: aire

C16: gases de combustión

$$C14 + C15 = C16$$

$$(846.391 + 27072.20) \text{ kg/h} = 27919.11 \text{ kg/h}$$

$$27919.11 \text{ kg/h} = 27919.11 \text{ kg/h}$$



C600:

C11: biogás comprimido

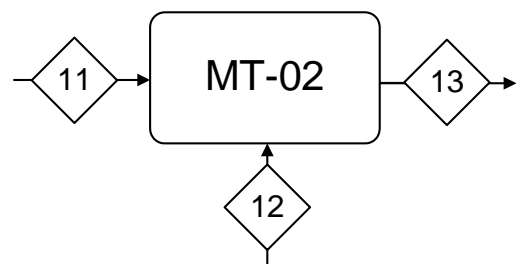
C12: aire

C13: gases de combustión

$$C11 + C12 = C13$$

$$(508.17 + 16243.32) \text{ kg/h} = 16751.49 \text{ kg/h}$$

$$16751.49 \text{ kg/h} = 16751.49 \text{ kg/h}$$



2.6 Diagrama de Flujo de Proceso

En la figura 2.8 se encuentra el diagrama de flujo de proceso de la planta para generación de energía eléctrica con el biogás del relleno sanitario de Tultitlán, donde se muestran los símbolos de los equipos a utilizar con su respectivo código de identificación, las líneas de flujo con su número consecutivo según el proceso, así como el cuadro del balance de materia y energía de todas las corrientes involucradas.

Además, la figura 2.9 es el plano de localización de los pozos y tuberías de transporte que conforman la red de extracción de biogás propuesta dentro del área del relleno sanitario como complemento al proceso descrito en la sección 2.4 de este capítulo.

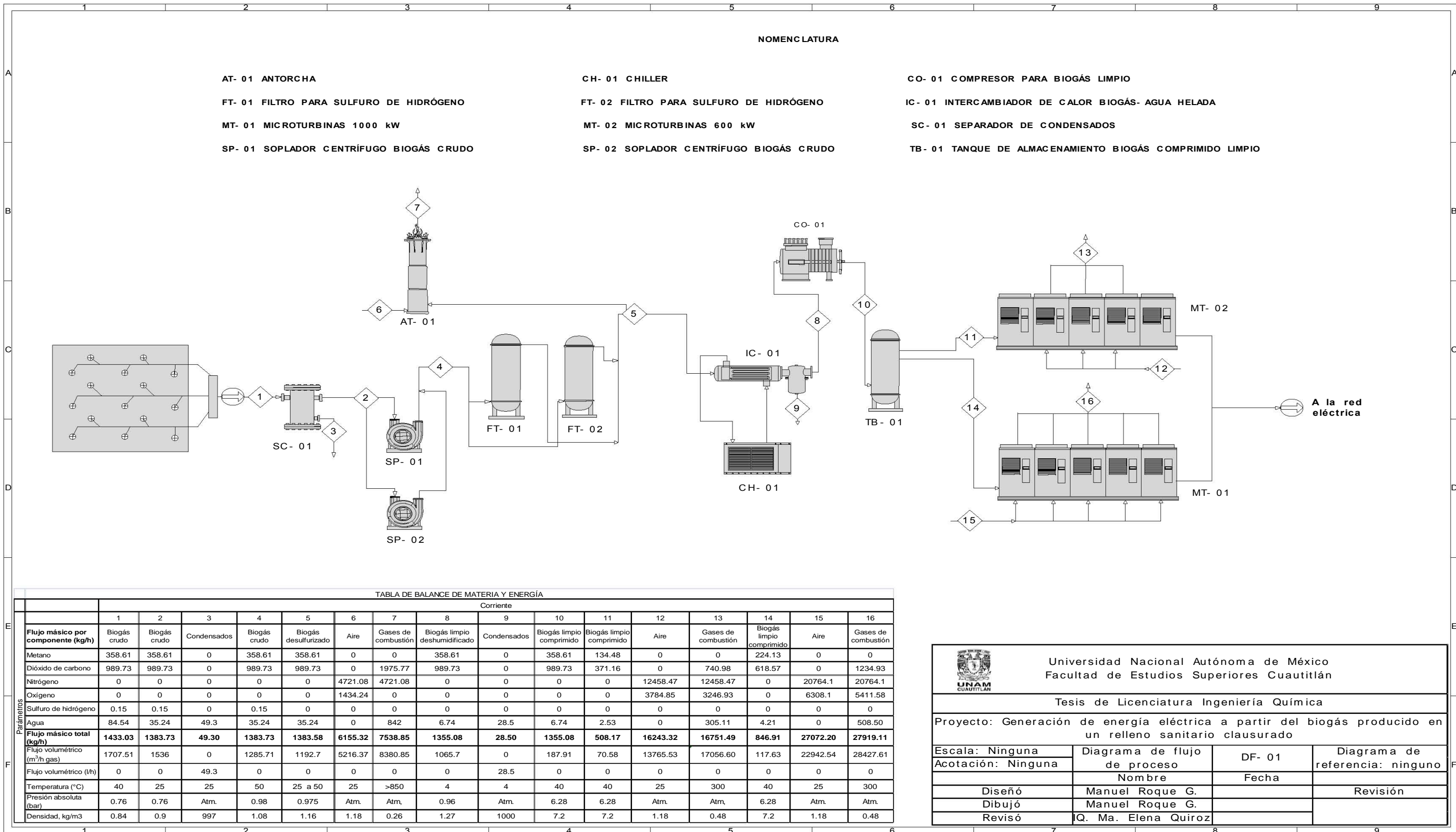


Figura 2.8. Diagrama de Flujo de proceso Generación de energía eléctrica con biogás.

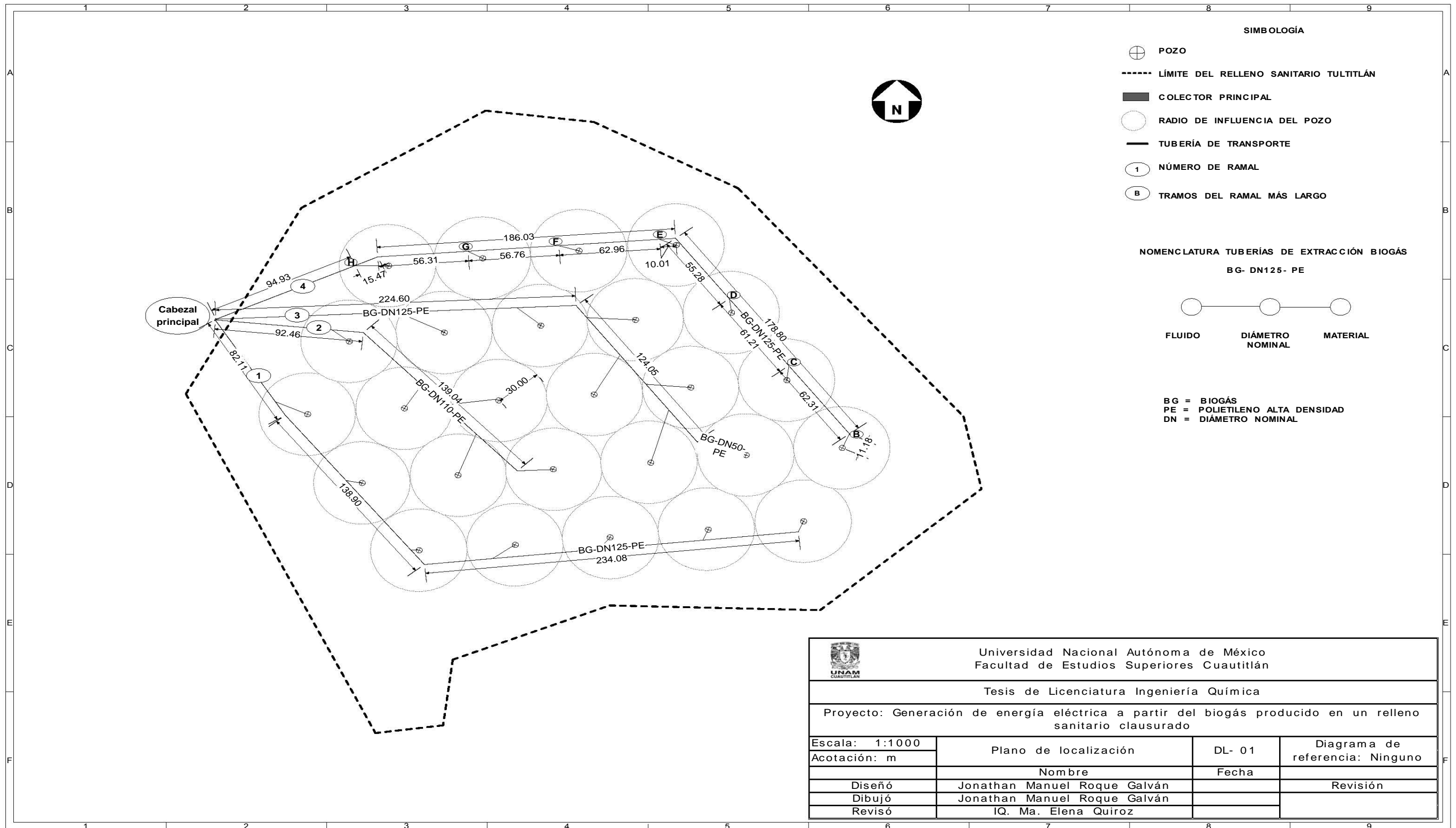


Figura 2.9. Plano de localización red de extracción de biogás Relleno Sanitario Tultitlán.

2.7 Restricciones por contaminación

A continuación, se mencionan algunas restricciones debidas a la generación de emisiones y residuos por la construcción y operación de la planta de generación de energía eléctrica propuesta, que forman parte de las recomendaciones de la Guía para generar electricidad con residuos sólidos urbanos (Comisión Federal de Electricidad, 2012).

1. Para poder implementar estos proyectos es importante hacer un estudio de impacto ambiental tanto por posibles fugas de biogás como por los gases provenientes de su combustión en las turbinas o en la antorcha. La Guía de la CFE recomienda una distancia de al menos medio kilómetro desde la planta hasta el centro urbano más cercano para reducir los riesgos a la salud por exposición a estos gases.
2. Se deben monitorear los gases de combustión de los equipos generadores para detectar cantidades anormales de partículas suspendidas, CO, SO₂ y NO_x, según se establece en la NOM-085-SEMARNAT-2011, Contaminación Atmosférica-Niveles máximos permisibles de emisión de los equipos de combustión de calentamiento indirecto y su medición. En caso de sobrepasar los límites se debe dar mantenimiento a los equipos generadores o, en su caso, instalar sistemas de depuración de los gases de escape, como filtros catalíticos o tratamiento de lavado.
3. La gran cantidad de condensados que se generan a partir del vapor de agua que acompaña al biogás desde que es extraído, transportado y acondicionado, deben ser almacenados en un cárcamo para ser enviados a la laguna impermeabilizada que recibe los lixiviados que aún se generan en el relleno sanitario para ser evaporados por la acción del Sol o ser reinyectados al relleno, evitando su vertido a barrancas cercanas al sitio.
4. Finalmente, se generan residuos sólidos de material adsorbente en los filtros para retirar el sulfuro de hidrógeno del biogás. Según las especificaciones de un fabricante de este material, el lecho gastado no puede regenerarse, por lo que debe ser cambiado cuando disminuya su capacidad de adsorción de H₂S. Tanto el material que reaccionó como el que permanece intacto son considerados materiales no peligrosos, por lo que pueden disponerse en rellenos sanitarios (Braga, 2004).

CAPÍTULO III. Distribución de áreas

La distribución de las distintas áreas involucradas en el proceso de generación de energía a partir del biogás está encaminada a la optimización de los espacios según el fin de cada una de ellas. Varios criterios deben tomarse en cuenta para una distribución adecuada de las áreas de esta planta, entre ellos están la seguridad, operaciones de mantenimiento, futuras ampliaciones, dificultades en la construcción, disponibilidad de terreno, áreas ya existentes, entre otros.

Además de estos criterios, tres puntos importantes son tomados en cuenta para la localización de la planta de generación y las áreas contiguas (Muther, 1970):

1. Dirección de los vientos: se debe considerar la dirección de los vientos dominantes, pues los gases de combustión producto de la quema del biogás se dispersarán hacia esa dirección. En las zonas vientos abajo deben evitarse colocar edificios o áreas con mucho tránsito de personal y automóviles, para reducir la exposición a estos gases.

De acuerdo al estudio de factibilidad para el Sitio de Tultitlán realizado en 2006, los vientos dominantes vienen de este a oeste, por lo que las áreas de riesgo se colocarán en la zona oeste, vientos abajo (Naciones Unidas, 2007).

2. Servicios: para garantizar el suministro continuo de los servicios requeridos en las diferentes áreas, las unidades de producción de estos deben colocarse tan lejos como sea posible de la planta de proceso para que no sean interrumpidos en caso de presentarse un siniestro.
3. Edificios: la planta de generación de energía eléctrica no debe interferir con las otras áreas y debe ubicarse tan lejos como sea posible de ellas y de zonas habitadas fuera del sitio de Tultitlán. Los accesos y caminos del sitio deben estar libres al tránsito y las zonas de peligro aisladas del resto de las instalaciones por medio de cercas o muros.

En la tabla 3.1 se encuentra el listado de las áreas que se proponen para este proyecto. Cabe aclarar que algunas de ellas se apegan a las áreas ya existentes en la estación de transferencia de Tultitlán y algunas son propuestas a partir del desarrollo del proyecto de la planta de generación con biogás.

Tabla 3.1. Listado de áreas Planta de generación de energía eléctrica con biogás Tultitlán.

Número de identificación	Área	Dimensiones, m	Superficie, m ²
1	Área de proceso Generación de energía eléctrica	20 x 35	700
2	Planta de selección de residuos	70 x 35	2450
3	Descarga de camiones*	Lados irregulares	1800
4	Mantenimiento	15 x 10	150
5	Almacén de combustible (tractocamiones y maquinaria)*	5 x 10	50
6	Almacén de materia prima	5 x 10	50
7	Oficinas y vigilancia*	8 x 18	144
8	Báscula de pesaje*	15 x 4	60
9	Estacionamiento*	20 x 10	200
10	Tanque elevado	5 x 5	25
11	Cisterna	5 x 5	25
12	Áreas verdes*	Lados irregulares	700
13	Laguna de lixiviados*	Lados irregulares	500
14	Relleno sanitario*	Lados irregulares	150 000
15	Subestación y transformador	5 x 5	25

*Áreas ya existentes.

3.1 Descripción de áreas

A continuación, se describirán en detalle las áreas que se considerarán en el presente proyecto, explicando la razón de sus dimensiones y su ubicación dentro del sitio:

1. Área de proceso generación de energía eléctrica: se propone que el área sea de 20 x 35m y que se ubique en el costado oeste del relleno sanitario, por estar vientos debajo de la dirección de los vientos dominantes. En esta zona existe poco movimiento de vehículos, tractocamiones y maquinarias, lo que permitirá una operación más segura de las microturbinas y de la antorcha. Además, se sugiere que el área esté resguardada con malla ciclónica para evitar el paso de personal no autorizado.

En este proyecto, la antorcha será colocada al aire libre vientos abajo y alejada 10m del resto de la planta, en donde los demás equipos estarán ubicados y resguardados, ya sea construyendo una nave o colocando tejados para evitar su exposición a la intemperie.

2. Planta de selección de residuos: esta es un área de 70 x 35m aproximadamente que se encuentra disponible a un costado del área de descarga de camiones recolectores dentro de la actual estación de transferencia. Esta área se propone para la colocación de una posible planta de selección de residuos sólidos reciclables, la cual podría emplear parte de la energía eléctrica generada con biogás para energizar los equipos que se instalen en ella.

Esta planta se sugiere como una alternativa de uso local de la energía eléctrica producida en la planta de generación con biogás, además de la venta de la energía a la CFE. Más adelante, en los capítulos 6 y 7, se darán más detalles de este tema.

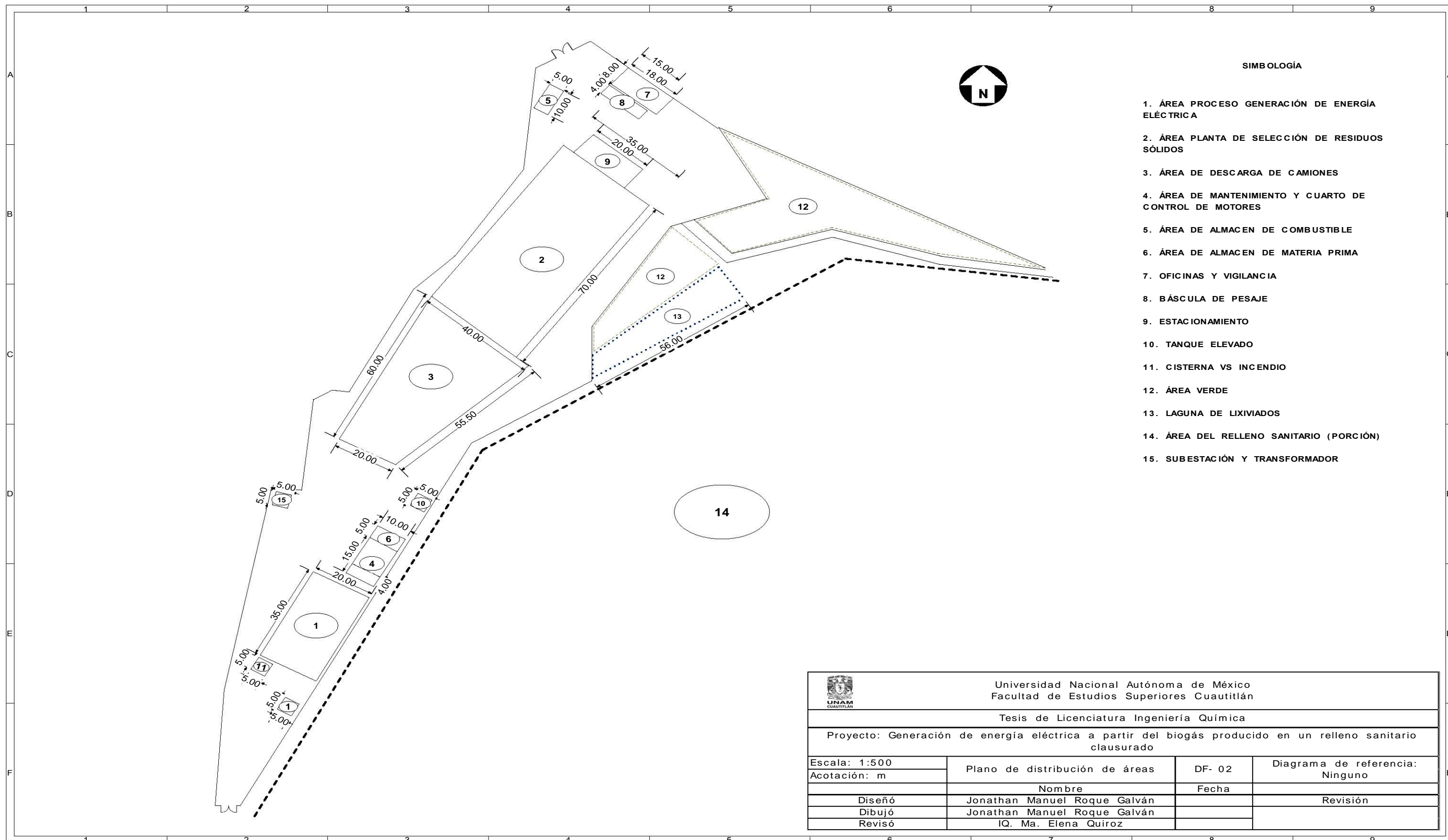
3. Descarga de camiones: esta área en forma de trapecio ya existe en la estación de transferencia y tiene una superficie de aproximadamente 1800m². Aquí son depositados los residuos sólidos de los camiones recolectores; luego un cargador frontal o payloader se encarga de llenar tractocamiones con los residuos para ser enviados a otros rellenos sanitarios activos y autorizados.
4. Mantenimiento: corresponde a un área de 15 x 10m dividida en dos secciones: una sección de 11 x 5m para resguardar equipos y herramientas para mantenimiento de la planta de generación de energía y de los tractocamiones que transportan los residuos, además de almacenar otros elementos como llantas nuevas, plantas de soldadura y tambos de grasas y lubricantes de diferentes capacidades. La otra sección de 4 x 5m será para el centro de control de motores de la planta de generación eléctrica.
5. Almacén de combustible (tractocamiones y maquinaria): área existente de 5 x 10m, donde se almacenan bidones con diésel y gasolina para los tractocamiones, maquinarias y vehículos que actualmente se encuentran operando en la estación de transferencia.
6. Almacén de materia prima: un área de 5 x 10m es suficiente para almacenar los sacos del material adsorbente para la remoción del sulfuro de hidrógeno del biogás, ya que se pretende que los filtros sean cambiados cada 6 meses. Dicho material se vende en sacos de 25 kg o según el fabricante, pero en el área de almacén solo se resguardarán entre 30 y 50 sacos como reserva.

