



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE QUÍMICA

TESIS

**PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y BIOFERTILIZANTE A
PARTIR DE ESTIÉRCOL DE GANADO VACUNO MEDIANTE
DIGESTIÓN ANAERÓBICA Y COGENERACIÓN DE CICLO
COMBINADO**

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERA QUÍMICA**

PRESENTA

ALEJANDRA KARINA LÓPEZ NÚÑEZ



MÉXICO, D.F.

2012



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

JURADO ASIGNADO:

PRESIDENTE: DR. REYNALDO SANDOVAL GONZÁLEZ

VOCAL: M.I. JOSÉ ANTONIO ORTIZ RAMÍREZ

SECRETARIO: M.I. EZEQUIEL MILLÁN VELASCO

1er. SUPLENTE: I.Q. RODOLFO TORRES BARRERA

2° SUPLENTE: I.Q. HUMBERTO RANGEL DÁVALOS

SITIO DONDE SE DESARROLLÓ EL TEMA:

Torre de Ingeniería, 5° piso, Ciudad Universitaria, Coyoacán, C.P. 04510.

ASESOR DEL TEMA: M.I. JOSÉ ANTONIO ORTIZ RAMÍREZ

SUSTENTANTE: ALEJANDRA KARINA LÓPEZ NÚÑEZ



Dedicatoria



Dedicatoria

Este trabajo en el que puse todo mi esfuerzo se lo dedico a mis padres:

*Alejandra Núñez Hernández
Perfecto López Jiménez*

Quienes son las personas que más quiero, que admiro y que siempre me han impulsado a luchar y conseguir mis sueños.

A mi hermano:

Enrique Ángel López Núñez

A quien quiero mucho.

Gracias por estar siempre a mi lado incondicionalmente,

Gracias por ser los mejores padres que puedo tener y

Gracias por ser mi hermano mayor.

Los quiero mucho



Agradecimientos



"No importa si se avanza poco; lo importante es no parar"
Confucio

Cuando al fin llegas a la meta y miras atrás, te das cuenta del largo y tortuoso camino que has recorrido. Pero con mucha satisfacción recuerdas todos los obstáculos que pudiste superar, los momentos difíciles y hasta puedes reír de los momentos más desesperantes. Sola, acompañada, de malas o de buenas, cansada, triste o feliz siempre seguí adelante. Y aunque cada quien tiene su propio camino que seguir, siempre hubo acompañantes y espectadores que hicieron más ameno el recorrido y junto a ellos pude disfrutar todo el trayecto y ahora el resultado final de mi esfuerzo. A todos ellos que formaron parte de mi senda les doy las gracias ya que sin ellos simplemente hubiera sido muy aburrido. Por lo que les doy las más sinceras gracias a todos los que me ayudaron y me apoyaron de una u otra manera para llegar a concluir mi meta. Sin todos ellos no hubiera valido tanto la pena.

"Entre las dificultades se esconde la oportunidad"

Albert Einstein



Agradecimientos



Les quiero dar las gracias:

*A mi **mamá** y **papá** por ser mis dos pilares que no me dejan caer, por enseñarme a ser perseverante y a nunca darme por vencida.*

*A mi **hermano** por enseñarme a que a veces hay que cambiar de estrategias, y por ser mi hermano mayor que me cuida, protege y me hace reír.*

*A mi tía **Norma** por ser tan divertida, por todos los momentos que hemos compartido y por fomentarme el hábito de la lectura.*

*A mi abuelita **Adela** por ser la primera persona en impulsarme de una u otra manera a estudiar una carrera profesional y a potenciar mi imaginación. Por sus palabras que aún perduran en mi memoria.*

*A mi asesor **M.I José Antonio Ortiz Ramírez** a quien aprecio y admiro mucho, por el apoyo que me dio no solo en esta tesis sino a lo largo de la carrera, por ser un extraordinario profesor e inducir a que sus alumnos den lo mejor de sí, por todas sus valiosas enseñanzas y porque es un ejemplo a seguir.*

*Al **Dr. Reynaldo Sandoval González** porque gracias a sus clases de Balances hizo que me apasionaran los procesos químicos y que no me arrepintiera de haberme cambiado de carrera. Por aceptar ser mi asesor de tesis.*

*A **M.I Ezequiel Millán Velasco** por ser mi asesor de tesis y por sus enseñanzas en sus clases de Administración de Proyectos que fueron de mucha ayuda en el desarrollo de esta tesis.*

*A la maestra "**Yolis**" **M. en C. Martha Yolanda González Quezada** a quien aprecio mucho por brindarme su amistad y consejos.*

*A **Alfonso Ponce Rivas** por sus asesorías y consejos que fueron pieza fundamental para concluir esta tesis.*

*A **Roberto Arellano**, a quien admiro y respeto como jefe y colega de trabajo, por lo que me ha enseñado, por sus criterios ingenieriles que me ayudaron mucho en esta tesis y porque predica con el ejemplo.*

*A **Francisco Guerrero** por ser no solo un excelente jefe sino también una excelente persona, por darme la oportunidad de ejercerme profesionalmente.*



Agradecimientos



Gracias a **todos mis amigos** que hicieron inolvidable la Facultad, que hicieron que valiera la pena.

A **Geovanni** porque siempre que lo veía me divertía mucho, por brindarme su amistad y porque gracias a él conocí a grandes amigos a quienes quiero y aprecio muchísimo. A **Dulce, Polett, Oscar, Isaac, “Kikín” Enrique, Salvador, José Juan, Leo, Oscar “Cano”, Jesús “Apo”, Michel y Zabdi**. Gracias por su amistad, por aceptarme tal cual soy, porque con ustedes me la pasé increíblemente bien, por su apoyo, por todos los momentos que nos divertimos juntos y hacer inolvidable la Facultad de Química.

A **Luciano, “gatito” David y “giovas” Geovanni** por hacerme reír tanto hasta dolerme el estómago, por todas las historias, por compartir su vida conmigo, por su amistad incondicional. Y por ser el mejor equipo que tuve en la Facultad. ¡Los quiero mucho!

A **Luciano**, porque apareciste inesperadamente, por ser mi amigo y compañero, por convertirte en mi mejor amigo y cómplice, por hacerme reír y hasta por hacerme enojar, por hacerme ilusionarme otra vez, por tu apoyo incondicional, por tus regañones, por tus palabras duras pero significativas, por las tantas veces que me llamaste dramática y necia, por compartir tantas cosas juntos (IMPI), por ser parte de mi vida sin ti simplemente la Facultad no habría sido la misma.

A **Gatito**, por ser mi confidente, por escucharme cuando más lo necesitaba, por tus pocas palabras pero precisas, por tus lejanos gestos pero expresivos. Y sobre todo por transmitirme mucha “felicidad”.

A **Emmanuel y Daniel** quienes ponían mucho entusiasmo y pasión en sus proyectos, contagiándome su gusto por la Ingeniería Química.

A **César**, gracias por tu amistad, por tu apoyo, por estar siempre ayudándome de una u otra forma. Por escucharme y minimizar mis problemas y por tenerme paciencia.

A **“Robo” Roberto Gallardo**, que siempre aparecías en momentos muy oportunos para escuchar mis quejas y exageraciones, haciéndome sentir mucho mejor porque podía reirme de mis problemas.

A **Omar** por su amistad y por siempre tener tanta confianza en mí.

A **Alberto** por brindarme su amistad durante toda la carrera y siempre escucharme.

A **Imelda** por ser una gran amiga.



Agradecimientos



A **Ángel Guillén** por brindarme su amistad, por escucharme y por hacerme reír.

A todos mis amigos y personas maravillosas que conocí a lo largo de la carrera, con las que existe algún momento gracioso, especial y divertido. Aquellas personas que compartieron su tiempo con migo, gracias a **Lucía, Erick, Arturín, "Raulito" Raúl Hinojosa, Geovanni Lurrabaquio, Julio, Vilchis, Mario, Víctor Manuel, Yazmín, Josimar, Jonathan, Fabián, Ángel, Héctor, Cheko, Luisa Mejía, Lucero Diana, Yudibeth, Marisol, Lidia, Pablo, Beto, Tomás, Rodolfo, José Luis, Aldo Aguirre, Armando, Cuauhtemoc Primo, Cuauhtemoc López, Netza, Thalía** y muchos más.

Por supuesto

A la **Universidad Nacional Autónoma de México** por abrirme sus puertas y poder llevar a cabo la ilusión que siempre tuve de pequeña.

A la **Facultad de Química** por darme la oportunidad de aprender tantas cosas fuera y dentro de sus aulas, por vivir experiencias inigualables y conocer a tantas personas que ahora son parte de mi historia.

A **Dios** por darme fortaleza.



Índice:

Índice:	i
Lista de Figuras:	iv
Lista de Tablas:	v
Resumen:	1
1. Introducción	2
1.1 Planteamiento del problema	9
1.2 Propuesta	9
1.3 Objetivos	9
2. Marco teórico	10
2.1 Producción de biogás	10
2.1.1 Biodigestión anaeróbica	11
2.1.2 Biodigestor	13
2.1.3 Factores que afectan la producción de biogás	14
2.1.4 Composición del biogás	20
2.2 Producción de Biofertilizante	21
2.2.1 Biol	21
2.2.2 Biosol	23
2.3 Desulfuración biológica	26
2.3.1 Biofiltro de lecho fijo	26
2.4 Cogeneración	29
2.4.1 Tecnologías de cogeneración	32
2.4.2 Eficiencias eléctricas y térmicas	35
2.5 Turbinas de gas	36
2.5.1 Funcionamiento de las turbinas de gas	36
2.5.2 Ciclo Brayton (Ciclo simple)	37
2.5.3 Ciclo regenerativo	42
2.5.4 Ciclo con recalentamiento	42



2.5.5	<i>Ciclo recalentado regenerativo con refrigeración.....</i>	43
2.6	Turbinas de vapor	45
2.6.1	<i>Ciclo Rankine</i>	45
2.6.2	<i>Ciclo Rankine ideal con recalentamiento.....</i>	51
2.6.3	<i>Ciclo Rankine regenerativo</i>	53
2.7	Caldera de recuperación	54
2.7.1	<i>Calderas pirotubulares.....</i>	54
2.7.2	<i>Calderas acuotubulares</i>	55
2.7.3	<i>Componentes principales de las calderas de recuperación</i>	56
2.7.4	<i>Componentes auxiliares.....</i>	56
3.	Producción de Biofertilizante y Energía Eléctrica	58
3.1	Bases de Diseño	58
3.1.1	<i>General</i>	58
3.1.2	<i>Materiales.....</i>	58
3.1.3	<i>Límites de Impurezas.....</i>	61
3.1.4	<i>Emisiones.....</i>	61
3.1.5	<i>Servicios Auxiliares.....</i>	61
3.1.6	<i>Capacidad de la Planta.....</i>	62
3.1.7	<i>Condiciones de Proceso.....</i>	63
3.1.8	<i>Límites de Batería</i>	64
3.1.9	<i>Expansión futura</i>	64
3.1.10	<i>Hojas de Seguridad y Propiedades.....</i>	65
3.1.11	<i>Condiciones Climáticas y Meteorológicas del Sitio</i>	88
3.1.12	<i>Requerimientos Generales</i>	89
3.2	Criterios de Diseño.....	90
3.2.1	<i>Biodigestor anaeróbico</i>	90
3.2.2	<i>Gasómetro</i>	90
3.2.3	<i>Biofiltro para la desulfuración del biogás.....</i>	90
3.2.4	<i>Turbinas de gas</i>	90



Índice



3.2.5	<i>Turbinas de vapor</i>	90
3.2.6	<i>Caldera de recuperación</i>	90
3.3	Descripción del Proceso.....	91
3.3.1	<i>Preparación del estiércol</i>	91
3.3.2	<i>Biodigestor</i>	91
3.3.3	<i>Preparación de Biol y Biosol</i>	92
3.3.4	<i>Desulfuración del Biogás</i>	92
3.3.5	<i>Turbina de Gas</i>	93
3.3.6	<i>Post-combustión</i>	93
3.3.7	<i>Turbina de Vapor</i>	94
3.3.8	<i>Desaireación</i>	94
3.3.9	<i>Caldera de recuperación</i>	94
3.4	Diagrama de Flujo de Proceso (DFP).....	96
3.5	Balance de Materia y Energía.....	97
3.6	Lista de Equipos.....	101
3.7	Hojas de Datos de Equipos.....	102
3.8	Estimado de Costos.....	110
4.	Conclusiones y Recomendaciones.....	114
4.1	Conclusiones.....	114
4.2	Recomendaciones.....	115
5.	Bibliografía.....	116
Anexo 1.	Definiciones.....	124
Anexo 2.	Emisiones de gases de efecto invernadero en México.....	126
Anexo 3.	Existencia de ganado bovino según rango de edad por entidad.....	132



Lista de Figuras:

Figura 1. Efecto Invernadero.	3
Figura 2. Efectos del Cambio Climático.	4
Figura 3. Emisiones mundiales de CO ₂ per cápita (39).	6
Figura 4. Emisiones de CO ₂ en el mundo y en América Latina y el Caribe (66).	6
Figura 5. Emisiones de gases de efecto invernadero en México (59).	8
Figura 6. Emisiones de metano como consecuencia del manejo de estiércol en México (59).	8
Figura 7: Morfología y asociaciones, a) bacilos, b) cocos, c) cocos asociados en cadenas, d) diplococos, d) tétradas y f) cocos en racimos.....	10
Figura 8. Construcción de biodigestor de cúpula fija (27).	14
Figura 9. Composición de la Biomasa.....	17
Figura 10. Sistema convencional.....	30
Figura 11. Sistema de cogeneración.....	30
Figura 12. Microturbina de gas (45).	33
Figura 13. Cogeneración de ciclo combinado.	34
Figura 14. Emisiones de contaminantes por centrales convencionales y centrales de cogeneración.	35
Figura 15. Turbina de gas de dos ejes.	36
Figura 16. Un motor de turbina de gas de ciclo abierto.....	37
Figura 17. Un motor de turbina de gas de ciclo cerrado.	38
Figura 18. Diagramas T-S y P-V para un ciclo Brayton ideal.	38
Figura 19. Desviación de un ciclo de turbina de gas real del ciclo Brayton ideal como resultado de irreversibilidades.....	41
Figura 20. Ciclo Regenerativo.....	42
Figura 21. Ciclo con recalentamiento.....	43
Figura 22. Una máquina de turbina de gas con compresión en dos etapas con interenfriamiento, expansión en dos etapas con recalentamiento y regeneración.....	44
Figura 23. Diagrama T-S del Ciclo Rankine Ideal (38).	46
Figura 24. Ciclo Rankine ideal simple.	46
Figura 25. Desviación del ciclo real de potencia de vapor respecto del Ciclo Rankine ideal.	49
Figura 26. Ciclo Rankine ideal con recalentamiento.	52
Figura 27. Diagrama T-S del Ciclo Rankine con recalentamiento (4).	53
Figura 28. Corrosión por oxígeno (65).	57



Lista de Tablas:

Tabla 1. Gases de Efecto Invernadero (58). _____	5
Tabla 2: Características generales de las principales familias de bacterias metanogénicas (20). _____	11
Tabla 3. Clasificación de biodigestores. _____	14
Tabla 4. Materia prima utilizada en biodigestores para la generación de biogás. _____	16
Tabla 5. Datos promedio sobre el contenido de sólidos totales de diversos desechos (63). _____	18
Tabla 6. Rangos de temperatura en los cuales crecen las bacterias (22). _____	18
Tabla 7. Composición del biogás (24) _____	20
Tabla 8. Composición Química del Biol _____	22
Tabla 9. Hormonas vegetales presentes en el Biol _____	22
Tabla 10. Composición del Biosol Fresco proveniente de estiércol de ganado vacuno. _____	25
Tabla 11. Transformación del Nitrógeno Total debido al proceso anaeróbico _____	25
Tabla 12. Características del biofiltro de lecho fijo. _____	27
Tabla 13. Características de medios filtrantes para biofiltración (23). _____	28
Tabla 14. Principales usos de la cogeneración de energía. _____	31
Tabla 15. Eficiencias eléctricas y térmicas de las tecnologías de cogeneración. _____	35
Tabla 16. Costo de equipos instalados _____	110
Tabla 17. Costo de la materia prima _____	111
Tabla 18. Capital de operación _____	111
Tabla 19. Inversión total _____	112
Tabla 20. Ingresos y egresos. _____	112
Tabla 21. Periodo de recuperación. _____	113
Tabla 22. Emisiones de gases de efecto invernadero en México por categorías de emisión (59). _____	126
Tabla 23. Emisiones totales de gases de efecto invernadero en México (59). _____	131
Tabla 24. Ganado Bovino en México (51). _____	132



Resumen:

La energía eléctrica es fundamental para el desarrollo de todos los países y representa una mejor calidad de vida, sin embargo ha causado efectos negativos en el ambiente por el uso principalmente de combustibles fósiles para producirla. Ya que su combustión origina el incremento de los gases de efecto invernadero en la atmósfera, lo que ha provocado el cambio climático. Actualmente estos efectos cobran mayor importancia pues se han suscitado fenómenos de la naturaleza cada vez más desastrosos y la tarea principal se centra en la obtención de alternativas para seguir produciendo energía eléctrica sin que se siga contaminando al ambiente. Debido a que los desechos del sector ganadero también contaminan la atmósfera, suelo y agua y se producen en grandes cantidades, se encuentra como una buena alternativa la producción de energía eléctrica y biofertilizante utilizando como materia prima al estiércol. Esto trae consigo varios beneficios, pues se elimina un residuo muy contaminante que también provoca la propagación de enfermedades puesto que el estiércol tiene muchos patógeno y por otro lado se obtienen dos productos sin generar residuos, pues el biogás producido por la fermentación de la materia orgánica es aprovechado para la generación de energía eléctrica y el resto del estiércol no degradado se convierte en un abono orgánico.

Con este fin el presente trabajo de tesis se estructuró de la siguiente manera:

El capítulo 1 contiene la introducción, el planteamiento del problema, la propuesta que se hace en esta tesis y el objetivo. En la introducción se aborda la contaminación ambiental, el efecto invernadero y cambio climático.

El capítulo 2 esta constituido de toda la teoría involucrada para desarrollar este trabajo. Aquí se explica a detalle como es que se lleva a cabo la producción de biogás, la producción de biofertilizante, un proceso para purificar el biogás de manera biológica, también se explican la cogeneración y las diversas tecnologías empleadas, como las turbinas de gas y vapor principalmente.

Finalmente el capítulo 3 está conformado por la propuesta en si; que contiene las bases de diseño de la planta, los criterios de diseño, el diagrama de flujo de proceso, la descripción de proceso, entre otros.



1. Introducción

Desde que se extendió la iluminación eléctrica en las calles y casas a finales del siglo XIX, comenzó la generación masiva de energía eléctrica y en la actualidad (2012) la vida no se puede concebir sin ella. La economía de los países gira alrededor de la producción de energía eléctrica y de la materia prima para producirla. Por tanto una de las actividades económicas de la mayoría de los países se ha basado en la extracción de combustibles fósiles.

Los combustibles fósiles (carbón mineral, petróleo y gas natural) han estado disponibles en abundancia en la naturaleza y durante años se han utilizado como la principal materia prima para la generación de energía eléctrica entre muchas otras aplicaciones. Sin embargo este recurso natural es no renovable y estará disponible limitadamente. La explotación de este recurso ya se ha vuelto un problema mundial y cada vez es más difícil encontrar nuevos yacimientos de petróleo porque se encuentran cada vez más profundos y es más difícil su extracción, entre muchos otros factores.

Como ya se mencionó el desarrollo de la industria eléctrica produjo un crecimiento productivo nunca antes conocido en la historia del hombre, pero también produjo un alto impacto negativo sobre el ambiente, ya que la combustión de combustibles fósiles para la producción de energía eléctrica genera emisiones de dióxido de carbono (CO_2), monóxido de carbono (CO), dióxido de nitrógeno (NO_2) y dióxido de azufre (SO_2), también conocidos como gases de efecto invernadero.

El efecto invernadero se presenta al existir una atmósfera capaz de absorber radiación infrarroja por medio de gases tales como el CO_2 , vapor de agua, ozono (O_3), óxidos de nitrógeno NO_x , metano (CH_4) y los clorofluorocarbonos (CFCs).

En la **Figura 1** se ilustra el efecto invernadero. Como se puede ver, los rayos del sol (radiación en longitud de onda del visible) entran a la atmósfera penetrando hasta la superficie, la superficie se calienta y emite radiación infrarroja que es absorbida



1. Introducción



por los gases de efecto invernadero de la atmósfera, produciendo el calentamiento de ésta.

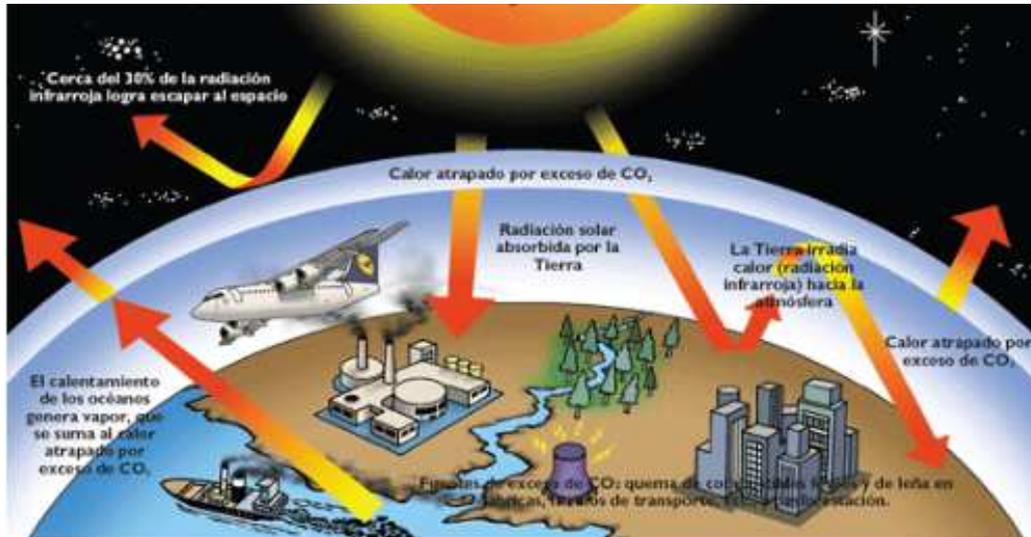


Figura 1. Efecto Invernadero.

Este proceso es el responsable de que la temperatura en la tierra sea adecuada para la vida, pero con el incremento en la concentración de los gases se incrementa la temperatura de la atmósfera porque existe una mayor absorción de radiación infrarroja. Este fenómeno da lugar al Calentamiento y al Cambio Climático Global.

‘Por “cambio climático se entiende un cambio de clima atribuido directa o indirectamente a la actividad humana que altera la composición de la atmósfera mundial y que se suma a la variabilidad natural del clima observada durante periodos comparables’¹.

Según el IPCC (Panel Internacional de Expertos en el Cambio Climático), el calentamiento global ya es un hecho que está provocando graves consecuencias en el clima, la atmósfera y la biodiversidad, como el aumento de la temperatura media de la tierra (calentamiento global), disminución de las capas de hielo en los polos, incremento del nivel del mar e inundaciones en zonas bajas, aumento de la desertización, desaparición de flora y fauna en ecosistemas, escasez de agua e

¹ Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, New York, 1992, pp. 26. [Fecha de consulta: 27 de enero de 2012]. “Artículo 1, Definiciones”. Disponible en: <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/convsp.pdf>



1. Introducción



inestabilidad atmosférica que ocasionan huracanes, incendios forestales, etc. Como efecto secundario a la humanidad, propagación de enfermedades, falta de suministro en los alimentos, y otras necesidades básicas (52).

Actualmente los impactos más severos del cambio climático son las inundaciones, sequías y el aumento de incidencia de plagas y enfermedades(42). Ver **Figura 2**.



Figura 2. Efectos del Cambio Climático.

Se ha detectado que las concentraciones de CO₂ se incrementan año con año. Se estima que este aumento se debe principalmente a las emisiones producidas por la quema de combustibles fósiles, que no se equilibran con los sumideros de CO₂ (fotosíntesis en la vegetación) (58). Ver gráficas en las **Figura 3** y **Figura 4**.

El potencial de calentamiento atmosférico indica la importancia relativa de los gases de invernadero con relación al CO₂ en un determinado lapso de tiempo. Debido a que los gases permanecen en la atmósfera tiempos diferentes, por lo que el potencial de calentamiento es función de cuán eficiente es el gas para absorber radiación infrarroja y cuánto tiempo permanece en la atmósfera. Por ejemplo, en un horizonte de tiempo de 100 años, el metano puede retener 23 veces más radiación infrarroja que el CO₂. Por eso se dice que el metano es 23 veces más contaminante que el CO₂. Ver **Tabla 1**.

En la siguiente gráfica, **Figura 3**, se muestran las emisiones de CO₂ en toneladas métricas per cápita a partir del año 1960 al 2008 en todo el mundo. En la **Figura 4** se muestran las emisiones mundiales de CO₂ de 1900 hasta el año 2000 en miles de millones de toneladas al año. En ambas gráficas se percibe que la concentración de CO₂ en la atmósfera ha ido incrementando durante el tiempo, alrededor de los



1. Introducción



años 1950-1990 se ve un incremento considerable de la concentración, de 5 mil millones de toneladas de CO₂ a 22 mil millones de toneladas de CO₂.

Tabla 1. Gases de Efecto Invernadero (58).

Gas	Principales Fuentes	Concentraciones Preindustriales	Concentraciones hasta 1999	Potencial de calentamiento Atmosférico a) (Años)			Tasas Recientes de Variación de la Concentración Durante 1980 y 1989	Vida Atmosférica (años)
				50	100	500		
CO ₂	Quema de combustibles fósiles, producción de cemento, cambios en uso de suelo tropical.	280 ppmv (1)	367 ppmv	1	1	1	3.3 ± 0.1 PgC/año (3)	50 a 200
CH ₄	Cultivo de arroz bajo agua, rellenos sanitarios, ganadería, combustión de biomasa, producción y consumo de combustibles fósiles.	700 ppbv (2)	1745 ppbv	62	23	7	600 Tg/año (4)	12
N ₂ O	Agricultura (pastoreo en regiones tropicales), quema de biomasa, procesos industriales (producción de ácido adípico y ácido nítrico).	275 ppbv	314 ppbv	275	296	156	16.4 TgN/año	114

- (1) Partes por millón de volumen.
- (2) Partes por mil millones de volumen
- (3) Petagramos de carbono por año
- (4) Teragramos por año.



1. Introducción

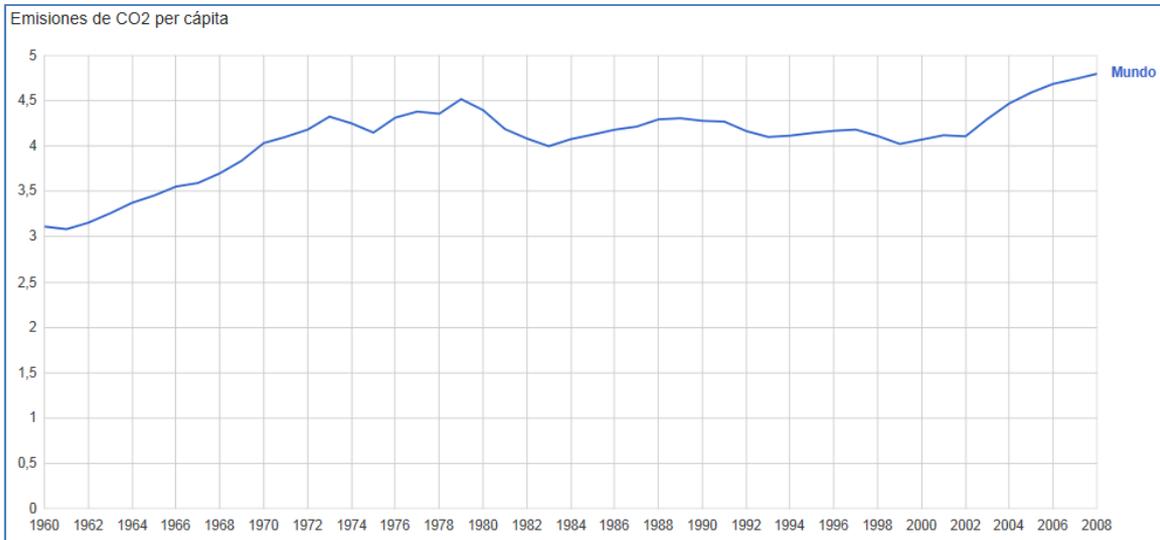


Figura 3. Emisiones mundiales de CO₂ per cápita (39).