7. Oficinas y vigilancia: este edificio ya existe actualmente en el sitio, con un área de 8 x 18m aproximadamente. En el área labora el personal administrativo de la estación de transferencia, con una plantilla de aproximadamente 10 personas, además cuenta con la caseta de vigilancia para resguardo del edificio, del personal y regulación del acceso de vehículos a las instalaciones.
8. Báscula de pesaje: corresponde a un área de 15 x 4m donde está instalada una báscula para registrar las toneladas de residuos sólidos que ingresan a la estación de transferencia y las que salen del sitio en los tractocamiones. Con una capacidad de 80 toneladas, es suficiente para soportar el peso de estos vehículos llenos de residuos, cuya masa oscila entre las 25 y 30 toneladas.
9. Estacionamiento: aunque no tiene una construcción como tal, en esta zona se estacionan los vehículos usados por el personal del sitio, tanto automóviles particulares como pipas y volteos para su uso en la estación de transferencia, siendo su área aproximada es de 20 x 10m.
10. Tanque elevado: el tanque elevado almacenará agua potable para usos generales, ya sea en la planta o en otras áreas. Aunque no se conoce el gasto que se producirá, se puede tomar como referencia el volumen de una pipa de 20m³, equivalente a 20 000L para un periodo de un mes aproximadamente. La altura a la que se colocará el tanque será de 6m desde el nivel del suelo hasta la base del mismo; el tanque tendrá una altura de 4m, con un diámetro de 2.5m para resguardar el volumen de una pipa completa.
11. Cisterna agua contra incendios: la cisterna almacenará agua que se utilizará en la red contra incendios exclusivamente. Tomando como referencia a la NOM-002-STPS-2010, Condiciones de seguridad-Prevención y protección contra incendios en los centros de trabajo, la cual establece un flujo mínimo de 250 galones/min (946 L/min) durante un lapso de dos horas, dando un total de 113 520L. Una cisterna de 4.6m de altura y 25m² de base darán un volumen de 115 000L, suficiente para apearse a lo que la norma sugiere.
12. Áreas verdes: son áreas arboladas que quedaron intactas cuando se construyeron los caminos de acceso tanto para el relleno sanitario como para la actual estación de transferencia. Están protegidas con malla ciclónica, pero no pueden utilizarse como

zonas de esparcimiento debido a la contaminación del suelo y a la cercanía de la laguna de lixiviados, la cual despide olores desagradables.

13. Laguna de lixiviados: con una extensión de aproximadamente 500m², la laguna recoge gran parte de los lixiviados que aún se forman en el relleno sanitario, donde se evaporan por la acción de la radiación solar o son reinyectados al sitio con ayuda de pipas, logrando una reducción significativa en el volumen de lixiviados resguardados.
14. Relleno sanitario: cuenta con una extensión de 15 hectáreas aproximadamente. El sitio de disposición final clausurado de Tultitlán será nuestra fuente de biogás para generar electricidad. Gran parte de su superficie está recubierta con tepetate, lo que permite una adecuada impermeabilización de los residuos, impidiendo la liberación descontrolada del biogás a la atmósfera.
15. Subestación y transformador: área de 5 x 5m destinada a resguardar la subestación y el transformador necesarios para la interconexión de la planta de generación con la red local de media tensión. Estará cercada para impedir el paso a personas no autorizadas.

Ahora se presenta el plano de distribución de las áreas en la figura 3.1, donde se plasman las áreas descritas en este capítulo, mostrando su ubicación dentro del sitio y sus dimensiones.



- SIMBOLOGÍA**
1. ÁREA PROCESO GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
 2. ÁREA PLANTA DE SELECCIÓN DE RESIDUOS SÓLIDOS
 3. ÁREA DE DESCARGA DE CAMIONES
 4. ÁREA DE MANTENIMIENTO Y CUARTO DE CONTROL DE MOTORES
 5. ÁREA DE ALMACEN DE COMBUSTIBLE
 6. ÁREA DE ALMACEN DE MATERIA PRIMA
 7. OFICINAS Y VIGILANCIA
 8. BÁSCULA DE PESAJE
 9. ESTACIONAMIENTO
 10. TANQUE ELEVADO
 11. CISTERNA VS INCENDIO
 12. ÁREA VERDE
 13. LAGUNA DE LIXIVIADOS
 14. ÁREA DEL RELLENO SANITARIO (PORCIÓN)
 15. SUBESTACIÓN Y TRANSFORMADOR


 Universidad Nacional Autónoma de México Facultad de Estudios Superiores Cuautitlán			
Tesis de Licenciatura Ingeniería Química			
Proyecto: Generación de energía eléctrica a partir del biogás producido en un relleno sanitario clausurado			
Escala: 1:500 Acotación: m	Plano de distribución de áreas	DF- 02 Fecha	Diagrama de referencia: Ninguno
Nombre			
Diseñó Dibujó Revisó	Jonathan Manuel Roque Galván Jonathan Manuel Roque Galván IQ. Ma. Elena Quiroz	Revisión	

Figura 3.1. Plano de distribución de áreas.

CAPÍTULO IV. Especificaciones de equipos

En el capítulo anterior se mencionaron las principales áreas existentes y también las que se pueden construir en el Sitio de Tultitlán con el fin de desarrollar el proyecto de uso del biogás como combustible para generar energía eléctrica. Dentro de las áreas mencionadas, el área de proceso será descrita en el presente capítulo.

Los equipos que formarán parte de la planta de generación fueron seleccionados de acuerdo a sus especificaciones y las condiciones de operación a las que serán sometidos una vez que la planta funcione con normalidad. En cuanto a su distribución, son varios los criterios generales que pueden utilizarse para acomodar los equipos dentro del área de proceso, entre los cuales destacan los siguientes (Muther, 1970):

1. Integración de todos los elementos del proceso productivo (trabajadores, materiales y maquinarias), lográndose un conjunto que funciona como un todo.
2. Asegurar que el recorrido tanto de materiales como del personal dentro de la planta sea mínimo, optimizado los tiempos de producción. Esto se consigue colocando los equipos y áreas según la secuencia lógica del proceso siempre que sea posible, con la idea de evitar interrupciones o congestión de los elementos dentro de la planta.
3. Aprovechar al máximo el espacio disponible, no sólo a nivel de piso, sino también hacia arriba. Además, se debe tomar en cuenta las distancias de seguridad entre equipos, accesos y rutas de evacuación, y también considerar espacios para mantenimiento y futuras modificaciones y/o ampliaciones de la planta.

En el caso particular de la planta para generación de energía propuesta se delimitará el área de proceso y adyacentes por ser zonas de alto riesgo, tomando en cuenta las recomendaciones de distancias de seguridad entre equipos para evitar posibles incendios. Las rutas de escape y zonas de movimiento de personal y maquinaria dentro del área de proceso deben estar bien definidas.

Los equipos con menor potencial de riesgo serán distribuidos guardando una distancia razonable entre sí, evitando distancias demasiado largas que impliquen colocar más tubería de la necesaria. A continuación, se mencionarán las consideraciones particulares que se tomarán en cuenta para que el área de proceso de generación sea eficiente y segura (Fachverband, 2016):

1. La antorcha debe tener una altura mínima de tres metros y ubicarse al menos 5 metros de distancia de los demás equipos; su ubicación debe ser vientos debajo de acuerdo a la dirección del viento dominante para que los gases de combustión se dispersen lejos de los otros equipos y de lugares aledaños al área de proceso. Esto también aplica para las microturbinas, las cuales se colocan de tal manera que los gases de escape se dispersen de forma eficiente.
2. Las tuberías que transportan el biogás deben tener flechas que indiquen la dirección de flujo, leyendas como “peligro, inflamable” y deben pintarse de color amarillo, que indica que se trata de un gas bajo presión inflamable y explosivo. Deben estar distribuidas de tal forma que no representen peligro por incendios o que impidan el libre tránsito de vehículos y personal, además de considerar la ubicación de las conexiones de entrada de biogás para los diferentes equipos.
3. Los equipos como compresores y sopladores deben colocarse en un área insonorizada para disminuir el ruido excesivo en las zonas cercanas.
4. Los tableros de distribución eléctricos y subestaciones deben colocarse en zonas alejadas del tránsito recurrente de personal y estar protegidos de las condiciones ambientales adversas. Serán zonas de acceso restringido.
5. Se deben colocar extintores tipo A en zonas con potencial de incendios, así como extintores tipo C para áreas de distribución de energía eléctrica como se recomienda en la NOM-002-STPS-2010 Condiciones de seguridad-Prevención y protección contra incendios en los centros de trabajo.

4.1 Listado y descripción de equipos

Los equipos usados en la planta de generación se enlistan en la tabla 4.1, abarcando desde el soplador para mover el biogás y hasta las microturbinas. Cada uno de estos equipos

cumple una función específica que permite la utilización del biogás como combustible para generar electricidad. En el Anexo B se muestran las hojas de especificaciones de los equipos, donde se encuentran todas sus características de diseño y operación, así como los diagramas de sus vistas lateral y superior para visualizar sus dimensiones.

Tabla 4.1. Listado de equipos del área de proceso.

Equipo	Clave
Separador de condensados	SC-01
Soplador centrífugo biogás crudo	SP-01
Filtro para sulfuro de hidrógeno	FT-01
Intercambiador de calor biogás-agua helada	IC-01
Compresor para biogás limpio	CO-01
Tanque de almacenamiento de biogás comprimido limpio	TB-01
Antorcha	AT-01
Chiller	CH-01
Microturbina C1000	MT-01
Microturbina C600	MT-02

A continuación, se mencionarán el modo de operación y las características más relevantes de los equipos del área de proceso:

A) Separador de condensados SC-01: consiste en una cámara de acero en la cual el biogás extraído del relleno sanitario se expande y disminuye su velocidad. Dentro tiene una malla que permite la aglomeración de gotas de vapor para que se forme condensado, el cual es retirado de forma manual o automática por el dren que tiene en la parte inferior. El tamaño del separador depende de la cantidad de condensados que se estima pueden formarse, siempre considerando un volumen que permita el flujo de biogás en la parte superior del separador.

Según los cálculos del balance de materia del Anexo A, se espera un volumen cercano a los 50 L/hora aproximadamente. El separador elegido tiene una capacidad de máximo 200L, por lo que se debe vaciar cada cuatro horas para evitar el bloqueo del flujo de biogás.

B) Soplador centrífugo para biogás crudo SP-01 y SP-02: el soplador elegido es del tipo centrífugo el cual permite obtener una presión en la descarga de 1 bar máximo y una depresión máxima de -300 mbar. Los álabes son de aluminio anodizado resistente al sulfuro de hidrógeno y otros contaminantes, mientras que el cuerpo es de acero inoxidable 304. El soplador está unido directamente al motor eléctrico y el conjunto está montado en una base que es de acero al carbón.

El soplador se elige para manejar el caudal máximo 1000 Nm³/h, utilizando las curvas de operación manejadas por proveedores como guía para elegirlo de acuerdo con los requerimientos de flujo y presión en los equipos de la planta.

C) Filtro para sulfuro de hidrógeno FT-01: son tanques de acero inoxidable como el mostrado en la figura 4.1. Estos tanques contienen al material granular de óxidos de hierro para reducir el contenido de sulfuro de hidrógeno de la corriente de biogás crudo.

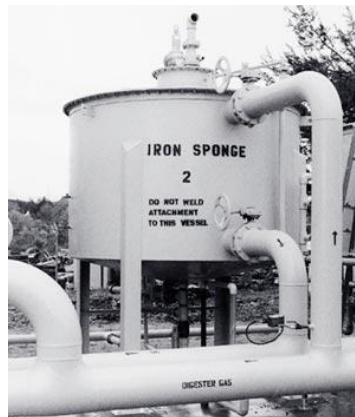


Figura 4.1. Filtro para desulfurización (United States Environmental Protection Agency, 2015).

Se usarán dos tanques de iguales dimensiones e igual cantidad de material adsorbente para que, cuando se realice el cambio del material en alguno de ellos o se presente una falla, el biogás pueda pasar por la cámara alterna y así se evita detener la generación de energía eléctrica.

Una vez que el material haya cumplido con su tiempo de vida útil, que en este caso se estima en 6 meses, será reemplazado por material nuevo, para lo cual se extrae el adsorbente gastado y, en caso de presentarse aglomerados grandes, se utiliza agua a presión para romperlos y poder sacarlos del filtro.

D) Intercambiador de calor biogás-agua helada IC-01: el biogás debe deshidratarse lo mejor posible para evitar la condensación de vapor de agua dentro del compresor, lo cual propicia la contaminación del aceite que se utiliza en el equipo y que está en contacto con el biogás. Para ello, se utilizará un intercambiador de calor de tubos y coraza. El equipo es modular e incluye el intercambiador de calor y un separador de condensados.

El agua de enfriamiento procedente de un chiller ingresa por el lado de la coraza, mientras que el biogás entra en contracorriente dentro del haz de tubos. La temperatura del biogás no debe bajar de los 4°C para evitar el congelamiento de los condensados formados, lo que provocaría el bloqueo del flujo del biogás. El agua de enfriamiento es una mezcla de 10 al 20% de etilenglicol-agua, para evitar la formación de hielo dentro del equipo.

E) Compresor para biogás limpio CO-01: ya que se requiere que el biogás tenga una presión de al menos 5.5 bar para ingresar a la cámara de combustión de las microturbinas, se optó por un compresor de tornillo lubricado por aceite, el cual está montado en una base de metal que evita las vibraciones y resguardado en una cabina con las dimensiones adecuadas. Con un sistema de velocidad variable, permite adaptarse a los cambios en el flujo de entrada del biogás, logrando una presión de descarga prácticamente constante.

Dentro de la cabina se encuentran los siguientes componentes auxiliares para la operación del compresor: motor trifásico, filtro en la admisión, enfriadores para aceite y biogás, filtro para remover el aceite del biogás y separador de condensados. La presión en la línea de succión es de 0.1 a 0.17 bar, mientras que la presión de descarga será de 5.5 a 6 bar.

El compresor debe localizarse en un área que permita la libre apertura de las puertas de la cabina que lo contiene para su operación y mantenimiento, además debe tener espacio suficiente alrededor para una circulación adecuada del aire de ventilación. Las temperaturas de descarga del biogás comprimido se estiman en 40 - 50°C luego de la etapa de enfriamiento por aire.

F) Tanque de almacenamiento de biogás comprimido limpio TB-01: es un tanque de acero inoxidable que cumple con la función de almacenar temporalmente el biogás comprimido, sobre todo durante el arranque de la planta, cuando se necesita tener una reserva de biogás comprimido para que las microturbinas comiencen a trabajar a plena carga. Con ello, se minimizan las fluctuaciones de presión y permite regular el flujo de gas que será enviado a cada una de ellas.

También es posible retirar condensados que se puedan formar luego de la compresión y posterior enfriamiento en el tanque, para lo cual cuenta con una válvula de purga en el fondo. Otros elementos importantes son: válvula de alivio, manómetro, termómetro y entradas para inspección y limpieza.

G) Antorcha AT-01: es una antorcha de tipo llama oculta donde el biogás es quemado. Está fabricada en acero inoxidable con una altura de 9 m, desde el piso hasta la parte superior y debe montarse en una base de concreto para sostenerla. El flujo manejado es de 1000 Nm³/h con una presión mínima de admisión de 200 mbar.

La temperatura de combustión alcanzada es de más de 850°C, la cual permite una buena combustión del biogás, reduciendo la cantidad de contaminantes como el monóxido de carbono, bióxido de azufre y óxidos de nitrógeno por debajo de los límites máximos permisibles establecidos en la NOM-085-SEMARNAT-2011.

El biogás se enciende por medio de un electrodo de alto voltaje; si la llama se llega a apagar, la antorcha cuenta con un termopar que envía una señal al tablero de control para que se genere una nueva chispa y el biogás entre de nuevo en ignición. El panel de control monitorea la temperatura de combustión, flujo y presión del biogás y debe estar conectado ya sea a baterías o a la red eléctrica.

H) Chiller CH-01: el chiller es el encargado de producir agua helada para el proceso de deshumidificación final del biogás. Tiene un circuito de refrigeración con R407C como fluido refrigerante, mientras que el fluido secundario es agua con 10-20% de etilenglicol para evitar la formación de hielo dentro el intercambiador de calor. Su potencia es de 32 kW, equivalente a 9.1 toneladas de refrigeración (1 tonelada de refrigeración = 3.5 kW).

- I) Microturbinas 1000/600 kW MT01 y MT-02: las microturbinas son el centro de la planta para generación de energía eléctrica. El esquema de la figura 4.2 muestra sus componentes internos:

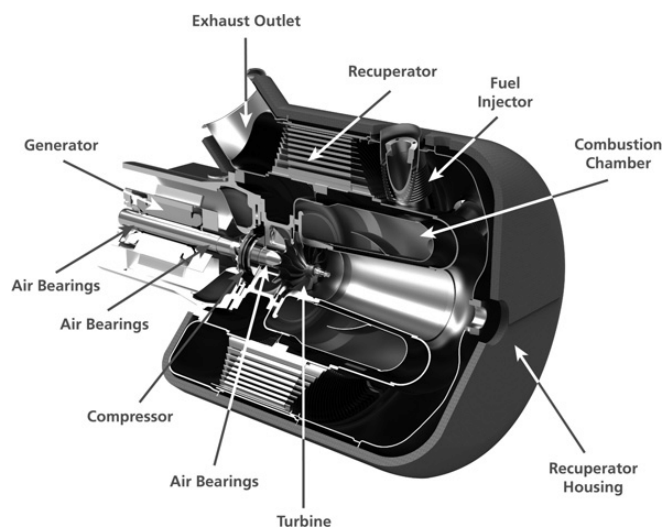


Figura 4.2. Componentes internos de una microturbina marca Capstone®.

Todo el conjunto mostrado en la figura 4.2 se encuentra dentro de los módulos compactos con los componentes electrónicos auxiliares de las microturbinas. Ambos equipos cuentan con 5 módulos y en cada uno hay una microturbina de 200 kW de potencia. El equipo de 1000 kW de capacidad tiene todas las cabinas ocupadas por microturbinas de 200 kW, mientras que el equipo de 600 kW sólo tiene tres cabinas ocupadas.

Se deben mencionar tres vistas importantes de estos equipos:

- Vista frontal: en este lado de las microturbinas se encuentra un panel con rejillas que permite el ingreso del aire tanto para la combustión del biogás como para la refrigeración de los componentes internos en los módulos.
- Vista lateral: aquí se encuentra el panel de control táctil de los módulos, la conexión de la tubería por donde entrará el biogás y la salida de los cables que transportarán la energía eléctrica generada hacia la planta de selección de residuos o hacia la red local.

- Vista posterior: en la parte trasera de los módulos se encuentra la salida del aire para refrigeración, la salida de los gases de escape, así como puertas que permiten la inspección de los componentes internos en caso de averías o mantenimiento preventivo.

Las microturbinas pueden trabajar en dos modos: funcionamiento en paralelo con la red de distribución local o en modo isla independiente de la red. En este caso, se trabajará en modo de interconexión a la red, ya que se usará una parte para proveer energía a una futura planta de selección de residuos y el resto será vendido a CFE para posibles consumidores cercanos.

En el Anexo C se muestra la memoria de cálculo para las dimensiones de algunos equipos, entre ellos los filtros para sulfuro de hidrógeno, intercambiador de calor biogás-agua helada y tanque de almacenamiento de biogás comprimido. Finalmente, en la figura 4.3 se visualiza el plano de distribución de equipos, mostrando su localización dentro del área de proceso, sus dimensiones y código de identificación.

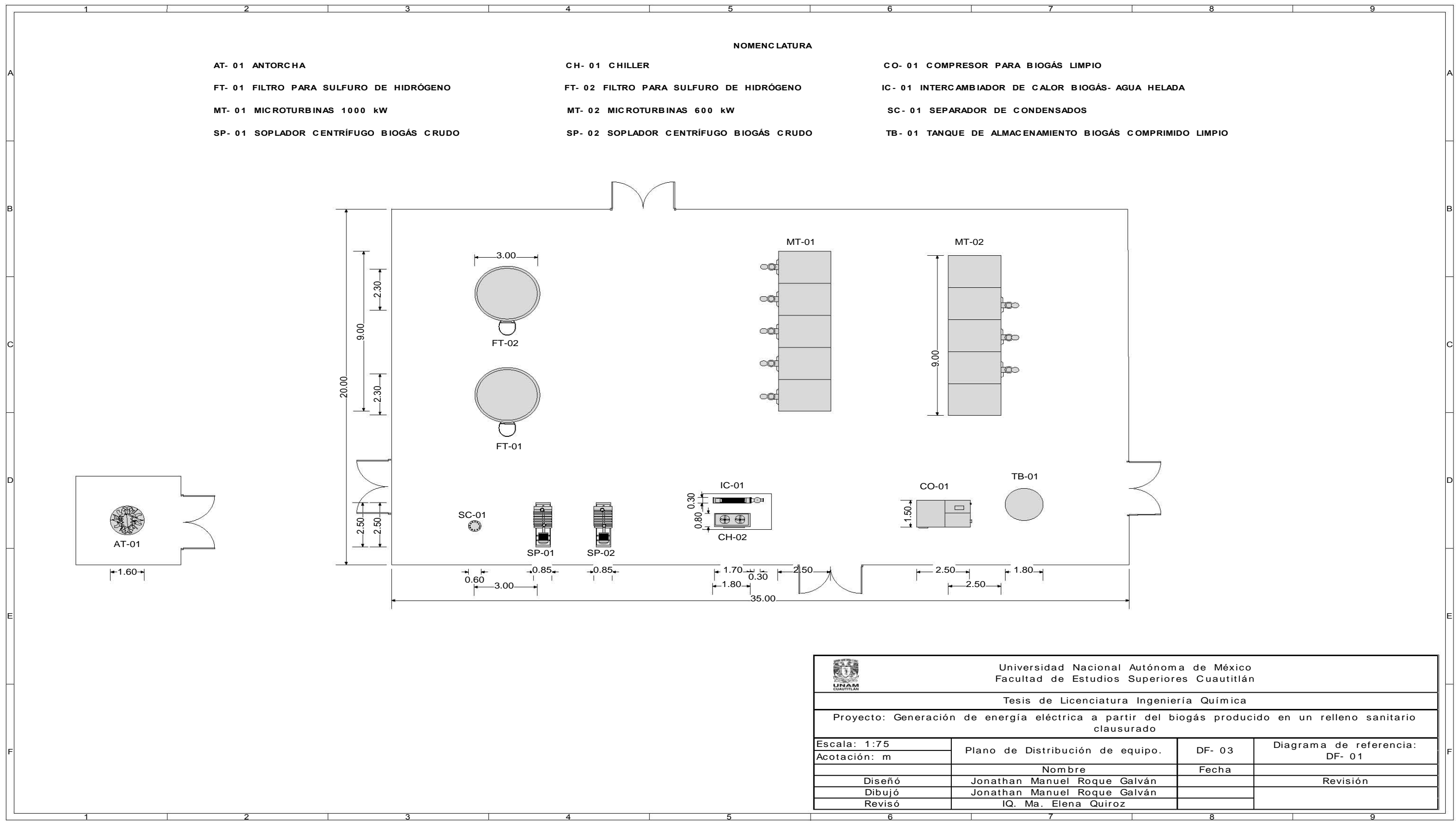


Figura 4.3. Plano de distribución de equipos.

CAPÍTULO V. Especificaciones de líneas de servicios y proceso

Uno de los aspectos que van de la mano con cualquier proceso productivo son los servicios, los cuales permiten cambiar las propiedades fisicoquímicas de materia prima, fluidos de proceso y producto terminado, así como ser utilizados por los equipos que los requieren para poder funcionar, facilitando y mejorando el proceso tanto a nivel técnico como económico. Ulrich (1986) menciona que, dentro de la categoría de servicios, se pueden encontrar dos subdivisiones: los servicios de proceso y los servicios auxiliares.

Por un lado están las instalaciones y equipos encargados de la generación de los servicios para modificar las propiedades de las corrientes de materia prima y subproductos. Entre ellos se encuentran las calderas para generar vapor, compresores para producir aire comprimido, torres de enfriamiento, plantas potabilizadoras de agua y de tratamiento de aguas residuales, subestaciones eléctricas, sistemas para refrigeración, quemadores de gases residuales, entre otros (Ulrich, 1986).

Por otro lado, los servicios auxiliares engloban sistemas de emergencia para generación de energía eléctrica, red contra incendios, sistema de drenaje de aguas pluviales, carreteras, caminos y rieles para furgones, oficinas y almacenes de materia prima y productos terminados, sistema de alumbrado, entre otros.

Al igual que ocurre en los balances de materia y energía del proceso central, se requiere de ciertos datos para poder especificar los servicios, entre los que se encuentran: temperatura, presión, concentración, carga térmica, consumo y capacidad de generación de los módulos. En este trabajo se presentarán las especificaciones en dos grupos: el primero es para las líneas de servicios y el segundo es el de las tuberías de proceso, englobando la red de extracción y las requeridas dentro de la planta de generación.

5.1 Listado de líneas de servicios

En la tabla 5.1 se enlistan los servicios requeridos dentro de la planta de generación de energía eléctrica. Se propone que las tuberías sean de acero al carbón puesto que no se necesita una alta pureza en todas las corrientes de agua y colocar acero inoxidable sería

más costoso. Las tuberías para el drenado de condensados serán de polietileno de alta densidad resistente a la corrosión.

Tabla 5.1. Listado de líneas de servicios.

Servicio	Material	Diámetro Nominal, pulgadas
Agua de servicio	Acero al carbón	6
Agua helada	Acero al carbón	2
Agua contra incendios	Acero al carbón	3
Drenaje de condensados	Polietileno alta densidad	2

Entre las características generales de los servicios requeridos en la planta se encuentran las siguientes:

1. Agua helada: será una mezcla de al menos 20% en peso de etilenglicol para evitar la formación de hielo en el intercambiador de calor y su temperatura será de menos de 4°C. Este servicio será proporcionado por el chiller que estará dentro del área de proceso junto al intercambiador.
2. Agua de servicio: proveniente del tanque elevado, el agua de servicio será para uso general en la planta, desde limpieza de pisos, canaletas, sanitarios, etc. En el caso de los filtros de desulfurización, cuando el lecho de adsorción se ha agotado, el agua se utiliza para purgar el biogás atrapado dentro y para separar aglomerados usando un aspersor a presión que se conectará a la red de agua de servicio.
3. Drenaje de condensados: los condensados que salgan del separador principal y del que está ubicado a la salida del intercambiador de calor serán almacenados en un cárcamo con un volumen aproximado de 4000L.

Cada hora se generarán aproximadamente 78 L de condensados, de acuerdo al balance de materia, que fluirán por gravedad hacia el cárcamo, luego del cual se accionará la bomba para poder desalojarlos hacia la trinchera de lixiviados que se encuentra en el perímetro del relleno sanitario, llegando finalmente a la laguna impermeabilizada para su evaporación.

4. Agua contra incendio: el agua contra incendio será utilizada cuando se presenten este tipo de siniestros, para lo cual se debe contar con una cisterna y dos bombas, una que funcionará con energía eléctrica de la red local y otra que funcionará con gasolina cuando haya corte de energía precisamente por la presencia de un incendio.

Para este servicio se especificarán las tuberías en referencia a la NOM-002-STPS-2010, con un flujo recomendado de 250 galón/min para transportar el agua a los diferentes puntos de la planta donde se pueda necesitar.

En el Anexo D se encuentra la memoria de cálculo para dimensionar las tuberías, tomando el criterio de la velocidad de flujo recomendada para obtener el diámetro nominal y la caída de presión aproximada en los diferentes tramos de tubería. También, en el Anexo E se presenta una memoria de cálculo para el requerimiento de potencia para bombeo de los diferentes servicios que se usarán en la planta.

Finalmente, en el Anexo F están las hojas de especificación de los servicios, donde encontramos los datos de flujo, material de tuberías, diámetros calculados y seleccionados, así como accesorios y caídas de presión.

5.2 Listado de líneas de proceso

Las tuberías que transportan el biogás se dividieron en dos grupos: la red de extracción y las tuberías de la planta de generación. Para el primer grupo se usan tuberías de polietileno de alta densidad (HDPE) resistentes a la corrosión, además son ligeras y provocan caídas de presión bajas, mientras que las tuberías del área de proceso serán de acero inoxidable para soportar mayores presiones estáticas del biogás.

Los datos técnicos de las tuberías de acero al carbón e inoxidable se tomarán de tablas de ASME/ANSI B.36.10 y B.36.19, que se encuentran en Crane (1992), mientras que los datos de tuberías y accesorios de polietileno de alta densidad se toman de ASTM D-3035 (Especificación de tuberías de polietileno de alta densidad), con tablas proporcionadas por proveedores de tuberías de este material. Entre los datos técnicos que encontramos están: diámetro nominal, diámetro externo, espesor y presión nominal de operación.

En la tabla 5.2 se resumen las características de las tuberías de proceso que transportan el biogás desde los pozos hasta las microturbinas:

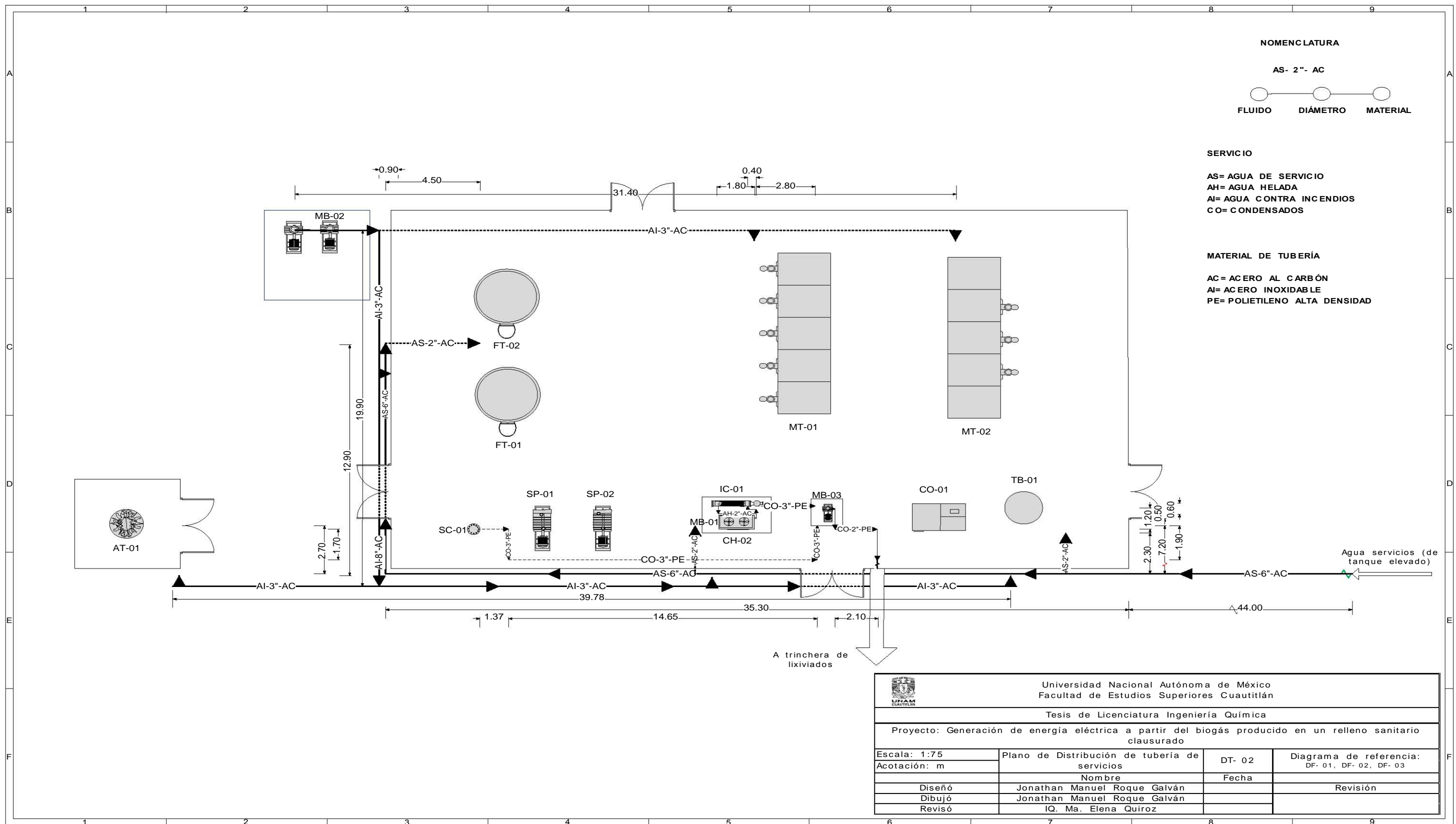
Tabla 5.2. Listado de tuberías de proceso.

Proceso	Fluido	Material	Diámetro Nominal (mm)
Red de transporte de biogás			
Pozos	Biogás crudo		50
Ramal secundario 5 pozos	Biogás crudo	Polietileno alta densidad	110
Ramal secundario 7 pozos	Biogás crudo		125
Ramal principal	Biogás crudo		250
Área de proceso			
Soplador	Biogás crudo		200
Filtro desulfurización	Biogás crudo		200
Intercambiador de calor deshumidificación	Biogás purificado	Acero inoxidable 304	200
Antorcha	Biogás purificado		200
Microturbina C600	Biogás purificado seco		80
Microturbina C1000	Biogás purificado seco		80

Las tuberías pueden colocarse sobre el suelo o ser soportadas por racks a una altura de al menos 3 m para permitir el libre paso del personal y vehículos como montacargas. También es posible colocar las tuberías de biogás en trincheras con un enrejado de metal que permita su inspección, aunque no son recomendables si la planta estará a la intemperie, en cuyo caso pueden inundarse con agua pluvial y necesitar un buen drenaje para evacuarla.

El dimensionamiento de las tuberías de proceso se llevó a cabo de forma análoga al proceso para especificar a las tuberías de servicios, pero considerando la variación de la densidad del biogás por el cambio en las condiciones de presión y temperatura (Anexo D). Para este grupo de tuberías, en el Anexo G se encuentran las hojas de especificaciones con datos como diámetro nominal, longitud, accesorios principales y caídas de presión.

Por último, se muestran los diagramas de distribución de tuberías de servicios (figura 5.1) y de las tuberías de proceso (figura 5.2), con sus dimensiones y especificaciones como diámetro nominal, fluido y material de construcción.




 Universidad Nacional Autónoma de México Facultad de Estudios Superiores Cuautitlán			
Tesis de Licenciatura Ingeniería Química			
Proyecto: Generación de energía eléctrica a partir del biogás producido en un relleno sanitario clausurado			
Escala: 1:75	Plano de Distribución de tubería de servicios	DT- 02	Diagrama de referencia: DF- 01, DF- 02, DF- 03
Acotación: m		Fecha	Revisión
Diseño	Nombre Jonathan Manuel Roque Galván		
Dibujó	Jonathan Manuel Roque Galván		
Revisó	IQ. Ma. Elena Quiroz		

Figura 5.1. Plano de distribución de líneas de servicios.

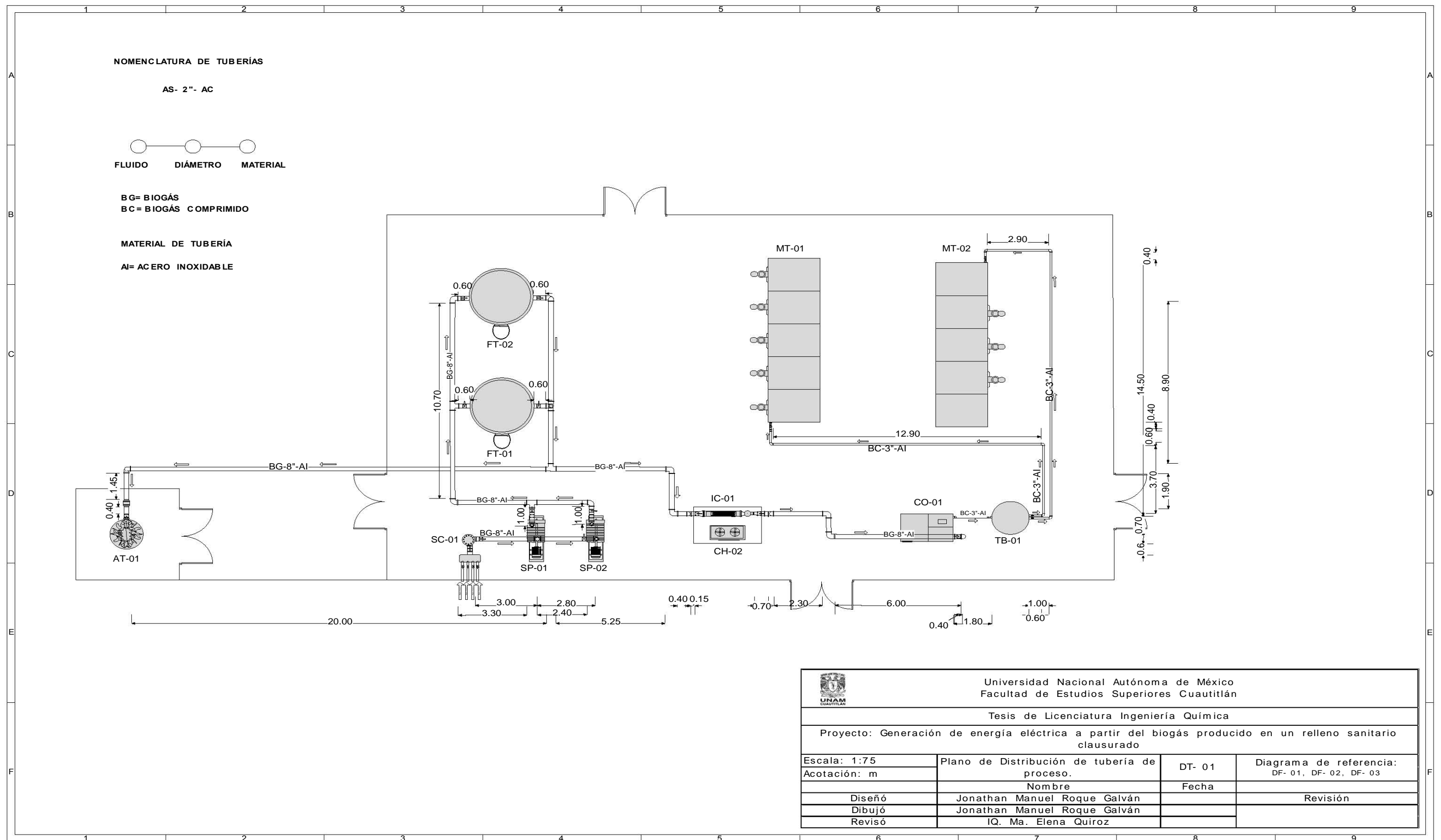


Figura 5.2. Plano de distribución de tuberías de proceso.

CAPÍTULO VI. Especificaciones de transformador y subestación

La instalación eléctrica juega un papel importante en una planta química o de cualquier giro, ya que, como cualquier servicio, es de vital importancia para el funcionamiento de los equipos y maquinarias que forman parte del proceso productivo. En este caso, las instalaciones deben ser las adecuadas para poder distribuir y utilizar la energía eléctrica en la planta de generación con biogás.

Para este trabajo se contemplarán dos grupos de equipos por separado:

1. Primer grupo: los motores y equipos que se emplearán en la planta de generación de energía eléctrica serán alimentados por la red local de CFE, para lo cual se requerirá un transformador y una subestación con los dispositivos necesarios de protección y medición tanto en alta como en baja tensión.
2. Segundo grupo: se hará una estimación de la energía eléctrica demandada por la planta de selección de residuos propuesta como alternativa de uso de la energía generada con biogás. Una vez calculados los requerimientos de ambas plantas, se podrá determinar la cantidad de energía consumida y la que estará disponible para la venta a CFE.

De esta manera, en el presente capítulo se especificarán la subestación y el transformador necesarios para la interconexión con la red local de media tensión, así como los requerimientos y especificaciones del tendido eléctrico para alimentar a los equipos dentro del área de proceso.

6.1 Selección de transformador y subestación

El transformador es un dispositivo que funciona de acuerdo al principio de inducción electromagnética de Faraday, transfiriendo energía de un circuito a otro por acople inductivo, sin conexión eléctrica entre ellos, cambiando los valores de tensión y corriente, manteniendo la frecuencia constante (Enríquez, 2005). Es el equipo más importante dentro de la instalación de conexión de la planta de generación a la red de CFE, ya que se encarga de reducir el alto voltaje a niveles aptos para conectar los diferentes equipos dentro de la planta.

El primer paso para estimar la capacidad del transformador es calcular los requerimientos de potencia de la planta de generación en las condiciones de máxima demanda. Los elementos que se tomarán en cuenta son los motores de los equipos y las cargas por iluminación, en un escenario donde todos los equipos estén operando, a excepción de la antorcha, que sólo se encenderá cuando las microturbinas se encuentren fuera de operación.

6.1.1 Listado de motores e iluminación

A continuación, se enlistan en la tabla 6.1 los motores requeridos en la planta de generación, anotando el equipo y su potencia correspondiente en HP y kW. Dichas potencias fueron calculadas en el Anexo A con el balance de energía para los sopladores y el compresor, mientras que las potencias de las bombas de servicios se calculan en el Anexo E. Se eligieron motores existentes en el mercado con capacidades nominales de potencia iguales o el inmediato superior a los calculados para cada equipo.