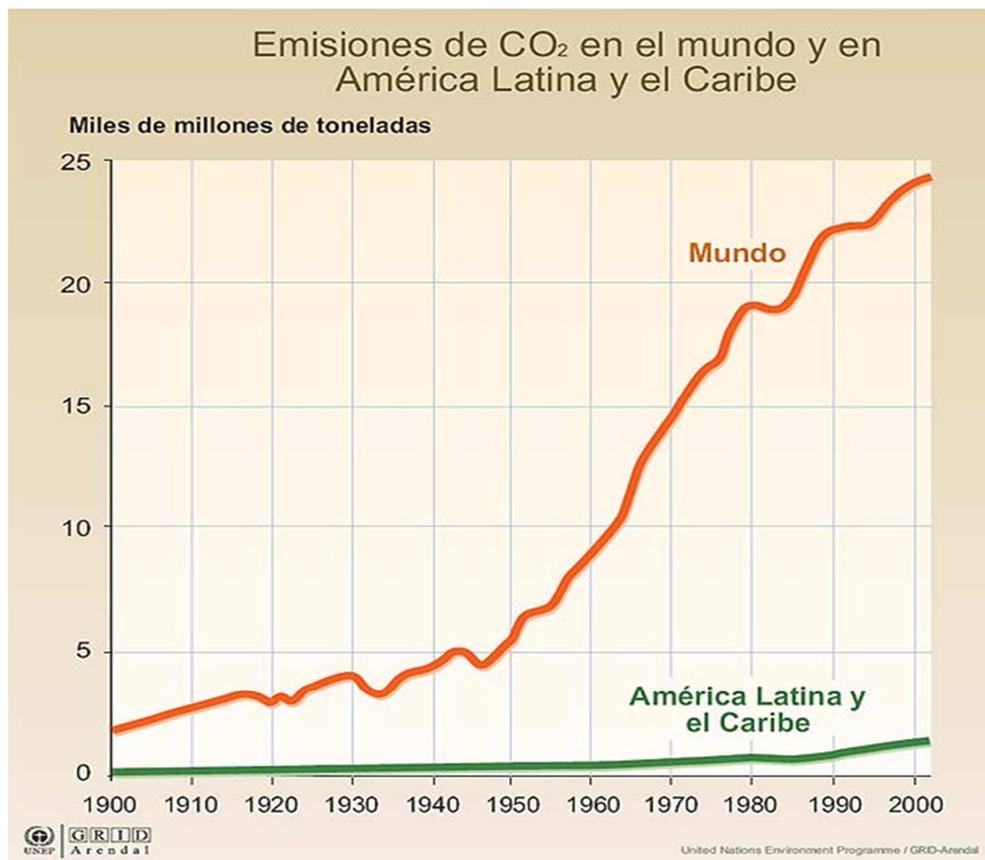


Figura 4. Emisiones de CO₂ en el mundo y en América Latina y el Caribe (66).



1. Introducción



La ganadería y la agricultura son otra fuente de emisiones de gases de efecto invernadero, según la FAO (42); son responsables de la mayor parte de las emisiones de metano (por ganado y los humedales, especialmente el arroz) y óxido nitroso (del uso de fertilizantes).

El ganado también es el mayor usuario mundial de los recursos de la tierra: los terrenos de pastoreo ocupan el 26% de la superficie no helada de la tierra y el 33% de la tierra cultivable destinada a la producción de alimentos. La rápida expansión del sector está provocando una sobrexplotación y degradación de la tierra, así como un importante impulso a la deforestación. También es responsable de las emisiones de metano y óxido nitroso derivadas de la digestión de los rumiantes y el manejo de estiércoles, y es la principal fuente de emisión de metano del mundo (41). Además el mal manejo del estiércol no solo provoca la contaminación atmosférica sino también la contaminación del suelo, del agua y puede provocar enfermedades por su alto contenido de patógenos².

Las emisiones de contaminantes en México desde el año 1990 al 2006 se pueden apreciar en la gráfica de la **Figura 5**. Desde 1990 al 2006 se han incrementado 1.27 veces las emisiones de CO₂, 1.73 veces las emisiones de CH₄ y 1.86 las de N₂O. En la gráfica de la **Figura 6**, se muestran las emisiones de CH₄ solo por el manejo de estiércol. Las estadísticas pueden verse en la **Tabla 23** del **Anexo 2**.

Datos calculados con ayuda de las estadísticas del INEGI en cuanto al número de cabezas de ganado que hay en México se producen diariamente 680, 816,970.52 kg de estiércol solo por el ganado vacuno. Estas estadísticas se pueden ver a detalle en la **Tabla 24** del **Anexo 3**.

² Un patógeno especialmente peligroso es la *Escherichia coli* O157:H7, que proviene principalmente del estiércol de ganado vacuno (también se encuentra en ovejas y ciervos) (11).



1. Introducción

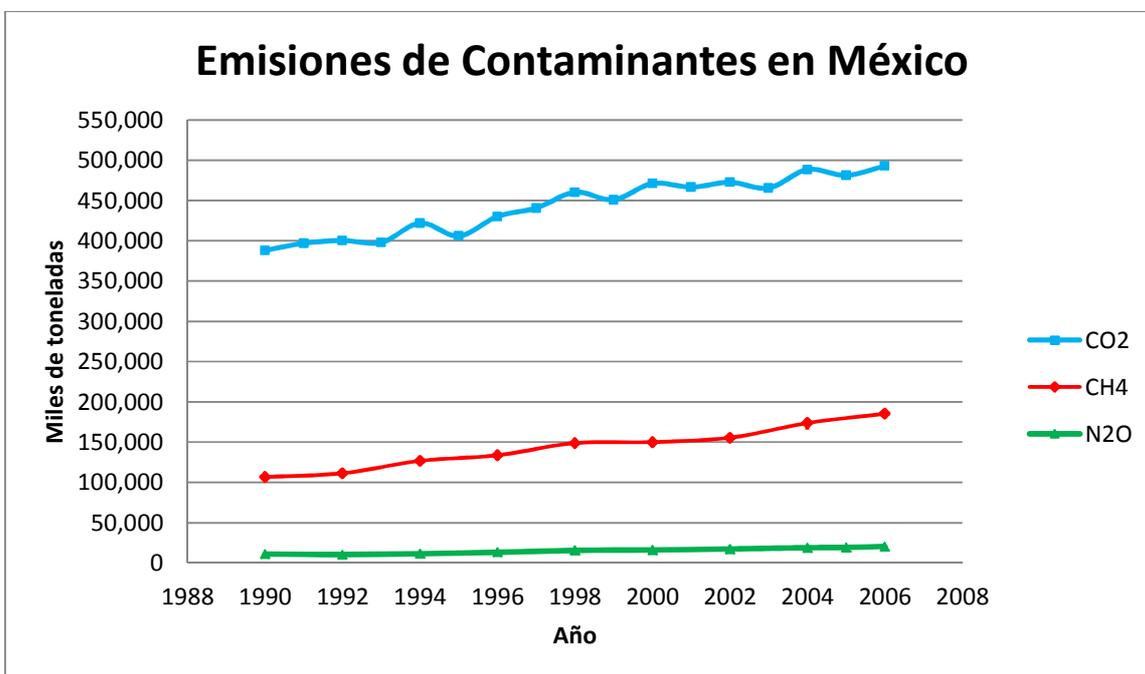


Figura 5. Emisiones de gases de efecto invernadero en México (59).

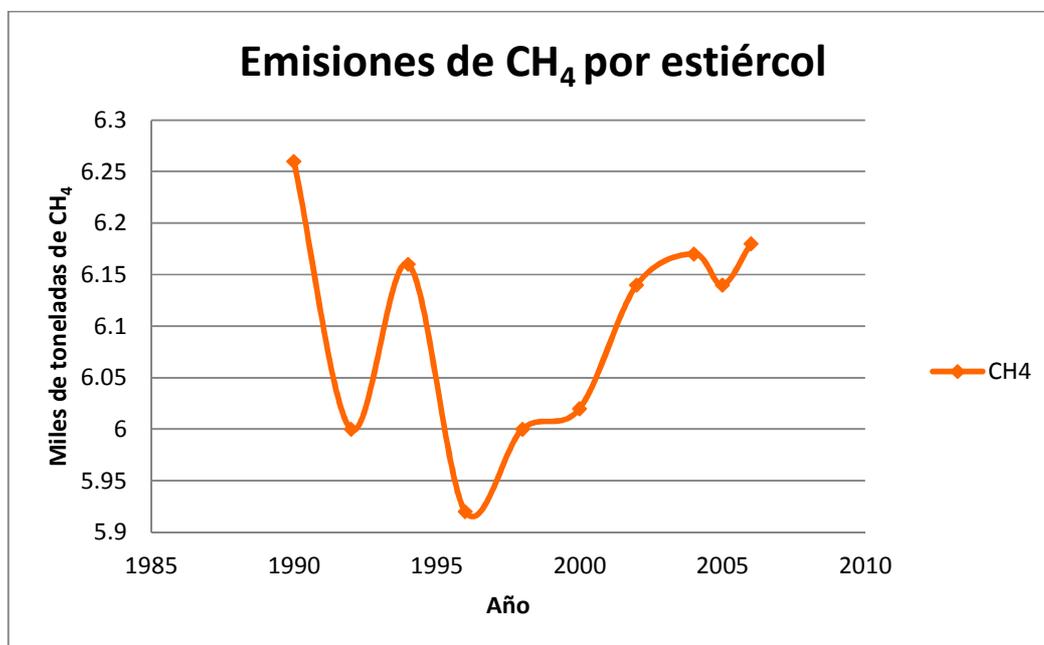


Figura 6. Emisiones de metano como consecuencia del manejo de estiércol en México (59).



1. Introducción



1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Como ya se mencionó el uso de energía eléctrica es indispensable para la vida moderna, sin embargo el uso de combustibles fósiles para producirla tiene varios inconvenientes, como es el de ser un recurso natural no renovable y provocar efectos indeseables en el ambiente como el cambio climático que ya es un problema mundial; por lo que es necesario encontrar una forma más amigable con el ambiente para poder abastecer a la población de energía eléctrica sin seguir dañando el planeta.

¿Cómo producir energía eléctrica y biofertilizante utilizando estiércol de ganado vacuno como materia prima alternativa?

1.2 PROPUESTA

Debido a que en México se produce una gran cantidad de estiércol de ganado vacuno y este es uno de los principales responsables de la liberación de metano a la atmósfera, se encuentra como solución, utilizar este desecho como materia prima para producir biogás, un gas producido naturalmente por las bacterias el cual podemos utilizar para la generación de energía eléctrica. Adicionalmente se obtiene un residuo con una alta capacidad como fertilizante y al reciclar el estiércol se evita la propagación de enfermedades y la contaminación de la atmósfera, suelo y agua.

1.3 OBJETIVOS

Realizar la ingeniería conceptual para una planta de producción de energía eléctrica y biofertilizante a partir de estiércol de ganado vacuno mediante digestión anaeróbica y cogeneración de ciclo combinado.



2. Marco teórico

2.1 PRODUCCIÓN DE BIOGÁS

La producción de biogás se da en la naturaleza por la degradación de la materia orgánica en ausencia de oxígeno (fermentación) que llevan a cabo un gran número de bacterias que se encuentran ampliamente distribuidas en ambientes anoxigénicos³, como en los pantanos, ciénagas, aguas estancadas, en el suelo y en el tracto digestivo de los animales vertebrados (22). Es por esto que el gas que brota de estos ambientes se le conoce como “gas de los pantanos”.

Todas las bacterias relacionadas en la producción de biogás son de distintos géneros y especies, pero todas son anaerobias facultativas o anaerobias estrictas, las primeras pueden sobrevivir en concentraciones bajas de oxígeno, pero para las aerobias estrictas el oxígeno es muy tóxico.

Entre las bacterias involucradas podemos encontrar bacterias psicrófilas, mesófilas y termófilas, y de distintas morfologías, como bacilos y cocos filamentosos, agrupados en cadenas, diplococos, tétradas y racimos. En la **Figura 7** se ilustra la forma y sus asociaciones que tienen las bacterias metanogénicas.

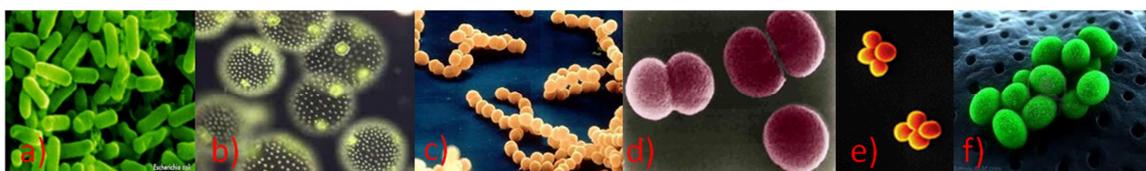


Figura 7: Morfología y asociaciones, a) bacilos, b) cocos, c) cocos asociados en cadenas, d) diplococos, d) tétradas y f) cocos en racimos

En la **Tabla 2** se muestran las características morfológicas y el sustrato que utilizan las familias de bacterias responsables de la degradación de la materia orgánica.

³ Ausencia de oxígeno.



2.1 Producción de Biogás



Tabla 2: Características generales de las principales familias de bacterias metanogénicas (20).

<i>Familia</i>	Características
<i>Metanobacteriaceae</i>	Bacilos largos o cortos; utilizan H ₂ y CO ₂ y algunas formiato o alcoholes como sustratos para metanogénesis; cocos que utilizan sólo H ₂ o metanol, la mayoría son Gram positivos, no motiles.
<i>Metanotermaceae</i>	Bacilos; los sustratos para metanogénesis son H ₂ y CO ₂ ; Gram positivos; no motiles, termofílicos extremos.
<i>Metanococcaceae</i>	Cocos irregulares; los sustratos para metanogénesis son H ₂ + CO ₂ y formiato, motiles.
<i>Metanomicrobiaceae</i>	Bacilos, espirilos ⁴ , placas o cocos irregulares, utilizan H ₂ y CO ₂ algunas usan el formiato o alcoholes como sustratos para metanogénesis. Gram negativos, motiles y no motiles.
<i>Metanocorpusculaceae</i>	Pequeños cocos irregulares, utilizan H ₂ y CO ₂ y algunas utilizan formiato o alcoholes como sustratos para la metanogénesis, Gram negativos, motiles y no motiles
<i>Metanosarcinaceae</i>	Cocos irregulares, utilizan H ₂ y CO ₂ , acetato, compuesto metílicos como sustratos para metanogénesis, nunca formiato; cocos que utilizan solo H ₂ o metanol; la mayoría son gran positivos o negativos, frecuentemente no motiles.

2.1.1 Biodigestión anaeróbica

Las bacterias degradan la materia orgánica y la utilizan como fuente de carbono en su metabolismo, a este proceso se le denomina biodigestión anaeróbica y se puede explicar en varias etapas:

⁴ Son bacterias flageladas en forma helicoidal o de espiral.



2.1 Producción de Biogás



2.1.1.1 Hidrólisis:

El proceso inicia con un grupo de microorganismos aerobios facultativos que producen enzimas capaces de hidrolizar la materia orgánica disponible, que son largas cadenas hidrocarbonadas como grasas, proteínas y polisacáridos a compuestos menos complejos, como aminoácidos, glicéridos, péptidos y azúcares.

2.1.1.2 Acidogénesis

Los productos metabólicos de la primera etapa sirven como sustrato a un segundo grupo de bacterias aerobias facultativas llamadas acidogénicas, que mediante la fermentación por ácido producen diferentes compuestos orgánicos simples como el butirato, acetato, lactato, succinato y alcoholes. También se produce CO_2 e H_2 .

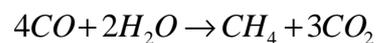
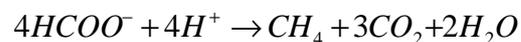
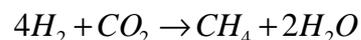
2.1.1.3 Acetogénesis

Aquí participan las bacterias acetogénicas y producen acetato, H_2 y CO_2 . Estas bacterias son aerobias facultativas.

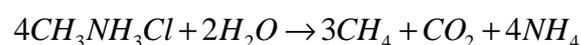
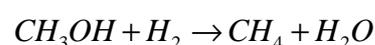
2.1.1.4 Metanogénesis

La producción del CH_4 ocurre en esta última etapa, por acción de las bacterias metanogénicas que son estrictamente anaeróbicas, los sustratos utilizados son el CO_2 , alcoholes, compuesto que contengan el grupo metilo y acetato (36). En la **Tabla 2** se muestran las características y los sustratos utilizados por las bacterias metanogénicas.

Sustratos de CO_2 : (36)



Sustratos del grupo metilo: (36)

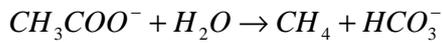




2.1 Producción de Biogás



Sustratos de acetato: (36)



Aun cuando el proceso anaeróbico se explica como si tuviera una naturaleza secuencial, todas las etapas se efectúan en forma simultánea y sinérgica; es decir, es el resultado de la acción conjunta de todos los procesos metabólicos llevados a cabo por todas las bacterias involucradas.

2.1.2 Biodigestor

La producción de biogás de manera industrial se puede lograr utilizando un reactor biológico, mejor conocido como biodigestor; en donde se crean y controlan las condiciones adecuadas para el crecimiento de los microorganismos que transforman los sustratos en biogás y efluente líquido con propiedades fertilizantes.

2.1.2.1 Clasificación de los biodigestores

Según el flujo se pueden clasificar en batch o por lotes, semicontinuos y continuos. En la **Tabla 3** se describen sus características, estos pueden ser de cúpula fija o móvil. Pueden tener agitación y calefacción dependiendo del rango de temperatura al que trabajen. También existen biodigestores que operan en dos etapas, en un primer biodigestor se mantienen las condiciones adecuadas para que se lleven las primeras reacciones de degradación y en el segundo biodigestor se lleva a cabo la producción de biogás.

En la **Figura 8** se muestra una fotografía de un biodigestor, 1) construcción de la cúpula. 2) Vista general de los digestores terminados y a un lado se observan los gasómetros⁵.

⁵ Se utiliza para almacenar el biogás producido.



2.1 Producción de Biogás



Tabla 3. Clasificación de biodigestores.

Tipo:	Características
Batch o por lotes	Se carga una sola vez, dejando por periodos prolongados que la materia orgánica se degrade hasta que ya no se produzca biogás. Admite materia con un alto contenido de ST ⁶ , por lo tanto requiere poca agua. No es necesaria la agitación. La materia prima puede contener celulosa y restos de materiales inertes.
Semicontínuos	Se alimenta una vez al día por gravedad generalmente. Se usan en pequeñas granjas.
Continuo	Se alimentan constantemente o varias veces al día en forma periódica. Cuentan con sistemas de alimentación automático y controles que mantienen las condiciones de operación. Los ST no pueden ser tan altos, por lo que requieren más agua. Solo se descarga por cuestiones de mantenimiento.



Figura 8. Construcción de biodigestor de cúpula fija (27).

2.1.3 Factores que afectan la producción de biogás

Para que las bacterias crezcan y se reproduzcan activamente requieren un medio que debe reunir una serie de condiciones favorables dependiendo de cada tipo de

⁶ Sólidos Totales



2.1 Producción de Biogás



microorganismo; como son niveles de temperatura, grado de humedad, niveles de oxígeno, un grado adecuado de acidez o alcalinidad y la concentración de nutrientes (1).

Para que el rendimiento de la producción de biogás no disminuya o se vea alterado, se debe tener un cuidadoso control de estos parámetros, ya que los microorganismos son muy sensibles a los cambios bruscos de su medio de crecimiento y la biodigestión podría inhibirse afectando seriamente el proceso y por tanto tener pérdidas económicas.

2.1.3.1 Tipo de materia prima

Los biodigestores pueden ser alimentados casi por cualquier tipo de biomasa, tales como basura orgánica, desperdicios de restaurantes, excretas de animales y humanos, también se puede adicionar orina, residuos vegetales, efluentes de industrias de alimentos, bebidas, papel y químicas. Ver **Tabla 4**.

Antes de que la biomasa sea ingresada al biodigestor debe de acondicionarse. El pretratamiento varía dependiendo del tipo de la biomasa, en general se debe de cortar o moler para aumentar la superficie de contacto de las bacterias.

2.1.3.1.1 Contenido de C/N

Para las bacterias el carbono es la fuente de energía y el nitrógeno contribuye a la formación de nuevas células. Estas bacterias consumen 30 veces más carbono que nitrógeno, por lo que la relación óptima de estos dos elementos en la materia prima es de 30.



2.1 Producción de Biogás



Tabla 4. Materia prima utilizada en biodigestores para la generación de biogás.

Residuos de:	Ejemplos:
Cosechas	<ul style="list-style-type: none">• Gabazo de caña• Malezas• Paja• Rastrojo de maíz.• Otros cultivos.
Origen animal	<ul style="list-style-type: none">• Desechos de establos porcinos, bovinos, ovino, caprino y avícola (estiércol, orina, paja de camas, agua de lavado de establos).• Desperdicios de mataderos y rastros (sangre, vísceras)• Desperdicios de pesca.• Restos de lana y cuero.
Origen humano	<ul style="list-style-type: none">• Basura• Heces fecales• Orina
Agroindustriales	<ul style="list-style-type: none">• Tortas de oleaginosas• Bagazo• Salvado de arroz• Desechos de tabaco y semillas.• Desperdicios del procesamiento de hortalizas y frutas.• Desechos de ingenios azucareros.• Residuos de té.• Residuos de industrias textiles.
Forestales ⁷	<ul style="list-style-type: none">• Ramitas• Hojas• Cortezas
Plantas acuáticas	<ul style="list-style-type: none">• Camalote• Algas marinas

⁷ La digestión anaeróbica de madera no es técnicamente factible sin algún tipo de pretratamiento que aumenta su biodegradabilidad (33).



2.1 Producción de Biogás



2.1.3.1.2 Contenido de sólidos totales y sólidos volátiles

El contenido de sólidos totales (ST) se define como el material remanente después de la evaporación a 103-105°C de la biomasa. Y los sólidos volátiles (SV) es la materia orgánica que contiene la biomasa y se determina incinerando los ST a 550±50°C; esta porción de materia es la que las bacterias son capaces de degradar, el resto es materia inorgánica, agua y otras sustancias que no pueden ser transformadas a biogás. **Figura 9.**

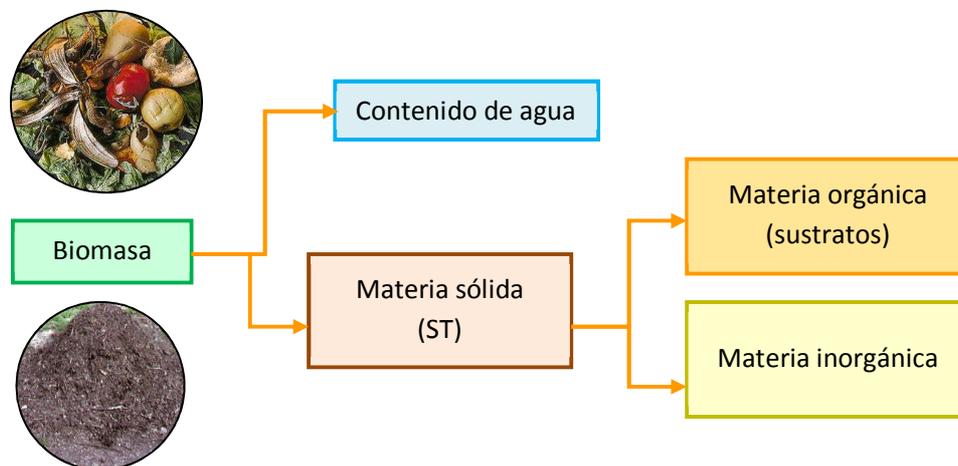


Figura 9. Composición de la Biomasa

Si el % de ST es muy alto las bacterias no tienen movilidad suficiente para estar en contacto con los nutrientes y por lo tanto la eficiencia y la producción del biogás pueden disminuir, por el contrario si es muy bajo las bacterias tienen una concentración deficiente de sustratos y la producción de biogás será escasa. Experimentalmente se observa que un 7-12% de ST es el óptimo. Con un porcentaje mayor al 15% puede inhibirse el proceso (33).

En la **Tabla 5**, se puede observar que los ST varían dependiendo de la materia prima utilizada. Así que para mantener porcentajes adecuados para la biodigestión es necesario diluir la materia prima.



2.1 Producción de Biogás



Tabla 5. Datos promedio sobre el contenido de sólidos totales de diversos desechos (63).

Material	Sólidos Totales (%)
Heces Humanas	17
Estiércol de vaca	20
Estiércol de caballo	25
Estiércol de cerdos	18
Estiércol de ovejas	32
Estiércol de gallina	44

2.1.3.2 Temperatura

La actividad biológica aumenta con la temperatura y por tanto también la producción de biogás. Sin embargo el incremento en la temperatura no debe ser brusco ya que las bacterias sobre todo las termófilas son muy sensibles.

La temperatura esta muy relacionado con el tiempo de retención, y se observa una disminución de este conforme aumenta la temperatura lo que a su vez repercute en la disminución del volumen del biodigestor.

En la **Tabla 6**, se muestran los rangos de temperaturas en las que pueden operar los biodigestores, esta clasificación esta basada en las bacterias predominantes en cada uno de ellos y los rangos de temperaturas en las que son capaces de sobrevivir.

Tabla 6. Rangos de temperatura en los cuales crecen las bacterias (22).

Bacterias	Rangos de temperaturas
Psicrofílicas	< 20 °C
Mesofílicas	20° - 40°C
Termofílicas	> 40 °C



2.1 Producción de Biogás



2.1.3.3 pH

Cuando el proceso inicia el pH disminuye por la generación de ácidos, pero posteriormente las bacterias metanógenas empiezan a consumir los ácidos orgánicos y el pH aumenta, también el CO_2 producido forma iones de bicarbonato (HCO_3^-) y hace alcalino el medio de cultivo. Si estos procesos están en equilibrio, el pH estará controlado por el propio proceso, si el pH es demasiado ácido la actividad de las enzimas de las bacterias se detiene, por tanto la producción de biogás, por otro lado si el pH es alcalino aumenta la producción de H_2 , ocasionando que la concentración de H_2S en el biogás aumente.

2.1.3.4 Tiempo de retención hidráulica (TRH)

En sistemas continuos y semicontinuos el tiempo de retención se define como el valor en días del cociente entre el volumen del digester y el volumen de carga diaria.

El tiempo de retención varía dependiendo de la materia prima y de la temperatura. Los sustratos que contenga celulosa requerirán un tiempo de retención alto.

La bioconversión de la celulosa ocurre en semanas, la de la hemicelulosa y proteínas en días y la de las moléculas pequeñas como azúcares, ácidos grasos y alcoholes en horas, pero la lignina no es degradada en la mayoría de los sistemas de digestión anaeróbica.

2.1.3.5 Velocidad de carga volumétrica (COV)

La velocidad de carga volumétrica es el volumen de sustrato orgánico cargado diariamente al digester. Este valor tiene una relación de tipo inversa con el tiempo de retención, pues a medida que se incrementa la carga volumétrica disminuye el tiempo de retención. Este parámetro se expresa kg SV/día.m^3 digester.