Tabla 6.1. Requerimientos de potencia de motores en planta de generación.

Equipo	Potencia (HP)
Soplador centrífugo 1 y 2*	20
Compresor de tornillo	150
Chiller	25
Bomba agua helada	1
Bomba agua vs incendio	25
Bomba de condensados	1
Potencia total, HP	222
Potencia total, kW	165.6

*El soplador centrífugo 1 y 2 están en paralelo, pero sólo se utilizará uno a la vez, dejando el otro en espera. Por ello, se considerará la potencia de uno solo.

Finalmente, se determina la potencia requerida para iluminación del área de proceso y áreas relacionadas, que es la que será cubierta por el suministro de CFE junto con los motores. Para ello se usarán tablas en las que se establecen la potencia consumida por cada metro cuadrado de superficie a iluminar. En este caso, se usará como guía la NOM-001-SEDE-2012 Instalaciones eléctricas, donde se encuentran dichas tablas como

referencia para cálculos de iluminación. En la tabla 6.2 se desglosan las áreas comunes de una planta y su valor de carga de iluminación por metro cuadrado.

Tabla 6.2. Cargas de alumbrado por tipo de inmueble.

Área Específica	Carga unitaria (W/m²)
Edificio Industrial	20
Almacén	2.5
Oficinas	35
Estacionamiento	5
Vestidor	5
Comedor	20
Baños	5
Enfermería	20

Fuente: NOM-001-SEDE-2012.

Se tomarán en cuenta la carga de iluminación en el área de proceso, almacén de materia prima y el área de mantenimiento. Todas las demás áreas tienen suministro eléctrico de baja tensión análogo al de una casa habitación, porque las cargas a cubrir son menores que las que hay en la planta de generación.

Dicho lo anterior, las cargas de iluminación en las áreas consideradas se muestran en la tabla 6.3.

Tabla 6.3. Requerimientos de potencia por iluminación en planta de generación.

Área específica	Área (m²)	Carga por iluminación unitaria (W/m²)	Carga por iluminación (W)
Planta de generación	700	20	14000
Almacén materia prima	50	10	500
Mantenimiento	150	20	3000
TOTAL	900		17500

Una vez obtenidas las potencias demandadas por los motores y por concepto de iluminación, se procede a calcular la capacidad del transformador para la planta de generación con biogás. Los pasos para este cálculo se enlistan a continuación, tomando las ecuaciones de Enríquez (2005):

1. Calcular con la Ec. 6.1 la corriente absorbida por cada uno de los motores, los cuales serán todos trifásicos de corriente alterna:

$$I = \frac{P * 746}{\sqrt{3} * U * \eta * \cos \varphi} \quad \text{Ec. 6.1}$$

Donde:

I, intensidad de corriente absorbida por un motor trifásico, en Amperes

P, potencia nominal del motor, en HP

U, voltaje de alimentación de los motores, 400 Volts

η , eficiencia nominal del motor, adimensional

$\cos \varphi$, factor de potencia del motor, adimensional

En el caso de las cargas de iluminación estarán conectadas a un circuito monofásico derivado de la misma red trifásica, solo que a un voltaje de 230 V. Se utilizarán lámparas fluorescentes para iluminar, así que para calcular la corriente de este tipo de fuentes se utiliza la Ec. 6.2:

$$I = \frac{P_{react.} + P_n}{U * \cos \varphi} \quad \text{Ec. 6.2}$$

Donde:

I, intensidad de corriente absorbida por la lámpara, en Amperes

P_n , potencia nominal indicada en la lámpara, en Watts

$P_{react.}$, potencia absorbida por el balasto, se toma 25% de P_n , en Watts

U, tensión aplicada a la lámpara, en Volts

$\cos \varphi$, factor de potencia, se toma 0.95 para lámparas con balasto electrónico.

2. Una vez obtenida la intensidad de corriente I, se calcula la Potencia aparente S en kVA, que es la unidad de medida con la que se especifican los transformadores, usando Ec. 6.3 y Ec. 6.4:

$$S = \frac{\sqrt{3} * U * I}{1000} \quad \text{circuito trifásico} \quad \text{Ec. 6.3}$$

$$S = \frac{U * I}{1000} \quad \text{circuito monofásico} \quad \text{Ec. 6.4}$$

Donde:

S, potencia aparente del transformador, en kVA

U, voltaje de alimentación de los motores o de iluminación, 400 V o 230 V

I, intensidad de corriente en los conductores, en Amperes

En la tabla 6.4 se muestran los resultados de los cálculos de corriente requerida por los motores e iluminación, así como la potencia aparente en kVA. Los factores de potencia y eficiencias de los motores fueron tomados de un catálogo comercial de motores Siemens® para utilizarse como referencia en los cálculos:

Tabla 6.4. Potencia aparente, en kVA, de motores e iluminación.

Motor	Potencia real, HP	Factor de potencia	Eficiencia	Voltaje, volts	Intensidad de corriente, A	Potencia aparente, kVA
Soplador	20	0.9	0.9	400	26.59	18.4
Compresor	150	0.9	0.95	400	188.90	130.9
Chiller	25	0.9	0.9	400	33.23	23.0
Bomba agua helada	1	0.8	0.8	400	1.68	1.2
Bomba condensados	1	0.8	0.8	400	1.68	1.2
Bomba vs incendio	25	0.9	0.9	400	33.23	23.0
Iluminación	23.47	0.95	-	230	100.11	23.0
Total						220.7

Como se aprecia en la tabla 6.4, la potencia aparente a cubrir por el transformador es de 220.7 kVA. Se debe buscar en catálogos de proveedores aquel transformador que tenga una capacidad igual o un valor cercano pero mayor al requerido. Además, debe proporcionar un voltaje de 400/230 V para poder alimentar tanto a los motores como a los circuitos de iluminación a la tensión requerida.

En la tabla 6.5 se muestran las especificaciones técnicas de un transformador comercial marca Zetrak™ que cumple con los requerimientos de potencia y voltaje adecuados para instalarse en la planta.

Tabla 6.5. Especificaciones transformador de 225 kVA.

Especificación	Valor
Potencia (kVA)	225
Lado Media tensión	
Tensión nominal (kV)	13.2
Conexión	Delta/estrella
Lado Baja tensión	
Tensión nominal (V)	400/230
Conexión	Delta/estrella
Frecuencia (Hz)	60
Capacidad de aceite (l)	690
Dimensiones	
Largo (m)	1.3
Altura (m)	1.3
Ancho (m)	1
Masa total (kg)	1850

Como se había mencionado anteriormente, en el capítulo 3 se describió un área donde se puede instalar una planta de selección de residuos sólidos que llegan a la Estación de Transferencia de Tultitlán, ayudando a disminuir el volumen de residuos que son enviados a otros sitios de disposición final.

Esta planta de selección sólo es una propuesta adicional para esta tesis, pues se estima que, de construirse tanto la planta de generación como la de selección, la energía producida con el biogás puede cubrir totalmente los requerimientos energéticos de ésta última y vender el resto a CFE.

Con ello, se pueden conseguir ahorros por consumo de energía de la red local al autoabastecerse con la planta de generación, además de dar una buena imagen al Sitio de Tultitlán al utilizar el biogás como fuente de energía limpia. Aunque la empresa que maneja actualmente la Estación de Transferencia tiene planeada la instalación real de una planta de selección en el sitio, hasta hoy no se ha formalizado su construcción.

Siguiendo con la planta de selección, en la tabla 6.6 se muestran los requerimientos de potencia para los equipos que formarán parte de ella, los cuales fueron elegidos siguiendo el esquema de plantas de selección disponibles en el mercado, muchas de las cuales

vienen por paquetes de equipos según la capacidad de selección, en m³/h, con opción a cambiar la cantidad y modelos de las máquinas de acuerdo a los requerimientos del cliente.

Por ello, se usará el esquema de una planta de reciclaje Fluidica® con capacidad de 200 m³/h de residuos a seleccionar, cuyos equipos deben ser distribuidos en un área de al menos 2000 m². Ya que el área reservada para esta planta de selección es de 2450 m², los equipos pueden ser distribuidos sin problema.

Tabla 6.6. Requerimientos de potencia planta de selección de residuos sólidos.

Equipo	Modelo	Potencia unitaria, HP	Potencia total (HP)
2 bandas transportadoras de alimentación (longitud = 10 m)	-	2	4
2 Trommel (Diámetro= 2.5 m; Longitud= 9 m)	Itomak	4	8
2 bandas de selección horizontales (A= 1.4 m; L= 16 m + 2 m volados para salida de residuos)	-	2	4
2 bandas magnéticas para material ferroso	-	2	4
3 Compactadoras	FV-6030	30	90
Compactadora horizontal	091130/7	20	20
Compactadora de latas de aluminio	FAC-1200	20	20
Molino de PET	Mexiplast Mod. 6230	30	30
Molino de HDPE	Mexiplast Mod. 6230	30	30
Abrebolsas	-	20	20
Potencia motores, HP			230
Potencia motores, kW			171.58
Potencia iluminación, kW	-	-	49
Potencia total, kW			220.58

La capacidad instalada de la planta de generación con biogás es 1.6 MW, así que puede cubrirse la demanda energética de 220 kW para la planta de selección, mientras que el resto de la energía eléctrica generada se venderá a la red eléctrica. Las ganancias por la venta de energía se mostrarán en el capítulo 7 dedicado al análisis económico.

6.1.2 Listado de líneas de conductores

En este apartado se llevará a cabo el dimensionamiento de los conductores que proporcionarán la energía eléctrica a los diferentes equipos de la planta de generación, así como los tubos conduit para la distribución del cableado.

1. Se calcula la corriente máxima en cada uno de los circuitos de los motores. En el apartado 6.1.1 de este capítulo se encuentra la tabla 6.4 con dichos datos, que se calcularon para determinar la capacidad del transformador.
2. Ahora se determina el tamaño de los conductores a usar tomando como referencia las tablas de datos que se encuentran en la NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones eléctricas, concretamente, las tablas referentes a la capacidad de conducción de corriente eléctrica en Amperes, permisible para conductores aislados hasta 2000 V.

Con la corriente calculada para cada motor, tipo de cable TW y temperatura nominal máxima de 60°C para aislante termoplástico, se determina el calibre de los conductores en AWG (por sus siglas en inglés) y mm². En caso de no coincidir la corriente calculada con un calibre de conductor, se toma el calibre inmediato superior.

En la tabla 6.7 se muestran los resultados de los calibres de los conductores para cada uno de los circuitos de los motores en la planta. Puede notarse que los motores de mayor potencia requieren un calibre más grande para poder manejar las corrientes sin peligro de sobrecalentamiento:

Tabla 6.7. Calibres de conductores para circuitos de motores.

Motor	Potencia real, HP	Intensidad de corriente, A	Calibre, AWG	Calibre, mm ²
Soplador	20	26.59	10	5.26
Compresor	150	188.90	4/0	107
Chiller	25	33.23	8	8.37
Bomba agua helada	1	1.68	14	2.08
Bomba condensados	1	1.68	14	2.08
Bomba vs incendio	25	33.23	8	8.37

3. Los conductores serán colocados dentro de tubos Conduit de metal para disminuir el desgaste del aislante por la acción del sol, lluvia y otros factores. De nueva cuenta, se toman las recomendaciones de la NOM-001-SEDE-2012, ahora para la selección del conduit adecuado para cada uno de los circuitos de motores.

La norma establece que los conductores pueden ocupar hasta el 40% del área de sección transversal del conduit, siempre que haya dos o más conductores dentro. La Ec. 6.5 se utiliza para calcular el área del conduit, con las consideraciones ya mencionadas:

$$a_{conduit} = \frac{n_{cables} * a_{cable}}{0,4} \quad \text{Ec. 6.5}$$

Donde:

n, número de conductores = 3

a, área de sección transversal en cada caso, en mm²

En la tabla 6.8 se muestran las dimensiones de los tubos conduit calculados y seleccionados de las tablas de la NOM-001-SEDE-2012 para cada uno de los motores en la planta:

Tabla 6.8. Dimensiones de tubos conduit para circuitos de motores.

Motor	Datos conduit calculados			Datos conduit seleccionado (tablas)			
	Área un conductor con aislante, mm ²	Área total conductores, mm ²	Área conduit, mm ²	Designación, pulgadas	Área disponible para conductores, mm ²	Área conduit, mm ²	Diámetro interior, mm
Soplador	15.7	47.1	117.75	1/2"	78	196	15.8
Compresor	240	720	1800	1 1/2"	867	2165	52.5
Chiller	28.2	84.6	211.5	3/4"	137	344	20.9
Bomba agua helada	8.97	26.91	67.28	1/2"	78	196	15.8
Bomba condensados	8.97	26.91	67.28	1/2"	78	196	15.8
Bomba contra incendio	28.2	84.6	211.5	3/4"	137	344	20.9

Finalmente hablaremos de la subestación para completar los equipos que forman parte de las instalaciones eléctricas de la planta de generación. La subestación es el conjunto de elementos integrados que sirven para controlar, distribuir, transformar y medir la energía eléctrica proveniente de las plantas generadoras o de las redes de distribución de alta y media tensión (Enríquez, 2005). Existen en el mercado subestaciones compactas para bajas demandas de potencia, las cuales permiten albergar todos los elementos necesarios para la interconexión con la red local, ahorrando espacio dentro del sitio.

La subestación, además del transformador de voltaje como equipo principal, también cuenta con otros dispositivos que son importantes para la correcta interconexión de la red local de energía eléctrica con la planta que la utilizará. Entre estos dispositivos destacan los de protección contra sobrecorriente y/o cortocircuitos, seccionadores con apartarrayos y medidores de consumo. Hay una gran variedad de arreglos de subestaciones, pero todas deben tener al menos los elementos mencionados a continuación:

1. Seccionador con fusibles y apartarrayos: su función es la conexión y desconexión con carga de la red de media tensión. Los fusibles integrados protegen contra cortocircuitos y los apartarrayos permiten descargar a tierra las sobrecorrientes que lleguen a generarse.
2. Cuchilla de paso: encargada de aislar la subestación de la alimentación en media tensión. Para que pueda accionarse la cuchilla de paso primero se debe abrir el seccionador en carga.
3. Medición: en esta sección se resguarda el equipo de medición de la compañía suministradora del servicio eléctrico y solo ellos están autorizados para abrirla cuando se hagan inspecciones periódicas de consumo o se presenten fallas en el sistema.

En la tabla 6.9 se muestran las especificaciones de una subestación compacta disponible en el mercado marca Zetrak™.

Tabla 6.9. Especificaciones de subestación.

Especificación	Valor
Arreglo	Medición, cuchilla de paso, seccionador con fusibles y apartarrayos
Acometida (kV)	13.2
Protección contra sobrecorriente (A)	25
Tamaño del fusible (mm)	292
Dimensiones	
Altura (m)	1.9
Ancho (m)	2.0
Largo (m)	2.5
Largo sección cuchilla de paso (m)	1.4
Largo sección seccionador (m)	1.1

Para finalizar, a continuación, se muestra el Diagrama unifilar en la figura 6.1, donde se presentan los elementos de la subestación y transformador, así como los circuitos de potencia donde se utiliza la energía eléctrica, representados mediante símbolos para visualizarlos de forma sencilla.

Mientras que en la figura 6.2 se presenta el plano de distribución de cargas eléctricas, donde se aprecian los equipos de la planta de generación y las características de los conductores y tubos conduit que se utilizarán para conectarlos al centro de control de motores en baja tensión.

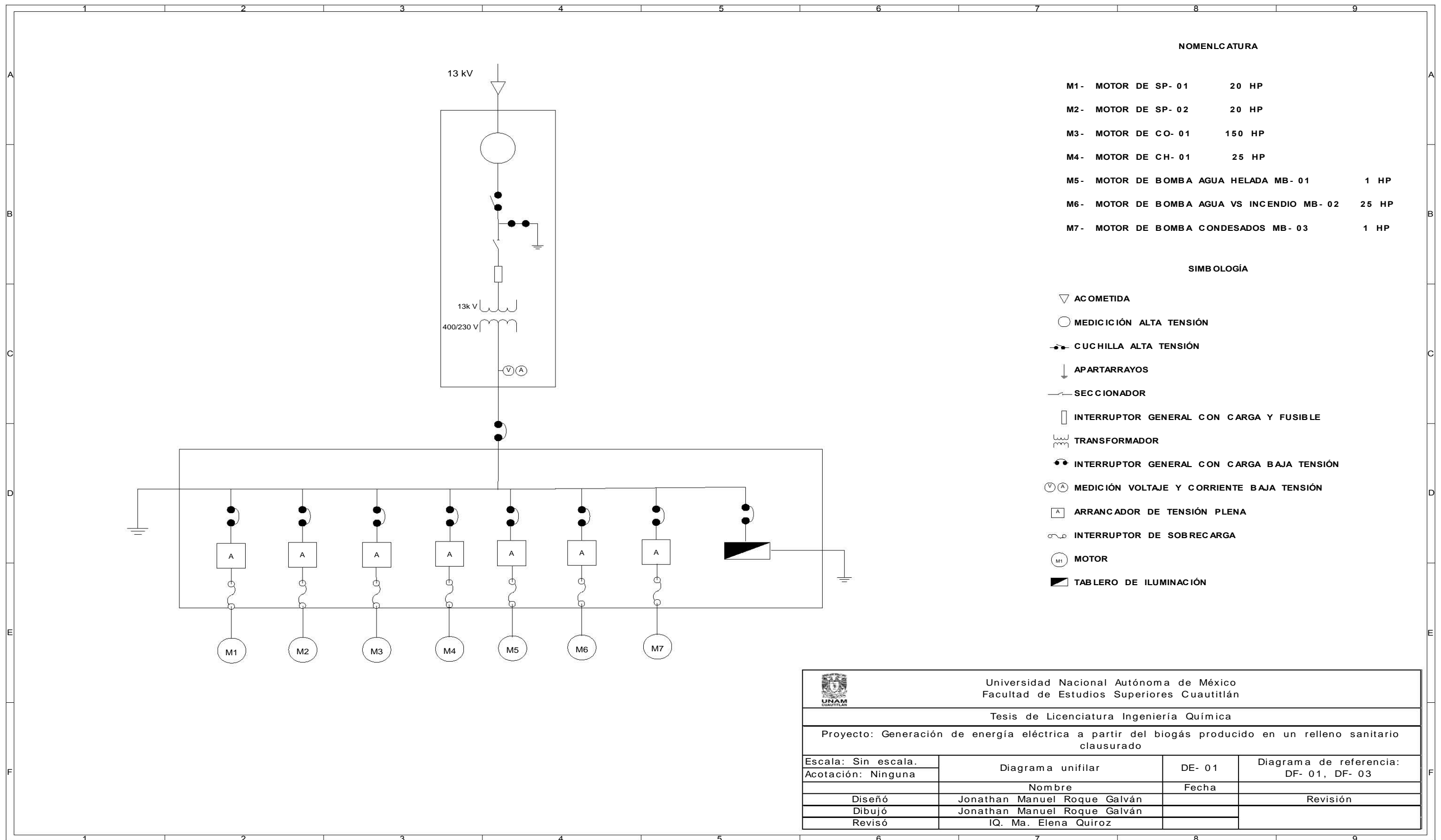


Figura 6.1. Diagrama unifilar Planta de Generación de energía eléctrica.

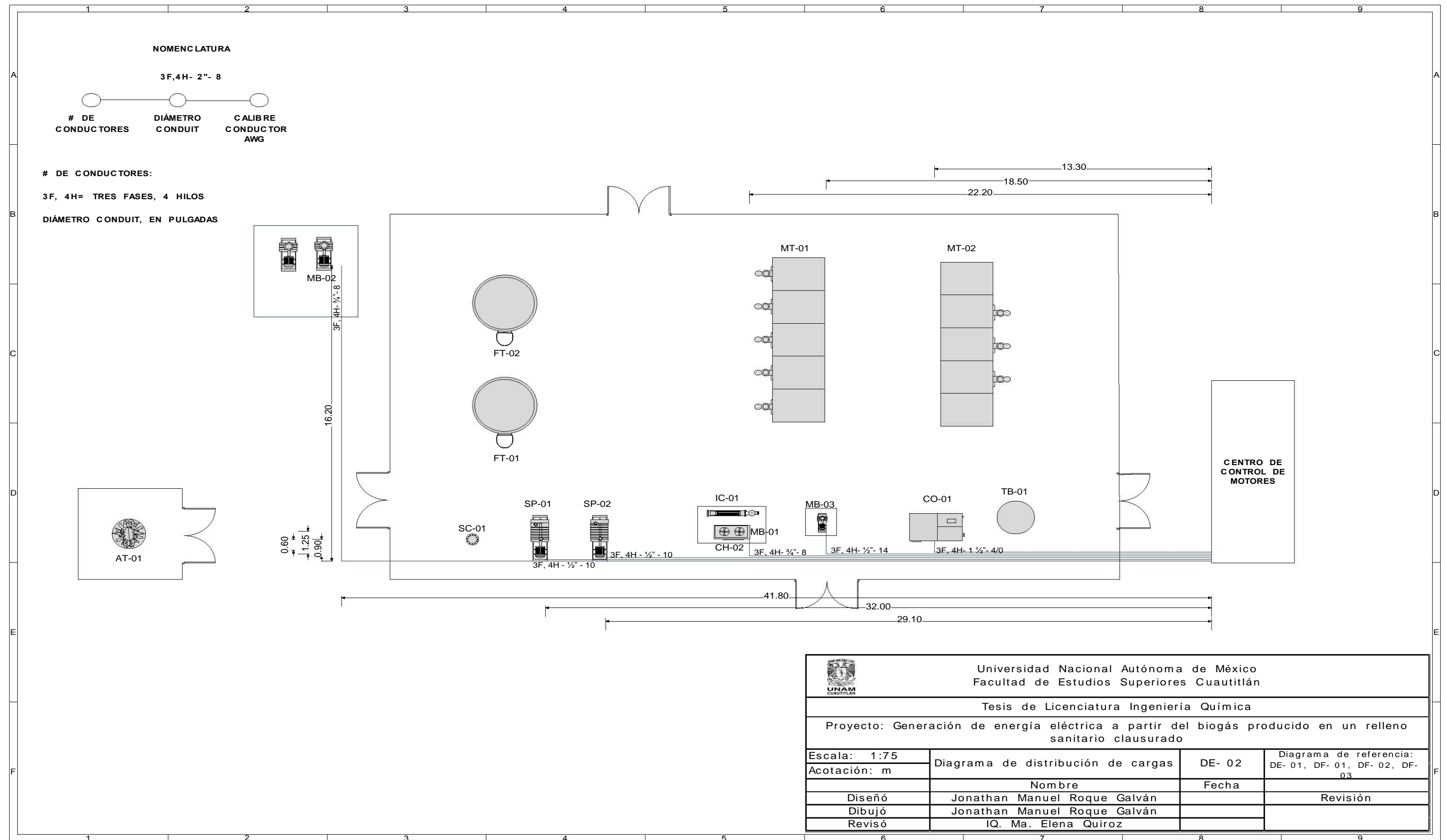


Figura 6.2. Plano de distribución de cargas.

CAPÍTULO VII. Análisis económico

Llegamos a la culminación de este trabajo con un análisis económico donde se reúnen los datos de costos de inversión y las ganancias generadas en caso de implementar el proyecto de generación eléctrica. Como se ha expuesto en los capítulos 1 y 2, existe todo un proceso previo a la construcción de una planta de este tipo, desde estudios de mercado, de impacto ambiental y de prefactibilidad tanto económica como técnica.

Ya en el capítulo 1 se daban los requisitos mínimos para que se pueda construir un proyecto de aprovechamiento energético del biogás de relleno sanitario. Por ello, en este análisis sólo se mostrará lo referente a gastos y ganancias esperadas para poder saber si el proyecto es factible. Para este análisis se tomaron como referencia el Estudio de prefactibilidad para la implementación de proyecto de recuperación y utilización del biogás de un relleno sanitario en Chihuahua (SCS Engineers, 2005) y el proyecto Tultitlán Ecomethane Landfill Gas to Energy Project (Naciones Unidas, 2007).

Dichos estudios de factibilidad desarrollan todo un desglose de lo que se requiere, tanto a nivel técnico como administrativo, para demostrar la factibilidad o no de cada proyecto. Entre los aspectos básicos que se consideran en dichos análisis económicos se encuentran los siguientes:

1. Costos de inversión, de operación y mantenimiento (O&M).
2. Estimación de ventas de energía, así como otros ingresos para el proyecto.
3. Evaluación de métodos de financiamiento.

En todos los proyectos de explotación de biogás, una vez que se han realizado los trámites y las investigaciones de mercado pertinentes, la construcción de la planta se lleva a cabo en dos etapas. Primero se construye la red de extracción con pozos y tuberías, la estación del soplador y la antorcha para comenzar a quemar el biogás. Es en esta etapa donde se hacen nuevos estudios en campo, además de los modelos matemáticos, para monitorear la cantidad y calidad de biogás extraído, con lo que se decide si se colocarán los equipos restantes en una segunda etapa para comenzar a generar energía eléctrica.

En este análisis se seguirá un esquema parecido al que se explicó anteriormente, es decir, el primer año se construye la red de extracción y al siguiente la planta de generación. Así, en el primer año no habrá ingresos por venta de energía a CFE ni por bonos de carbono; en el segundo, una vez construida la red de extracción y colocados los equipos para la quema de biogás (sopladores, antorcha, filtros), se puede comenzar a gestar la venta de bonos de carbono.

Finalmente, al tercer año ya se comenzarán a percibir ingresos tanto por la venta de energía como por los bonos de carbono. La forma de saber si el proyecto generará utilidades es comparar los costos de inversión y gastos con las ganancias esperadas, de manera que se puede recuperar la inversión y obtener un beneficio económico.

7.1 Costos e ingresos del proyecto

En la tabla 7.1 muestra los datos base para comenzar a calcular los ingresos y egresos de capitales necesarios para determinar la factibilidad del proyecto.

Tabla 7.1. Datos para análisis económico inicial.

Dato	Valor
Año de inicio de operación	2019
Capacidad máxima esperada, MW	1.6
Tiempo de operación, años	10
Tarifa eléctrica, \$/kWh	0.08
Valor de bonos de carbono, \$/ton CO ₂ eq.	8
Tasa de descuento	8%

Los costos e ingresos del proyecto para todos los años de operación de la planta, desde el 2018 hasta el 2029, se resumen en el Anexo H. A continuación, se explican cada uno de los indicadores y las consideraciones que se tomaron en cuenta para la evaluación económica:

1. Venta de energía eléctrica

A) Capacidad máxima de generación de energía eléctrica: la capacidad de generación es directamente proporcional a la cantidad de biogás extraído. En el capítulo 2 se empleó el Modelo Mexicano del Biogás para estimar la producción de biogás en los próximos años, siendo la tendencia a la baja porque ya pasó un tiempo prolongado desde que se clausuró el relleno sanitario en 2013.

Según los resultados del Modelo matemático, la capacidad de generación irá disminuyendo a razón de 0.2 MW/año aproximadamente, siendo 1.6 MW la capacidad instalada inicial. Para el año 2029, la cantidad de biogás ya no será suficiente para alimentar a las microturbinas.

- B) Índice de venta de energía (\$/kWh): el precio de venta de energía eléctrica a CFE puede ser muy variable. Las referencias manejaron precios de 6 centavos de dólar/kWh (SCS Engineers, 2005) y \$0.08/kWh (Naciones Unidas, 2007). En este caso se propone un precio de \$0.07/kWh que es el precio actual aproximado de venta al sector industrial. Para que la energía generada en esta planta sea económicamente atractiva para empresas que la quieran comprar, el precio de venta tendrá que ser ligeramente menor al que ofrece CFE.
- C) Venta neta de energía (MWh/año): es la cantidad de energía neta que puede venderse a CFE para que la distribuya a potenciales consumidores externos. Según los datos del Anexo H, en el primer año de operación de las microturbinas se podrán vender casi 13000 MWh/año de energía, considerando un tiempo de operación de 8000 h/año.

Ahora bien, de instalarse la posible planta de selección de residuos, la venta neta de energía disminuirá hasta los 10400 MWh/año el primer año de operaciones, ya que esta planta consumirá 220 kW de potencia del total generada en la planta de biogás. Los resultados del Anexo H muestran los ingresos por venta de energía sin descontar la potencia consumida por la hipotética planta de selección, aunque más adelante se verá la influencia de esta sobre la factibilidad del proyecto.

De cualquier manera, la capacidad de venta irá a la baja a razón de 1500 MWh/año aproximadamente al comienzo de la operación de las microturbinas, con una tendencia de entre 500 a 700 MWh/año menos cada año hacia el final del tiempo de vida del proyecto.

- D) Ganancias por venta de energía (\$/año): son las ganancias anuales netas estimadas por venta de energía, que se obtienen al multiplicar el índice de venta con la cantidad neta vendida. Como se explicó con anterioridad, el primer año no se percibirán ingresos por este concepto, siendo a partir del tercer año que se comenzará a vender la energía a CFE.

2. Venta de bonos de carbono:

A) Reducción de emisiones de metano (ton/año): es la cantidad de toneladas de metano destruidas anualmente por la quema de biogás ya sea en la antorcha o en las microturbinas (Naciones Unidas, 2007). A diferencia de la cantidad de energía eléctrica generada y vendida, la reducción de emisiones toma en cuenta la totalidad del metano destruido en un año sin importar el equipo en el que se quema el biogás. Para cuantificar el total de metano destruido, la planta debe contar con los instrumentos de medición de flujo y de las propiedades de los gases de escape de las microturbinas y/o antorcha.

B) Bonos de carbono por reducción de emisiones de metano (ton CO₂ eq./año): recordemos que 1 ton de metano = 25 ton CO₂ equivalente, por lo que las toneladas totales de metano destruido en un año se han de multiplicar por 25 y estas toneladas serán las que se cuantifiquen para posible venta de bonos de carbono.

El proyecto es más redituable si es inscrito al Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) para poder tener los beneficios por la venta de estos bonos, tal como se muestra en el estudio de factibilidad del relleno Sanitario de Tultitlán en 2006 (Naciones Unidas, 2007), donde el hecho de considerar al proyecto dentro del MDL fue determinante para comenzar la operación de la planta para quemar el biogás.

C) Ganancia por venta de bonos de carbono: el precio de los bonos (\$/ton de CO₂ equivalente quemado) no ha cambiado mucho desde que se instauró el mercado del CO₂, con un valor entre 5 y 10 \$/ton CO₂ eq, precios que se han tomado para los estudios de factibilidad de otros proyectos.

Para este caso, se eligió el precio promedio de \$8/ton CO₂ eq. como referencia para cuantificar las ganancias por venta de bonos. Estos se comienzan a percibir desde el momento que la antorcha es puesta en operación, para lo cual el proyecto ya debe estar inscrito al MDL. Las ganancias irán disminuyendo según se reduzca la extracción y, por ende, la destrucción del metano del biogás.

3. Costos de construcción: durante el primer año los gastos generados corresponden a la construcción de la red de extracción del biogás, filtros, sopladores y antorcha, incluyendo los gastos por ingeniería y trámites en las diferentes instancias, destacando la inscripción del proyecto al MDL ante la ONU.

Para el segundo año se contemplan los costos por la instalación del resto de los equipos de la planta, entre los que destacan las microturbinas y la infraestructura eléctrica para la interconexión con la red local. También se suman los gastos por operación y mantenimiento, consumo de energía eléctrica de la red local por los equipos de la planta de generación, suministro de materia prima para los filtros de sulfuro de hidrógeno, entre otros.

En los años subsecuentes, se siguen contemplando los gastos enlistados para el segundo año de operación de la planta, incluyendo los gastos anuales necesarios para que el proyecto siga dentro del esquema del MDL, lo que permitirá continuar percibiendo los beneficios de los bonos de carbono cada año.

Los gastos manejados en el análisis son sólo aproximados, algunos se determinaron con base en los costos estimados en otros proyectos de prefactibilidad o en las guías sobre instalación de redes de extracción, plantas de quema y aprovechamiento energético del biogás, como en Conestoga-Rovers & Associates (2010) y SCS Engineers (2005). En este proyecto, los costos de inversión total se estiman en \$2,660,000, lo cual es razonable de acuerdo a la capacidad instalada de la planta (1.6 MW). En la tabla 7.2 se muestran los costos de inversión de los proyectos implementados en México, descritos en el capítulo 1.

Tabla 7.2. Inversión, en dólares, de proyectos de biogás en México.

Proyecto	Capacidad instalada, MW	Inversión, \$
Monterrey	7.42	10,000,000
Aguascalientes	2.7	7,000,000
Ciudad Juárez	4.5	11,000,000

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, 2012.

7.2 Análisis costo-beneficio

Con los datos de gastos e ingresos obtenidos para este proyecto se establece un flujo de caja con el que se calculan los indicadores Tasa interna de retorno o TIR y el valor presente neto o VPN, que son empleados en los estudios de prefactibilidad para evaluar si un proyecto es viable o no.

El VPN se utiliza para calcular la ganancia o la pérdida que se tendrá en una inversión, a partir de una tasa de descuento dada y un flujo de caja de gastos e ingresos (Coss, 2005). Las tasas de descuento son de alrededor de 12% para este tipo de proyectos, aunque las fuentes consultadas utilizan valores entre 8 y 10%. En este caso, se usará una tasa de descuento de 8%. Se acepta el proyecto si el VPN es positivo, ya que significa que habrá ganancia en la inversión.

Por su parte, la TIR representa el porcentaje de interés que se gana sobre el saldo no recuperado de una inversión, en cualquier momento mientras el proyecto esté operando (Coss, 2005). El proyecto es rentable si TIR es mayor o igual a la tasa de descuento con la que se evalúa inicialmente. En este caso, la TIR tendría que ser mayor o igual al 8% para que el proyecto sea aceptado.

En la tabla 7.3 se encuentran los valores de TIR y VPN calculados para este proyecto. Se muestran los resultados considerando primero que se vende la totalidad de la energía eléctrica producida con el biogás, así como los resultados si se utilizara 0.22 MW de energía en la planta de selección de residuos propuesta.

Tabla 7.3. Resultado análisis económico.

Dato	100 % venta de energía eléctrica	Uso de 0.22 MW planta de selección
Costo de inversion inicial, \$		2,662,000
Tarifa eléctrica, \$/kWh		0.07
Precio bono de carbono, \$/ton CO ₂ eq.		8
Tasa de descuento, %		8
VPN, \$	596,840.77	-111,905.82
TIR, %	13	6

Los resultados de la tabla 7.3 nos indican que la utilización en el sitio de tan solo 0.2 MW de la potencia total generada merma significativamente los valores de VPN y TIR, considerando el mismo precio de bonos de carbono y la misma tarifa eléctrica.

Como puede notarse, el proyecto resulta factible solo si se vende toda la energía eléctrica a la CFE, ya que el VPN resulta positivo y el TIR está por arriba de la tasa de descuento. En el caso de la implementación de la planta de selección, el proyecto no es factible porque

el VPN resulta negativo. Para que se puedan implementar ambas plantas se necesita que los bonos de carbono se coticen a mejores precios en el mercado o que la energía eléctrica pueda venderse a un precio mayor.

La tabla 7.4 muestra la influencia del precio de los bonos de carbono para que los valores de VPN y TIR sean tales que pueda considerarse al proyecto de biogás como factible, utilizando un precio de energía igual a \$0.07/kWh para diferentes precios de bonos de carbono.

Tabla 7.4. Valores de TIR y VPN con diferentes precios de los bonos de carbono.

Precio bonos de carbono, \$/ton CO ₂ eq.	100 % venta de energía eléctrica		Uso de 0.22 MW planta de selección	
	TIR, %	VPN, \$	TIR, %	VPN, \$
6	6	- 141,899.03	-8	- 850,645.62
7	11	227,470.87	0	- 481,274.72
8	15	596,840.77	6	- 111,905.82
9	20	966,210.67	12	257,464.08
10	24	1,335,580.57	17	626,833.97

Ahora veamos la influencia del precio de venta de la energía eléctrica generada sobre los valores de TIR y VPN, como se muestra en la tabla 7.5, para un precio constante de \$8/bono de carbono.

Tabla 7.5. Valores de TIR y VPN con diferentes precios de venta de energía eléctrica.

Precio de la energía eléctrica, \$/MWh	100 % venta de energía eléctrica		Uso de 0.22 MW planta de selección	
	TIR, %	VPN, \$	TIR, %	VPN, \$
0.05	2	- 385,209.64	-11	- 891,457.21
0.06	9	105,815.57	0	- 501,681.51
0.07	15	596,840.77	6	- 111,905.82
0.08	21	1,087,865.98	12	277,869.87
0.09	25	1,578,891.18	17	667,645.56

Es evidente que los precios tanto de los bonos de carbono como de la energía eléctrica vendida juegan un papel importante sobre la economía de los proyectos de biogás, de ahí la necesidad de establecer precios mínimos para estos rubros que permitan la factibilidad de construir las plantas en campo. En este proyecto, los bonos de carbono deben cotizarse a más de \$7/bono y la energía venderse cuando menos a 0.06 \$/MWh para que los indicadores sean positivos y se pueda aceptar el proyecto.

Estos precios, sobre todo los bonos de carbono, son impuestos por entidades externas a la planta y muchas veces no tienen el valor suficiente como para que los ingresos aumenten y se recupere la inversión. Además, cabe mencionar que, si se considera solo la venta de energía o solo la venta de bonos de carbono, se obtienen valores negativos de TIR y VPN, siendo necesario vender ambos recursos para poder recuperar la inversión en la planta.

A pesar de que los indicadores económicos arrojan resultados positivos en el caso de 100% de venta de energía eléctrica generada, el proyecto finalmente será considerado no viable, debido a las siguientes razones:

- La cantidad de biogás generado en el sitio va a la baja, haciendo que la capacidad instalada de la planta de generación también disminuya. Como consecuencia, no se cumple el periodo mínimo esperado de 10 años para la operación de la planta.
- No hay ganancias atractivas, con valores de VPN por debajo de lo invertido inicialmente.
- Incertidumbre en los precios de los bonos de carbono y de la energía eléctrica.
- Los gastos de inversión pueden ser mayores por conceptos no considerados en este trabajo.

Respecto a las plantas de generación y selección, las demandas de potencia calculados en el capítulo 6 resultan casi iguales para ambas. Entonces, si se instala la planta de selección, resulta más conveniente pagar la energía eléctrica consumida de la red local que construir la planta de generación eléctrica con biogás para cubrir ese requerimiento energético.

CONCLUSIONES

A lo largo de este trabajo se fueron exponiendo los requerimientos técnicos y económicos para poder utilizar el biogás producido en un relleno sanitario como combustible en equipos generadores de energía eléctrica. Durante la investigación bibliográfica se encontró información relevante acerca de proyectos implementados en México de forma exitosa, pero también se encontró que muchos de ellos han fracasado.

Son varias las razones por las que gran parte de estas plantas de aprovechamiento del biogás no se construyen, entre ellas están la poca participación de gobiernos y empresas desarrolladoras, a los trámites largos, así como al poco interés por invertir en proyectos con gran incertidumbre tanto en costos de inversión como en ganancias.

A pesar de ello, se propuso la instalación de una planta para aprovechar el biogás que aún se genera en el Relleno Sanitario de Tultitlán, planteando en esta tesis las bases de diseño y la ingeniería básica para dicha propuesta.

No obstante, luego de realizar el estudio teórico de la producción de biogás en este relleno sanitario, se concluye que la instalación de una planta de generación eléctrica no es factible debido a que la cantidad de biogás en el sitio es cada vez menor y no alcanzará para cumplir los 10 años de operación esperados, sumado a los altos costos de inversión y la incertidumbre en los precios de venta de energía y de los bonos de carbono, que representan los medios para recuperar lo invertido.

La situación de este relleno sanitario en estudio se presenta en muchos otros, donde el desconocimiento del potencial energético del biogás y la falta de planeación en su explotación hacen que los estudios de factibilidad se inicien cuando la cantidad de biogás ya ha descendido a niveles que no permiten instalar una planta de generación de energía eléctrica o para otros usos, por lo cual los proyectos se quedan en la etapa de quema del biogás solo para cumplir con la normatividad vigente para emisiones de gases de efecto invernadero.

Como muestra de lo anterior, sólo tres proyectos a gran escala se han implementado en México, no sin contratiempos y altibajos. Todos ellos han difundido los beneficios económicos y medioambientales alcanzados al utilizar el biogás de relleno sanitario como

fuentes de energía limpia, esto con el fin de aumentar el interés de otras entidades para instalar nuevas plantas de aprovechamiento. Sin embargo, poco se ha logrado y muchos proyectos con gran potencial se han quedado en propuestas.

Esta situación puede cambiar si se logran una mejor planeación en la explotación del biogás y si existe participación activa de los diferentes niveles de gobierno, de las empresas desarrolladoras y las que se encargan de operar estos sitios de disposición final.

Aunque el proyecto que se propuso en esta tesis no es factible, el desarrollo de las bases de diseño y la ingeniería básica sirven como pauta para nuevos estudios de factibilidad en otros sitios de disposición final en operación o que se planeen construir en diferentes lugares de México.

Para finalizar, se propone que en trabajos futuros se evalúen otros usos para este recurso energético, como la producción de biogás limpio para inyectar a una red de gas natural o como gas licuado en tanques para usarse como combustible en los hogares de la comunidad o en industrias cercanas, haciendo los respectivos estudios de mercado, financiamientos e ingenierías básica y de detalle para implementar dichos proyectos en otros rellenos sanitarios con mejores potenciales energéticos.