A menor temperatura y mayor tiempo de retención, mayor puede ser la COV, pero a mayor COV aumenta la posibilidad de que la materia orgánica salga del biodigester sin ser degradada. El valor recomendado es de 3 kg SV/día.m^3 de digester.



2.1 Producción de Biogás



2.1.4 Composición del biogás

El biogás es un gas combustible constituido principalmente por metano CH_4 , dióxido de carbono CO_2 , hidrógeno H_2 , sulfuro de hidrógeno (H_2S) y nitrógeno N_2 .

Tabla 7. Composición del biogás (24)

Compuesto	%
CH_4	55-70
CO_2	27-44
$\text{H}_2, \text{H}_2\text{S}$	1
Otros	3



2.2 PRODUCCIÓN DE BIOFERTILIZANTE

La biodigestión solo implica la degradación de una porción de la materia orgánica, por lo que se conservan todos los nutrientes originales contenidos en la materia prima como el fósforo, potasio y nitrógeno que resultan esenciales para las plantas, por lo que el efluente de los biodigestores puede ser un excelente abono orgánico (bioabono).

Al separar el efluente del biodigestor, queda una fracción sólida conocido como “biosol” y una fracción líquida conocida como “biol”. Los dos bioabonos tienen excelentes cualidades agronómicas que benefician a los cultivos. En promedio entre el 85% - 90% de la materia primara se transforma en biofertilizante, del cual el 90% corresponde a biol y el 10% a biosol. Estos porcentajes varían según los residuos a fermentar y del método de separación empleado (21).

2.2.1 *Biol*

Puesto que el Biol es la fracción líquida que resulta de la separación del efluente del biodigestor presenta una baja concentración de sólidos totales, estos varían entre 1% - 5%. (21)

En la **Tabla 8** se muestra la composición química del biol proveniente de la fermentación de distinta materia prima. La fuente 1 corresponde a biol de estiércol de ganado vacuno, la fuente 2 proviene de la mezcla de estiércol de ganado vacuno y restos de comida casera, la fuente 3 es biol de la fermentación de plátano (hojas, tallos y frutos) y en la fuente 4 también es de estiércol de ganado vacuno pero no tiene su misma procedencia (21).

Como se puede observar en la **Tabla 8**, la calidad del biol depende del tipo de residuos que entran al biodigestor y dentro de la misma fuente de materia prima como es el caso de la fuente 1 y 4 aunque se trata de estiércol de ganado vacuno, existen variaciones en la composición del biol, esto sucede porque la composición del estiércol va a variar por la alimentación del ganado y hasta del modo de recolección de éste.



2.2 Producción de Biofertilizante



El proceso metabólico de las bacterias anaerobias participantes en la degradación de la materia orgánica también produce hormas vegetales de crecimiento, las cuales se encuentran en el biol y no se presentan en el compost. Algunas hormonas vegetales que contiene el biol se presentan en la **Tabla 9.** (21)

Tabla 8. Composición Química del Biol

Componente	Fuente 1	Fuente 2	Fuente 3	Fuente 4
pH	7.96	8.1	No se menciona	6.7 – 7.9
Materia seca	4.18%	4.2	No se menciona	1.4%
Nitrógeno total	2.63 g/kg	2.4 g/kg	0.2 g/kg	0.9 g/kg
NH ₄	1.27 g/K	1.08 g/kg	No se menciona	No se menciona
Fósforo	0.43 g/kg	1.01 g/kg	0.076 g/kg	0.048 mg/kg
Potasio	2.66 g/kg	2.94 g/kg	4.2 g/kg	0.29 mg/kg
Calcio	1.05 g/kg	0.50 g/kg	0.056 g/kg	2.1 g/kg
Magnesio	0.38 g/kg	No se menciona	0.131 g/kg	0.135%
Sodio	0.404 g/kg	No se menciona	2.1 g/kg	No se menciona
Azufre	No se menciona	No se menciona	6.4 mg/kg	0.33 mg/L
Carbono	No se menciona	No se menciona	1.1 g/kg	0.23 – 0.30 g/kg
Aluminio	No se menciona	No se menciona	0.04 mg/kg	No se menciona
Boro	No se menciona	No se menciona	0.56 mg/kg	No se menciona
Zinc	No se menciona	No se menciona	No se menciona	0.05 mg/L

Tabla 9. Hormonas vegetales presentes en el Biol

Componentes	Cantidad (ng/g)
Ácido indol acético	9
Giberelina	8.4
Purinas	9.3
Tiamina (Vitamina B1)	259
Riboflavina (Vitamina B2)	56.4
Ácido fólico	6.7
Ácido pantoténico	142
Triptofano	26
Cianocobalamina (Vitamina B12)	4.4
Piridoxina (Vitamina B6)	8.6



2.2 Producción de Biofertilizante



Estas hormonas vegetales o fitohormonas se definen como fitorreguladores del desarrollo producidas por las plantas. A bajas concentraciones regulan los procesos fisiológicos y promueven el desarrollo fisiológico de las plantas. Estimulando la formación de nuevas raíces y su fortalecimiento; también inducen la floración, estimulan el crecimiento de tallos y hojas. Es por esto que el biol se puede utilizar como fertilizante líquido y es muy útil para ser aplicado a través de los sistemas de irrigación.

2.2.1.1 Beneficios del uso de biol como fertilizante

- Permite un mejor intercambio catiónico en el suelo, lo cual hace que la disponibilidad de nutrientes del suelo aumente, mantiene la humedad del suelo y la creación de un microclima adecuado para las plantas.
- Por su contenido de fitorreguladores en pequeñas cantidades es capaz de promover actividades fisiológicas y estimular el desarrollo de las plantas, favoreciendo el enraizamiento, ampliando la base foliar, mejorando la floración y activando el vigor y poder germinativo de las semillas, resultando en un aumento significativo de las cosechas.
- El biosol cuenta con una mayor disponibilidad de nutrientes (nitrógeno, fósforo, potasio, hierro y azufre) en comparación con el estiércol, esto mejora la disponibilidad de nutrientes para la planta. Ver **Tabla 11**.
- Se observa una disminución de patógenos⁸.
- Fácil aplicación por rociado.
- Se puede aplicar junto con el agua de riego en sistemas automáticos de irrigación.
- Se logra la misma o mayor productividad de cultivos que si se utilizara fertilizantes químicos.

2.2.2 Biosol

El biosol es la parte sólida que resulta al separar el efluente, dependiendo del método de separación el biosol tratado puede alcanzar entre el 25% al 10% de

⁸ Se ha demostrado experimentalmente que alrededor del 85% de los patógenos no sobreviven al proceso de biodigestión (9).

En condiciones de laboratorio, con temperaturas de 35°C los coliformes fecales fueron reducidos en 50-70% y los hongos en un 95% en 24 horas (12).



2.2 Producción de Biofertilizante



humedad. Al igual que el biol, la composición del biosol depende mucho del material utilizado en la fermentación anaerobia. En la **Tabla 10** se presenta la composición del biosol obtenido de la degradación de estiércol de ganado vacuno.

El biosol obtenido de la degradación del estiércol de ganado vacuno tiene una concentración de nutrientes baja, sin embargo presenta también otras ventajas para los cultivos. La calidad de los nutrientes en el biosol se puede mejorar enriqueciéndola con una mezcla de residuos más variada.

El biosol puede usarse para la preparación del suelo antes de colocar las semillas. Después de la germinación y crecimiento de la planta se puede seguir abonando el suelo con el biosol, se puede mezclar con fertilizante químico del cual se tendrá que emplear una menor cantidad. Para la agricultura orgánica el biosol es empleado sin ningún tipo de fertilizante químico.

2.2.2.1 Beneficios del uso de biosol como fertilizante

- Se puede regular la alimentación de la planta.
- Permite el uso intensivo del suelo mejorando a la vez la calidad del mismo.
- Mejora la estructura del suelo y la capacidad de retención de la humedad favoreciendo la actividad biológica en el suelo.
- Mejora la porosidad y por consiguiente la permeabilidad y ventilación.
- El biosol confiere a los suelos arenosos una mayor cohesión mejorando con ello la retención de los nutrientes en el suelo.
- Inhibe el crecimiento de hongos y bacterias que afectan a las plantas.
- Reduce la erosión del suelo.
- El biosol cuenta con una mayor disponibilidad de nutrientes (nitrógeno, fósforo, potasio, hierro y azufre) en comparación con el estiércol, esto mejora la disponibilidad de nutrientes para la planta. Ver **Tabla 11**.
- En caso de ser mezclado con el compost, el biosol acelera el proceso de compostaje.
- La cantidad de fertilizante químico se reduce.
- Al igual que el biol, el biosol presenta una considerable disminución de patógenos (12).



2.2 Producción de Biofertilizante



Tabla 10. Composición del Biosol Fresco proveniente de estiércol de ganado vacuno.

Componentes	%
Agua	15.7
ST (secos)	60.3
pH	7.6
Nitrógeno total	2.7
Fósforo P ₂ O ₅	1.6
Potasio K ₂ O	2.8
Calcio (CaO)	3.5
Magnesio (MgO)	2.3
Sodio	0.3
Azufre	0.3
Boro (ppm)	64

Tabla 11. Transformación del Nitrógeno Total debido al proceso anaeróbico

Muestra	Sustrato		Efluente (Biol y biosol)	
	Nitrógeno total (mg/L)	NH ₄ ⁺ (mg/L)	Nitrógeno total (mg/L)	NH ₄ ⁺ (mg/L)
1	182	170	151	188
2	362	222	294	242
3	1165	499	755	563
4	3274	674	1432	882

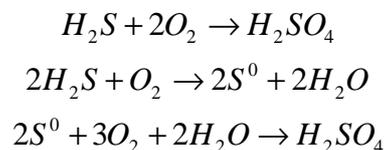


2.3 DESULFURACIÓN BIOLÓGICA

La biodesulfuración o desulfuración biológica es el proceso en el cual se emplean microorganismos aerobios para remover el ácido sulfhídrico (H_2S) del biogás. Los organismos más empleados son las bacterias de la especie *Thiobacillus thiooxidans* que forman parte de la familia de las bacterias incoloras del azufre. Estas bacterias son capaces de oxidar el H_2S dando como productos al azufre elemental y sulfatos.

Estas bacterias son estrictamente aerobias, son Gram negativas. Su temperatura óptima de crecimiento es de $25^{\circ}C$ a $35^{\circ}C$ y el pH del cultivo óptimo es de 6, aunque pueden oxidar el azufre en un amplio rango de pH desde 1 a 9. En su metabolismo utilizan compuestos inorgánicos como fuente de energía y CO_2 como fuente de carbono (31).

Las reacciones que llevan a cabo las bacterias *Thiobacillus* para transformar el ácido sulfhídrico son las siguientes:



La depuración biológica del biogás posee una serie de ventajas como bajos costos de inversión⁹ y de operación ya que utilizan equipos sencillos y de bajo consumo de reactivos, menor consumo energético al poder trabajar a temperatura ambiente ($15^{\circ}C$ a $30^{\circ}C$) y a presión atmosférica.

2.3.1 Biofiltro de lecho fijo

El Biofiltro de lecho fijo es una columna empacada, que se emplea en la desulfuración biológica. El biogás entra por la parte inferior, atraviesa el lecho en donde se encuentran las bacterias y sale por la parte superior. Alcanza eficiencias de eliminación de H_2S mayores del 90% (23). En la **Tabla 12** se muestran sus características.

⁹ El costo es muy variable, puede llegar a ser entre 3 a 10 veces menor a las tecnologías convencionales (23).



2.3 Desulfuración Biológica



Tabla 12. Características del biofiltro de lecho fijo.

Reactor	Fase móvil	Empaque	Biomasa activa
Biofiltro de lecho fijo	Gas	Orgánico / sintético	Fija

La población microbiana requiere de un cuidadoso control de su ambiente, tomando en cuenta los factores de temperatura, pH, nutrientes y humedad para que puedan desarrollar sus actividades metabólicas en condiciones favorables. Estas variables afectan directamente la eficiencia del biofiltro.

2.3.1.1 Selección del empaque

El empaque debe proporcionar un ambiente adecuado que favorezca el crecimiento microbiano y deberá tener las siguientes características:

- Porosidad homogénea del lecho, entre el 40%-80%.
- Retención de humedad, entre el 40%-80%.
- pH neutro.
- Alta superficie específica
- Alta resistencia a la compactación
- Presencia de nutrientes inorgánicos como N, P, K y S y alta concentración de microorganismos.
- Alto contenido de materia orgánica, entre el 35% al 55%.

Los materiales utilizados son sólidos porosos orgánicos, sólidos inorgánicos naturales o materiales sintéticos. Entre los materiales orgánicos más utilizados, son la turba, compost, estiércol, chips de madera, lodos digeridos de plantas de tratamiento, aserrín de corteza. En cuanto a los materiales inorgánicos se incluyen al carbón activado y la perlita. Los materiales sintéticos utilizados son anillos de polipropileno y espumas de poliuretano.



Tabla 13. Características de medios filtrantes para biofiltración (23).

Parámetro	Compost	Turba	Suelo	Carbón activado, perlita	Material sintético
Densidad poblacional de microorganismos	Alta	Media-baja	Alta	Ninguna	Ninguna
Área superficial	Media	Alta	Baja-media	Alta	Alta
Permeabilidad al aire	Media	Alta	Baja	Media-baja	Muy alta
Contenido de nutrientes asimilables	Alta	Media-alta	Alta	Ninguna	Ninguna
Absorción de contaminantes	Media	Media	Media	Alta	Alta
Tiempo de vida útil	2-4 años	2-4 años	> 30 años	>5 años	>15 años
Costo	Bajo	Bajo	Muy bajo	Medio-alto	Muy alto

2.3.1.2 Temperatura

Los microorganismos involucrados en la degradación del H_2S son mesófilos por lo que el rango de temperatura dentro del que pueden sobrevivir es de 15-41°C. Los incrementos súbitos en la temperatura deben evitarse pues son muy sensibles a esta, una disminución de esta no es tan crítica pero si reduce su actividad haciendo que disminuya la eficiencia de eliminación del contaminante.

2.3.1.3 Contenido de humedad

El rango de humedad óptimo para el funcionamiento del biofiltro está entre el 40-60%. Ante un exceso de humedad arriba de 60% los nutrientes serán lavados del medio filtrante reduciendo el rendimiento de remoción de H_2S . Por otro lado cuando la humedad es inferior al 30% ocasiona la desactivación de los microorganismos pues habrá una baja solubilidad del oxígeno, además puede generar grietas en el empaque reduciendo los tiempos de retención.



2.4 COGENERACIÓN

La cogeneración es la producción de más de una forma útil de energía a partir de una fuente primaria. También suele definirse como la producción simultánea de energía térmica y eléctrica a partir de la misma fuente de energía (combustible) (4).

El gas natural es la energía primaria más utilizada para el funcionamiento de las centrales de cogeneración de electricidad, no obstante la tendencia actual debido a la falta de energéticos y por la contaminación ambiental, se está centrando en la utilización de fuentes de energías renovables como el biogás y la biomasa.

Al utilizar gas natural o biogás el proceso es más ecológico, ya que durante la combustión las emisiones de bióxido de carbono y óxido de nitrógeno son menores que en el caso del petróleo o el carbón.

En una central eléctrica tradicional el calor residual se desperdicia transfiriéndolo a los alrededores mientras que en una planta de cogeneración el calor residual es aprovechado para producir algún otro tipo de energía útil, obteniéndose mayores eficiencias globales en comparación con las centrales convencionales¹⁰.

Como se puede observar en la **Figura 10**, en una planta convencional los humos salen directamente por la chimenea, y en la

Figura 11, en una planta de cogeneración los gases de escape se enfrían transmitiendo su energía a un circuito de agua caliente o vapor y después los gases fríos son liberados.

Las plantas convencionales que adapten sistemas para cogenerar seguirán demandando la misma cantidad de energía (electricidad y calor) pero utilizarán una cantidad menor de combustible sin alterar el proceso productivo. Además obtendrán beneficios económicos significativos, pues generarán la misma cantidad

¹⁰ En plantas de cogeneración se reportan eficiencias globales mayores a 80%, mientras que en las plantas convencionales solo llegan a eficiencias entre 30%-35%. (4)



2.4 Cogeneración



de energía a un menor costo, y las emisiones de gases de efecto invernadero disminuirán, beneficiando también al medio ambiente.

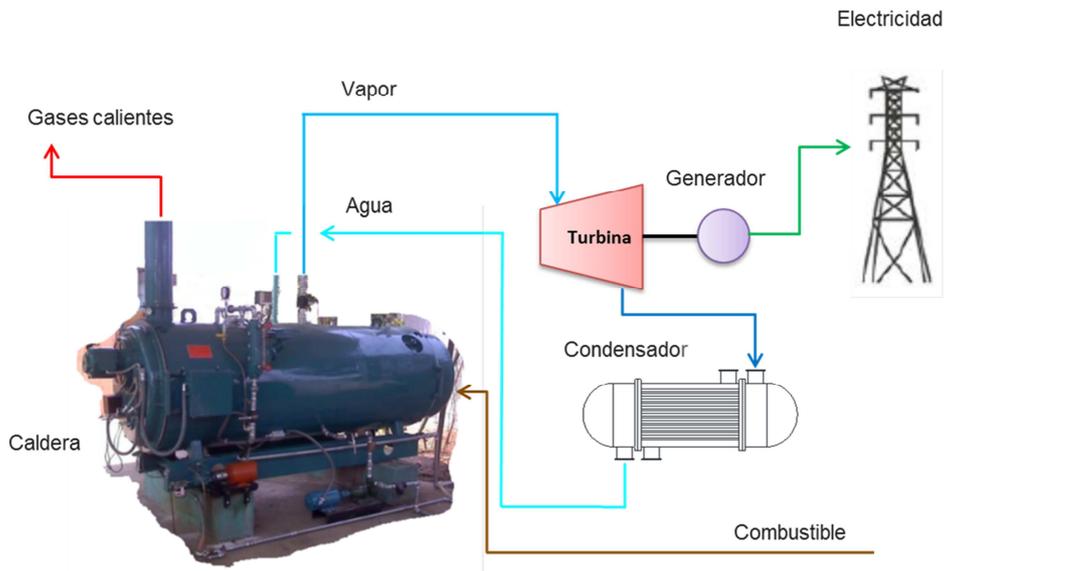


Figura 10. Sistema convencional¹¹

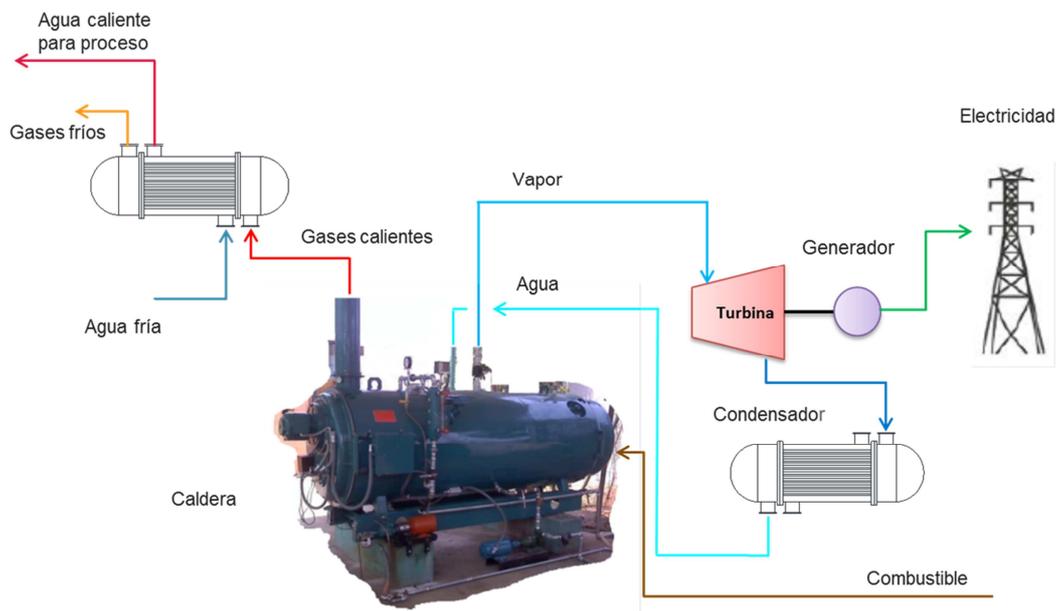


Figura 11. Sistema de cogeneración.¹²

¹¹ Basada en (4).

¹² Ibid.



2.4 Cogeneración



El mayor incentivo para el empleo de cogeneración es el ahorro de combustible (14) , por lo que cada vez son más numerosas las aplicaciones que se le esta dando a esta técnica; ahora no solo se utiliza para las grandes industrias, esta alternativa es válida para pequeñas empresas, edificios públicos, incluso hasta para una vivienda.

Esto se explica porque en casi cualquier lugar se requiere energía eléctrica para el alumbrado y para el funcionamiento de los aparatos (electrodomésticos, aparatos médicos, computadoras, elevadores, etc.). La energía térmica para aire acondicionado, para tener agua caliente en los sanitarios o vapor para desinfectar material quirúrgico.

En la **Tabla 14** se ilustran las aplicaciones de la cogeneración en varios sectores.

Tabla 14. Principales usos de la cogeneración de energía.

Sector	Usos
Industrial	Principalmente en las industrias que se sustentan en procesos de calor son las químicas, de pulpa y papel, producción y refinación de petróleo, fabricación de acero, procesamiento de alimentos y textiles.
Agrícola	Horticultura e invernaderos. Secadores de cosechas o madera.
Edificios y servicios	Hospitales Hoteles Edificios de uso deportivo (piscinas, gimnasios...) Escuelas Oficinas Almacenes Supermercados Restaurantes Lavanderías Viviendas



2.4 Cogeneración



Su uso tiene impactos positivos en la economía, el medio ambiente, el uso responsable de los recursos y en la seguridad del suministro energético (14).

2.4.1 Tecnologías de cogeneración

2.4.1.1 Cogeneración con turbinas de vapor

En esta configuración la energía mecánica es producida en una turbina, acoplada a un generador eléctrico, mediante la expansión de vapor de alta presión generado en una caldera convencional, el calor residual de la caldera puede ser aprovechado con un intercambiador de calor para generar agua caliente o vapor para proceso, como en la

Figura 11. El funcionamiento de la turbina es descrito en el apartado **2.6 turbinas de vapor**.

2.4.1.2 Cogeneración con turbinas de gas

En este caso la energía mecánica se transforma en energía eléctrica a través de un generador acoplado a la flecha de una turbina de gas. Los gases de escape de la turbina son de alta temperatura, alrededor de 500°C a 650°C (32) y también son relativamente limpios, por lo que pueden ser aprovechados para varios fines, como directamente en algún proceso de secado, o para un proceso de combustión posterior (por tener un contenido de oxígeno de alrededor de 15%), también para producir vapor, agua caliente y hasta para producir energía eléctrica, este último proceso se explicará más adelante, en el apartado **2.4.1.5 Cogeneración de ciclo combinado**. El funcionamiento de las turbinas de gas se explica a detalle en la sección **2.5 turbinas de gas**.

2.4.1.3 Cogeneración con microturbinas de gas

Una microturbina son equipos muy similares a las turbinas convencionales, trabajan usualmente en un ciclo regenerativo y a diferencia de las turbinas convencionales la presión de entrada a la cámara de combustión son significativamente menores (3 a 7 bar (32)). En la **Figura 20**, se ilustra el ciclo regenerativo y los equipos que integran las microturbinas de gas (45).



2.4 Cogeneración



Las microturbinas de gas representan una atractiva alternativa tecnológica para el aprovechamiento del biogás de vertedero, ya que generan energía eléctrica y calorífica en rangos desde 30KW y 200KW. Y puede operar con combustible de bajo poder calorífico (contenido mínimo de metano entre 30% - 35%) como es el caso del biogás de vertedero.



Figura 12. Microturbina de gas (45).

2.4.1.4 Cogeneración con motor alternativo

El motor alternativo genera la mayor cantidad de energía eléctrica por unidad de combustible consumido, del 34 al 40% (14), aunque los gases residuales son de baja temperatura entre 200 y 250°C se puede adaptar un intercambiador para aprovecharlos generalmente para producir agua caliente entre 80°C -100°C, o en algunos casos vapor de baja presión (9.8 a 14.7 bar).

2.4.1.5 Cogeneración de ciclo combinado

Se le denomina ciclo combinado a la coexistencia de dos ciclos termodinámicos en un mismo sistema, uno cuyo fluido de trabajo es el vapor de agua (ciclo Rankine) y el otro cuyo fluido de trabajo es un gas producto de una combustión (ciclo Brayton). Por lo que se emplean una turbina de gas y una o varias turbinas de vapor.

El principio sobre el cual se basa es utilizar los gases de escape a alta temperatura de la turbina de gas para producir vapor a alta presión mediante una caldera de recuperación, para posteriormente alimentar la turbina de vapor.



2.4 Cogeneración



La principal ventaja de utilizar el ciclo combinado es su alta eficiencia, ya que se obtiene un rendimiento superior en comparación con una central de ciclo único. Además de que es la que menos contamina de todas las industrias de producción de electricidad por quema de combustibles fósiles, reduciéndose más aún las emisiones contaminantes si se utilizan combustibles renovables como el biogás o biomasa. En el caso del gas natural y biogás¹³ las emisiones de NO_2 y SO_2 son insignificantes, no contribuyendo por tanto a la formación de lluvia ácida. En la **Figura 13** se ilustra una planta de cogeneración de ciclo combinado.

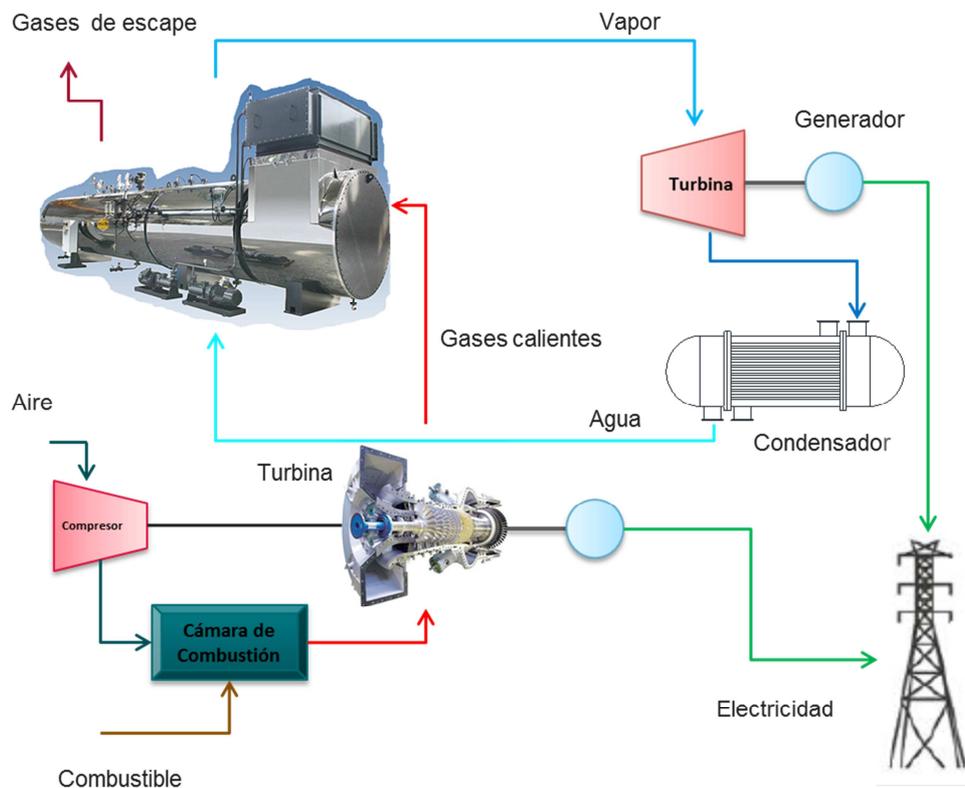


Figura 13. Cogeneración de ciclo combinado.¹⁴

¹³ En el caso del biogás su composición varía dependiendo de la materia prima con que se produce. Puede llegar a tener concentraciones de H_2S entre 100 a 6000 ppm, sin embargo existen muchos métodos tanto químicos como biológicos para eliminarlo.