REFERENCIAS

- Aguilar, Q., Taboada, P. A., y Ojeda, S. (2011). Modelo mexicano para la estimación de la generación de biogás. *Ingeniería-Revista Académica de la Facultad de Ingeniería, Universidad Autónoma de Yucatán*, 15(1), 37-45. Recuperado de <http://www.revista.ingenieria.uady.mx/volumen15/modelo.pdf>
- Alcántar, R. F. (2015). *Evolución de las características fisicoquímicas del lixiviado generado en el Relleno Sanitario Bordo Poniente*. Tesis de Licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.
- Arvizu, J. L. (2008). Generación de electricidad con el biogás producido en el relleno sanitario de Bordo Poniente. *Boletín IIE*, 32(4), 171-172. Recuperado de <https://www.ineel.mx/boletin042008/brev01.pdf>
- Arvizu, J. L., y Huacuz, J. (2003). Biogás de rellenos sanitarios para la producción de electricidad. *Boletín IIE*, 27(4), 118-123. Recuperado de <https://www.ineel.mx/boletin042003/apli.pdf>
- Banco Mundial (2016). *Evaluación Rápida del Uso de la Energía*. Monterrey, Nuevo León, México. Recuperado de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/171266/21_Monterrey.pdf
- Braga, T. G. (2004). *Sulfatreat*. Recuperado de http://octane.nmt.edu/sw-pttc/proceedings/H2S_05/Sulfatreat.pdf
- Chávez, S. (2014). *En Atizapán de Zaragoza generan energía eléctrica con biogás que produce relleno sanitario* [en línea]. La Jornada en Línea. Recuperado de <http://semanal.jornada.com.mx/ultimas/2014/05/19/en-atizapan-de-zaragoza-generan-energia-electrica-con-biogas-que-produce-el-relleno-sanitario-1647.html>
- Comisión Federal de Electricidad (2012). *Guía de generación de electricidad mediante residuos sólidos urbanos*. Recuperado de <http://www.ineel.mx/docu/Guia-RSU.pdf>

- Conestoga-Rovers & Associates (2004). *Handbook for the Preparation of Landfill Gas to Energy Projects in Latin America and the Caribbean*. Recuperado de https://www.esmap.org/sites/esmap.org/files/Handbook_Preparation_LandfillGas_to_EnergyProjects_LAC_Resize.pdf
- Conestoga-Rovers & Associates (2010). *Landfill Gas Management Facilities Design Guidelines*. Recuperado de <https://www2.gov.bc.ca/assets/gov/environment/waste-management/garbage/designguidelinesfinal.pdf>
- Coss, B. R. (2005). *Análisis y evaluación de proyectos de inversión* (2ª ed.). México: Limusa.
- Crane (1992). *Flujo de fluidos en válvulas, accesorios y tuberías*. México: McGraw-Hill.
- Cryoinfra (2009). *Hoja de datos de seguridad, Dióxido de carbono*. Recuperado de http://www.cryoinfra.com/contenido/uploads/2010/01/MSDS_Dioxido_de_Carbono_abr_09.pdf
- Diario Oficial de la Federación. (2017). *Reglas de carácter general para el pago opcional del impuesto especial sobre producción y servicios a los combustibles fósiles mediante la entrega de los bonos de carbono*. Recuperado de http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5508098&fecha=18/12/2017
- Enríquez, H. A. (2005). *Elementos de instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión* (2ª ed.). México: Limusa.
- Fachverband (2016). *Biogas Safety First. Directrices para el uso seguro de la tecnología del biogás*. Recuperado de https://www.giz.de/de/downloads/Guia_Seguridad_Biogas_GIZ.PDF
- González, J. (2009). *Energías renovables*. Barcelona: Reverté.
- Hamilton, S. L. (2003). *The handbook of microturbine generators*. EUA: Pennwell Corporation.
- Hernández, C. (2009). *Captura y aprovechamiento del biogás de los rellenos sanitarios “San Nicolás” y “Las Cumbres” del municipio de Aguascalientes, Aguascalientes, México*. Recuperado de <http://www.institut-gouvernance.org/es/analyse/fiche-analyse-441.htm>

- Huacuz, J. (1999). Generación eléctrica distribuida con energías renovables. *Boletín IEE*, 23(5), 216-222. Recuperado de <https://www.ineel.mx/reno99/tenden.pdf>
- Islas, J., Manzini, F., y Maserà, O. (2007). A prospective study of bioenergy use in Mexico. *Energy*, 32(12), 2306-2320. doi: 10.1016/j.energy.2007.07.012
- Levenspiel, O. (1993). *Flujo de fluidos e intercambio de calor*. España: Editorial Reverté.
- Manning, F. S., y Thompson, R. E. (1991). *Oilfield processing of petroleum. Volume one: natural gas*. EUA: Pennwell Publishing Company.
- Méndez, E. (2016). *Bordo Poniente generará energía a principios de 2019* [en línea]. Excelsior Comunidad. Recuperado de <https://www.excelsior.com.mx/comunidad/2016/04/22/1088159>
- Monsalvo, R., Romero, M. del R., Miranda, M. G., y Muñoz, G. (2014). *Balance de materia y energía. Procesos industriales*. México: Grupo Editorial Patria.
- Montaño, F. (2003). *Determinación de la composición físico-química de los residuos sólidos en México y modelación del flujo másico de lixiviados y gases en un relleno sanitario*. Tesis de Licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.
- Morán, M. J., y Shapiro, H. N. (2004). *Fundamentos de termodinámica técnica* (2ª ed.). España: Editorial Reverté.
- Muther, R. (1970). *Distribución en planta* (2ª ed.). España: Editorial Hispano Europea.
- Naciones Unidas (1998). *Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático*. Recuperado de <http://unfccc.int/resource/docs/con vkp/kpspan.pdf>
- Naciones Unidas (2007). *Tultitlan – EcoMethane Landfill Gas to Energy Project*. Recuperado de <http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/SGS-UKL1184331485.06/view>
- Nijaguna, B. T. (2002). *Biogas Technology*. New Dheli: New Age International.
- NOM-001-SEDE-2012. *Instalaciones eléctricas*. Recuperado de https://dof.gob.mx/nota_det_alle_popup.php?codigo=5280607

- NOM-002-STPS-2010. *Condiciones de seguridad-Prevención y protección contra incendios en los centros de trabajo*. Recuperado de [http://www.stps.gob.mx/bp/secciones/dgsst/norma tivi dad/normas/nom-002.pdf](http://www.stps.gob.mx/bp/secciones/dgsst/norma%20t%C3%ADa/normas/nom-002.pdf)
- NOM-083-SEMARNAT-2003. *Especificaciones de protección ambiental para la selección del sitio, diseño, construcción, operación, monitoreo, clausura y obras complementarias de un sitio de disposición final de residuos sólidos urbanos y de manejo especial*. Recuperado de [http://www.profepa.gob.mx/innovaportal/file/1306/1/nom-083-sem arnat-2003.pdf](http://www.profepa.gob.mx/innovaportal/file/1306/1/nom-083-sem%20arnat-2003.pdf)
- NOM-085-SEMARNAT-2011. *Contaminación atmosférica-niveles máximos permisibles de emisión de los equipos de combustión de calentamiento directo y su medición*. Recuperado de <http://www.dof.gob.mx/normasOficiales/4632/semarnat/semarnat.htm>
- Pawlowska, M. (2014). *Mitigation of Landfill Gas Emissions*. London, UK: Taylor & Francis Group.
- Praxair (2009). *Hoja de datos de seguridad, Metano*. Recuperado de <http://www.praxair.com.mx/-/media/documents/safety-data-sheets/metano-hds-p4618f-2009.pdf>
- Praxair (2014). *Hoja de datos de seguridad, Sulfuro de Hidrógeno*. Recuperado de <http://www.praxair.com.mx/-/media/documents/safety-data-sheets/sulfuro-de-hidrogeno-hds-p4611g-2009.pdf>
- SCS Engineers (2005). *Estudio de pre-factibilidad de recuperación y utilización en el relleno sanitario de Chihuahua, Chihuahua, México*. Recuperado de <http://bva.colech.edu.mx/xmlui/bitstream/handle/123456789/HASH24184ea5895de884f05cc6/en008.pdf?sequence=3>
- Treybal, R.E. (1980). *Operaciones de transferencia de masa* (2ª ed.). México: McGraw-Hill.
- United States Environmental Protection Agency (2015). *LFG Energy Project Development Handbook*. Recuperado de <https://www.epa.gov/lmop/landfill-gas-energy-project-development-handbook>
- Ulrich, G. (1986). *Diseño y economía de los procesos de Ingeniería Química*. México: McGraw-Hill Interamericana de México.

ANEXOS

Anexo A. Memoria de cálculo balance de materia y energía

De acuerdo a los resultados arrojados por la hoja de cálculo del Modelo Mexicano del Biogás del capítulo 2, se usará una base de cálculo con un flujo volumétrico de biogás extraído de 1000 m³/h; densidad promedio = 0.86 kg/m³

Consideraciones: composición 50% metano, 50% CO₂ (en volumen), saturado de vapor de agua y concentración de H₂S = 100 ppm. Presión atmosférica local = 585 mmHg = 0.78 bar.

Tabla A.1. Masa de componentes del biogás Balance de materia.

Componente	Flujo másico (kg/h)
Metano	358.61
Dióxido de carbono	989.73
Agua	84.54
Sulfuro de hidrógeno	0.15
Total	1433.03

Separador de condensados.

Cálculo de las humedades absolutas, en kg vapor/ kg biogás seco, a la entrada y a la salida del separador (Treybal, 1980):

$$H_{abs} = \frac{PM_{H_2O}}{PM_{BS}} \left(\frac{P_{H_2O}}{P - P_{H_2O}} \right) \quad \text{Ec. A.1}$$

PM_{H₂O}, masa molecular agua = 18 kg/kg mol

PM_{BS}, masa molecular biogás seco = 30 kg/kg mol

p_{H₂O}, presión de vapor del agua a la temperatura considerada, en bar

P, presión absoluta del biogás, en bar

Los resultados del balance se muestran en la tabla A.2:

Tabla A.2. Condesados formados en separador de condensados.

Temperatura, °C	Humedad absoluta, kg agua/kg de biogás seco	Masa de agua total, kg	Volumen, L
Entrada, 40 °C	0.0627	84.54	-
Salida, 25°C	0.02614	35.24	-
Condensado retirado	-	49.30	49.5

Soplador: requerimiento de potencia (Balance de energía).

Los cambios de energía cinética y potencial, así como las pérdidas por fricción se consideran despreciables. Además, se supone comportamiento de gas ideal, compresión adiabática y reversible (Levenspiel, 1993):

$$-W_{s, ideal} = \frac{k}{k-1} \frac{RT_1}{M} \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right] \quad \text{Ec. A.2}$$

$k = c_p / c_v = 1.31$ para biogás con 50% metano.

$R = 8314.3 \text{ J/kg mol} \cdot \text{K}$

$T_1 = 25 \text{ }^\circ\text{C}$

$P_1 = 0.757 \text{ bar}$ (presión en la boca de aspiración del soplador)

$P_2 = 0.985 \text{ bar}$ (presión de descarga soplador).

$$-W_{s, ideal} = \frac{1.31}{1.31-1} \frac{\left(8314.3 \frac{\text{J}}{\text{kg mol K}} \right) (298.15 \text{ K})}{30 \frac{\text{kg}}{\text{kg mol}}} \left[\left(\frac{0.985 \text{ bar}}{0.757 \text{ bar}} \right)^{\frac{1.31-1}{1.31}} - 1 \right] = 22446.75 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

El signo negativo de $-W_s$ significa que se realiza trabajo sobre el biogás.

Potencia al freno soplador (Levenspiel, 1993):

$$P = \frac{\dot{m} (W_s)}{\eta \cdot 1000} \quad \text{Ec. A.3}$$

η , eficiencia promedio para sopladores centrífugos = 0.7

\dot{m} , flujo másico de biogás = 1383.58 kg/h = 0.38 kg/s

$$P = \frac{(0.38 \frac{\text{kg}}{\text{s}}) (22446.75 \frac{\text{J}}{\text{kg}})}{0.7 (1000)} = 12.19 \text{ kW} = 16.34 \text{ HP}$$

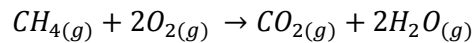
Se elige un motor de 20 HP para cumplir con la potencia requerida en el equipo.

Filtro desulfurizador.

El contenido de sulfuro de hidrógeno H_2S en el biogás se estima en 100 ppm, que equivale a 151.7 mg/m³. Para 1000 m³/h, el flujo másico de H_2S = 151.79 g/h = 0.15 kg/h de H_2S total. Se espera que todo el H_2S será retenido en el filtro.

Antorcha.

Reacción de combustión:



Se considerará que la combustión es completa y que se utiliza el oxígeno teórico necesario para la reacción. Composición del aire: 79 % nitrógeno, 21 % oxígeno. El CO₂ y el vapor de agua que acompaña al biogás, así como el nitrógeno del aire, son inertes, pero se contabilizarán para el balance de materia. Los resultados se encuentran en tabla A.3:

Tabla A.3. Balance de materia en antorcha.

Componente	Entrada			Salida			
	kg en biogás	kg en aire	kg total biogás + aire	kg consumidos	kg generados	kg sin reaccionar	kg total en gas de combustión
CH ₄	358.61	0	358.61	358.61	0	0	0
CO ₂	989.73	0	989.73	0	986.04	989.73	1975.77
N ₂	0	4721.08	4721.08	0	0	4721.08	4721.08
O ₂	0	1434.24	1434.24	1432.32	0	0	0
H ₂ O	35.24	0	35.24	0	806.76	35.24	842
Total			7538.9				7538.85

Energía liberada por la combustión:

$$\dot{Q} = \dot{m} * PCI \quad \text{Ec. A.4}$$

\dot{m} , flujo másico de metano = 385.61 kg/h

PCI, poder calorífico del metano = 50 020 kJ/kg (Morán y Shapiro, 2004)

$$\dot{Q} = 358.61 \frac{kg CH_4}{h} \left(\frac{50\ 020\ kJ}{kg CH_4} \right) = 1.79 \times 10^7 \frac{kJ}{h} = 4982.68\ kW$$

Intercambiador de calor biogás-agua helada.

Se utiliza la Ec. A.1 para calcular la humedad absoluta del biogás a la entrada a T₁ = 25 °C y a la salida del intercambiador de calor T₂ = 4°C, de la misma forma que el separador de condensados. Los resultados están en la tabla A.4:

Tabla A.4. Condensados formados en intercambiador de calor.

Temperatura, °C	Humedad absoluta, kg agua/kg de biogás seco	Masa de agua total, kg	Volumen, L
Entrada, 25 °C	0.026	35.24	-
Salida, 4°C	0.005	6.74	-
Condensado retirado	-	28.5	28.5

Ecuación para balance de energía (Morán y Shapiro, 2004):

$$\dot{Q} = \dot{m}_b [(h_{b,2} - h_{b,1}) - \omega_1 h_{v,1} + \omega_2 h_{v,2} + (\omega_1 - \omega_2) h_{c,2}] \quad \text{Ec. A.5}$$

Tabla A.5. Propiedades del biogás para balance de energía intercambiador de calor.

Propiedades	Valor
Flujo másico biogás seco \dot{m}_b , kg/min	22.4
Humedad ω_1 a T_1 (25°C), kg vapor/kg biogás seco	0.026
Humedad ω_2 a T_2 (4°C), kg vapor/kg biogás seco	0.005
Entalpía de vapor a T_1 $h_{v,1}$, kJ/kg	2547.2
Entalpía de vapor a T_2 $h_{v,2}$, kJ/kg	2508.7
Entalpía de condensación, $h_{c,2}$, kJ/kg	16.78
Entalpía del biogás, $(h_{b,2} - h_{b,1})$, kJ/kg	-34.44

$$\dot{Q} = 22.4 \text{ kg/min} [-34.44 \text{ kJ/kg} - 0.026 (2547.2 \text{ kJ/kg}) + 0.005 (2508.7 \text{ kJ/kg}) + 0.021 (16.78 \text{ kJ/kg})]$$

$$\dot{Q} = 22.4 \text{ kg/min} (-87.77 \text{ kJ/kg}) = -1966.05 \text{ kJ/min} = -32.77 \text{ kW}$$

Compresor: requerimiento de potencia (Balance de energía).

Al igual que el soplador centrífugo, se considerará que los cambios de la energía potencial y cinética son despreciables. La compresión es adiabática con el biogás como gas ideal. Se utiliza la Ec. A.2, con los siguientes datos:

$k = c_p / c_v = 1.31$ para biogás con 50% metano.

$R = 8314.3 \text{ J/kg mol} \cdot \text{K}$

$T_1 = 4 \text{ °C}$

$P_1 = 0.953 \text{ bar}$ (presión en la boca de aspiración del compresor)

$P_2 = 6.28 \text{ bar}$ (presión de descarga compresor).

$$-W_{s, ideal} = \frac{1.31}{1.31 - 1} \frac{\left(8314.3 \frac{J}{kg \text{ mol } K}\right) (277.15 K)}{30 \frac{kg}{kg \text{ mol}}} \left[\left(\frac{6.28 \text{ bar}}{0.953 \text{ bar}}\right)^{\frac{1.31-1}{1.31}} - 1 \right] = 182529.75 \text{ kJ/kg}$$

Potencia al freno compresor, con la Ec. A.3 y usando los siguientes datos:

η , eficiencia promedio para compresores de tornillo = 0.65

\dot{m} , flujo másico de biogás = 1355.08 kg/h = 0.376 kg/s

$$P = \frac{\dot{m} (W_s)}{\eta \cdot 1000} = \frac{(0.376 \frac{kg}{s}) (182529.75 \frac{J}{kg})}{0.65 (1000)} = 105.59 \text{ kW} = 141.60 \text{ HP}$$

En este caso, se elige un motor con una potencia de 150 HP para poder cubrir el requerimiento de flujo y presión del biogás.

Microturbinas.

La cantidad total de metano captado es 358.61 kg/h, el cual servirá para alimentar dos microturbinas, una de 600 y otra de 1000 kW de potencia eléctrica neta. El consumo de biogás requerido por cada una se obtiene con base en su potencia neta y su eficiencia.

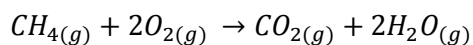
Por ejemplo, la microturbina C1000 entrega una potencia eléctrica neta de 1000 kW, que es igual al 33% de la energía del biogás consumido. Considerando 1 hora de operación, la energía consumida total es 3030.3 kWh, energía que debe ser aportada por el biogás. Con un PCI de 50 020 kJ/kg (13.89 kWh), para un total de 3030.3 kWh se requieren 218.16 kg de metano.

En la tabla A.6 se resumen los requerimientos de biogás y aire para combustión para las microturbinas, este último viene en sus especificaciones técnicas:

Tabla A.6. Requerimiento de biogás y aire en microturbinas.

	Microturbina C600	Microturbina C1000
Eficiencia, %	33	33
Potencia eléctrica neta, kW	600	1000
Consumo de potencia por biogás, kW	1818.18	3030.3
Consumo de metano, kg/h	134.48	224.13
Consumo de aire, m ³ /h (15 °C y 1 atm)	13252.28	22087.14

Al igual que en la antorcha, se supondrá que la reacción es completa y el metano contenido en el biogás reacciona con el oxígeno teórico requerido según su estequiometría. El exceso de aire, el CO₂ y vapor de agua que acompañan al metano y el nitrógeno del aire (composición 79% nitrógeno y 21% oxígeno) son inertes en la reacción, pero se contabilizarán para el balance de materia.



Los resultados de los balances de materia se encuentran en las tablas A.7 y A.8:


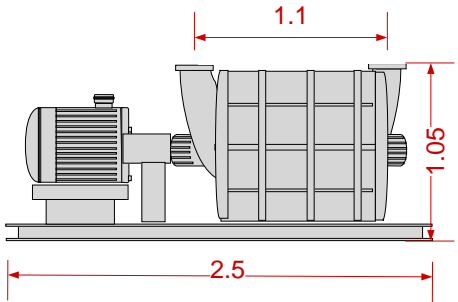
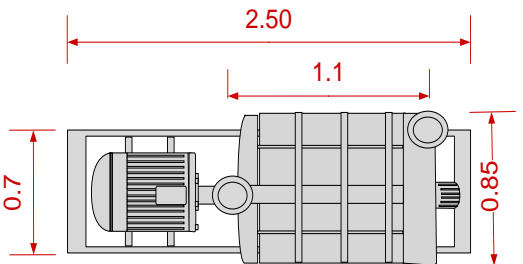
Tabla A.7. Balance de materia Microturbina C1000

Componente	Entrada			Salida			
	kg en biogás	kg en aire	kg total biogás + aire	kg consumidos	kg generados	kg sin reaccionar	kg total en gas de combustión
CH ₄	224.13	0	224.13	224.13	0	0	0
CO ₂	618.57	0	618.57	0	616.36	618.57	1234.93
N ₂	0	20764.1	20764.1	0	0	20764.1	20764.1
O ₂	0	6308.1	6308.1	896.52	0	5411.58	5411.58
H ₂ O	4.21	0	4.21	0	504.29	4.21	508.5
Total			27919.11				27919.11

Tabla A.8. Balance de materia Microturbina C600

Componente	Entrada			Salida			
	kg en biogás	kg en aire	kg total biogás + aire	kg consumidos	kg generados	kg sin reaccionar	kg total en gas de combustión
CH ₄	134.48	0	134.48	134.48	0	0	0
CO ₂	371.16	0	371.16	0	369.82	371.16	740.98
N ₂	0	12458.47	12458.47	0	0	12458.47	12458.47
O ₂	0	3784.85	3784.85	537.92	0	3246.93	3246.93
H ₂ O	2.53	0	2.53	0	302.58	2.53	305.11
Total			16751.49				16751.49

Anexo B. Hojas de especificación de equipos

		Hoja de datos de equipo Soplador centrífugo para biogás crudo	
Cliente: Universidad Nacional Autónoma de México		Proyecto	Estudio de Factibilidad
Planta: Generación de electricidad con biogás			
Localización: Tultitlán		Hoja	1 de 9
Clave del equipo: SP-01 y SP-02			
Descripción: Transporte del biogás extraído del relleno sanitario		Número de unidades	2
CONDICIONES DE OPERACIÓN			
Presión de aspiración mínima, mbar	-100	Vista lateral 	
Presión de descarga máxima, bar	1		
Velocidad de operación, rpm	3600		
Temperatura de descarga, °C	50 a 60		
ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO			
Modelo	Serie 51	Vista superior 	
Capacidad mín./máx., m³/h	500 a 4000		
Material álabes	Aluminio fundido		
Material carcasa/base	Hierro fundido/Acero al carbón		
Lubricación	Grasa lubricante		
Potencia, HP	20		
Peso, kg	500		
Conexiones	Bridada, 6"		
NOTAS			
Acotación de dimensiones	metros		
Revisión			
Fecha			
Elaborado por			
Aprobado por			



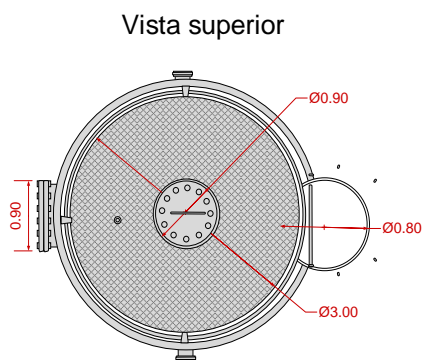
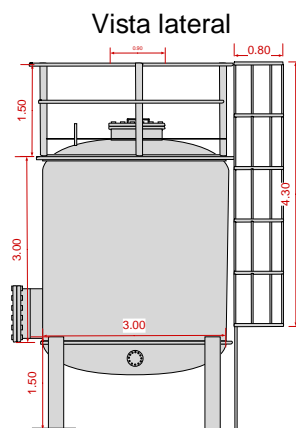
**Hoja de datos de equipo
Separador de condensados**

Cliete: Universidad Nacional Autónoma de México Planta: Generación de electricidad con biogás Localización: Tultitlán Clave del equipo: SC-01 Descripción: Retirado de condensados del biogás crudo.		Proyecto Estudio de Factibilidad
		Hoja 2 de 9
		Número de unidades 1
CONDICIONES DE OPERACIÓN		
Presión, bar	-0.1 (vacío)	<p>Vista lateral</p> <p>Vista superior</p>
	0.5 a 1 (presión)	
Temperatura, °C	0 a 50	
ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO		
Modelo	KOP-24	
Capacidad nominal, l	200	
Material	Acero inoxidable 316	
Flujo máximo de gas, Nm³/h	1600	
Conexiones	Bridada, 6" (150DN)	
Complementarios	Indicador de nivel Válvula de drenado condensado	
NOTAS		
Acotación de dimensiones	metros	
Revisión		
Fecha		
Elaborado por		
Aprobado por		



**Hoja de datos de equipo
Filtro para desulfurización**

Cliete: Universidad Nacional Autónoma de México Planta: Generación de electricidad con biogás Localización: Tultitlán Clave del equipo: FT-01 y FT-02 Descripción: Retirado de sulfuro de hidrógeno del biogás crudo.		Proyecto Estudio de Factibilidad
		Hoja 3 de 9
		Número de unidades 2
CONDICIONES DE OPERACIÓN		
Presión, bar	0.2 a 0.5	
Temperatura, °C	25 a 50	
ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO		
Modelo	-	
Cantidad de adsorbente, kg	5400	
Material	Acero inoxidable 316	
Flujo máximo de gas, Nm ³ /h	1000	
Conexiones	Bridada, DN200	
Entrada hombre, m	0.9	
Complementarios	Escalera marina Válvula de alivio	
NOTAS		
Acotación de dimensiones	metros	
Revisión		
Fecha		
Elaborado por		
Aprobado por		

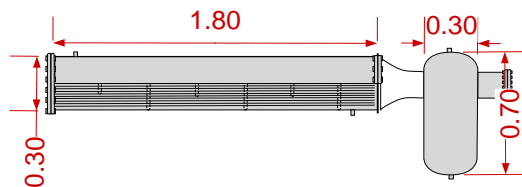




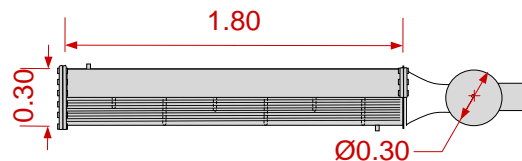
**Hoja de datos de equipo
Intercambiador de calor biogás-agua helada.**

Cliente: Universidad Nacional Autónoma de México Planta: Generación de electricidad con biogás Localización: Tultitlán Clave del equipo: IC-01 Descripción: Deshumidificación del biogás.		Proyecto Estudio de Factibilidad
		Hoja 4 de 9
		Número de unidades 1
CONDICIONES DE OPERACIÓN		
Presión, bar	0.2 a 0.5 biogás 1 a 2 agua helada	
Temperatura, °C	25 a 50 biogás 1 a 4 agua helada	
ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO		
Modelo	WFB1000	
Material	Acero inoxidable	
Flujo máximo de gas, Nm³/h	1000	
Conexiones		
Biogás	Bridada, DN300	
Agua fría	Bridada, 2"	
NOTAS		
Acotación de dimensiones	metros	
Revisión		
Fecha		
Elaborado por		
Aprobado por		

Vista lateral



Vista superior





**Hoja de datos de equipo
Antorcha**

Cliente: Universidad Nacional Autónoma de México	Proyecto	Estudio de Factibilidad
Planta: Generación de electricidad con biogás		
Localización: Tultitlán	Hoja	5 de 9
Clave del equipo: AT-01		
Descripción: Quema de excedentes de biogás.	Número de unidades	1

CONDICIONES DE OPERACIÓN

Presión de gas mínima, mbar	200
Temperatura, °C	>850

ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO

Modelo	MTU 1500
Material	Acero inoxidable
Flujo de gas, Nm³/h	750 a 1500
Conexiones	
Biogás, mm	DN250
Encendido	Electrodo alto voltaje

NOTAS

Acotación de dimensiones	metros
---------------------------------	--------

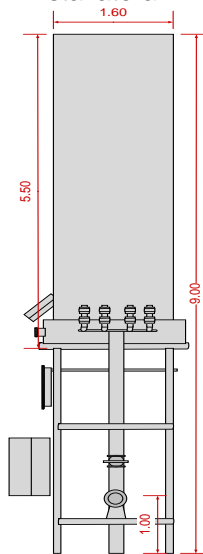
Revisión

Fecha

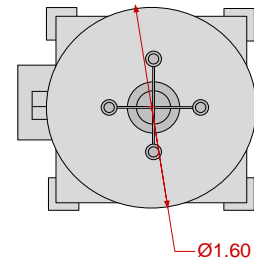
Elaborado por

Aprobado por

Vista lateral



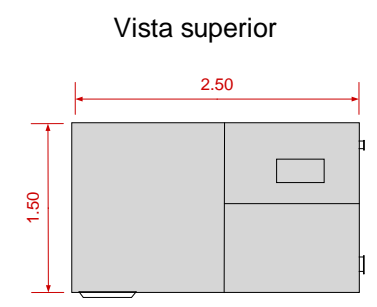
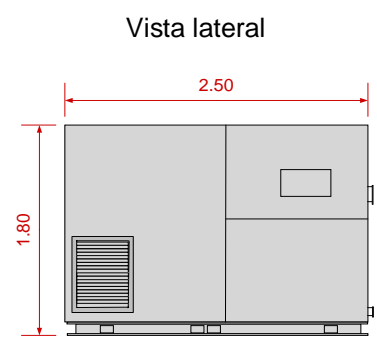
Vista superior





**Hoja de datos de equipo
Compresor para biogás limpio**

Cliente: Universidad Nacional Autónoma de México Planta: Generación de electricidad con biogás Localización: Tultitlán Clave del equipo: CO-01 Descripción: Compresión de biogás limpio para alimentar a las microturbinas.		Proyecto Estudio de Factibilidad
		Hoja 6 de 9
		Número de unidades 1
CONDICIONES DE OPERACIÓN		
Presión nominal, bar	6	
Temperatura de descarga, °C	40 a 100 °C	
ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO		
Modelo	GG VSD	
Flujo de gas, Nm ³ /h	900-1000	
Conexiones		
Entrada, mm	DN200	
Salida, mm	DN80	
Enfriamiento	Aire	
Lubricación	Aceite	
NOTAS		
Acotación de dimensiones	metros	
Revisión		
Fecha		
Elaborado por		
Aprobado por		





**Hoja de datos de equipo
Tanque de almacenamiento de biogás limpio
comprimido**

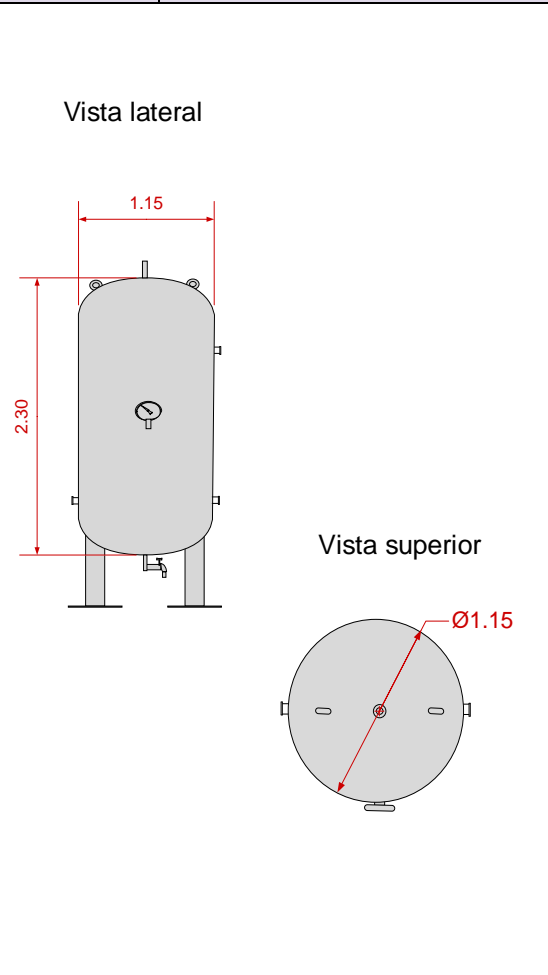
Cliente: Universidad Nacional Autónoma de México	Proyecto	Estudio de Factibilidad
Planta: Generación de electricidad con biogás		
Localización: Tultitlán	Hoja	7 de 9
Clave del equipo: TB-01		
Descripción: Tanque para almacenar temporalmente el biogás comprimido.	Número de unidades	1

CONDICIONES DE OPERACIÓN	
Presión máxima, bar	11
Temperatura, °C	<100

ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO	
Modelo	-
Material	Acero inoxidable
Capacidad, l	2000
Conexiones	
Biogás, mm	DN80
Peso, kg	500

NOTAS	
Acotación de dimensiones	metros

Revisión	
Fecha	
Elaborado por	
Aprobado por	

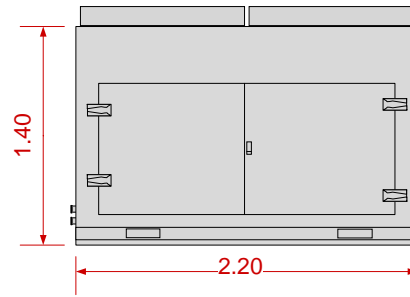




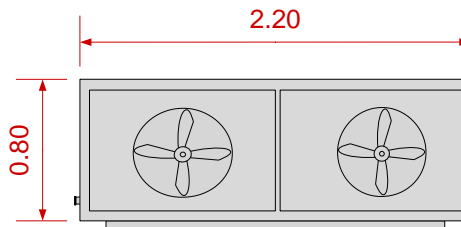
Hoja de datos de equipo Chiller

Cliente: Universidad Nacional Autónoma de México		Proyecto	Estudio de Factibilidad
Planta: Generación de electricidad con biogás			
Localización: Tultitlán		Hoja	8 de 9
Clave del equipo: CH-01		Número de unidades	1
Descripción: Proporcionar agua de enfriamiento para deshumidificación del biogás.			
CONDICIONES DE OPERACIÓN			
Temperatura, °C	1 a 20		
Presión de agua helada, bar	1		
Flujo de agua helada, l/s	4		
ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO			
Modelo	ICE 057		
Capacidad de enfriamiento, kW	32		
Potencia del compresor, kW	16.8		
Refrigerante	R407C		
No. de ventiladores	2		
Potencia ventiladores, kW	1.2		
Especificaciones eléctricas	400/trifásico/60 Hz		
Conexiones agua helada	2"		
NOTAS			
Acotación de dimensiones	metros		
Revisión			
Fecha			
Elaborado por			
Aprobado por			

Vista lateral



Vista superior





**Hoja de datos de equipo
Microturbinas**

Cliente: Universidad Nacional Autónoma de México Planta: Generación de electricidad con biogás Localización: Tultitlán Clave del equipo: MT-01 y MT-02 Descripción: Generación de energía eléctrica a partir del biogás tratado.		Proyecto Estudio de Factibilidad
		Hoja 9 de 9
		Número de unidades 2
CONDICIONES DE OPERACIÓN		
Presión de biogás, bar	5.5 a 6	<p align="center">Vista lateral</p>
Temperatura de biogás, °C	40 a 50	
Temperatura gas de escape, °C	280 a 300°C	
Flujo gas de escape, kg/s	4.0 / 6.7	
Flujo de aire, m³/h	13252.3 / 22087.14	
ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO		
Modelo	C600 / C1000	<p align="center">Vista superior</p>
Requerimiento energético, MJ/h	7200 / 12000	
Potencia eléctrica, kW	600 / 1000	
Eficiencia eléctrica	33 %	
Conexiones biogás	3" / 4"	
Voltaje, V	400-480	
Frecuencia, Hz	60	
Acotación de dimensiones	metros	
Revisión		
Fecha		
Elaborado por		
Aprobado por		

Anexo C. Memoria de cálculo equipos

Dimensionamiento del Filtro desulfurizador.

Cálculo de área de sección transversal y diámetro del filtro:

$$A = \frac{Q}{v} \quad \text{Ec. B.1}$$

Q, caudal del biogás a 50 °C y 0.98 bar de presión = 1285.71 m³/h = 0.36 m³/s.

v, velocidad de flujo recomendada = 10 pie/min = 0.05 m/s (Manning y Thompson, 1991).

$$A = \frac{0.36 \frac{m^3}{s}}{0.05 \frac{m}{s}} = 7.2 m^2$$

Después se calcula el diámetro del filtro:

$$D = \sqrt{\frac{4 * A}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 * 7.2 m^2}{\pi}} = 3.03 m$$

Cálculo de la altura: se emplea la Ec. B.2 para el tiempo de residencia del biogás dentro del filtro.

$$t_r = \frac{V}{Q} = \frac{L * A}{Q} \quad \text{Ec. B.2}$$

t_r, tiempo de residencia recomendado para el biogás dentro del filtro = 60 s

A, área de sección transversal calculada = 7.2 m²

Q, flujo de biogás = 0.36 m³/s

Despejando L, que es la altura del filtro en Ec. B.2:

$$L = \frac{t_r Q}{A} = \frac{(60 s)(0.36 \frac{m^3}{s})}{7.2 m^2} = 3 m$$

Cantidad requerida de material adsorbente: con un flujo másico de H₂S = 0.15 kg/h, en 6 meses de operación del filtro se retendrán 648 kg. El material elegido para retirar el sulfuro de hidrógeno del biogás es una mezcla de óxidos de hierro, cuyas características se enlistan en la tabla B.1:

Tabla B.1. Propiedades del material adsorbente de óxido de hierro (Braga, 2004).

Parámetro	Valor
Apariencia	Gránulos negros sin olor
Capacidad de adsorción, kg H ₂ S/kg material	12 % en peso
Gravedad específica, 25°C base seca	1.1
Densidad aparente, kg/m ³	1120
Fracción de espacios vacíos	0.4

Cantidad requerida de material adsorbente en 6 meses = 5400 kg

Volumen ocupado por el adsorbente dentro del filtro = 4.82 m³

El material se coloca en mallas de soporte formado camas de 20 a 30 cm de altura hasta completar la cantidad de material necesario. Se propone que las camas tengan una altura de 20 a 30 cm para mejorar el contacto con el biogás y que haya espacio suficiente para albergar el azufre elemental producto de la reacción.

Una cama de 20 cm de altura tendrá un volumen de material = 1.44 m³ y masa = 1612.8 kg. Para albergar los 5400 kg de material, se requieren 3.3 camas (redondeado a 3.5) con una separación entre camas de 30 a 40 cm.

Caída de presión esperada: de 0.01 a 0.5 bar, dependiendo de la saturación del material adsorbente, además de las condiciones de presión y temperatura del biogás dentro del filtro (Manning y Thompson, 1991).

Intercambiador de calor: para poder encontrar sus dimensiones se calcula la temperatura del agua helada a la salida del equipo, despejando T_s de Ec. B.3:

$$\dot{m}_a = \frac{\dot{Q}}{Cp_a(T_s - T_e)} \quad \text{Ec. B.3}$$

\dot{Q} , calor transferido = 32.77 kJ/s (calculado en Anexo A)

Cp_a, calor específico del agua helada = 4.18 kJ/kg °C (Crane, 1992)

T_e, temperatura del agua helada a la entrada del equipo = 4°C

\dot{m}_a , flujo másico agua helada = 4 kg/s

El flujo másico fue calculado con una velocidad de flujo recomendada de 6 pie/s (1.86 m/s) y una tubería de diámetro 2" que corresponde al diámetro de conexión para agua helada del equipo elegido. El caudal de agua helada es 4l/s y densidad a 4°C = 1000 kg/m³. Por lo tanto, la temperatura del agua helada T_s resulta ser:

$$T_s = \frac{\dot{Q}}{\dot{m}_a C_{p_a}} + T_e = \frac{32.77 \frac{kJ}{s}}{4 \frac{kg}{s} \left(4.18 \frac{kJ}{kg \text{ } ^\circ C}\right)} + 1^\circ C = 2.96 \text{ } ^\circ C$$

Cálculo de área para transferencia de calor:

$$\dot{Q} = U A \Delta T \quad \text{Ec. B.4}$$

\dot{Q} , calor intercambiado = 32770 J/s

U, coeficiente global de transferencia de calor para intercambiadores agua-gas = 284 W/m² (Levenspiel, 1993).

Se calcula la diferencia media logarítmica de temperaturas (MLDT, por sus siglas en inglés) con Ec. B.5:

$$\Delta T = MLDT = \frac{(T_1 - t_2) - (T_2 - t_1)}{\ln \frac{(T_1 - t_2)}{(T_2 - t_1)}} \quad \text{Ec. B.5}$$

T₁, temperatura de entrada biogás = 25°C

T₂, temperaturas de salida biogás = 4°C

t₁, temperatura de entrada agua helada = 1°C

t₂, temperaturas de salida agua helada = 2.96 °C (redondeado a 3°C)

$$MLDT = \frac{(25 - 3)^\circ C - (4 - 1)^\circ C}{\ln \frac{(25 - 3)^\circ C}{(4 - 1)^\circ C}} = 9.5 \text{ } ^\circ C$$

Finalmente la superficie de transferencia de calor es:

$$A = \frac{\dot{Q}}{U * MLDT} = \frac{32770 \text{ W}}{(284 \text{ W/m}^2 \text{ } ^\circ C)(9.5 \text{ } ^\circ C)} = 12.15 \text{ m}^2$$

Tanque de almacenamiento de biogás comprimido: para dimensionar el tanque de acuerdo al flujo y presión requerida del biogás se emplea la Ec. B.6 utilizada por el proveedor Kaeser®:

$$V = \frac{t * Q * P_{atm}}{(P_2 - P_1)} \quad \text{Ec. B.6}$$

t, tiempo de almacenamiento = 20 s = 0.4 min

Q, caudal de aire comprimido = 188.21 m³/h = 3.14 m³/min (con un flujo másico = 1355.08 kg/h y densidad del biogás comprimido = 7.2 kg/m³).