¹⁴ Ibid., p. 30.



2.4 Cogeneración



2.4.2 Eficiencias eléctricas y térmicas

A continuación se muestra en la **Tabla 15** una comparación de todas las tecnologías ya mencionadas en cuanto a su eficiencia eléctrica y térmica. (32) y (14).

Tabla 15. Eficiencias eléctricas y térmicas de las tecnologías de cogeneración.

Tecnología de cogeneración	Eficiencia Eléctrica (%)	Eficiencia Térmica (%)
Turbina de vapor	33	52
Turbina de gas sin post-combustión	38	47
Turbina de gas con post-combustión	38	42
Ciclo combinado	57	33
Motor recíprocante (aprovechando calor de gases de combustión y calor del sistema de enfriamiento)	40	20
Microturbina	30	50

En la **Figura 14** se presenta una gráfica en la cual se compara una planta convencional que opera con carbón, otra con fuelóleo (convencional) y la tercera con gas natural utilizando ciclo combinado. Como se puede apreciar, la que emplea gas natural presenta las emisiones de contaminantes más bajas (32).

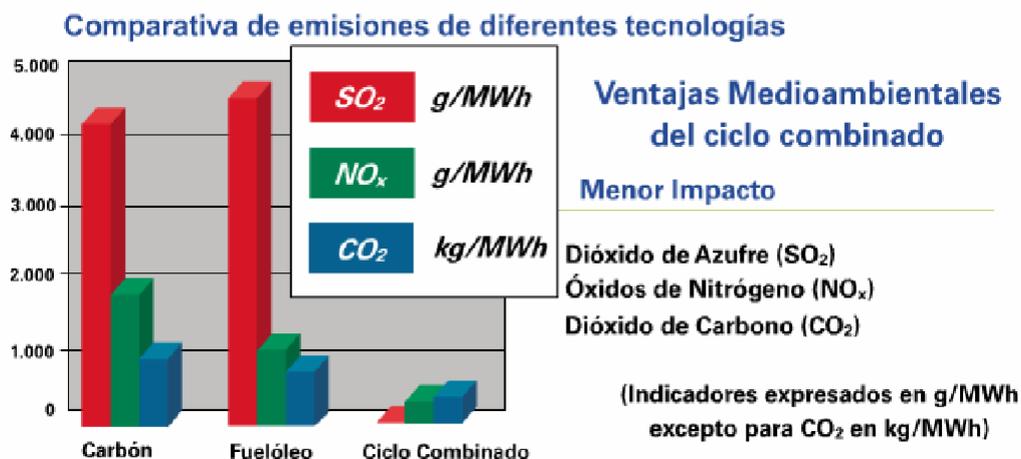


Figura 14. Emisiones de contaminantes por centrales convencionales y centrales de cogeneración.



2.5 TURBINAS DE GAS

Una turbina de gas es una turbomáquina térmica motora que utiliza el flujo de un gas como medio de trabajo, para convertir energía térmica en energía mecánica.

Las unidades de turbina de gas pueden ser de un solo eje o de eje múltiple. La de eje único son aquellas que tanto el compresor como la turbina están montadas sobre un mismo eje. Las unidades de eje múltiple pueden llegar a tener 2 o 3 ejes. En la turbina de 2 ejes, la turbina de alta presión es conducida por el compresor de aire, y la turbina de baja presión es montada en un eje separado y esta acciona el generador. En la **Figura 16** se muestra el esquema de una turbina de eje único. Y en la **Figura 15** se muestra una turbina de dos ejes (35).

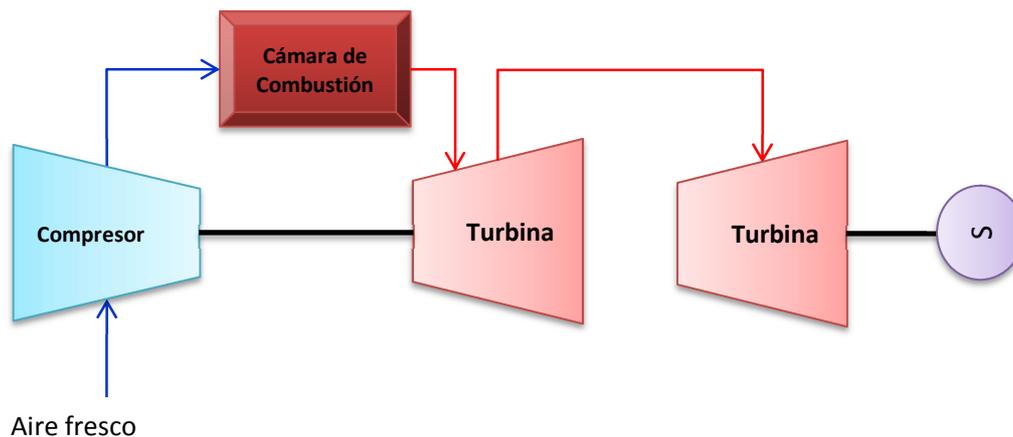


Figura 15. Turbina de gas de dos ejes.

2.5.1 Funcionamiento de las turbinas de gas

Las turbinas de gas generalmente operan en un ciclo abierto. Como se puede observar en la **Figura 16**. El aire entra al compresor en donde su temperatura y presión se elevan, posteriormente pasa a la cámara de combustión en donde se mezcla con el gas combustible, aquí la combustión se realiza a presión constante y los gases generados pasan a la turbina en donde se expanden hasta presión



2.5 Turbinas de Gas



atmosférica, generando potencia. Los gases de escape de la turbina son expulsados a la atmósfera; es por esto que el ciclo se denomina ciclo abierto (3).

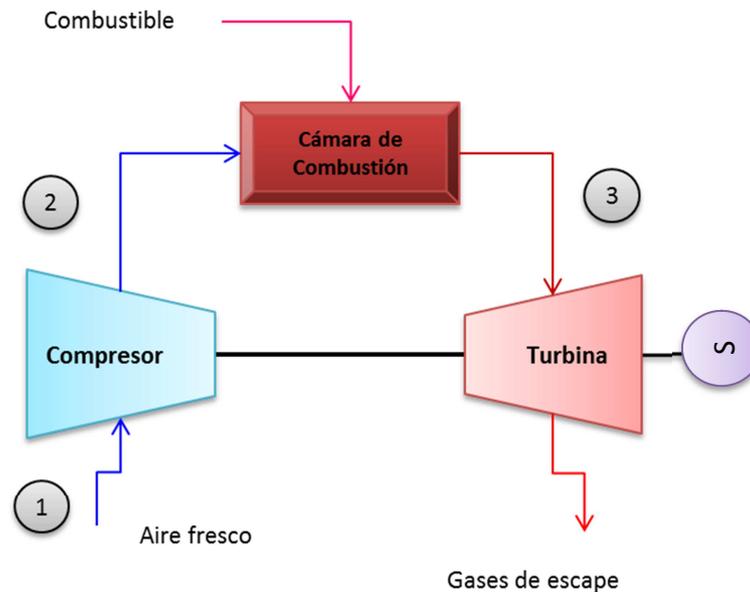


Figura 16. Un motor de turbina de gas de ciclo abierto.¹⁵

2.5.2 Ciclo Brayton (Ciclo simple)

Para poder explicar termodinámicamente la operación de las turbinas de gas, es conveniente suponer un ciclo cerrado; a este ciclo se le conoce como “Ciclo Brayton” o “Ciclo Simple”, el cual está integrado por cuatro procesos internamente reversibles (3):

- 1-2 Compresión isentrópica (en un compresor)
- 2-3 Adición de calor a presión constante
- 3-4 Expansión isentrópica (en una turbina)
- 4-1 Rechazo de calor a presión constante

Los cuatro procesos son representados en los diagramas Presión-Volumen y Temperatura-Entropía de la **Figura 18**.

¹⁵ Basada en (3).



2.5 Turbinas de Gas



Como se puede observar en la **Figura 17**, el proceso de combustión es sustituido por uno de adición de calor a presión constante desde una fuente externa, y el proceso de escape se reemplaza por otro de rechazo de calor a presión constante hacia el aire ambiente.

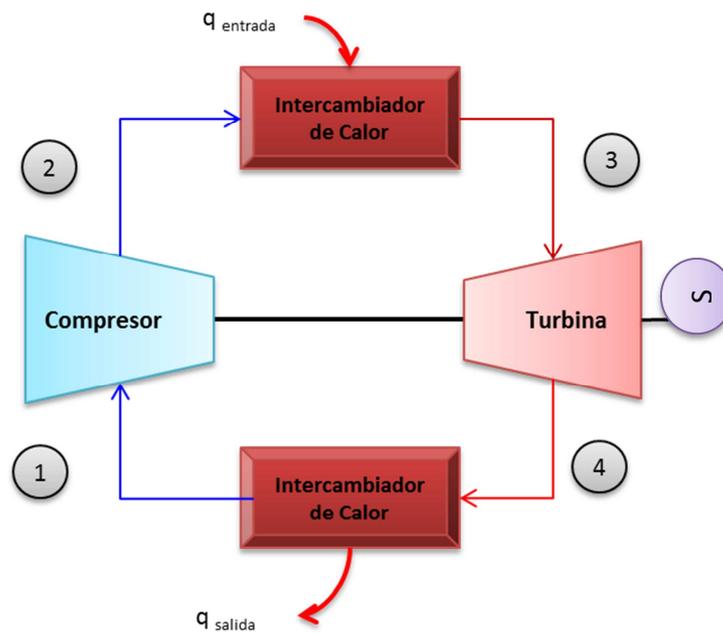


Figura 17. Un motor de turbina de gas de ciclo cerrado.¹⁶

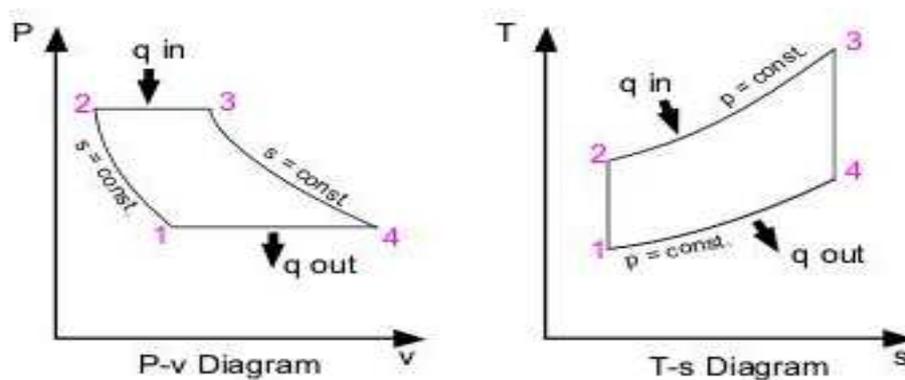


Figura 18. Diagramas T-S y P-V para un ciclo Brayton ideal.

¹⁶ Ibid., p. 37.



2.5 Turbinas de Gas



2.5.2.1 Análisis de Energía del Ciclo Brayton ideal

El balance general de energía se puede expresar de la siguiente manera:

$$\Delta E_p + \Delta E_c + \Delta H = q + w$$

Debido a que los cuatro procesos del ciclo Brayton ocurren en dispositivos de flujo estacionario y los cambios en la energía cinética y potencial son insignificantes.

$$\Delta E_p + \Delta E_c \approx 0$$

El balance de energía para un proceso de flujo estacionario puede expresarse, por unidad de masa, como (3):

$$q + w = \Delta H$$
$$(q_2 - q_1) + (w_1 - w_2) = h_2 - h_1$$

Por lo tanto, la transferencia de calor hacia y desde el fluido de trabajo es:

$$q_1 = h_3 - h_2$$
$$q_2 = h_1 - h_4$$

Como la transferencia de calor por unidad de masa suele ser lo bastante pequeña como para poder despreciarse.

$$w_1 = h_2 - h_1$$
$$w_2 = h_4 - h_3$$

La relación del trabajo que requiere el compresor para accionarse y el trabajo que se produce en la turbina se le conoce como el trabajo de retroceso:

$$r_{ct} = \frac{w_1}{w_2}$$

En las turbinas de gas esta relación suele ser muy grande, usualmente más de la mitad de la salida de trabajo de la turbina se utiliza para activar el compresor. Por lo tanto, el trabajo neto es:

$$w_{net} = w_2 - w_1$$



2.5 Turbinas de Gas



Entonces, la eficiencia térmica del ciclo Brayton Ideal es:

$$\eta = \frac{w_{net}}{q_1}$$

ΔE_p	Cambio en la energía potencial
ΔE_c	Cambio en la energía cinética
ΔH	Cambio de entalpía
w	Trabajo
q	Transferencia neta de calor
q_1	Calor en el estado inicial (entrada)
q_2	Calor en el estado final (salida)
w_1	Trabajo de entrada del compresor (para su accionamiento)
w_2	Trabajo que sale de la turbina (producido)
h_1	Entalpía a la entrada del compresor
h_2	Entalpía a la salida del compresor
h_3	Entalpía a la entrada de la turbina
h_4	Entalpía a la salida de la turbina
w_{net}	Transferencia neta de trabajo
r_{ct}	Trabajo de retroceso
η	Eficiencia

2.5.2.2 Ciclo Real de turbinas de gas

En el ciclo ideal se hacen varias suposiciones pero estas difieren de la realidad, esto es; aunque en el ciclo Brayton ideal se consideran condiciones estacionarias de operación y que no existen irreversibilidades en el proceso, en la realidad la disminución de presión durante los procesos de adición y rechazo de calor es inevitable. La entrada de trabajo real al compresor será mayor y la salida de trabajo real de la turbina será menor debido a irreversibilidades. En la **Figura 19** se muestran las desviaciones provocadas por éstas irreversibilidades (3).



2.5 Turbinas de Gas

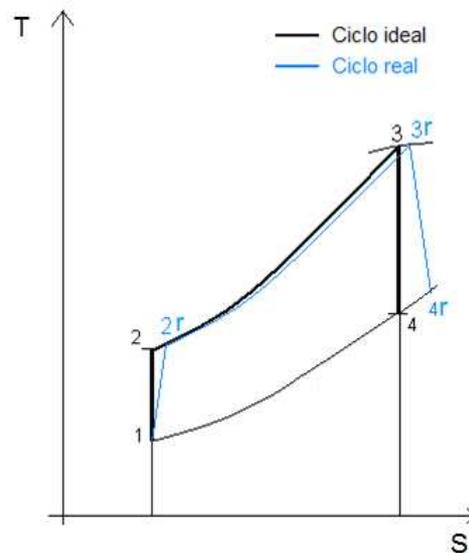


Figura 19. Desviación de un ciclo de turbina de gas real del ciclo Brayton ideal como resultado de irreversibilidades¹⁷.

Se pueden considerar estas desviaciones del ciclo real utilizando las eficiencias isentrópicas de la turbina y del compresor, definidas de la siguiente manera:

$$\eta_c = \frac{w_i}{w_r} = \frac{h_2 - h_1}{h_{2r} - h_1}$$

$$\eta_t = \frac{w_r}{w_i} = \frac{h_3 - h_{4r}}{h_3 - h_4}$$

El sufijo “r” corresponde a los casos reales.

η_c Eficiencia isentrópica del compresor

η_t Eficiencia isentrópica de la turbina

w_i Trabajo ideal (isentrópico)

w_r Trabajo real

El ciclo simple puede mejorarse por el incremento del rango de presiones o por la temperatura de entrada de la turbina (temperatura de ignición). Esta última ya se

¹⁷ Basada en (37).



ha mejorado mucho ya que se desarrollaron nuevos materiales e innovadoras técnicas de enfriamiento para los componentes críticos de las turbinas, como los álabes (3).

2.5.3 Ciclo regenerativo

En este ciclo el calor de los gases de escape de la turbina se utilizan para precalentar el aire del compresor por medio de un intercambiador que se le denomina regenerador. El regenerador incrementa la temperatura del aire de entrada a la cámara de combustión reduciendo los requerimientos de entrada de calor, por lo tanto disminuye la cantidad de combustible que se necesita para alcanzar la misma salida de trabajo neto, por lo que la eficiencia térmica aumenta. En la **Figura 20** se puede observar el esquema (3).

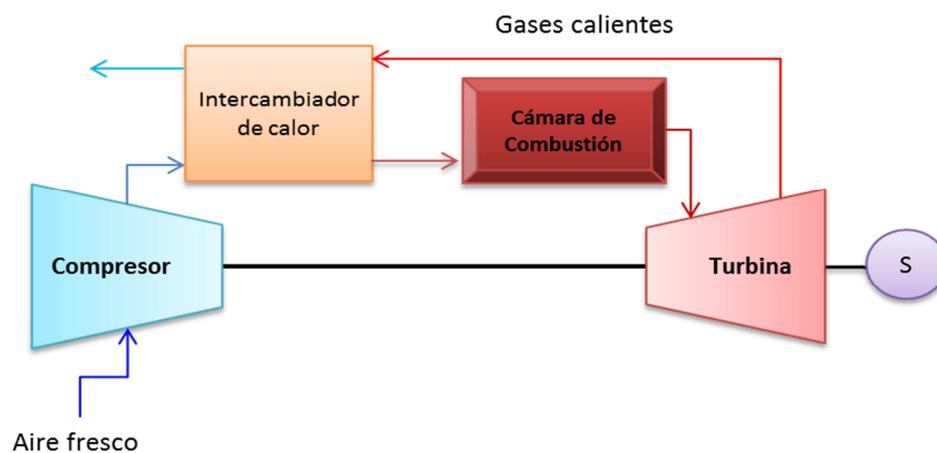


Figura 20. Ciclo Regenerativo¹⁸

2.5.4 Ciclo con recalentamiento

El ciclo recalentado consiste en una turbina de dos etapas con una cámara de combustión después de cada una de ellas. Se hace la suposición de que la turbina de alta presión solo acciona al compresor y que el gas que abandona esta turbina es recalentado a la misma temperatura que tenía en la primera cámara de combustión, después de entrar a la turbina de baja presión o de generación de potencia (3).

¹⁸ Ibid. p. 37.

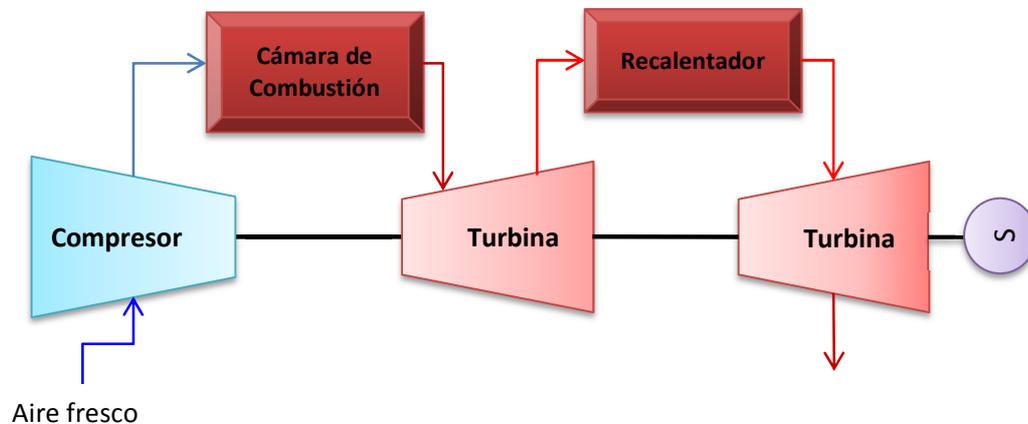


Figura 21. Ciclo con recalentamiento¹⁹

Debido a que los gases de combustión tienen un alto contenido de oxígeno no es necesario añadir más en el recalentador, solo se requiere combustible.

2.5.5 Ciclo recalentado regenerativo con refrigeración

En cualquier ciclo se trata de obtener la eficiencia del Ciclo de Carnot, éste es el ciclo óptimo entre dos temperaturas cualesquiera y por lo tanto todo ciclo trata de alcanzar este óptimo. La máxima eficiencia se puede alcanzar aprovechando la compresión y la expansión isotérmica del ciclo de Carnot o por la refrigeración en la compresión y en el recalentamiento regenerativo (15).

Usando compresión en etapas múltiples con interenfriamiento, el proceso de compresión se aproxima al proceso isotérmico a la temperatura de entrada del compresor y el trabajo de compresión disminuye. Así mismo, en la turbina se puede aproximar al proceso isotérmico, cuando la salida de trabajo de una turbina que opera entre dos niveles de presión aumenta al expandir el gas en etapas y recalentarlo entre éstas, a esto se le denomina expansión en múltiples etapas con recalentamiento.

Al utilizar interenfriamiento y recalentamiento, el fluido de trabajo sale del compresor a una temperatura menor y en la turbina lo hace a una temperatura más alta por lo que es conveniente utilizar la regeneración.

¹⁹ Ibid. p. 37.



2.5 Turbinas de Gas

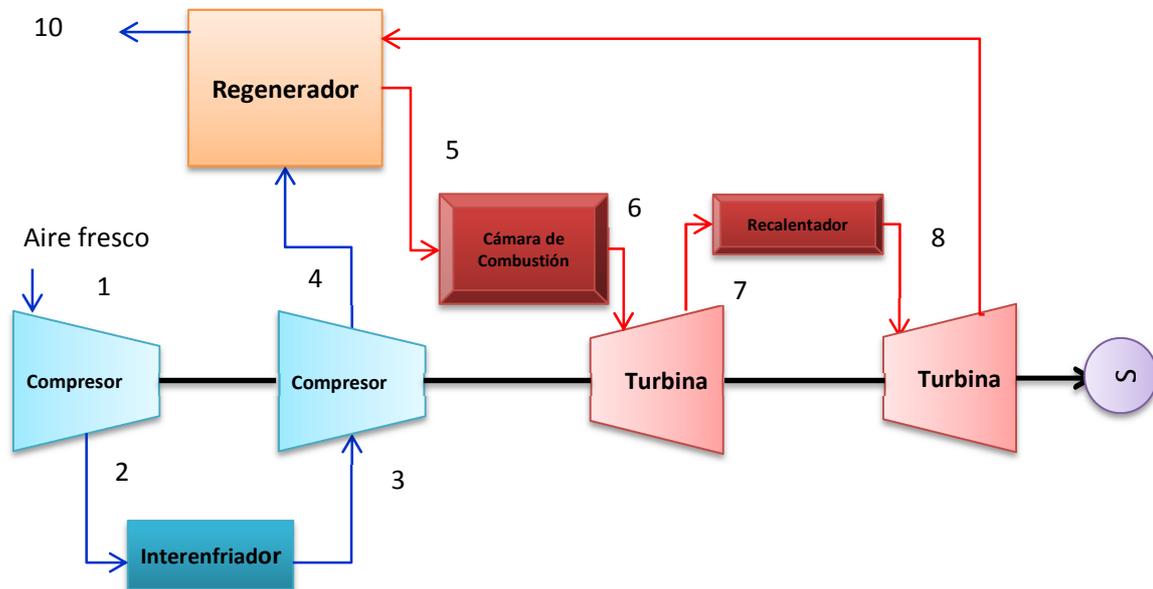


Figura 22. Una máquina de turbina de gas con compresión en dos etapas con interenfriamiento, expansión en dos etapas con recalentamiento y regeneración²⁰.

En la **Figura 22** se muestra el esquema de todos los dispositivos que están involucrados en este ciclo. El cual está integrado por 10 procesos:

- 1-2 Compresión isentrópica (a una presión intermedia P_2)
- 2-3 Enfriamiento a presión constante ($P_2=P_3$, $T_3=T_1$)
- 3-4 Compresión isentrópica (hasta la presión final, P_4)
- 4-5 Adición de calor a presión constante ($P_4=P_5$)
- 5-6 Adición de calor a presión constante ($P_5=P_6$)
- 6-7 Expansión isentrópica (hasta P_7)
- 7-8 Adición de calor a presión constante ($P_7=P_8$, $T_8=T_6$)
- 8-9 Expansión isentrópica (hasta P_9)
- 9-10 Enfriamiento a presión constante ($P_9=P_{10}$)

Para el análisis de los ciclos reales de las turbinas de gas, las irreversibilidades del compresor, la turbina y el regenerador, así como las caídas de presión en los intercambiadores de calor deben ser consideradas.

²⁰ Ibid., p.37.



2.6 TURBINAS DE VAPOR

Una turbina de vapor es una turbomáquina motora térmica que utiliza como fuente de trabajo al vapor de agua para transformar la energía térmica en energía mecánica.

2.6.1 Ciclo Rankine

El ciclo Rankine es el ciclo ideal para las centrales eléctricas de vapor. Este ciclo no contempla ninguna irreversibilidad interna y está formado por cuatro procesos que están esquematizados en la **Figura 23** (4).

- 1-2 Compresión isentrópica en una bomba
- 2-3 Adición de calor a presión constante en una caldera
- 3-4 Expansión isentrópica en una turbina
- 4-1 Rechazo de calor a presión constante en un condensador

El agua entra a la bomba como líquido saturado y se comprime isentrópicamente hasta la presión de operación de la caldera en donde se sobrecalienta a presión constante, el vapor sobrecalentado entra a la turbina en donde se expande isentrópicamente y produce trabajo al hacer girar el eje y accionar el generador eléctrico. Posteriormente el vapor se condensa a presión constante. Ver **Figura 24**.

En el diagrama Temperatura- Entropía de la **Figura 23**, se representa la transferencia de calor para procesos internamente reversibles. Obsérvese que el área bajo la curva del proceso 2-3 representa el calor transferido hacia el agua en la caldera y el área bajo la curva del proceso 4-1 representa el calor rechazado en el condensador. La diferencia entre estas dos áreas es el trabajo neto producido durante el ciclo.



2.6 Turbinas de Vapor

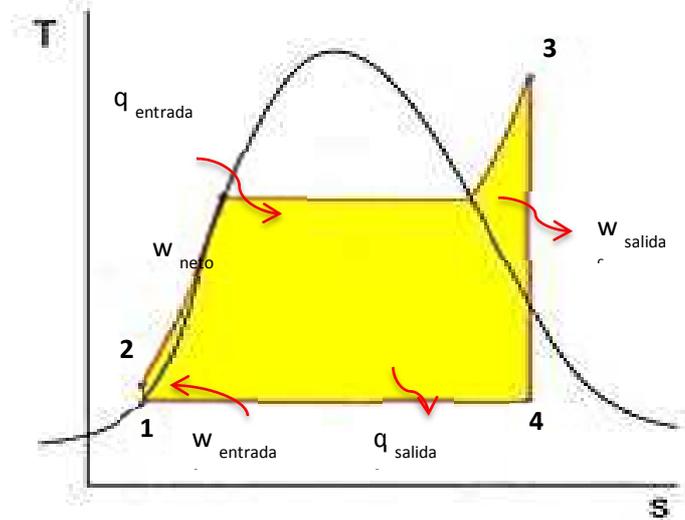


Figura 23. Diagrama T-S del Ciclo Rankine Ideal (38).

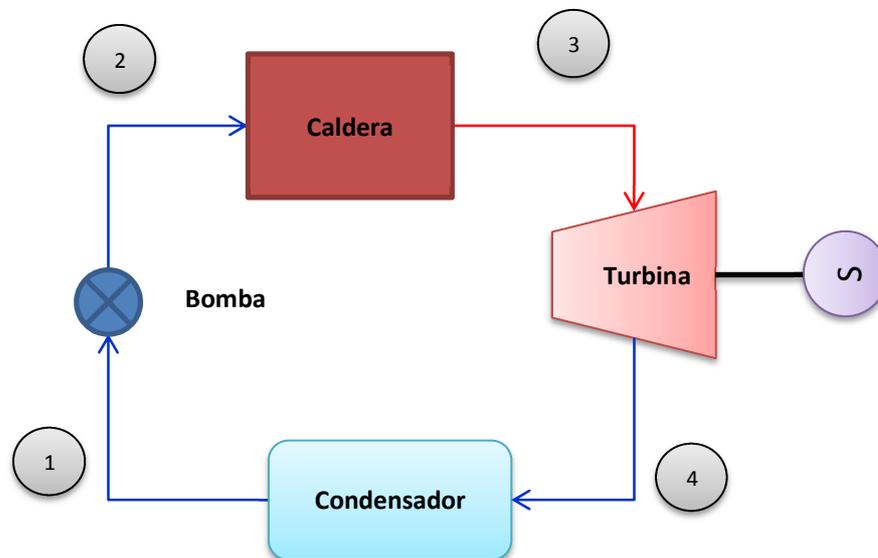


Figura 24. Ciclo Rankine ideal simple²¹.

²¹ Ibid., p.30.



2.6 Turbinas de Vapor



2.6.1.1 Análisis de energía del ciclo Rankine ideal

Para el análisis termodinámico se considera que los cuatro procesos son de flujo estacionario, por lo que la energía cinética y potencial del vapor es pequeña en relación con los términos de trabajo y de transferencia de calor,

$$\begin{aligned}\Delta E_p + \Delta E_c + \Delta H &= q + w \\ \Delta E_p + \Delta E_c &\approx 0\end{aligned}$$

De tal manera que los suponemos insignificantes. Así que la ecuación de energía de flujo estacionario por unidad de masa de vapor se reduce a:

$$q + w = \Delta H$$

$$(q_2 - q_1) + (w_1 - w_2) = h_2 - h_1$$

Puesto que la caldera y el condensador no incluyen ningún trabajo y la bomba y la turbina son isentrópicas, la relación de conservación de energía para cada dispositivo se expresa (4):

Bomba ($q=0$)

$$w_1 = h_2 - h_1$$

Caldera ($w=0$)

$$q_1 = h_3 - h_2$$

Turbina ($q=0$)

$$w_2 = h_4 - h_3$$

Condensador ($w=0$)

$$q_2 = h_1 - h_4$$

El trabajo neto:

$$w_{net} = w_2 - w_1$$



2.6 Turbinas de Vapor



La eficiencia del ciclo esta dada por:

$$\eta = \frac{w_{net}}{q_1}$$

$$\eta = 1 - \frac{q_2}{q_1}$$

ΔE_p	Cambio en la energía potencial
ΔE_c	Cambio en la energía cinética
ΔH	Cambio de entalpía
w	Trabajo
q	Transferencia neta de calor
q_1	Calor en el estado inicial (entrada)
q_2	Calor en el estado final (salida)
w_1	Trabajo de entrada a la bomba (para su accionamiento)
w_2	Trabajo que sale de la turbina (producido)
h_1	Entalpía a la entrada de la bomba
h_2	Entalpía a la salida de la bomba
h_3	Entalpía a la entrada de la turbina
h_4	Entalpía a la salida de la turbina
w_{net}	Transferencia neta de trabajo
η	Eficiencia

Es común encontrar la eficiencia de conversión de las centrales eléctricas expresada en términos de la tasa térmica, que se define como la cantidad en BTU de calor suministrada para generar 1kWh de electricidad. Cuanto menor sea la tasa térmica más grande será la eficiencia (4).

Si 1 kWh=3 412 BTU, entonces:

$$\eta = \frac{3412(BTU / kWh)}{Tasa.térmica(BTU / kWh)}$$



2.6 Turbinas de Vapor



2.6.1.2 Ciclo Real de turbinas de vapor

En la **Figura 25** se ilustran las desviaciones que ocurren en el ciclo real de potencia de vapor ocasionadas por diversas irreversibilidades como la fricción entre el fluido de trabajo y los equipos por los que pasa, así como la pérdida de calor hacia los alrededores.

La fricción ocasiona caídas de presión en la bomba, ocasionando que la presión del vapor sea menor a la de la caldera, así mismo la presión a la cual entra el vapor a la turbina es menor porque hay más pérdidas de presión debido a la fricción en los tubos conectores de la caldera a la turbina. Para mantener la presión de operación de la turbina es necesario bombear el agua a mayor presión, pero esto evidentemente requiere una bomba más grande y por tanto un mayor trabajo de la bomba.

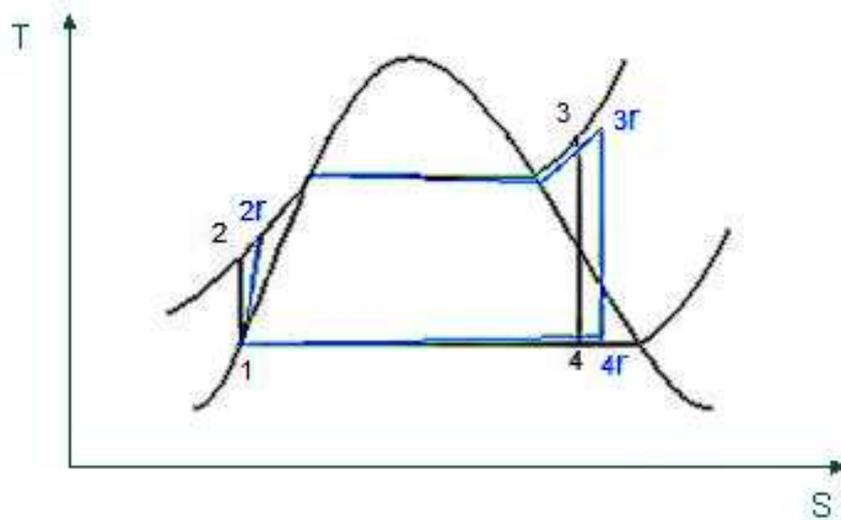


Figura 25. Desviación del ciclo real de potencia de vapor respecto del Ciclo Rankine ideal.

Por otro lado, para compensar las pérdidas de calor del vapor hacia los alrededores se requiere transferir más calor hacia el vapor en la caldera, como consecuencia la eficiencia del ciclo disminuye.

Para poder tomar en cuenta las desviaciones de la bomba y la turbina reales con respecto de las isentrópicas se deben utilizar las eficiencias isentrópicas definidas como:



2.6 Turbinas de Vapor



$$\eta_c = \frac{w_i}{w_r} = \frac{h_2 - h_1}{h_{2r} - h_1}$$
$$\eta_t = \frac{w_r}{w_i} = \frac{h_3 - h_{4r}}{h_3 - h_4}$$

- η_c Eficiencia isentrópica del compresor
- η_t Eficiencia isentrópica de la turbina
- w_i Trabajo ideal (isentrópico)
- w_r Trabajo real
- h_{2r} Entalpía a la salida de la bomba en estado real
- h_4 Entalpía a la salida de la turbina en el estado real

En los ciclos reales también hay que considerar las pérdidas de vapor por fugas, así como la potencia consumida por equipos auxiliares.

Para incrementar la eficiencia del ciclo Rankine se pueden hacer varias modificaciones como el incremento en la temperatura promedio a la que el calor se transfiere al fluido de trabajo en la caldera, o disminuir la temperatura promedio a la que el calor se rechaza del fluido de trabajo en el condensador.

Esto se puede lograr reduciendo la presión del condensador para disminuir la temperatura, sin embargo la reducción de la presión no puede ser menor a la presión de saturación correspondiente a la temperatura del medio de enfriamiento (4).

También se logra mejorar la eficiencia del ciclo si se sobrecalienta el vapor, esto tiene dos efectos positivos, por un lado la temperatura promedio a la que el calor es transferido hacia el vapor puede ser incrementado sin aumentar la presión de la caldera y por otro lado la calidad del vapor aumenta, disminuyendo la humedad del vapor.



2.6 Turbinas de Vapor



Por último, si se incrementa la presión de operación de la caldera, se logra aumentar la temperatura promedio durante el proceso de adición de calor ya que se eleva la temperatura a la que sucede la ebullición. Esto a su vez eleva la temperatura promedio a la cual se transfiere calor al vapor y de ese modo incrementa la eficiencia térmica del ciclo. Sin embargo la calidad del vapor disminuye, dicho inconveniente puede corregirse al recalentar el vapor.

2.6.2 Ciclo Rankine ideal con recalentamiento

La diferencia entre el Ciclo Rankine ideal y el que lleva recalentamiento, es que el proceso de expansión sucede en dos etapas. Como se puede observar en la **Figura 26** y **Figura 27**, en la primera etapa (turbina de alta presión) el vapor se expande isentrópicamente hasta una presión intermedia y regresa a la caldera donde se recalienta a presión constante hasta la temperatura de entrada de la primera turbina. Posteriormente el vapor recalentado entra a la segunda turbina (de baja presión) en donde se expanden isentrópicamente hasta la presión del condensador.

La entrada de calor total y salida de trabajo total en las turbinas en un ciclo de recalentamiento se puede expresar de la siguiente manera:

El calor que se requiere para producir vapor en la caldera esta dado por q_{AP} :

$$q_{AP} = h_3 - h_2$$

El calor requerido para recalentar el vapor hasta la temperatura de la primera turbina esta dado por q_{BP} :

$$q_{BP} = h_5 - h_4$$

Por lo que el calor total que requiere el ciclo es:

$$q_1 = q_{AP} + q_{BP}$$

El calor que se transfiere al fluido de trabajo del condensador esta dado por:

$$q_2 = h_1 - h_6$$

El trabajo que se produce en la primera etapa, en la turbina de alta presión:



2.6 Turbinas de Vapor



$$w_{AP} = h_4 - h_3$$

El trabajo que se produce en la segunda etapa, en la turbina de baja presión es:

$$w_{BP} = h_6 - h_5$$

Por lo que el trabajo total producido en las turbinas es:

$$w_2 = w_{AP} + w_{BP}$$

El trabajo requerido por la bomba esta dado por:

$$w_1 = h_2 - h_1$$

Por convención, el signo negativo tanto en el trabajo como en el calor, indica la transferencia de estos fuera del sistema; el positivo indica la transferencia de calor o trabajo hacia dentro del sistema.

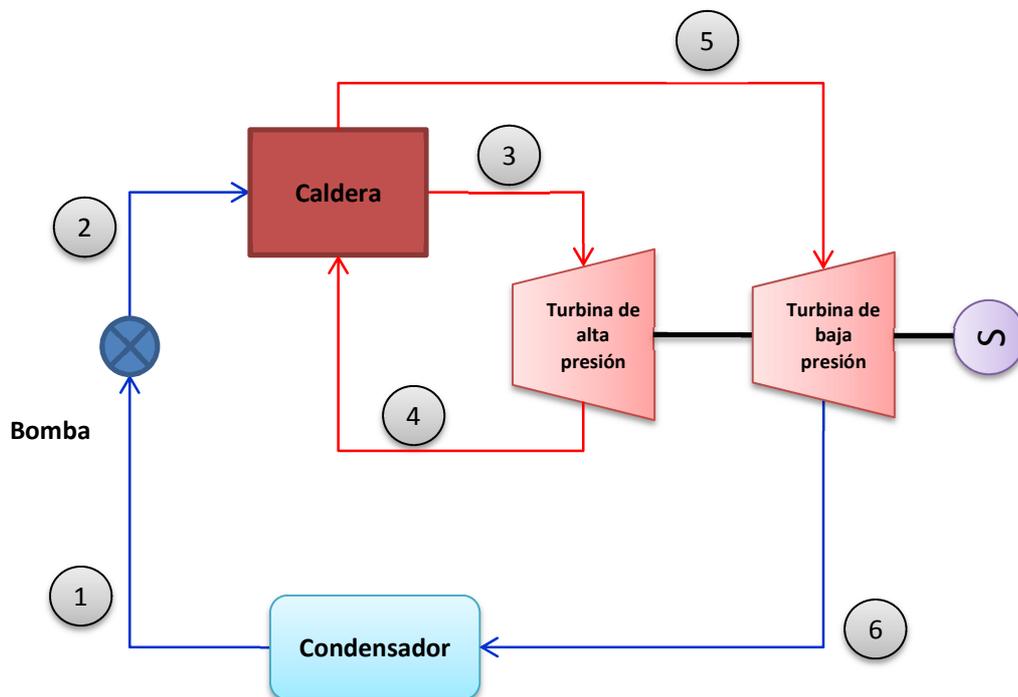


Figura 26. Ciclo Rankine ideal con recalentamiento²².

²² Ibid., p.30.



2.6 Turbinas de Vapor

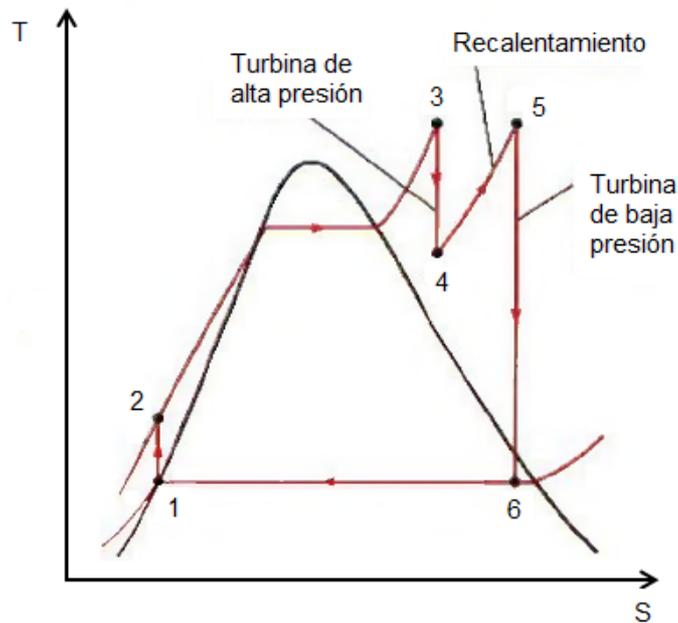


Figura 27. Diagrama T-S del Ciclo Rankine con recalentamiento (4).

Conforme el número de etapas de expansión y recalentamiento aumenta, la temperatura promedio de recalentamiento se puede incrementar acercándose al proceso isotérmico a la temperatura máxima. Aunque el uso de más de 2 etapas no es recomendable puesto que el rendimiento teórico del segundo recalentamiento es la mitad de un solo recalentamiento, y así sucesivamente (4).

2.6.3 Ciclo Rankine regenerativo

En un ciclo normal la temperatura a la que se alimenta el agua a la caldera es relativamente baja, ocasionando que se requiera más calor para evaporar el agua en la caldera, por lo tanto hay una reducción en la eficiencia del ciclo. Para elevar la temperatura del fluido de trabajo y aumentar la eficiencia del ciclo, se puede calentar el agua de alimentación con un intercambiador que utiliza vapor que se extrae de la turbina de diversos puntos, a esto se le denomina regeneración (16).



2.7 CALDERA DE RECUPERACIÓN

Las calderas de recuperación son elementos encargados de aprovechar la energía de los gases calientes para generar vapor; consiste en una serie de intercambiadores de calor que utilizan un gas como fluido caliente y como fluido frío un líquido. En el caso del ciclo combinado se aprovechan los gases de escape de la turbina de gas; y agua como fluido frío para generar vapor que a su vez es utilizado en la turbina de vapor (54).

Existen dos tipos de calderas de recuperación, las pirotubulares y las acuotubulares y se les puede clasificar en horizontales y verticales.

En las calderas horizontales los gases calientes siguen una trayectoria horizontal a través de los intercambiadores de calor que la constituyen. No requieren estructura de soporte, son más compactas y baratas, puesto que no necesitan mucha estructura metálica de soporte al ir colgados los elementos del techo. Sin embargo por ser compacta, gran parte de los tubos en el interior de los haces no son accesibles, por lo que en caso de rotura se debe abandonar el uso de dicho tubo.

En las calderas verticales los gases fluyen verticalmente de abajo hacia arriba pasando por los componentes. Existe una estructura de soporte para los colectores de vapor y de esta cuelgan los soportes de los haces horizontales de los tubos. En esta caldera los tubos dilatan mejor, no están sometidos a tensiones térmicas tan elevadas, y son más accesibles para inspección y mantenimiento.

En las calderas de recuperación solo se aprovecha el calor por convección a diferencia de las calderas convencionales que también incluyen la radiación.

2.7.1 Calderas pirotubulares

Las calderas pirotubulares es un tambor que tiene en la parte inferior una serie de tubos por los que circulan los gases calientes y están rodeados de agua por el exterior.



2.7 Caldera de Recuperación



Tienen un peso elevado en relación con la potencia que generan porque la superficie exterior no se puede utilizar como superficie de intercambio de calor y además las temperaturas de los gases son relativamente bajas. Una ventaja de estas calderas es que pueden trabajar con variaciones de flujo de gases.

En las calderas pirotubulares horizontales prácticamente todo el espacio del cilindro de la caldera está ocupado por los tubos, el volumen que ocupa el vapor en el cilindro es reducido al mínimo utilizando un domo para su recolección. Las calderas verticales son utilizadas principalmente cuando el espacio que se tiene es reducido (54).

2.7.2 Calderas acuotubulares

En las calderas acuotubulares la circulación de agua se da por dentro de los tubos y los gases fluyen por el exterior.

Pueden ser tanto verticales como horizontales y también de circulación natural o forzada. En la circulación forzada se utiliza una bomba que fija una velocidad de circulación del agua y garantiza siempre el mismo flujo. En la circulación natural el flujo se da por la diferencia de densidades entre el agua líquida y el vapor generado.

Las calderas más utilizadas son las de circulación natural porque presentan una operación fiable, presentan mayor vida útil por carecer de elementos mecánicos móviles y tiene un menor consumo energético por carecer de bomba. Entre las ventajas de las de circulación forzada es que son de menor tamaño y tiene una respuesta más rápida a las variaciones de carga (54).



2.7 Caldera de Recuperación



2.7.3 Componentes principales de las calderas de recuperación

2.7.3.1 Economizador

Es el intercambiador encargado de precalentar el agua de alimentación con el calor residual de los gases de escape. Es el último componente de la caldera de recuperación puesto que no se requiere mucha energía para calentar el agua, con esto evitamos saltos bruscos de temperatura en la entrada de agua.

2.7.3.2 Evaporador o generador

Es el intercambiador que precede al economizador, aquí se aprovechan los gases a temperatura intermedia para generar vapor. El vapor generado se almacena en el calderín, puede estar asociado a varios.

2.7.3.3 Calderín

Son unos depósitos cilíndricos horizontales que disponen en su interior de separadores de humedad y de secadores de vapor. Aquí se realiza la separación entre el vapor y el agua y se alimenta de agua al evaporador y de vapor al sobrecalentador.

2.7.3.4 Recalentador o Sobrecalentador

Es el primer intercambiador que se encuentran los gases calientes, solo se dispone de él si se requiere vapor sobrecalentado o recalentado. En este intercambiador se sobrecalienta el vapor y debe ser lo más puro posible y libre de gotas de agua para evitar el deterioro de la turbina.

2.7.4 Componentes auxiliares

2.7.4.1 Desaireador

Este componente no está dentro de la caldera de recuperación pero es muy importante para esta, pues es el encargado de eliminar los gases disueltos en el agua de alimentación, principalmente elimina el oxígeno que puede provocar corrosión a los componentes de la caldera.



2.7 Caldera de Recuperación



2.7.4.2 Tanque de agua de alimentación

En este tanque se almacena el agua que alimenta a la caldera, esta agua debe ser muy pura para evitar obstrucciones en los componentes o erosiones.

El tratamiento del agua de una caldera de vapor o agua caliente es fundamental para asegurar una larga vida útil libre de problemas operacionales, reparaciones de importancia y accidentes.

El objetivo principal del tratamiento de agua es evitar problemas de corrosión e incrustaciones, asegurando la calidad del agua de alimentación y del agua contenida en la caldera.

De los parámetros más importantes que se deben tomar en cuenta en la calidad del agua para la caldera, son el ph, dureza, oxígeno, hierro, dióxido de carbono, fosfato, sólidos disueltos, sólidos suspendidos, sílice y conductividad.

En la Figura 28 **Figura 28** se observa el daño a los tubos de una caldera que puede provocar la corrosión por oxígeno disuelto en el agua de alimentación.



Figura 28. Corrosión por oxígeno (65).



3. Producción de Biofertilizante y Energía Eléctrica

3.1 BASES DE DISEÑO

3.1.1 General

Bases de diseño para una planta de producción de energía eléctrica y biofertilizante mediante la biodigestión anaeróbica y cogeneración de ciclo combinado.

3.1.2 Materiales

3.1.2.1 *Materias Primas*

- Estiércol de ganado vacuno

La alimentación de estiércol debe ser de manera continua. El estiércol se alimentará de tres formas distintas; estiércol fresco (sólido), biol (0.24 % ST) y mezcla de estiércol-agua (9.76% ST).

118.33 m³/día de estiércol húmedo.

183.96 m³/día de mezcla estiércol-agua.

153.23 m³/día de biol.

- Composición del estiércol fresco:

Materia orgánica	48.0 %
N ₂	1.27 %
P ₂ O ₅	0.81 %
K ₂ O	0.84 %
CaO	2.03 %
MgO	0.51 %

- Gas natural

113.6 m³/h llega continuamente por ducto.

- Composición:

CH ₄	92.0 %
C ₂ H ₆	3.50 %
C ₃ H ₈	0.70 %
C ₄ H ₁₀	0.30 %
Otros	3.50 %



3.1 Bases de Diseño



○ Nutrientes

Se suministran cada 2 semanas mezclándolos con estiércol y agua.

$(\text{NH}_4)_2\text{S}_2\text{O}_3 \cdot 5\text{H}_2\text{O}$	11 kg
KH_2PO_4	1 kg
Estiércol fresco	6.7 kg
Agua	108.5 kg

3.1.2.2 Materiales en proceso

○ Biogás

El biogás obtenido de la biodigestión anaeróbica es utilizado en la turbina de gas para generar energía eléctrica.

La composición varía con respecto a la materia prima utilizada.

381.32 m³/h

• Composición

CH_4	65.0 %
CO_2	31.0 %
H_2S	1.0 %
H_2O	1.3 %
H_2	1.0 %
N_2	0.5 %
CO	0.1 %
O_2	0.1 %

○ Vapor de agua

El vapor es utilizado para la producción de energía eléctrica en una turbina de vapor de alta y media presión.

8617.9 kg/h	43 atm
7739.4 Kg/h	16.7 atm



3.1 Bases de Diseño



3.1.2.3 Productos y Subproductos

○ Energía Eléctrica

Es producida continuamente por una turbina de gas y una de vapor.

Producción: 2.38 MW

○ Biol

Es el abono líquido que resulta de la separación del efluente de la biodigestión.

Producción: 15.94 m³/h

9.56 m³/h es comercializado.

6.38 m³/h se reutiliza en el proceso.

- Composición:

ST	0.3 %
----	-------

H ₂ O	99.7 %
------------------	--------

○ Biosol

Es el abono sólido que resulta de la separación del efluente del biodigestor.

Producción: 1.37 m³/h

- Composición:

ST	80 %
----	------

H ₂ O	20 %
------------------	------

○ Efluente ácido

Se obtiene una solución ácida como subproducto de la desulfuración biológica.

4.43 kg/h

- Composición:

H ₂ SO ₄	0.7 %
--------------------------------	-------

S	0.2 %
---	-------

H ₂ O	0.1 %
------------------	-------



3.1.3 Límites de Impurezas

- Estiércol de ganado vacuno

El estiércol no debe provenir de animales enfermos o que hayan consumido antibiótico.

3.1.4 Emisiones

- Gases de combustión

- Composición:

CO ₂	14.33 % w/w
H ₂ O	10.78 % w/w
SO ₂	0.003 % w/w
N ₂	73.96 % w/w
O ₂	0.898 % w/w
Inertes	0.028 % w/w

3.1.5 Servicios Auxiliares

- Agua para calentamiento de biodigestores

El agua caliente utilizada en el serpentín de los biodigestores es el agua proveniente del agua de enfriamiento del condensador.

- Agua de enfriamiento para condensador

371,335.39	kg/h
4,747.31	KW
18	°C (T _{entrada})
28	°C (T _{salida})

- Agua desmineralizada para caldera

- Características:

Aspecto general	incoloro
ph a 25 °C	9.5 – 10.5
Dureza	< 0.1 °dH
Conductividad	100 – 1500 μS/cm
Oxígeno	< 0.1 mg/L



3.1 Bases de Diseño



Hidrazina	0.2 – 3.0 mg/l
Sulfito de Sodio	5 – 10 mg/l
Fosfatos	5 -15 mg/l
Hierro	<0.02 mg/l
Cobre	<0.005mg/l

3.1.6 Capacidad de la Planta

3.1.6.1 *Tiempo de operación:*

24	horas/día
7	días/semana
1,008	h/ año (mantenimiento)
323	días/ año
7,752	h/ año

3.1.6.2 *Producción anual de materiales:*

- Productos:
 - Energía eléctrica 18,415.23 MW/año
 - Biol 123,633.25 m³/año
 - Biosol 10,690.45 m³/año
- Subproductos:
 - H₂SO₄ 24,085.95 kg/año
 - S 6,881.70 kg/año
- Productos en proceso:
 - Biogás 3,547,268.39 kg/año

El cual esta compuesto por los siguientes gases:

CH ₄	230, 572,445.54	kg/año
CO ₂	109, 965,320.18	kg/año
H ₂ S	3, 547,268.39	kg/año
H ₂ O	4, 611,448.91	kg/año
H ₂	3, 547,268.39	kg/año



3.1 Bases de Diseño



N ₂	1, 773, 634.20	kg/año
CO ₂	354,726.84	kg/año
O ₂	354,726.84	kg/año
▪ Vapor de agua	66, 138, 411.59	kg/año
○ Emisiones:		
▪ Gases de combustión	65,880,226.89	kg/año

Los cuales están compuestos por los siguientes gases:

CO ₂	9, 440,636.51	kg/año
H ₂ O	7, 101,888.46	kg/año
SO ₂	1, 976.41	kg/año
N ₂	48, 725,015.81	kg/año
O ₂	591, 933.84	kg/año
Inertes	18, 880,226.89	kg/año

3.1.6.3 Materiales reciclados anualmente:

▪ Biol	30, 576,472.00	kg/año
▪ Agua de recirculación	38, 888,435.86	kg/año

3.1.7 Condiciones de Proceso

3.1.7.1 Especificaciones

Área	Temperatura de diseño (°C)	Presión de diseño (atm)
Mezcla estiércol-agua	29	1.2
Biodigestión	90	2
Almacenamiento de efluente	43	1.2
Desulfuración biológica	39	2
Gasómetro	37	1.6
Cámara de	1380	16



3.1 Bases de Diseño



Combustión		
Turbina de gas	1380	16
Turbina de vapor	507	48
Caldera de recuperación	1500	48
Desaireador	126	3.4
Condensador	60	-0.15
Chimenea	150	0.91

3.1.7.2 Sobrecapacidad

Tanque de almacenamiento de estiércol	30 %
Biodigestor	30 %
Tanque de efluentes	30 %

3.1.8 Límites de Batería

Se excluyen los siguientes equipos o servicios:

- Torre de enfriamiento
- Suministro de agua desmineralizada
- Suministro de vapor para desaireador
- Suministro de gas natural para la post-combustión.
- Separación del efluente ácido procedente de la desulfuración biológica para su comercialización de S y H₂SO₄.
- Suministro del medio nutriente para el biofiltro.
- Suministro de agua de enfriamiento.
- Suministro de biol
- Suministro de estiércol fresco.

Los límites de batería están indicados en el 3.4 **Diagrama de flujo de proceso (DFP)**.

3.1.9 Expansión futura

Solo en caso de que el proceso se mejore y con el mismo volumen de los biodigestores se pueda producir mayor cantidad de biogás.



3.1.10 Hojas de Seguridad y Propiedades

3.1.10.1 BIOGÁS

1. IDENTIFICACIÓN DEL PRODUCTO

Nombre del producto: Biogás

Familia química: Hidrocarburos alifáticos

Sinónimos: Gas de los pantanos, gas de vertedero.