P₂, presión máxima en el tanque = 6 bar

P₁, presión mínima en el tanque = 5.5 bar

$$V = \frac{t * Q * P_{atm}}{(P_2 - P_1)} = \frac{(0.4 \text{ min}) \left(3.14 \frac{\text{m}^3}{\text{min}} \right) (0.78 \text{ bar})}{(6 - 5.5) \text{ bar}} = 1.96 \text{ m}^3 = 1960 \text{ L}$$

Se elige entonces un tanque con capacidad de 2000 L de montaje vertical, con todos los accesorios descritos anteriormente.

Anexo D. Memoria de cálculo líneas de servicio y proceso

Ejemplo de cálculo Servicio Agua helada.

Cálculo del diámetro nominal de las tuberías:

$$d = \sqrt{\frac{21.22 Q}{v}} \quad \text{Ec. D.1}$$

Q, caudal de agua helada calculado = 4 l/s.

v, velocidad de flujo recomendada = 2 m/s (ver tabla D.1)

Tabla D.1. Velocidades recomendadas para distintos fluidos en tuberías (Crane, 1992).

Servicio	Velocidad (m/s)
Agua	
Servicios generales	1.2 a 3
Succión de bombas y líneas de descarga	1.2 a 2.1
Agua de enfriamiento	1 a 3
Vapor	
Líneas cortas	30 a 50
Tuberías de proceso, vapor saturado 0 -30 psig	20 a 30
Tuberías de proceso, vapor saturado 30-150 psig	30 a 50
Aire comprimido	10 a 20
Gas natural	20 a 30

El diámetro de tubería calculado resulta ser:

$$d = \sqrt{\frac{21.22 (240 \frac{l}{min})}{2 \frac{m}{s}}} = 50.46 \text{ mm} = 1.98 \text{ pulg}$$

Se busca el diámetro calculado en las tablas de datos de las tuberías de acero inoxidable (Crane, 1992). Para cédula 40, el diámetro interno más cercano es 2.067 pulg = 52.5 mm, su diámetro nominal es 2 pulg y el diámetro exterior es 2.375 pulg.

Cálculo del número de Reynolds:

$$Re = 21.22 \frac{Q\rho}{d\mu} \quad \text{Ec. D.2}$$

Q, caudal de agua helada = 4 l/s

ρ , densidad del agua a 1°C = 1000 kg/m³

d, diámetro interno seleccionado de tablas = 52.5 mm

μ , viscosidad dinámica agua helada = 1.7 cp

$$Re = 21.22 \frac{\left(240 \frac{l}{min}\right) \left(1000 \frac{kg}{m^3}\right)}{(52.5 mm)(1.7 cp)} = 57062.18$$

Se busca en el Diagrama de Moody (Crane, 1992) el factor de fricción para tubería de 2" de diámetro nominal y No. de Reynolds = 58062.18, siendo $f = 0.024$.

Cálculo de caída de presión por cada 100 m de tubería.

$$\Delta p_{100} = 0.5 \frac{f\rho v^2}{d} \quad \text{Ec. D.3}$$

f, factor de fricción calculado = 0.024

v, nueva velocidad de flujo calculada con diámetro elegido 2", $v = 1.85$ m/s

ρ , densidad del agua a 1°C = 1000 kg/m³

d, diámetro interno seleccionado de tablas = 52.5 mm

$$\Delta p_{100} = 0.5 \frac{(0.024) \left(1000 \frac{kg}{m^3}\right) \left(1.85 \frac{m}{s}\right)^2}{52.5 mm} = 0.78 \text{ bar}$$

Longitud de tramo recto para este servicio = 3.8 m

Caída de presión total tramo recto, $\Delta p = 0.03$ bar.

Caída de presión en accesorios:

Tabla D.2. Accesorios para línea de agua helada.

Accesorio	Cantidad	Longitud Equivalente L/D
Válvula de mariposa	4	180
Válvula check	1	100
Codos 90°	8	240
Total		520

Pérdida de carga por fricción en accesorios:

$$h_L = K \frac{v^2}{2g} \quad \text{Ec. D.4}$$

v, velocidad de flujo = 1.85 m/s

g, aceleración de la gravedad = 9,81 m/s²

K, coeficiente de pérdida de carga:

$$K = f \left(\frac{L}{D} \right)_{total} = 0.024 (520) = 12.48$$

La pérdida de carga por accesorios es:

$$h_L = 12.48 \frac{\left(1.85 \frac{m}{s}\right)^2}{2 * 9.81 \frac{m}{s^2}} = 2.17 \text{ m de columna de fluido}$$

Conversión de la pérdida de carga en metros de columna de fluido a bar:

$$\Delta p = h_L * \rho * g = 2.17 \text{ m} \left(1000 \frac{kg}{m^3}\right) \left(9.81 \frac{m}{s^2}\right) = 21287.7 \text{ Pa} = 0.21 \text{ bar}$$

Caída de presión total en la tubería agua helada = pérdida en tramo recto + pérdida accesorios:

$$\Delta p = (0.03 + 0.21) \text{ bar} = 0.24 \text{ bar}$$

Anexo E. Memoria de cálculo potencia para bombeo de servicios

A continuación se mostrará como ejemplo el cálculo de la bomba requerida para el agua contra incendios. De acuerdo a la NOM-002-STPS-2010, se recomienda un flujo de 250 galón/min (946 l/min) a una presión de 7 kg/cm² (6.86 bar) en toda la red de agua contra incendios. La potencia teórica para bombeo se calcula con la Ec. E.1 (Crane, 1992):

$$P_{teo.} = \frac{Q p}{600} \quad \text{Ec. E.1}$$

Donde:

P, potencia teórica para bombeo, en kW

Q, caudal de agua, en l/min

p, presión manométrica, en bar

Por lo tanto, la potencia requerida resulta ser:

$$P_{teo.} = \frac{\left(946 \frac{l}{min}\right) (6.86 \text{ bar})}{600} = 10.81 \text{ kW} = 14.5 \text{ HP}$$

Con una eficiencia de 90 % ($\eta = 0.9$) promedio para bombas centrífugas, la potencia al freno se calcula con la Ec. E.2:

$$P_{freno} = \frac{P_{teo.}}{\eta} = \frac{14.5 \text{ HP}}{0.9} = 16.1 \text{ HP} \quad \text{Ec. E.2}$$

Se elige una bomba con un motor de 20 HP, que es la potencia del motor nominal más cercano al valor requerido. En la tabla E.1 se enlistan las características de potencia para las bombas de los demás servicios, excepto el agua del tanque elevado que será suministrada por gravedad:

Tabla E.1. Requerimientos de potencia para bombeo de servicios.

Servicio	Caudal, l/min	Presión, bar	Potencia teórica, HP	Potencia al freno, HP	Potencia seleccionada, HP
Agua contra incendios	946	6.86	14.5	16.1	20
Agua helada	240	1.5	0.8	0.89	1
Condensados	240	1.0	0,54	0.6	1

Anexo F. Especificaciones de líneas de servicios

LÍNEA: Agua de servicio		CLAVE: AS-6"-AC	
Fluido	Agua	Gasto (l/s)	1
Temperatura (°C)	Ambiente	Presión (bar)	Atmosférica
Viscosidad (cp)	1.7	Densidad (kg/m ³)	998
Material	Acero al carbón	Cédula	40
Diámetro calculado (pulg)	-	Diámetro seleccionado (pulg)	6
Accesorios			
Tipo	Cantidad	Diámetro interno (pulg)	L/D Total
Codo estándar de 90°	3	6.065	90
Tee	2	6.065	40
Válvula compuerta	2	6.065	16
Velocidad recomendada (m/s)	1	Velocidad calculada (m/s)	0.05
Número de Reynolds, adimensional	4847.06	Factor de fricción	0.036
ΔP_{100} (bar)	3.4×10^{-4}	$\Delta P_{\text{accesorios}}$ (bar)	7.5×10^{-5}
Tramo recto (m)	92.2	$\Delta P_{\text{tramo recto}}$ (bar)	3.1×10^{-4}
		ΔP_{TOTAL} (bar)	3.85×10^{-4}

LÍNEA: Agua helada		CLAVE: AH-2"-AC	
Fluido	Agua helada	Gasto (l/s)	4
Temperatura (°C)	1	Presión (bar)	1
Viscosidad (cp)	1.7	Densidad (kg/m ³)	1000
Material	Acero al carbón	Cédula	40
Diámetro calculado (pulg)	1.62	Diámetro seleccionado (pulg)	2
Accesorios			
Tipo	Cantidad	Diámetro interno (pulg)	L/D Total
Codo estándar de 90°	8	2.067	240
Válvula check	1	2.067	100
Válvula mariposa	4	2.067	180
Velocidad recomendada (m/s)	2	Velocidad calculada (m/s)	1.84
Número de Reynolds, adimensional	57062.18	Factor de fricción	0.024
ΔP_{100} (bar)	0.78	$\Delta P_{\text{accesorios}}$ (bar)	0.21
Tramo recto (m)	3.8	$\Delta P_{\text{tramo recto}}$ (bar)	0.03
		ΔP_{TOTAL} (bar)	0.24

LÍNEA: Agua contra incendios		CLAVE: AI-3"-AC	
Fluido	Agua	Gasto (l/min)	946
Temperatura (°C)	Ambiente	Presión (bar)	7
Viscosidad (cp)	1.7	Densidad (kg/m ³)	998
Material	Acero al carbón	Cédula	40
Diámetro estimado (pulg)	2.79	Diámetro seleccionado (pulg)	3
Accesorios			
Tipo	Cantidad	Diámetro interno (pulg)	L/D Total
Codo estándar de 90°	3	3.068	90
Tee 90°	2	3.068	120
Tee directo	2	3.068	40
Válvula compuerta	1	3.068	8
Válvula check	1	3.068	100
Velocidad recomendada (m/s)	4	Velocidad calculada (m/s)	3.32
Número de Reynolds, adimensional	151714.17	Factor de fricción	0.020
ΔP_{100} (bar)	1.41	$\Delta P_{\text{accesorios}}$ (bar)	0.39
Tramo recto (m)	53.9	$\Delta P_{\text{tramo recto}}$ (bar)	0.76
		ΔP_{TOTAL} (bar)	1.15

LÍNEA: Condensados de biogás		CLAVE: CO-2"-PE	
Fluido	Condensados	Gasto (l/s)	4
Temperatura (°C)	Ambiente	Presión (bar)	1
Viscosidad (cp)	1.7	Densidad (kg/m ³)	997
Material	Polietileno alta densidad	Cédula	40
Diámetro estimado (pulg)	1.62	Diámetro seleccionado (pulg)	2
Accesorios			
Tipo	Cantidad	Diámetro interno (pulg)	L/D Total
Codo estándar de 90°	3	1.81	90
Válvula check	1	1.81	100
Válvula mariposa	1	1.81	45
Velocidad recomendada (m/s)	3	Velocidad calculada (m/s)	2.41
Número de Reynolds, adimensional	64966.66	Factor de fricción	0.019
ΔP_{100} (bar)	1.20	$\Delta P_{\text{accesorios}}$ (bar)	0.13
Tramo recto (m)	10.5	$\Delta P_{\text{tramo recto}}$ (bar)	0.13
		ΔP_{TOTAL} (bar)	0.26

Anexo G. Especificaciones de líneas de proceso

Proceso	Tramo	Flujo volumétrico, kg/h	Flujo másico, kg/h	Temperatura, °C	Presión absoluta, bar	Diámetro nominal DN, milímetros	Velocidad, m/s
Red de extracción	Pozos	67.73	55.11	40	0.78	50	10.7
	Ramal 1	446.08	385.71	40	0.78	125	12.0
	Ramal 2	318.70	275.55	40	0.78	110	11.1
	Ramal 3	446.08	385.71	40	0.78	125	12.0
	Ramal 4	446.08	385.71	40	0.78	125	12.0
	Cabezal-Separador de condensados	1707.51	1432.88	40	0.76	250	11.3
	Separador de condensados-Aspiración soplador	1536.00	1383.58	25	0.76	250	10.1
Acondicionamiento	Descarga soplador-Entrada Filtro desulfurizador	1285.71	1383.58	50	0.98	200	11.4
	Salida Filtro desulfurizador-Entrada IC	1192.70	1383.58	25 a 50	0.975	200	10.3
	Salida IC-Entrada compresor	1065.70	1355.08	4	0.96	200	9.2
	Salida compresor-Entrada tanque de almacenamiento	187.91	1355.08	40	6.28	80	10.9
Aprovechamiento	Salida tanque de almacenamiento-Entrada microturbina C600	70.58	508.17	40	6.28	80	4.1
	Salida tanque de almacenamiento-Entrada microturbina C1000	117.63	846.91	40	6.28	80	6.9
	Salida Filtro desulfurizador-Entrada Antorcha	1192.74	1383.58	25 a 50	0.975	200	10.3

Anexo G.1. Especificaciones de líneas de proceso (accesorios)

		Accesorios					
Proceso	Tramo	Longitud tramo recto, m	Válvulas	Codos	Tees	L/D total	
Red de extracción (ramal más largo)	Pozo-B	11	1 (mariposa)	--	1 (90°)	105	
	B-C	62	--	--	1 (flujo directo)	20	
	C-D	61	--	--	1 (directo)	20	
	D-E	65	--	1 (45°)	1 (directo)	36	
	E-F	63	--	--	1 (directo)	20	
	F-G	57	--	--	1 (directo)	20	
	G-H	71	--	1 (45°)	1 (directo)	36	
	H-Cabezal	95	1, mariposa	--	--	45	
	Cabezal-Separador de condensados	0.6	1, mariposa	--	--	45	
	Separador de condensados-Aspiración soplador	3	1, mariposa	--	1(90°)	51	
Acondicionamiento	Descarga soplador-Entrada Filtro desulfurizador	17.6	2 mariposa, 1 check	3	1,90°, 1 directo	360	
	Salida Filtro desulfurizador-Entrada IC	22.1	2 mariposa	6	1,90°, 1 directo	350	
	Salida IC-Entrada compresor	13.1	2 mariposa	6	--	270	
	Salida compresor-Entrada tanque de almacenamiento	1.8	1 mariposa, 1 check	0	--	145	
Aprovechamiento	Salida tanque de almacenamiento-Entrada microturbina C600	21.8	1 compuerta, 1 mariposa	4	--	173	
	Salida tanque de almacenamiento-Entrada microturbina C1000	21.2	1 compuerta, 1 mariposa	5	--	203	
	Salida Filtro desulfurizador-Entrada Antorcha	36.65	2 mariposa	4	1,90°, 1 directo	290	

Anexo G.2. Especificaciones de líneas de proceso (caídas de presión)

Proceso	Tramo	No. de Reynolds, adimensional	f, adimensional	h _L , m	Δp, mbar
Red de extracción (ramal más largo)	Pozo-B	34123.64	0.022	45.46	3.8
	B-C	11862.71	0.027	1.62	0.13
	C-D	23725.43	0.023	5.51	0.46
	D-E	35588.14	0.022	12.95	1.08
	E-F	47450.86	0.021	20.75	1.73
	F-G	59313.57	0.019	26.64	2.22
	G-H	71176.28	0.018	46.06	3.84
	H-Cabezal	96305.59	0.018	112.47	9.38
	Cabezal-Separador de condensados	180622.94	0.016	4.96	0.41
	Separador de condensados-Aspiración soplador	157266.79	0.016	3.53	0.29
	Total				23.3
Acondicionamiento	Descarga soplador-Entrada Filtro desulfurizador	199396.06	0.017	50.32	5.31
	Salida Filtro desulfurizador-Entrada Intercambiador de calor	199396.06	0.017	41.69	4.74
	Salida Intercambiador de calor-Entrada compresor	195324.91	0.017	24.43	3.04
	Filtro desulfurizador	-	-	-	2
	Intercambiador de calor	-	-	-	12
	Total				
	Salida compresor-Entrada tanque de almacenamiento	508167.19	0.018	18.53	13.08
Aprovechamiento	Salida tanque de almacenamiento-Entrada microturbina C600	190562.69	0.019	7.90	5.58
	Salida tanque de almacenamiento-Entrada microturbina C1000	317604.49	0.019	20.22	14.29
	Salida Filtro desulfurizador-Entrada Antorcha	199396.062	0.017	42.94	4.89

Anexo H. Resultados del análisis económico

	2018	2019	2020	2021	2022
Capacidad instalada de la planta (MW)	0	0	1.6	1.36	1.2
Índice de venta de energía (\$/kWh)	\$0.00	\$0.00	\$0.07	\$0.07	\$0.07
Venta neta de energía (MWh/año)	0	0	12800	10880	9600
Ganancias por venta energía (\$/año)	\$0.00	\$0.00	\$896,000.00	\$761,600.00	\$672,000.00
Reducción de emisiones de metano (ton/año)	0	3141	3141	2670	2390
Bonos de carbono (ton CO2 eq/año)	0	78525	78525	66750	59750
Precio de bono de carbono (\$/ton CO2 eq)	\$8.00	\$8.00	\$8.00	\$8.00	\$8.00
Ingresos de Bonos de carbono (USD/año)	\$0.00	\$628,200.00	\$628,200.00	\$ 534,000.00	\$ 478,000.00
Total de ingresos	\$0.00	\$ 628,200.00	\$ 1,524,200.00	\$ 1,295,600.00	\$ 1,150,000.00
Costo anual de O&M (USD/año)~	\$0.00	\$300,000.00	\$400,000.00	\$400,000.00	\$400,000.00
Costo de energía eléctrica^	\$0.00	\$150,000.00	\$150,000.00	\$150,000.00	\$150,000.00
Administración del proyecto*	\$30,000.00	\$30,000.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Ingeniería*	\$200,000.00	\$200,000.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Construcción planta de generación*	\$200,000.00	\$100,000.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Proceso de proyecto MDL*	\$100,000.00	\$30,000.00	\$30,000.00	\$30,000.00	\$30,000.00
Pozos de extracción (construcción y material)~	\$20,000.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Tuberías red de extracción *	\$70,000.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Tuberías en planta*	\$100,000.00	\$100,000.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Antorcha~	\$200,000.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Soplador~	\$20,000.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Compresor con tanque^	\$0.00	\$50,000.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Filtros~	\$60,000.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Medio filtrante^	\$2,000.00	\$2,000.00	\$2,000.00	\$2,000.00	\$2,000.00
Chiller e Intercambiador de calor^	\$0.00	\$30,000.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Microturbinas ^	\$0.00	\$1,120,000.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Total Gastos	\$1,002,000.00	\$2,112,000.00	\$582,000.00	\$582,000.00	\$582,000.00
Flujo de caja, \$	-\$ 1,002,000.00	-\$ 1,483,800.00	\$ 942,200.00	\$ 713,600.00	\$ 568,000.00

^Costos en el mercado ~Tomado de Conestoga-Rovers & Associates, 2010

*Tomado de SCS Engineers, 2005

Anexo H. Resultados del análisis económico (continuación)

2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
1.12	1.03	0.92	0.82	0.7	0.65	0.59
\$0.07	\$0.07	\$0.07	\$0.07	\$0.07	\$0.07	\$0.07
8960	8240	7360	6560	5600	5200	4720
\$627,200.00	\$576,800.00	\$515,200.00	\$459,200.00	\$392,000.00	\$364,000.00	\$330,400.00
2200	2025	1810	1600	1380	1290	1160
55000	50625	45250	40000	34500	32250	29000
\$8.00	\$8.00	\$8.00	\$8.00	\$8.00	\$8.00	\$8.00
\$ 440,000.00	\$ 405,000.00	\$ 362,000.00	\$ 320,000.00	\$ 276,000.00	\$ 258,000.00	\$ 232,000.00
\$ 1,067,200.00	\$ 981,800.00	\$ 877,200.00	\$ 779,200.00	\$ 668,000.00	\$ 622,000.00	\$ 562,400.00
\$400,000.00	\$300,000.00	\$300,000.00	\$300,000.00	\$300,000.00	\$300,000.00	\$300,000.00
\$150,000.00	\$150,000.00	\$150,000.00	\$150,000.00	\$150,000.00	\$150,000.00	\$150,000.00
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
\$30,000.00	\$30,000.00	\$30,000.00	\$30,000.00	\$30,000.00	\$30,000.00	\$30,000.00
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
\$2,000.00	\$2,000.00	\$2,000.00	\$2,000.00	\$2,000.00	\$2,000.00	\$2,000.00
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
\$582,000.00	\$482,000.00	\$482,000.00	\$482,000.00	\$482,000.00	\$482,000.00	\$482,000.00
\$ 485,200.00	\$ 499,800.00	\$ 395,200.00	\$ 297,200.00	\$ 186,000.00	\$ 140,000.00	\$ 80,400.00