Usos: El biogás es empleado en las comunidades rurales principalmente para la cocción de alimentos, para la iluminación y calefacción de viviendas. También es utilizado para alimentar motores de combustión interna que accione máquinas de todo tipo, generadores eléctricos, bombas y hasta para vehículos de cualquier tipo.

2. COMPOSICIÓN / INFORMACIÓN SOBRE LOS COMPONENTES

CH ₄	65.0 %
CO ₂	31.0 %
H ₂ S	1.0 %
H ₂ O	1.3 %
H ₂	1.0 %
N ₂	0.5 %
CO	0.1 %
O ₂	0.1 %

3. IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS

El biogás es inflamable y explosivo por su alto contenido de metano, también es asfixiante y tóxico porque contiene ácido sulfhídrico.

4. PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS

Densidad relativa: 0.83

Valor calórico: 21.5 (MJ/m³)

Porcentaje de ignición (en aire): 6-12 (%)

Inflamabilidad: 6-12 (% volumen)

Temperatura de ignición (en aire) 650-750 ° C (1202-1382 ° F)

Presión crítica: 7.5-8.9 (Mpa g/l)



3.1.10.2 METANO

1. IDENTIFICACIÓN DEL PRODUCTO

Nombre del producto: Metano

Familia química: Hidrocarburos alifáticos

Nombre químico: Metano

Fórmula: CH₄

Sinónimos: Hidruro de metilo, gas de los pantanos o gas de salida.

Usos: El metano es usado principalmente como iniciador para síntesis de gran variedad de sustancias orgánicas. Algunas de las más importantes son cloroformo, tetracloruro de carbono, acetileno, alcoholes, aldehídos y ácidos orgánicos. También es usado para la producción de amoníaco.

2. COMPOSICIÓN / INFORMACIÓN SOBRE LOS COMPONENTES

COMPONENTE: Metano

% MOLAR: 93.0-99.995%

NÚMERO CAS: 74-82-8

LÍMITES DE EXPOSICIÓN: TLV: Asfixiante simple.

3. IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS

Resumen de emergencia

Gas comprimido extremadamente inflamable. El metano no es tóxico, es incoloro, inodoro y es más ligero que el aire por lo que puede alcanzar fuentes de ignición lejanas. El peligro primordial relacionado con escapes de este gas es asfixia por desplazamiento de oxígeno.

Efectos potenciales para la salud

Inhalación: La exposición a elevadas concentraciones puede causar asfixia por desplazamiento de oxígeno; se manifiestan síntomas como pérdida del conocimiento y de la movilidad; a bajas concentraciones puede causar narcosis, vértigos, dolor de la cabeza, náuseas y pérdida de coordinación.



4. MEDIDAS DE PRIMEROS AUXILIOS

Inhalación: Suministrar atención médica de forma inmediata. Trasladar la víctima a un área no contaminada para que inhale aire fresco; mantenerla caliente y en reposo. Si la víctima no respira, administrarle oxígeno suplementario o respiración artificial.

5. MEDIDAS CONTRA INCENDIO

Punto de inflamación: -187.8 °C (-306 °F)

Temperatura de auto ignición: 537 °C (999 °F)

Límites de Inflamabilidad (en aire por volumen, %):

Inferior (LEL): 5%

Superior (UEL): 15%

Sensibilidad de explosión a un impacto mecánico: No aplica.

Sensibilidad de explosión a una descarga eléctrica: Una descarga estática puede causar que este producto se encienda explosivamente, en caso de escape.

Riesgo general

Gas altamente inflamable que puede formar una gran variedad de mezclas explosivas fácilmente con el aire. En caso de incendio, puede producir gases tóxicos incluyendo monóxido de carbono y dióxido de carbono.

Medios de extinción

Rocío de agua, polvo químico seco y dióxido de carbono.

Instrucciones para combatir incendios

Si no hay riesgo, se debe detener la fuga cerrando la válvula. Los cilindros cercanos al fuego deben ser retirados y los que se encuentren expuestos al fuego deben ser enfriados rociándolos con agua desde un lugar seguro. Si el incendio se extingue antes de que la fuga sea sellada, el gas puede encenderse explosivamente sin aviso y causar daño extensivo, heridas o muerte. En este caso, aumentar la ventilación (en áreas cerradas) para prevenir la formación de mezclas inflamables o explosivas. Se deben eliminar todas las posibles fuentes de ignición.



3.1 Bases de Diseño



Si un camión que transporta cilindros se ve involucrado en un incendio, aislar un área de 1600 metros (1 milla) a la redonda. Combatir el incendio desde una distancia segura utilizando soportes fijos para las mangueras.

El equipo requerido para la atención de la emergencia se encuentra reseñado en la sección 8.

6. MEDIDAS CONTRA ESCAPE ACCIDENTAL

En caso de un escape despejar el área afectada, evacuando hacia un lugar contrario a la dirección del viento que cubra por lo menos 800 metros (1/2 milla) a la redonda. Proteger a la gente y responder con personal entrenado. Si es posible, cerrar la válvula del cilindro para detener el escape. Si no se logra detener (o si no es posible llegar a la válvula), permitir que el gas se escape en su lugar o mover el cilindro a un sitio seguro, alejado de fuentes de ignición.

Se debe tener mucha precaución cuando se mueva un cilindro de metano con escape. Monitorear el nivel de oxígeno presente en el área con el fin de detectar posibles mezclas explosivas, teniendo en cuenta que el contenido de oxígeno debe estar por encima de 19.5%.

7. MANEJO Y ALMACENAMIENTO

Precauciones que deben tomarse durante el manejo de cilindros

Antes del uso: Mover los cilindros utilizando un carro porta cilindros o montacargas. No hacerlos rodar ni arrastrarlos en posición horizontal. Evitar que se caigan o golpeen violentamente uno contra otro o con otras superficies. No se deben transportar en espacios cerrados como, por ejemplo, el baúl de un automóvil, camioneta o van. Para descargarlos, usar un rodillo de caucho.

Durante su uso: No calentar el cilindro para acelerar la descarga del producto. Usar una válvula de contención o anti retorno en la línea de descarga para prevenir un contraflujo peligroso al sistema. Usar un regulador para reducir la presión al conectar el cilindro a tuberías o sistemas de baja presión (<200 bar –3.000 psig). Jamás descargar el contenido del



3.1 Bases de Diseño



cilindro hacia las personas, equipos, fuentes de ignición, material incompatible o a la atmósfera.

Después del uso: Cerrar la válvula principal del cilindro. Marcar los cilindros vacíos con una etiqueta que diga “VACIO”. Los cilindros deben ser devueltos al proveedor con el protector de válvula o la tapa. No deben reutilizarse cilindros que presenten fugas, daños por corrosión o que hayan sido expuestos al fuego o a un arco eléctrico. En estos casos, notificar al proveedor para recibir instrucciones.

Precauciones que deben tomarse para el almacenamiento de cilindros

Almacenar los cilindros en posición vertical. Separar los cilindros vacíos de los llenos. Para esto, usar el sistema de inventario “primero en llegar, primero en salir” con el fin de prevenir que los cilindros llenos sean almacenados por un largo período de tiempo.

El área de almacenamiento debe encontrarse delimitada para evitar el paso de personal no autorizado que pueda manipular de forma incorrecta el producto. Los cilindros deben ser almacenados en áreas secas, frescas y bien ventiladas, lejos de áreas congestionadas o salidas de emergencia. El área debe ser protegida con el fin de prevenir ataques químicos o daños mecánicos como cortes o abrasión sobre la superficie del cilindro. No permitir que la temperatura en el área de almacenamiento exceda los 54° C (130° F) ni tampoco que entre en contacto con un sistema energizado eléctricamente. Señalizar el área con letreros que indiquen “PROHIBIDO EL PASO A PERSONAL NO AUTORIZADO”, “NO FUMAR” y con avisos donde se muestre el tipo de peligro representado por el producto. El almacén debe contar con un extinguidor de fuego apropiado (por ejemplo, sistema de riego, extinguidores portátiles, etc.). Los cilindros no deben colocarse en sitios donde hagan parte de un circuito eléctrico. Cuando los cilindros de gas se utilicen en conjunto con soldadura eléctrica, no deben estar puestos a tierra ni tampoco se deben utilizar para conexiones a tierra; esto evita que el cilindro sea quemado por un arco eléctrico, afectando sus propiedades físicas o mecánicas.



8. CONTROLES DE EXPOSICIÓN / PROTECCIÓN PERSONAL

Controles de ingeniería

Ventilación: Para la manipulación de este gas se debe proveer ventilación mecánica a prueba de explosión.

Equipos de detección: Utilizar sistemas de detección de gases diseñados de acuerdo con las necesidades. Rango recomendado del instrumento 0 – 100% LEL.

Protección respiratoria

Usar protección respiratoria como equipo de respiración auto-contenido (SCBA) o máscaras con mangueras de aire y de presión directa, si el nivel de oxígeno está por debajo del 19.5% o durante emergencias de un escape del gas. Los purificadores de aire no proveen suficiente protección.

Vestuario protector

Para el manejo de cilindros es recomendable usar guantes industriales, verificando que éstos estén libres de aceite y grasa; gafas de seguridad, botas con puntera de acero y ropa de algodón para prevenir la acumulación de cargas electrostáticas.

Equipo contra incendios

Los socorristas o personal de rescate deben contar, como mínimo, con un aparato de respiración auto-contenido y protección personal completa a prueba de fuego (equipo para línea de fuego).

9. PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS

Densidad relativa de gas a 15° C (59° F), 1 atm: 0.671 kg/m³ (0.0419 lb/ft³)

Punto de ebullición a 1 atm: -161.49° C (-258.64° F)

Punto de fusión a 1 atm: -182.48° C (-296.42° F)

Peso molecular: 16.043 g/mol

Gravedad específica a 15.6° C (60° F), 1 atm: 0.554

Volumen específico del gas a 15.6° C (60° F) 1 atm: 1.474 m³/kg (23.6113 ft³/lb)

Temperatura de combustión (en aire): 1957 °C (3554.6 °F)

Temperatura de combustión (en oxígeno): 2810 °C (5090 °F)



Valor calórico: 35.8 (MJ/m³)

Presión de vapor: No aplica

Apariencia y color: Gas incoloro e inodoro.

10. REACTIVIDAD Y ESTABILIDAD

Estabilidad

El metano es un gas estable.

Incompatibilidad

Reacciona violentamente con materiales oxidantes.

Condiciones a evitar

Mantener los cilindros lejos de fuentes de ignición y de las descargas electrostáticas. Cilindros expuestos a temperaturas altas o llamas directas pueden romperse o estallar violentamente.

Reactividad

- a) Productos de descomposición: Ninguno
- b) Polimerización peligrosa: No ocurrirá.

11. INFORMACIÓN TOXICOLÓGICA

El metano es un asfixiante simple. Los efectos en humanos son los siguientes:

Concentración: Síntomas de exposición

12-16% Oxígeno: Aumenta el ritmo de la respiración y el pulso. Disturbios leves en la coordinación muscular

10-14% Oxígeno: Trastorno emocional, fatiga, respiración interrumpida.

6-10% Oxígeno: Náusea y vómito, colapso y pérdida de la conciencia.

Por debajo del 6%: Movimientos convulsivos, posible colapso respiratorio y muerte.

Capacidad irritante del material: Producto no irritante

Sensibilidad a materiales: El producto no causa sensibilidad en humanos.

Efectos al sistema reproductivo

Habilidad mutable: No Aplicable

Mutagenicidad: Ningún efecto mutagénico ha sido descrito para el metano.



3.1 Bases de Diseño



Embriotoxicidad: Ningún efecto embriotóxico ha sido descrito para el metano.

Teratogenicidad: Ningún efecto teratogénico ha sido descrito para el metano.

Toxicidad Reproductiva: Ningún efecto de toxicidad reproductiva ha sido descrito para el metano.

12. INFORMACIÓN ECOLÓGICA

El metano no contiene ningún químico Clase I o Clase II que reduzca el ozono. No se anticipa ningún efecto en la vida de las plantas. El metano es un combustible muy limpio comparado con los combustibles tradicionales, lo que facilita el cumplimiento de las exigentes normas ambientales.

El metano no es considerado un contaminante marino por el D.O.T.

Sin embargo se considera como gas de efecto invernadero y su liberación a la atmósfera contribuye al calentamiento global.

13. CONSIDERACIONES DE DISPOSICIÓN

Regresar los cilindros vacíos al fabricante para que éste se encargue de su disposición final, de acuerdo con lo establecido por la normatividad ambiental.

14. INFORMACIÓN SOBRE TRANSPORTE

Número de Naciones Unidas: UN 1971

Clase de peligro D.O.T: 2.1

Rótulo y etiqueta D.O.T: GAS INFLAMABLE

El metano se transporta en cilindros color ocre (Pintulux 61 Ref: CO-176), según lineamientos establecidos al interior de la compañía.

Información especial de embarque: Los cilindros se deben transportar en una posición segura en un vehículo bien ventilado. El transporte de cilindros de gas comprimido en automóviles o en vehículos cerrados presenta serios riesgos de seguridad y debe ser descartado.



15. INFORMACIÓN REGLAMENTARIA

El transporte de este producto está sujeto a las disposiciones y requerimientos establecidos por las leyes regulatorias de cada país.

16. INFORMACIÓN ADICIONAL

En las zonas de almacenamiento de cilindros se debe contar con la siguiente información de riesgos:

Código NFPA

Salud: 1 “Ligeramente riesgoso”

Inflamabilidad: 4 “Extremadamente inflamable”

Reactividad: 0 “Estable”

Tipo de Conexión: CGA 350.

Recomendaciones de material

El metano no es corrosivo y se pueden usar todos los metales comúnmente usados para gases.

3.1.10.3 DIÓXIDO DE CARBONO

1. IDENTIFICACIÓN DEL PRODUCTO

Nombre del producto: Dióxido de carbono

Familia química: Ácido anhídrido

Nombre químico: Dióxido de carbono

Fórmula: CO₂

Sinónimos: Anhídrido carbónico, gas ácido carbónico, carbono anhídrido, bióxido de carbono.

Usos: Como inertizante en la conservación de alimentos; industria de la bebida, como carbonatante; soldadura por proceso MIG como gas protector; extintores de incendio; materia prima para procesos químicos; propelente en aerosoles, como presurizante.



2. COMPOSICIÓN / INFORMACIÓN SOBRE LOS COMPONENTES

COMPONENTE: Dióxido de carbono

% MOLAR: 99.9-99.996%

NÚMERO CAS: 124-38-9

LÍMITES DE EXPOSICIÓN:

ACGIH TLV: 5000 ppm

PEL: 30000 ppm

OSHA TLV: 5000 ppm

PEL: 30000 ppm

3. IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS

Resumen de emergencia

Gas ligeramente tóxico, inodoro e incoloro con sabor suavemente ácido. El peligro primordial a la salud asociado con escapes de este gas es asfixia por desplazamiento del oxígeno. Este gas no se quema y no alimenta la llama. El gas carbónico es 1.5 veces más pesado que el aire. Es un gas condensable. Debido a su baja presión de vapor a temperatura ambiente, este es acondicionado en los cilindros de forma líquida en equilibrio con una fase gaseosa.

Efectos potenciales para la salud

Inhalación: Asfixiante y un poderoso vasodilatador cerebral. Si la concentración de dióxido de carbono alcanza el 10% o más, causa sofocación en minutos. A concentraciones más bajas de dióxido de carbono puede causar náusea, mareo, sudor, dolor de cabeza, confusión mental, aumento de la presión sanguínea, respiración agitada, palpitaciones al corazón, respiración dificultosa, disturbios visuales y temblores. Las concentraciones altas resultan en narcosis y muerte.

Carcinogenicidad: El dióxido de carbono no está listado por la NTP, OSHA, o IARC como una sustancia carcinogénica o con potencial carcinogénico.

4. MEDIDAS DE PRIMEROS AUXILIOS

Inhalación: Trasladar a la víctima al aire fresco, lo más pronto posible. Solo personal profesionalmente entrenado debe suministrar ayuda médica como la resucitación cardiopulmonar y/u oxígeno suplementario, si es necesario.



5. MEDIDAS CONTRA INCENDIO

Punto de inflamación: No aplica.

Temperatura de auto ignición: No aplica.

Límites de Inflamabilidad: No aplica.

(En aire por volumen, %)

Sensibilidad de explosión a un impacto mecánico: No aplica.

Sensibilidad de explosión a una descarga eléctrica: No aplica.

Riesgo general

Gas no inflamable. Cuando los cilindros se exponen a intenso calor o llamas pueden explotar violentamente.

Medios de extinción

Dióxido de Carbono es comúnmente usado como un agente extinguidor de fuegos clase B y clase C.

Instrucciones para combatir incendios

Evacuar al personal de la zona de peligro. Si es posible y no hay riesgo, remover los cilindros de dióxido de carbono del incendio o enfriarlos con agua. No rociar agua directamente a la salida de la válvula del cilindro.

Si un camión que transporta cilindros se ve involucrado en un incendio, aislar un área de 800 metros (1/2 milla) a la redonda.

El equipo de protección personal requerido para la atención de la emergencia se encuentra reseñado en la sección 8.

6. MEDIDAS CONTRA ESCAPE ACCIDENTAL

En caso de escape evacuar a todo el personal de la zona afectada (hacia un lugar contrario a la dirección del viento). Aislar un área de 25 a 50 metros a la redonda. Localizar y sellar la fuente de escape del gas. Dejar que el gas se disipe. Monitorear el área para determinar los niveles de oxígeno. La atmósfera debe tener un mínimo de 19.5% de oxígeno antes de permitir el acceso de personal y si está por debajo del límite de exposición, ingresar al área con aparatos de respiración autosuficiente. Eliminar posibles fuentes de ignición. Ventilar el área o mover el cilindro con fuga a un área ventilada. Escapes sin control deben ser respondidos por personal profesionalmente entrenado usando un procedimiento establecido previamente.



7. MANEJO Y ALMACENAMIENTO

Precauciones que deben tomarse durante el manejo de cilindros.

Antes del uso: Mover los cilindros utilizando un carro porta cilindros o montacargas. No hacerlos rodar ni arrastrarlos en posición horizontal. Evitar que se caigan o golpeen violentamente uno contra otro o con otras superficies. No se deben transportar en espacios cerrados como, por ejemplo, el baúl de un automóvil, camioneta o van. Para descargarlos, usar un rodillo de caucho.

Durante su uso: No calentar el cilindro para acelerar la descarga del producto. Usar una válvula de contención o anti retorno en la línea de descarga para prevenir un contraflujo peligroso al sistema. Usar un regulador para reducir la presión al conectar el cilindro a tuberías o sistemas de baja presión (<200 bar –3.000 psig). Jamás descargar el contenido del cilindro hacia las personas, equipos, fuentes de ignición, material incompatible o a la atmósfera.

Después del uso: Cerrar la válvula principal del cilindro. Marcar los cilindros vacíos con una etiqueta que diga “VACIO”. Los cilindros deben ser devueltos al proveedor con el protector de válvula o la tapa. No deben reutilizarse cilindros que presenten fugas, daños por corrosión o que hayan sido expuestos al fuego o a un arco eléctrico. En estos casos, notificar al proveedor para recibir instrucciones.

Precauciones que deben tomarse para el almacenamiento de cilindros

Almacenar los cilindros en posición vertical. Separar los cilindros vacíos de los llenos.

Para esto, usar el sistema de inventario “primero en llegar, primero en salir” con el fin de prevenir que los cilindros llenos sean almacenados por un largo período de tiempo. El área de almacenamiento debe encontrarse delimitada para evitar el paso de personal no autorizado que pueda manipular de forma incorrecta el producto. Los cilindros deben ser almacenados en áreas secas, frescas y bien ventiladas, lejos de áreas congestionadas o salidas de emergencia. El área debe ser protegida con el fin de prevenir ataques químicos o daños mecánicos como cortes o abrasión sobre la superficie del cilindro. No permitir que la temperatura en el área de almacenamiento exceda los 54 °C (130 °F) ni tampoco que entre en contacto con un sistema energizado eléctricamente. Señalizar el área con letreros que indiquen “PROHIBIDO EL PASO A PERSONAL NO AUTORIZADO”, “NO FUMAR” y con avisos donde se muestre el tipo de peligro representado por el producto. El



3.1 Bases de Diseño



almacén debe contar con un extinguidor de fuego apropiado (por ejemplo, sistema de riego, extinguidores portátiles, etc.). Los cilindros no deben colocarse en sitios donde hagan parte de un circuito eléctrico. Cuando los cilindros de gas se utilicen en conjunto con soldadura eléctrica, no deben estar puestos a tierra ni tampoco se deben utilizar para conexiones a tierra; esto evita que el cilindro sea quemado por un arco eléctrico, afectando sus propiedades físicas o mecánicas.

8. CONTROLES DE EXPOSICIÓN / PROTECCIÓN PERSONAL

Controles de ingeniería

Ventilación: Proporcionar ventilación natural o mecánica.

Equipos de detección: Utilizar sistemas de detección de gases diseñados de acuerdo a sus necesidades. Se sugiere seleccionar una escala que permita mantener el nivel de oxígeno por encima del 19.5%.

Protección respiratoria

Usar equipo autónomo de respiración (SCBA) o máscaras con mangueras de aire, de presión directa si el nivel de oxígeno está por debajo del 19.5%. Los purificadores de aire no proveen suficiente protección.

Vestuario protector

Para el manejo de cilindros es recomendable usar guantes industriales, verificando que estos estén libres de aceite y grasa; gafas de seguridad y botas con puntera de acero.

Equipo contra incendios

Los socorristas o personal de rescate deben contar, como mínimo, con un aparato de respiración auto-contenido y protección personal completa a prueba de fuego (equipo para línea de fuego).

9. PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS

Densidad de gas a 21.1°C (70°F), 1 atm: 1.833 kg/m³ (0.1144 lbs/ pies³)

Temperatura de sublimación –78.5°C (-109.3°F)

pH: 3.7 a 1atm (forma ácido carbónico)

Peso específico (aire = 1) a 21.1°C (70°F): 1.522

Peso molecular: 44.01 g/mol

Solubilidad en agua vol/vol a 20°C (68°F) y 1 atm: 0.90

Volumen específico del gas (ft³/lb): 8.76

Presión de vapor a 21.1°C (70°F): 838 psig (5778 kPa)

Coefficiente de distribución agua / aceite: No aplica.



Apariencia y color: Dióxido de Carbono es un gas incoloro que no tiene olor. Como este gas es ligeramente ácido, algunos individuos pueden notar un leve olor y sabor punzante.

10. REACTIVIDAD Y ESTABILIDAD

Estabilidad

El dióxido de carbono es un gas estable.

Incompatibilidad

Dióxido de carbono arde y explota cuando se calienta con aluminio en polvo, berilio, mezclas de cerio, cromo, mezclas de magnesio-aluminio, manganeso, torio, titanio y zirconio. En la presencia de humedad, el dióxido de carbono se enciende con cesio óxido. Acetiluros metálicos también arden y explotan en contacto con dióxido de carbono. Dióxido de carbono reacciona con materiales alcalinos para formar carbonatos y bicarbonatos.

Condiciones a evitar

Evite exponer cilindros a temperaturas altas o llamas directas porque pueden explotar violentamente.

Reactividad

- a) Productos de descomposición: El dióxido de carbono producirá monóxido de carbono y oxígeno cuando se expone a temperaturas más altas de 1648°C (3000°F).
- b) Polimerización peligrosa: Ninguna.

11. INFORMACIÓN TOXICOLÓGICA

Datos de toxicidad:

El dióxido de carbono es un gas asfixiante el cual tiene efectos fisiológicos en humanos a concentraciones altas. También puede causar narcosis. Los siguientes datos toxicológicos están disponibles para dióxido de carbono.

LCLo (inhalación, humano) = 9 pph/5 minutos

LCLo (inhalación, mamífero) = 90000 ppm/5 minutos

TCLo (inhalación, rata) = 6 pph/24 horas; efectos reproductivos y teratógenos.

En humanos se presentan los siguientes síntomas:

En altas concentraciones causa rápida insuficiencia circulatoria. Los síntomas son dolor de cabeza, náusea y vómito que pueden causar desvanecimiento.



3.1 Bases de Diseño



El contacto con el dióxido de carbono licuado puede causar quemaduras en la piel debido a las bajas temperaturas a las que se encuentra, en contacto con los ojos puede provocar severos daños.

La ingestión de dióxido de carbono no es considerada un riesgo toxicológico. La inhalación en concentraciones comprendidas entre un 3% y hasta un 5% provocarán aumento de la frecuencia respiratoria y cardiaca, aumento de la presión sanguínea, dolor de cabeza y efecto narcótico. Concentraciones superiores intensifican los efectos y llevan a la pérdida de la conciencia, concentraciones de un 10% o mayores pueden generar la pérdida de conciencia de manera repentina y la exposición prolongada producen la muerte.

12. INFORMACIÓN ECOLÓGICA

Cuando se descarga en grandes cantidades en la atmósfera contribuye al efecto invernadero.

Factor de calentamiento global (CO₂=1): 1

13. CONSIDERACIONES DE DISPOSICIÓN FINAL

Los cilindros deben ser devueltos con su remanente.

Debe evitarse la descarga al ambiente en grandes cantidades.

En caso de extrema necesidad de descarga, hacerlo en un lugar bien ventilado, abriendo la válvula lentamente. No descargar en ningún lugar en donde su acumulación pudiese ser peligrosa.

Se recomienda contactar al proveedor si necesitara asesoramiento sobre este tema.

14. INFORMACIÓN SOBRE TRANSPORTE

Número de Naciones Unidas: UN 1013

Clase de peligro D.O.T: 2.2

Rótulo y etiqueta D.O.T: GAS NO INFLAMABLE NO TÓXICO

El dióxido de carbono se transporta en cilindros color gris (color Pantone 5783U), de acuerdo a lo establecido por la Norma Técnica Colombiana NTC 1672.

Información especial de embarque: Los cilindros se deben transportar en una posición segura en un vehículo bien ventilado. El transporte de cilindros



3.1 Bases de Diseño



de gas comprimido en automóviles o en vehículos cerrados presenta serios riesgos de seguridad y debe ser descartado.

15. INFORMACIÓN REGLAMENTARIA

El transporte de este producto está sujeto a las disposiciones y requerimientos establecidos por las leyes regulatorias de cada país.

16. INFORMACIÓN ADICIONAL

Asegúrese de cumplir con toda la legislación y normativa aplicable de su país.

Asegúrese que los operadores comprenden el riesgo de sobre oxigenación.

Antes de utilizar este producto en un nuevo proceso o experimento, debe realizarse un cuidadoso y exhaustivo estudio de compatibilidad de materiales y de seguridad.

3.1.10.4 ÁCIDO SULFHÍDRICO

1. IDENTIFICACIÓN DEL PRODUCTO

Nombre químico: Sulfuro de hidrógeno

Fórmula: H₂S

Sinónimos: Monosulfuro de dihidrógeno, sulfuro de dihidrógeno, sulfuro de hidrógeno, dihidruode azufre.

Usos: El sulfuro de hidrógeno es usado comercialmente para la purificación del ácido clorhídrico y sulfúrico. Se usa en la fabricación de otros productos químicos como sulfuros inorgánicos (sulfuro y bisulfuro de sodio principalmente), utilizados en la industria de colorantes, hules, pesticidas, aditivos para plásticos, peletería y fármacos. También en síntesis orgánicas tiene aplicación, pues se utiliza en la obtención de mercaptanos. En metalurgia, se utiliza para separar cobre y níquel y en la industria nuclear, se utiliza en la generación de agua pesada



2. COMPOSICIÓN/ INFORMACIÓN SOBRE LOS COMPONENTES

COMPONENTE: Sulfuro de hidrógeno

% MOLAR: 99.0-99.95%

NÚMERO CAS: 7783-06-4

LÍMITES DE EXPOSICIÓN:

ACGIH: TLV-TWA = 10 ppm

ACGIG: TLV STEL = 15 ppm

OSHA: PEL TWA = 10 ppm (final)

OSHA: PEL STEL = 15 ppm (final)

OSHA: PEL Peak = 50 ppm (trans)

OSHA: PEL Ceiling = 20ppm (trans)

3. IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS

Resumen de emergencia

El sulfuro de hidrógeno es un gas incoloro, inflamable, con olor a huevo podrido, de sabor dulce y perceptible a concentraciones de 0.002 mg/l. Sin embargo, en concentraciones mayores de 500 ppm afecta la capacidad de percepción del nervio olfativo y con ello, impide su detección a través de este sentido, haciéndolo más peligroso. Es muy tóxico por lo que una exposición prolongada a este gas puede generar efectos adversos a la salud. Es considerado tan tóxico como el HCN, sin embargo su olor tan desagradable permite que sea percibido a muy bajas concentraciones.

Efectos potenciales para la salud

Inhalación: Los primeros síntomas de intoxicación, de manera general, son: náusea, vómito, diarrea, irritación de la piel, lagrimeo, falta de olfato, fotofobia y visión nublada. Los síntomas de una intoxicación aguda son: taquicardia (aumento de la velocidad cardiaca) o bradicardia (disminución de la velocidad cardiaca), hipotensión (presión sanguínea baja), cianosis, palpitaciones, arritmia cardiaca. Además, puede presentarse respiración corta y rápida, edemabronquial o pulmonar, depresión pulmonar y parálisis respiratoria. Los efectos neurológicos en estos casos son irritabilidad, vértigo, cansancio, confusión, delirio, amnesia, dolor de cabeza y sudoración. Se presentan también calambres musculares, temblores, salivación excesiva, tos, convulsiones y coma.



3.1 Bases de Diseño



Contacto con los ojos:

Se produce irritación de la conjuntiva, provocando fotofobia, querconjuntivitis y vesiculación del epitelio de la córnea, aún a concentraciones de 20 ppm o más bajas, por algunas horas. Si la exposición es repetida, se presentan además de los síntomas mencionados, lagrimeo, dolor y visión nublada. Un envenenamiento crónico provoca hinchazón de la conjuntiva y los párpados. La recuperación de estos problemas generalmente es completa, siempre que no se presenten otras infecciones secundarias.

Efectos crónicos:

Las exposiciones severas que no resultan en muerte pueden causar síntomas a largo plazo tales como pérdida de la memoria, parálisis de músculos faciales, o daño del tejido fino del nervio. La sobreexposición crónica puede causar daño de ojo permanente.

Carcinogenicidad:

El sulfuro de hidrógeno está listado por la NTP, OSHA, o IARC

4. MEDIDAS DE PRIMEROS AUXILIOS

Inhalación:

Mover a la víctima a un lugar bien ventilado y evaluar los signos vitales. Si no hay pulso, proporcionar rehabilitación cardiopulmonar, si no respira dar respiración artificial. Si la víctima está consciente, sentarlo y mantenerlo en reposo, ya que puede presentar congestión pulmonar o convulsiones.

Contacto con los ojos:

Lavar los con agua tibia asegurándose de abrir bien los párpados, por lo menos durante 15 minutos.

5. MEDIDAS CONTRA INCENDIO

Punto de inflamación: No aplica.

Temperatura de auto ignición: 260 °C (500°F)

Limites de Inflamabilidad (en aire por volumen, %):

Inferior (LEL): 4.3%**Superior**

(UEL): 45.5%

Sensibilidad de explosión a un impacto mecánico: No aplica.

Sensibilidad de explosión a una descarga eléctrica: La descarga estática puede causar que este producto se encienda explosivamente.



3.1 Bases de Diseño



Riesgo general

Gas inflamable. Puede formar mezclas explosivas con el aire. Cuando los cilindros se exponen a intenso calor o llamas, se pueden romper violentamente. Este compuesto es más pesado que el aire, puede viajar distancias considerables hasta una fuente de ignición y regresar en llamas. Arde en el aire con una llama azul pálida.

Medios de extinción

Rocío de agua, polvo químico seco y dióxido de carbono.

Instrucciones para combatir incendios

Evacuar a todo el personal de la zona peligrosa. Si es posible, detener la fuga cerrando la válvula, para no alimentar el fuego. Los cilindros expuestos al fuego deben ser enfriados, rociándolos con agua desde un lugar seguro y retirándolos del área posteriormente. Incremente la ventilación para prevenir la formación de mezclas explosivas. Si un camión que transporta cilindros está involucrado en un incendio, aisle un área de 1600 metros (1 milla) a la redonda. Combatir el incendio desde una distancia máxima, utilizando soportes fijos para las mangueras.

Equipo contra incendios

Los socorristas o personal de rescate deben contar como mínimo con un aparato de respiración auto-contenido y protección personal completa, a prueba de fuego (equipo para línea de fuego).

6. MEDIDAS CONTRA ESCAPE/DERRAME ACCIDENTAL

Evacuar a todo el personal innecesario de la zona afectada (hacia un lugar contrario a la dirección del viento). Si es posible, cerrar la válvula del suministro de sulfuro de hidrógeno. Prevenir la entrada de producto en las alcantarillas, sótanos, fosos de trabajo o cualquier otro lugar donde la acumulación pudiera ser peligrosa. Usar agua en forma de rocío para controlar los vapores. Remover toda fuente de calor, ignición y si es posible, separar todo material combustible del área del escape. Ventilar el área encerrada o mover el cilindro a un área ventilada.

7. MANEJO Y ALMACENAMIENTO

Precauciones que deben tomarse durante el manejo de cilindros

Antes de uso:

Mueva los cilindros utilizando carro porta cilindros o montacargas. No los haga rodar, ni los arrastre en posición horizontal. Evite que se caigan o



3.1 Bases de Diseño



golpeen violentamente uno contra otro, o contra otras superficies. No se deben transportar en espacios cerrados, como por ejemplo el baúl de un carro, camioneta o van. Para descargarlos del camión use rodillo de caucho.

Durante su uso:

No use adaptadores, herramientas que generen chispas, ni caliente el cilindro para aumentar el grado de descarga del producto. No use sellantes como cinta de teflón o teflón líquido. Use válvula de contención o de retroceso de llama para prevenir contraflujo peligroso al sistema. Usar un regulador para reducir la presión, al conectar el cilindro a tuberías o sistemas depresión baja (<200 bar - 3000 psig). Jamás descargue el contenido del cilindro hacia ninguna persona, equipo, fuente de ignición, material incompatible, o a la atmósfera. No use aceites grasas en los ajustadores o en el equipo de manejo de gas. Inspeccione el sistema para escapes usando agua y jabón. No intente encajar objetos como alicates, destornilladores, palancas, etc., en la válvula, ya que puede dañarla, causando un escape. Si el usuario experimenta alguna dificultad en el funcionamiento de la válvula del cilindro discontinuar el uso y llamar al fabricante. No ponga el cilindro como parte de un circuito eléctrico.

Después de uso:

Cierre la válvula principal del cilindro. Cierre firmemente las válvulas. Marque los cilindros vacíos con una etiqueta que diga "VACIO". Los cilindros deben ser devueltos al proveedor con el protector de válvula. No deben ser reutilizados cilindros que presenten fugas, daños por corrosión o que hayan sido expuestos al fuego. En estos casos notifique al proveedor, para recibir instrucciones.

Precauciones que deben tomarse para el almacenamiento de los cilindros

Almacene los cilindros en posición vertical. Separe los cilindros vacíos de los llenos. Para esto use el sistema de inventario que "el primero en llegar, primero en salir", para prevenir que los cilindros llenos sean almacenados por un largo periodo. Use solo envases y equipo (tubería, válvulas, conectores, etc.) diseñado para almacenar sulfuro de hidrógeno. Los cilindros pueden ser almacenados al descubierto, pero en tal caso, deben ser protegidos contra la intemperie y humedad para prevenir moho. El área de almacenamiento debe encontrarse delimitada, con el fin de evitar el paso de personal no autorizado, que puedan manipular de forma incorrecta el producto. Almacene lejos de áreas con mucho tráfico; de salidas de emergencia; áreas de procesamiento y producción; alejado de ascensores,



3.1 Bases de Diseño



salidas de edificio, cuartos, y de pasillos principales que lleven a salidas. El área debe ser protegida, con el fin de prevenir ataques químicos o daños mecánicos, como corte o abrasión sobre la superficie del cilindro. No permita que la temperatura en el área de almacenamiento exceda los 54 °C (130 °F), ni tampoco que entre en contacto con un sistema energizado eléctricamente. Señalice el área con letreros que indiquen “PROHIBIDO EL PASO A PERSONAL NO AUTORIZADO”, “NO FUMAR”. Y con avisos donde se muestre el tipo de peligro representado por el producto. El almacén debe contar con un extinguidor de fuego apropiado (por ejemplo, sistema de riego, extinguidores portátiles). Los cilindros no deben colocarse en sitios donde hagan parte de un circuito eléctrico. Cuando los cilindros de gas se utilicen en conjunto con soldadura eléctrica, no deben estar puestos a tierra ni tampoco se deben utilizar para conexiones a tierra; esto evita que el cilindro sea quemado por un arco eléctrico, afectando sus propiedades físicas o mecánicas.

8. CONTROLES DE EXPOSICIÓN / PROTECCIÓN PERSONAL

Controles de ingeniería

Ventilación: Se recomienda usar exhaustiva ventilación local, para prevenir la acumulación de sulfuro de hidrógeno en el lugar de trabajo. Es apropiado instalar un equipo de monitoreo automático para detectar los niveles de sulfuro de hidrógeno y oxígeno; éste se debe instalar en el área en donde se utiliza o se almacena el sulfuro de hidrógeno.

Equipos de detección: Utilice sistemas de detección de gases diseñados de acuerdo a sus necesidades. Para mayor seguridad se sugiere seleccionar una escala que contemple valores superiores al TLV.

Protección respiratoria

Usar protección respiratoria como equipo de auto contenido (SCBA) o máscaras con mangueras de aire y depresión directa, cuando se presenten escapes de este gas o durante las emergencias. Los purificadores de aire no proveen suficiente protección.

Vestuario protector

Para el manejo de cilindros es recomendable usar guantes de neopreno, polietileno o PVC, verificando que estos estén libres de aceite y grasa; gafas ajustables de seguridad y botas con puntera de acero.

Otros:

Regadera de seguridad y fuente lava ojos.



9. PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS

Peso molecular: 34.08 g/mol

Densidad del gas a 15 °C (59 °F) y 1 atm: 1.44 Kg/m³ (0.090 lb/ft³)

Gravedad específica a 15 °C (59 °F) y 1 atm: 1.189

Temperatura de ebullición: -60.3 °C (-76.6 °F)

Temperatura de fusión: -82.9°C (-117.2°F)

pH: No aplica

Solubilidad en agua (V/V) a 26.67 °C (80 °F) y 1 atm: 32%

Presión de vapor a 15.5°C (60°F): 1579 Kpa (229 psia)

Apariencia y color: El sulfuro de hidrógeno es un gas incoloro, de olor penetrante similar al del huevo podrido.

10. REACTIVIDAD Y ESTABILIDAD

Estabilidad

El sulfuro de hidrógeno es un gas estable.

Incompatibilidad

Agentes oxidantes, peróxidos orgánicos, materiales alcalinos, metales como plomo y cobre, óxidos de metales. El sulfuro de hidrógeno es corrosivo con la mayoría de los metales, porque reacciona con estas sustancias para formar sulfuros metálicos.

Condiciones a evitar

Evite que el gas entre en contacto con materiales incompatibles. Evite la exposición a calor, chispas u otras fuentes de ignición. Evite exponer los cilindros a temperaturas altas o llamas directas porque pueden romperse o estallar.

Reactividad

a) Productos de descomposición: Agua y dióxido de azufre.

b) Polimerización peligrosa: No ocurrirá.

11. INFORMACIÓN TOXICOLÓGICA

LCLo (inhalación en humanos): 600 ppm/ 30 min y 800 ppm/ 5 h

LDLo (inhalación en humanos): 5.7 mg/ Kg; efectos en el sistema nervioso central.

LCLo (inhalación en humanos) = 800 ppm/5 minutos

LC50 (inhalación en ratas): 444 ppm



3.1 Bases de Diseño



TCLo (inhalación en ratas) = 20 ppm (hembra, 6-22 días después), efectos reproductivos.

LC50 (inhalación en ratones) = 634 ppm/1 hora

LCLo (inhalación en mamíferos) = 800 ppm/5 minutos

Capacidad irritante del material:

El sulfuro de hidrógeno es severamente irritante para los ojos y puede ser moderadamente irritante para la piel.

Efectos al sistema reproductivo

Mutagenicidad: Ningún efecto mutagénico ha sido descrito para el sulfuro de hidrógeno.

Embriotoxicidad: Ningún efecto embriotóxico ha sido descrito para sulfuro de hidrógeno en humanos.

Teratogenicidad: Ningún efecto teratogénico ha sido descrito para el sulfuro de hidrógeno.

Toxicidad reproductiva: Ningún efecto de toxicidad reproductiva ha sido descrito para el sulfuro de hidrógeno en humanos.

12. INFORMACIÓN ECOLÓGICA

Algunos efectos en animales son los relacionados con ambientes deficientes de oxígeno, daños en el sistema respiratorio, y efectos en el sistema nervioso central. El sulfuro de hidrógeno es soluble en agua y es tóxico para la vida terrestre. Puede causar cambios en el pH de los sistemas acuáticos. Pone en peligro el agua potable.

13. CONSIDERACIONES DE DISPOSICIÓN

Regrese los cilindros vacíos al fabricante, para que este se encargue de su disposición final de acuerdo a lo establecido por la normatividad ambiental.

14. INFORMACIÓN SOBRE TRANSPORTE

Número de Naciones Unidas: UN 1053

Clase de peligro D.O.T: 2.3

Rótulo y etiqueta D.O.T: GAS TÓXICO

Riego secundario D.O.T: 2.1 "GAS INFLAMABLE"

Contaminante marino: El producto no está identificado como un contaminante marino por el D.O.T



3.1 Bases de Diseño



El sulfuro de hidrógeno se transporta en cilindros, color ocre (Pintulux 61 Ref: CO-176).

Información especial de embarque:

Los cilindros se deben transportar en una posición segura, en un vehículo bien ventilado. El transporte de cilindros en automóviles o en vehículos cerrados presenta serios riesgos de seguridad y deben ser descartados.

15. INFORMACIÓN REGLAMENTARIA

El transporte de este producto está sujeto a las disposiciones y requerimientos establecidos por las leyes regulatorias de cada país.

16. INFORMACIÓN ADICIONAL

En las zonas de almacenamiento de cilindros se debe contar con la siguiente información de riesgos:

Código NFPA

Salud: 3 “Extremadamente peligroso”

Inflamabilidad: 4 “Extremadamente inflamable, por debajo de 23 °C”

Reactividad: 0 “Estable”

Salida de válvula: CGA 330

Recomendación de materiales: Acero inoxidable y aluminio. MSDS BIOSOL

3.1.11 Condiciones Climáticas y Meteorológicas del Sitio

○ Localización

La planta se localizará en Tulancingo, Hidalgo.

○ Temperatura

El mes más frío es enero.

La temperatura máxima se presenta en abril y mayo.

▪ Temperatura mínima	4	°C
▪ Temperatura máxima	32	°C
▪ Temperatura promedio	24	°C

○ Humedad

▪ Relativa	46	%
▪ Absoluta	0.01393	kg H ₂ O/kg AS



3.1 Bases de Diseño



- Precipitación media anual

La lluvia se presenta en verano, en los meses de junio a septiembre.

800 mm

3.1.12 Requerimientos Generales

3.1.12.1 Códigos y estándares

Para el diseño y fabricación de los equipos se aplicarán los siguientes códigos:

- ASME, API, TEMA para recipientes, intercambiadores de calor y tanques.
- ASME, AWS y ANSI para tubería.
- AGMA, CEMA, ASTM, NEMA, ASME, NFPA, AWS, API para equipo general.
- ANSI, NOM, IEEE, NEMA, IEC, NFPA, RETIE y NEC para la parte eléctrica.
- API para la seguridad en válvulas de alivio.
- OSHA para salud, seguridad y medio ambiente.
- ANSI, IEC, TIA, EIA, DIN, ISO e ISA para instrumentos.
- NFPA para protección contra incendios.
- EPA para el control ambiental.
- ACI y códigos de Resistencia Sísmica para los trabajos civiles y de construcción (México).
- Normas de Semarnat para las emisiones de gases de combustión.

3.1.12.2 Unidades de medidas

Los documentos emitidos deben seguir las siguientes unidades:

Flujo másico	\dot{w}	kg/h
Flujo volumétrico	w	m ³ /h
Flujo de energía	Q	MW o BTU/h
Presión	P	atm o kg/cm ²
Temperatura	T	°C
Densidad	ρ	kg/m ³



3.2 CRITERIOS DE DISEÑO

3.2.1 Biodigestor anaeróbico

Reactor CSTR continuo, cilíndrico, horizontal, construido en concreto, de fondo redondeado, techo semiesférico y fijo. Con bombas centrífugas. $H/D = 0.54$.

Las tuberías de gas pueden estar hechas de acero, cobre o plástico.

Controles que mantengan la temperatura a 37°C y ph entre 6.8 a 7.5.

3.2.2 Gasómetro

Debe tener una base hecha de hormigón estructural y una barrera de hormigón de 1 metro de alto.

3.2.3 Biofiltro para la desulfuración del biogás

Reactor de fibra de vidrio. Techo desmontable y el fondo es cónico. Se utiliza un soplador centrífugo. Diseñado para lograr eficiencias de remoción de H_2S de 97%.

3.2.4 Turbinas de gas

Turbina de flujo axial, con filtro de superficie y compresor axial.

La temperatura de los álabes debe mantenerse inferior a 760°C . La aleación con la que están hechos los álabes debe contar con un recubrimiento de platino.

La relación de compresión media se sitúa alrededor de 15:1.

3.2.5 Turbinas de vapor

El vapor utilizado en las turbinas de vapor debe de tener al menos 90% de calidad. Es decir, 10% de humedad.

En el condensador se sugiere un ΔT de 10° , y la presión debe ser mayor a la presión de saturación correspondiente a la temperatura del medio de enfriamiento.

3.2.6 Caldera de recuperación

Acuotubular horizontal, sin aletas. Cuenta con una bomba centrífuga, desaireador y condensador. Caída de presión en el economizador de 1%, sobrecalentador de 3% y en recalentador el 8%. Las pérdidas de agua en la tubería se consideran de 1%.



3.3 Descripción del Proceso



3.3 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

La planta de producción de energía eléctrica y biofertilizante esta compuesta por 3 áreas de proceso:

- Área 100 Producción de Biogás y Biofertilizante
- Área 200 Desulfuración Biológica
- Área 300 Generación de Energía Eléctrica

Estas áreas serán explicadas en varias secciones para facilitar su comprensión:

3.3.1 Preparación del estiércol

El estiércol fresco se coloca en una tolva de alimentación de concreto TV-101, la tolva esta dotada de un suelo de tracción hidráulica que lleva el estiércol continuamente a una banda transportadora BT-101 que introduce el estiércol en los tanques de almacenamiento TA-101-A/B, en donde se adiciona agua y biol (efluente líquido proveniente del biodigestor) para hacer una mezcla de estiércol-agua con un contenido del 8% de sólidos totales. Estos tanques de almacenamiento están contruidos de concreto y tienen instalados un agitador para homogeneizar la mezcla. Una vez preparada la mezcla, ésta es bombeada por medio de las bombas BA-101-A/B a los biodigestores primarios TR-101-A/B y el efluente es introducido al biodigestor secundario TR-101-A/B por medio de las bombas BA-102-A/B.

3.3.2 Biodigestor

Los biodigestores están hechos de concreto, cuenta con agitación para mantener la mezcla homogénea. Mediante un serpentín en las paredes de los biodigestores se mantiene la temperatura entre 35-45 °C; las variaciones no deben ser mayores a 0.5° y no se debe sobrepasar los 70°C. La temperatura y presión de operación son de 37°C y 1.66 atm; el ph debe estar en un rango de 6.2-8.



3.3 Descripción del Proceso



La materia orgánica es fermentada en el biodigestor primario TR-101-AB, después el efluente pasa al segundo biodigestor en donde se sigue fermentando por medio de las bombas BA-102-A/B, posteriormente el efluente es transferido al tanque de almacenamiento TA-102 para acondicionarlo para su distribución final como biofertilizante.

El biogás obtenido de los biodigestores pasa a la sección de desulfuración biológica y posteriormente se utiliza en la turbina de gas MV-301.

3.3.3 Preparación de Biol y Biosol

El efluente pasa a través de un separador de sólidos con la ayuda de la bomba BA-103, en donde se divide la materia sólida con un 20% de humedad y una parte del residuo líquido es almacenado en el tanque TS--101-A/B y otra parte es recirculado al tanque TA-101-A/B.

3.3.4 Desulfuración del Biogás

El biofiltro TR-201 es una columna empacada en donde se lleva a cabo la biodesulfuración del biogás. El lecho debe ser enriquecido con nutrientes cada dos semanas, y mantener el 50% de humedad del lecho. Se alimenta aire a temperatura ambiente de manera continua.

En el tanque TA-201 se preparan una mezcla de agua, estiércol y nutrientes (N,P y S). Una vez preparada la mezcla es bombeada por BA-201.

El agua de reposición que se suministrar al biofiltro con la bomba BA-201 se encuentra almacenada en el tanque TA-202.

El biogás limpio (0.02% H₂S) pasa al filtro de grava FG-201 en donde condensa el vapor de agua y es almacenado en el gasómetro TE-301.



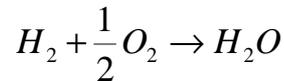
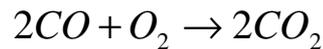
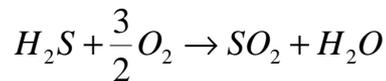
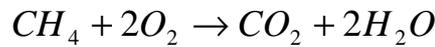
3.3 Descripción del Proceso



3.3.5 Turbina de Gas

El aire fresco en condiciones ambientales es aspirado por el compresor C-302, en donde su presión y temperatura se elevan hasta 15 atm y 414 °C. El aire de alta presión se introduce a la cámara de combustión CC-301 con 30% de exceso, en donde se mezcla con el biogás comprimido por el C-301 para su combustión.

Combustión del biogás:



Los gases de combustión entran a la turbina en donde se expanden hasta alcanzar casi la presión atmosférica, produciendo potencia.

3.3.6 Post-combustión

Los gases de escape pasan a través de un quemador de post-combustión PC-301 con ayuda del soplador SP-301, en donde se mezcla con gas natural y aire fresco que es adicionado por el soplador SP-302.

Los gases provenientes de la post-combustión pasan a la caldera de recuperación, en donde intercambian calor con una corriente de agua líquida para generar vapor.

Ya que la turbina de gas opera en ciclo abierto, una vez que los gases son aprovechados pasan a la chimenea CH-301 para ser liberados a la atmósfera a una temperatura de 129°C.



3.3 Descripción del Proceso



3.3.7 Turbina de Vapor

Los gases provenientes de la post-combustión pasan al intercambiador de calor EA-303, en donde el vapor de escape de la turbina MV-301 es recalentado.

La turbina de vapor MV-301 es operada con el vapor sobrecalentado generado en la caldera de recuperación a 440°C y 43 atm. El vapor de escape es recalentado a la misma temperatura y a 16 atm, en el intercambiador EA-303; una pequeña parte de este vapor es extraído para utilizarlo como servicio auxiliar y el resto es alimentado a la turbina MV-302, el vapor de baja presión que sale de esta turbina entra al intercambiador EA-304 en donde se condensa el vapor y puede ser reutilizada esta agua para volver a generar vapor.

3.3.8 Desaireación

El intercambiador ES-301 es alimentado por la bomba BA-302 con agua líquida almacenada en el EA-304; el agua de reposición se inyecta por la parte de arriba y se introduce por medio de unas espumas, que atomizan el agua dentro de una atmosfera cargada de vapor que es suministrada en contracorriente, para permitir su calentamiento hasta el punto de saturación, donde la solubilidad del O₂ y CO₂ es mínima. Estos gases son liberados a la atmósfera por la parte superior cuando se abre la válvula de venteo.

3.3.9 Caldera de recuperación

La caldera de recuperación es de tipo acuotubular y esta conformada por una serie de intercambiadores de calor que aprovechan el calor de los gases de escape provenientes de la turbina de gas y que son calentados en la post-combustión.

El agua almacenada en la parte inferior del ES-301 es bombeada con una presión de descarga de 45 atm por BA-301 al intercambiador EA-301 en donde el agua se calienta a 120°C.



3.3 Descripción del Proceso



Posteriormente el agua caliente entra al calderín de vapor TP-302 en donde el agua baja por unos tubos y llena el calderín de agua TP-301, el agua que se encuentra a una temperatura por debajo de la de saturación entra en los tubos a los que se les intercambia calor, conforme fluye por el tubo, el agua se calienta hasta su punto de vaporización, se forman burbujas y se produce vapor húmedo. La mezcla de vapor-agua entra al calderín de vapor TP-302; aquí se separa el líquido y el vapor a través de los separadores de humedad, la parte líquida es devuelta a los tubos. El vapor escapa por la parte superior del TP-302, pero previamente pasa a través de secadores; aquí se obliga al vapor a seguir un recorrido tortuoso para conseguir separar las gotas de líquido que puedan arrastrar, resbalando éstas hasta llegar al fondo en donde se encuentra el agua procedente del EA-301 y ésta puede descender nuevamente por los tubos al TP-301.

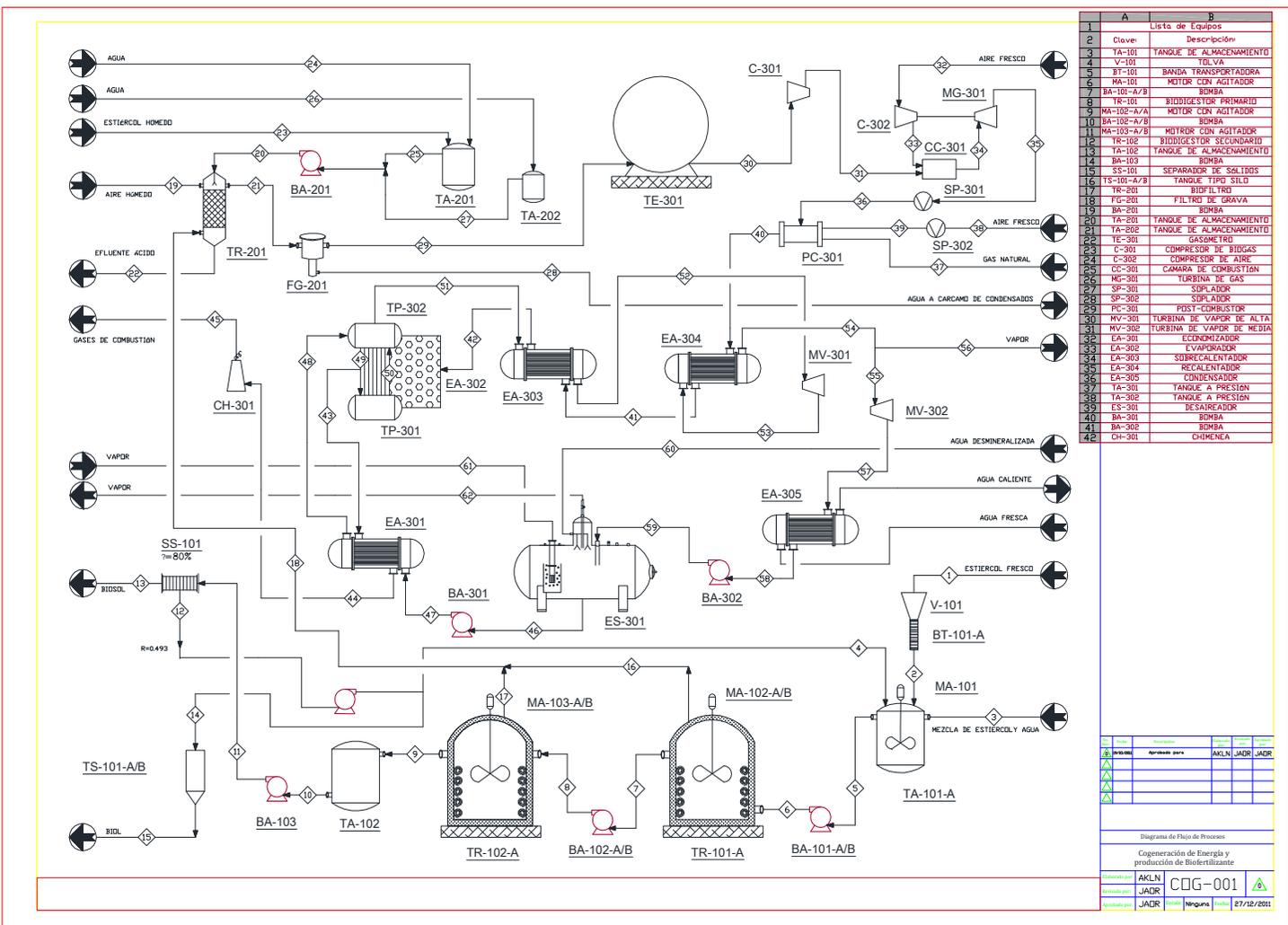
El vapor a 257°C sale por la parte inferior del TP-302 y es sobrecalentado en el intercambiador EA-303 a una temperatura de 440.5°C. El vapor sobrecalentado entra a la turbina MV-301 en donde al expandirse pierde presión y temperatura por lo cual debe ser recalentado en el EA-304 para ser alimentado a la turbina MV-302 a 16.7atm y 437.5°C.



3.4 Diagrama de Flujo de Proceso



3.4 DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO (DFP)





3.5 Balance de Materia y Energía



3.5 BALANCE DE MATERIA Y ENERGÍA

Corriente		Unidades	1	2	3	4
Fluido			Estiércol	Estiércol	Mezcla	Biol
Fase			Sólido	Sólido	Líquido	Líquido
Flujo másico	\dot{w}	kg/h	3944.33333	3944.33333	6866.30021	6185.14763
Flujo volumétrico	w	m ³ /h	4.93041667	4.93041667	7.66510907	6.38485274
Presión absoluta	P	atm	0.77	0.77	1.93197279	0.77
Temperatura	T	°C	25	25	25	25
Densidad	ρ	kg/m ³	800	800	895.786368	968.722048

Corriente		Unidades	5	6	7	8
Fluido			Mezcla	Mezcla	Mezcla	Mezcla
Fase			Líquido	Líquido	Líquido	Líquido
Flujo másico	\dot{w}	kg/h	16995.7812	16995.7812	16599.2526	16599.2526
Flujo volumétrico	w	m ³ /h	18.9730295	18.9730295	17.822354	17.822354
Presión absoluta	P	atm	1.01360544	4.14965986	1.01360544	4.14965986
Temperatura	T	°C	25	25	37	37
Densidad	ρ	kg/m ³	895.786368	895.786368	931.372623	931.372623

Corriente		Unidades	9	10	11	12
Fluido			Efluente	Efluente	Efluente	Biol
Fase			Líquido	Líquido	Líquido	Líquido
Flujo másico	\dot{w}	kg/h	16538.1872	16538.1872	16538.1872	15450.6097
Flujo volumétrico	w	m ³ /h	17.6802096	17.6802096	17.6802096	15.9485614
Presión absoluta	P	atm	0.77	1.01360544	4.14965986	0.77
Temperatura	T	°C	37	37	37	25
Densidad	ρ	kg/m ³	935.406738	935.406738	935.406738	968.777642

Corriente		Unidades	13	14	15	16
Fluido			Biosol	Biol	Biol	Biogás
Fase			Sólido	Líquido	Líquido	Gas
Flujo másico	\dot{w}	kg/h	1087.57753	9265.46205	9265.46205	396.528563
Flujo volumétrico	w	m ³ /h	1.37905726	9.56407503	9.56407503	330.440469
Presión absoluta	P	atm	0.77	0.77	0.77	1.66463279
Temperatura	T	°C	25	25	25	37
Densidad	ρ	kg/m ³	788.638416	968.777642	968.777642	1.2



3.5 Balance de Materia y Energía



Corriente		Unidades	17	18	19	20
Fluido			Biogás	Biogás	Aire húmedo	Agua
Fase			Gas	Gas	Gas	Líquido
Flujo másico	\dot{w}	kg/h	61.0653987	457.593962	37.4482735	10.9468944
Flujo volumétrico	w	m ³ /h	50.8878323	381.328302	38.1328302	0.01094689
Presión absoluta	P	atm	1.66463279	1.66463279	1.66166485	1.66166485
Temperatura	T	°C	37	37	25	25
Densidad	ρ	kg/m ³	1.2	1.2	0.9820481	1000

Corriente		Unidades	21	22	23	24
Fluido			Biogás	Efluente	Estiércol	Agua
Fase			Gas	mez.H ₂ SO ₄	Sólido	Sólido
Flujo másico	\dot{w}	kg/h	507.49919	4.43866143	6.78148009	108.50367
Flujo volumétrico	w	m ³ /h	419.420818	0.00250206	0.00847685	0.10850367
Presión absoluta	P	atm	1.65929622	1.66166485	1	1
Temperatura	T	°C	30.0851392	30.0851392	25	25
Densidad	ρ	kg/m ³	1.21	1774	800	1000

Corriente		Unidades	25	26	27	28
Fluido			Mezcla	Agua	Agua	Agua
Fase			Líquido	Líquido	Líquido	Líquido
Flujo másico	\dot{w}	kg/h	127.24737	10.9468944	10.9468944	17.1446465
Flujo volumétrico	w	m ³ /h	0.1286909	0.01094689	0.01094689	0.01716009
Presión absoluta	P	atm	1	1	1	1
Temperatura	T	°C	25	25	25	30.0851392
Densidad	ρ	kg/m ³	988.782949	1000	0	999.10006

Corriente		Unidades	29	30	31	32
Fluido			Agua	Biogás	Biogás	Biogás
Fase			Líquido	Gas	Gas	Gas
Flujo másico	\dot{w}	kg/h	490.354543	490.354543	490.354543	7691.63338
Flujo volumétrico	w	m ³ /h	394.789065	394.789065	26.319271	6385.74793
Presión absoluta	P	atm	1.65632828	1.65632828	15	0.77
Temperatura	T	°C	27.9453964	27.9453964	413.25	25
Densidad	ρ	kg/m ³	1.24206719	1.24206719	18.6310078	1.2045



3.5 Balance de Materia y Energía



Corriente		Unidades	33	34	35	36
Fluido			Aire fresco	Aire	Gases comb.	Gases comb.
Fase			Gas	Gas	Gas	Gas
Flujo másico	\dot{w}	kg/h	7691.63338	8181.98793	8181.98793	8181.98793
Flujo volumétrico	w	m ³ /h	425.716529	2263.34382	24185.5984	24185.5984
Presión absoluta	P	atm	15	13.8	0.81761905	551.85
Temperatura	T	°C	413.85	1200	551.85	1.2
Densidad	ρ	kg/m ³	18.0675	3.615	0.3383	0.3383

Corriente		Unidades	37	38	39	40
Fluido			Gases comb.	Gas natural	Aire	Aire
Fase			Gas	Gas	Gas	Gas
Flujo másico	\dot{w}	kg/h	94.7368421	298.993664	298.993664	8575.71843
Flujo volumétrico	w	m ³ /h	113.675117	327.987784	327.987784	49229.1529
Presión absoluta	P	atm	25	25	25	950
Temperatura	T	°C	1.2	0.77	1.2	0.81761905
Densidad	ρ	kg/m ³	0.8334	0.9116	0.9116	0.1742

Corriente		Unidades	41	42	43	44
Fluido			Gases comb.	Gases comb.	Gases comb.	Gases comb.
Fase			Gas	gas	gas	gas
Flujo másico	\dot{w}	kg/h	8575.71843	8575.71843	8575.71843	8575.71843
Flujo volumétrico	w	m ³ /h	45810.4617	45810.4617	45810.4617	11853.1008
Presión absoluta	P	atm	876.661	762.670245	160.70054	130
Temperatura	T	°C	0.81285714	0.80809524	0.80333333	0.79380952
Densidad	ρ	kg/m ³	0.1872	0.2109	0.6286	0.7235

Corriente		Unidades	45	46	47	48
Fluido			Gases comb.	Gases comb.	Agua	Agua
Fase			gas	gas	Líquido	Líquido
Flujo másico	\dot{w}	kg/h	8575.71843	5636.80201	5636.80201	5636.80201
Flujo volumétrico	w	m ³ /h	11848.1879	5.9062702	5.90036361	5.80776084
Presión absoluta	P	atm	0.77	1.4	45.0450139	44.5990236
Temperatura	T	°C	129.8	105	105.404	120
Densidad	ρ	kg/m ³	0.7238	954.375912	955.331295	970.563728



3.6 Lista de Equipos



3.6 LISTA DE EQUIPOS

Clave	Descripción	Cantidad
TA-101	TANQUE DE ALMACENAMIENTO	1
V-101	TOLVA	1
BT-101	BANDA TRANSPORTADORA	1
MA-101	MOTOR CON AGITADOR	1
BA-101-A/B	BOMBA	2
TR-101	BIODIGESTOR PRIMARIO	1
MA-102-A/B	MOTOR CON AGITADOR	2
BA-102-A/B	BOMBA	2
MA-103-A/B	MOTOR CON AGITADOR	2
TR-102	BIODIGESTOR SECUNDARIO	1
TA-102	TANQUE DE ALMACENAMIENTO	1
BA-103	BOMBA	1
SS-101	SEPARADOR DE SÓLIDOS	1
TS-101-A/B	TANQUE TIPO SILO	2
TR-201	BIOFILTRO	1
FG-201	FILTRO DE GRAVA	1
BA-201	BOMBA	1
TA-201	TANQUE DE ALMACENAMIENTO	1
TA-202	TANQUE DE ALMACENAMIENTO	1
TE-301	GASÓMETRO	1
C-301	COMPRESOR DE BIOGÁS	1
C-302	COMPRESOR DE AIRE	1
CC-301	CÁMARA DE COMBUSTIÓN	1
MG-301	TURBINA DE GAS	1
SP-301	SOPLADOR	1
SP-302	SOPLADOR	1
PC-301	POST-COMBUSTOR	1
MV-301	TURBINA DE VAPOR DE ALTA	1
MV-302	TURBINA DE VAPOR DE MEDIA	1
EA-301	ECONOMIZADOR	1
EA-302	EVAPORADOR	
EA-303	SOBRECALENTADOR	1
EA-304	RECALENTADOR	1
EA-305	CONDENSADOR	1
TP-301	CALDERÍN	1
TP-302	CALDERÍN	1
BA-302	BOMBA	1
CH-301	CHIMENEA	1



3.5 Balance de Materia y Energía



Corriente		Unidades	49	50	51	52
Fluido			Agua	Agua	Agua	Agua
Fase			Líquido	Líquido sat.	Vapor sat.	Vapor sat.
Flujo másico	\dot{w}	kg/h	5636.80201	5636.80201	5636.80201	5580.43399
Flujo volumétrico	w	m ³ /h	45.045	7.10372337	7.10372337	400.810957
Presión absoluta	P	atm	44.377138	44.377138	44.377138	43.0846
Temperatura	T	°C	253.792	253.792	253.792	440.555556
Densidad	ρ	kg/m ³	763.780656	793.499651	793.499651	13.9228579

Corriente		Unidades	53	54	55	56
Fluido			Agua	Agua	Agua	Agua
Fase			Vapor sob.	vapor	Vapor rec.	Vapor rec.
Flujo másico	\dot{w}	kg/h	5580.43399	5580.43399	5062.16041	518.273584
Flujo volumétrico	w	m ³ /h	788.827166	1062.01621	963.013336	98.6329998
Presión absoluta	P	atm	18.045969	16.7776955	16.7092305	15.7092305
Temperatura	T	°C	311.901	440.555556	437.529	437.529
Densidad	ρ	kg/m ³	7.07434306	5.25456576	5.25658391	5.25456576

Corriente		Unidades	57	58	59	60
Fluido			Agua	Agua	Agua	Agua
Fase			vapor	Vapor sat.	Líquido sat.	Líquido sat.
Flujo másico	\dot{w}	kg/h	5062.16041	5062.16041	5062.16041	56.8862937
Flujo volumétrico	w	m ³ /h	50425.2943	5.13043802	5.13043802	0.05765357
Presión absoluta	P	atm	0.13368537	0.13368537	1.41715	1.41715
Temperatura	T	°C	51.832	51.832	51.832	51.8325
Densidad	ρ	kg/m ³	0.10038931	986.691661	986.691661	986.691661

Corriente		Unidades	61	62		
Fluido			Agua desm.	Agua		
Fase			Líquido	Vapor		
Flujo másico	\dot{w}	kg/h	518.273584	0.51827358		
Flujo volumétrico	w	m ³ /h	442.262668	0.80738182		
Presión absoluta	P	atm	1.36930029	1		
Temperatura	T	°C	109	1.6		
Densidad	ρ	kg/m ³	1.17186826	0.64191882		

Equipo		EA-301	EA-302	EA-303	EA-304	EA-305
Q	BTU/h	323,551.64	8,374,254.56	2,018,257.17	1,397,433.02	10,506,645.03
	KJ/h	341,083.32	8,828,014.51	2,127,616.67	1,473,153.08	11,075,948.80



3.7 Hojas de Datos



3.7 HOJAS DE DATOS DE EQUIPOS

Hoja de Datos Bomba Centrífuga		No. De Proyecto		
		Preparado por: AKLN		
		Aprobado por:		
		Fecha: 22-nov-11		
		No. De Revisión A		
		1	de:	1
CLIENTE:	TAG: BA-301			
UBICACIÓN: México, Edo. De Hidalgo	ÁREA: 300			
TIPO DE PLANTA: Cogeneración de Energía	PROVEEDOR:			
SERVICIO: Recirculación de Condensado	CANTIDAD: Dos (2)			
CONDICIONES DE OPERACIÓN				
FLUIDO: Agua desmineralizada	Flujo @ T.B.	5586.034	kg/h OP. 6423.939 NOM.	
TEMPERATURA DE BOMBEO: 105.404 °C	PRES. DES. atm	44.328	man	
DENSIDAD, kg/m ³ 955.33 @ T.B.	PRES. SUC. atm	0.403	man OP. 0.46296043 NOM.	
VISCOSIDAD, cP 0.28	PRES. DIF. atm	43.926		
PRES. VAPOR, atm 1.24	CARGA DIF. m	472.174		
	NPSH, m	2.512		
SÓLIDOS SUSPENDIDOS:	GASES ARRASTRADOS			
CORROSIVOS Agua				
ESPECIFICACIONES DE LA BOMBA				
MODELO	No. DE ETAPAS	TEMPERATURA MAX. TRABAJO., °F 121.21		
DIVISIÓN X AXIAL	RADIAL			
CONEXIONES:	VENTEO X	DRENAJE X	MANÓMETRO OTRO:	
BOQUILLAS	DIÁMETRO	CLASIFICACIÓN	CARA POSICIÓN	
SUCCIÓN	*	*	RF Horizontal	
DESGARGA:	*	*	RF Vertical	
DIÁM. IMPULSOR	DISEÑO	TIPO		
MATERIALES-COMPONENTES PRINCIPALES				
PIEZA	MATERIAL/TIPO	PIEZA	MATERIAL/TIPO	
SOPORTE	*	TIPO DEL SELLO MECÁNICO	*	
CARCASA	*	PIEZAS METÁLICAS	*	
FLECHA	*	CaRAS DE SELLO	*	
IMPULSOR	*	EMPAQUETADURA, No. De anillo	*	
ANILLO DE DESGASTE DE LA CARCASA	*	PRESAESTOPAS	*	
ANILLO DE DESGASTE DEL IMPULSOR	*	DESFOGUE DE LA CARCASA	*	
COJINETE RADIAL	*	DREN DE LA CARCASA	*	
BASE DE LA BOMBA Y ELEM.MOTOR	*	CONEX. DEL MANÓMETRO	*	
		SELLO DE AGUA DE ENFRIAMIENTO	*	
DATOS DEL MOTOR				
ARTÍCULO No. M-301	FAB.			
HP F.S * rpm * VOLTS 440	HERTZ 60	FASES: 3		
NOTAS: * Datos dados por el proveedor				
A	22-nov-11	Para cotización	AKLN	
REV.	FECHA	DESCRIPCIÓN	ELABORÓ REVISÓ APROBÓ APROBÓ	



3.7 Hojas de Datos



Hoja de Datos				No. De Proyecto		
Biodigestor Primario				Preparado por: AKLN		
				Aprobado por:		
				Fecha: 07-dic-11		
				No. De Revisión A 1 de: 2		
CLIENTE:		TAG: TR-101 A/B				
UBICACIÓN: México, Edo. De Hidalgo		ÁREA: 100				
TIPO DE PLANTA: Cogeneración de Energía		PROVEEDOR:				
SERVICIO: Biodigestión anaeróbica		CANTIDAD: 2				
CONDICIONES DE OPERACIÓN						
FLUIDO	Estiércol de ganado vacuno	CAPACIDAD		OP		DIS.
DENSIDAD, Kg/m ³	800 Estiércol	895.79	Mezcla de estiércol-agua			@T.B.
VISCOSIDAD, cp						
TEMPERATURA, °C	37	OP	30	MIN	45	MAX
PRESIÓN, atm	1.66463	OP		MIN		MAX
TRH	23.561	ΔT, °	±0.5			
ST, %	8	OP	7	MIN	9	MAX
CARGA VOLUMÉTRICA, Kg ST/m ³ . día	3.00	OP	2.8	MIN	3.3	MAX
pH	7	OP	6.2	MIN	8	MAX
ESPECIFICACIONES DEL BIODIGESTOR						
DIMENSIONES: DIÁMETRO		33.9	m	ALTURA:	18.3	m
GEOMETRÍA: Cilíndrico		COMPONENTES:		TIPO:		
POSICIÓN Horizontal		CALEFACCIÓN:		Si Serpentín con agua caliente		
CÚPULA Fija (tipo chino)		GASÓMETRO:		No		
SUMERGIDO NO		m	AGITACIÓN	Si	Mezclador	
RÉGIMEN: Continuo		BOMBA DE ALIMENTACIÓN		Si	Rotor S	
MEZCLA: CSTR		INTERNOS:		Si	Membranas	
UNA ETAPA Si		DOS ETAPAS				
ARREGLO: En paralelo						
PRUEBA HIDROSTÁTICA:						
PESO: VACÍO			LLENO			
ESPECIFICACIONES DE MATERIALES						
ATÍCULO:	ESPEOR, mm	MATERIAL			COMENTARIOS	
CUERPO	*	Concreto				
CÚPULA	*	Concreto				
FÓNDO:	*	Concreto				
SOPORTE:						
EMPAQUES						
TUERCAS Y PERNOS	-					
ESCALERAS	-	*				
PINTURA	-	*				
AISLAMIENTO	-	Antiácido,*				
A	07-dic-11	Para cotización		AKLN		
REV.	FECHA	DESCRIPCIÓN		ELABORÓ	REVISÓ	APROBÓ



3.7 Hojas de Datos



<p>Hoja de Datos</p> <p>Biodigestor Primario</p>					No. De Proyecto Preparado por: AKLN Aprobado por: Fecha: 07-dic-11 No. De Revisión A 2 de: 2
PROGRAMA DE LAS BOQUILLAS					
MARCA	SERVICIO	NÚMERO	DIÁMETRO (in)	TIPO	CARA
A	Salida de Biogás	1	4	WN	RF
B	Entrada de afluente	1	5	WN	RF
C	Salida de efluente	1	5	WN	RF
D	Entrada del agua de calentamiento	1	4	WN	RF
E	Salida de agua de calentamiento	1	4	WN	RF
F	Nivel	2	2	WN	RF
G	Indicador de presión	1	2	WN	RF
H	Indicador de ph	1	2	WN	RF
I	Entrada de agitador	1	20	-	-

NOTAS:

* Datos dados por el proveedor

A	07-dic-11	Para cotización	AKLN			
REV.	FECHA	DESCRIPCIÓN	ELABORÓ	REVISÓ	APROBÓ	APROBÓ



3.7 Hojas de Datos



Hoja de Datos Biofiltro		No. De Proyecto	
		Preparado por: AKLN	
		Aprobado por:	
		Fecha: 29-dic-11	
		No. De Revisión A	
		1 de: 2	
CLIENTE:		TAG:	
UBICACIÓN: México, Edo. De Hidalgo		ÁREA:	
TIPO DE PLANTA: Cogeneración de Energía		PROVEEDOR:	
SERVICIO: Desulfuración biológica aerobia		CANTIDAD: 1	
CONDICIONES DE OPERACIÓN			
FLUIDO Biogás	FLUJO, Kg/h	457.6	OP 464.46 DIS.
DENSIDAD, Kg/m ³ 1.2	TR, s	60	
TEMPERATURA, °C 37 OP 39 DIS	pH	7 a 8	
PRESIÓN, atm 1.66166 OP 2 DIS	η	97	%
ESPECIFICACIONES DEL BIOFILTRO			
DIMENSIONES: DIÁMETRO 2.12 m	ALTURA:	1.8	m
CUERPO: Cilíndrico	MEDIO FILTRANTE:	Compost	
TIPO DE TECHO: Fijo, plano	ALTURA DEL LECHO	1	m
TIPO DE FONDO Cónico	HUMEDAD:	50	%
POSICIÓN Horizontal	POROSIDAD	70	
PRUEBA HIDROSTÁTICA: Si			
PESO: * VACÍO * LLENO			
ESPECIFICACIONES DE MATERIALES			
ATÍCULO:	ESPEJOR, mm	MATERIAL	COMENTARIOS
CUERPO	*	Fibra de vidrio reforzado	
TECHO:	*	Fibra de vidrio reforzado	
FÓNDO:	*	Fibra de vidrio reforzado	
SOPORTE:	*	*	
EMPAQUES	-	*	
TUERCAS Y PERNOS	-	*	
ESCALERAS	-	*	
PINTURA	-	*	
AISLAMIENTO	-	*	
NOTAS:			
* Datos dados por el proveedor			
A	29-dic-11	Para cotización	AKLN
REV.	FECHA	DESCRIPCIÓN	ELABORÓ
			REVISÓ
			APROBÓ
			APROBÓ



3.7 Hojas de Datos



<p>Hoja de Datos</p> <p>Biofiltro</p>					No. De Proyecto Preparado por: AKLN Aprobado por: Fecha: 29-dic-11 No. De Revisión A 2 de: 2	
PROGRAMA DE LAS BOQUILLAS						
MARCA	SERVICIO	NÚMERO	DIÁMETRO (in)	TIPO	CARA	
A	Entrada de agua y nutrientes	1	1	WN	RF	
B	Entrada de biogás	1	3	WN	RF	
C	Salida de biogás	1	3	WN	RF	
D	Entrada de aire fresco	1	1	WN	RF	
E	Salida de efluente ácido	1	1	WN	RF	

NOTAS:

* Datos dados por el proveedor

A	29-dic-11	Para cotización	AKLN			
REV.	FECHA	DESCRIPCIÓN	ELABORÓ	REVISÓ	APROBÓ	APROBÓ



3.7 Hojas de Datos



Hoja de Datos				No. De Proyecto	
Cambiador de calor de tubos y coraza				Preparado por: AKLN	
				Aprobado por:	
				Fecha: 29-dic-11	
				No. De Revisión A	
				1	de: 2
CLIENTE:		TAG: EA-305			
UBICACIÓN: México, Edo. De Hidalgo		ÁREA: 300			
TIPO DE PLANTA: Cogeneración de Energía		PROVEEDOR:			
SERVICIO: Calentar agua para caldera de recuperación.		CANTIDAD: 1			
TAMAÑO		TIPO Contracorriente 1-2			
POSICIÓN Horizontal		SUPERFICIE POR UNIDAD m ²			
CASCOS POR UNIDAD Uno		SERIE	PARALELO	SUPERFICIE POR CASCO m ²	
CONDICIONES DE OPERACIÓN					
		LADO ENVOLVENTE		LADO TUBOS	
FLUIDO CIRCULADO		Vapor de escape de turbina MV-302		Agua de enfriamiento	
FLUJO TOTAL		kg/h 5016.568		240693.9	
		ENTRADA	SALIDA	ENTRADA	SALIDA
LÍQUIDO	kg/h	-	5016.568	240693.9	240693.92
DENSIDAD	kg/m ³	-	986.692	2406.9	2406.94
CONDUCTIVIDAD TÉRMICA	kcal/h m °C	-			
CALOR ESPECÍFICO	kcal/kg °C	-		4.19	5.02
VISCOSIDAD	cP	-	1.3	0.28	0.20
PESO MOLECULAR	kg/kg-mol	-	18	18.0	18.00
VAPOR	kg/h	5016.568093		-	
CALOR LATENTE	kcal/kg	239.400601		-	
PESO MOLECULAR	kg/kg-mol	18		-	
CONDUCTIVIDAD TÉRMICA	kcal/h m °C			-	
CALOR ESPECÍFICO	kcal/kg °C	-	4.187	-	
VISCOSIDAD	cP		1.3	-	
DENSIDAD	kg/m ³	0.100389308		-	
TEMPERATURA	°C	51.832	51.832	18.0	28.00
PRESIÓN MANOMÉTRICA	kg/cm ²	-0.647108274			
VELOCIDAD	m/s	*		*	
CAIDA DE PRESIÓN	kg/cm ²	PERM.	CALC.	PERM.	CALC.
RES. DE ENSUCIAMIENTO	h m ² °C/kcal				
CALOR INTERCAMBIADO	kcal/h	DMLT (°C)		28.54061411	
COEF. TOT. DE TRA DE CAL	kcal/hm ² °C	LIMPIO	SERVICIO		
NOTAS:					
* Datos dados por el proveedor					
A	29-dic-11	Para cotización		AKLN	
REV.	FECHA	DESCRIPCIÓN	ELABORÓ	REVISÓ	APROBÓ



3.7 Hojas de Datos



Hoja de Datos				No. De Proyecto						
Cambiador de calor de tubos y coraza				Preparado por: AKLN						
				Aprobado por:						
				Fecha: 29-dic-11						
				No. De Revisión A						
				2 de: 2						
CONSTRUCCIÓN										
PRESIÓN DE DISEÑO	kg/cm ²	0.13		*						
PRESIÓN DE PRUEBA	kg/cm ²	0.140		*						
TEMP DISEÑO(tem.max.metal)	°C	59.61		32.2						
TUBOS	*	No.	*	D.E.	*	BWG	*	Longitud	*	Esp. entre tubos
ENVOLVENTE	*	D.I.,material			*	ALETAS DE LOS TUBOS		No		
CUBIERTA DEL ENVOL.				*	CUBIERTA FLOTANTE DEL CABEZAL				*	
CANAL				*	CUBIERTA DEL CANAL				*	
PLACAS DE TUBOS, estacionarias				FLOTANTES				*		
DESVIADOR, cruzado	*	TIPO	ESPACIAMIENT		ESPESOR	*	DIÁ. DEL AGUEJERO	*		
DESVIADOR, a lo largo	*	TIPO			ESPESOR	*	DESVIADOR DEL IMPACTO	*		
SOPORTES DE LOS TUBOS		*	No.	*	ESPESOR	*				
EMPAQUES		*						EMPAQUETADURA DE CASQUILLO		
CONEXIONES: CASCO, entrada		*	salida	*	SERIES	*	DOMO	*		
CANAL, entrada		*	salida	*	SERIES	*				
SOBREESPESOR PARA CORROSIÓN LADO DEL CASCO				LADO DE LOS TUBOS						
PESO	*	CÓDIGO		TEMA						
JUNTA TUBO A PLACA DE TUOS		*								
REV. EST. CON RAYOS X		80% por puntos								
PROGRAMA DE BOQUILLAS										
CLAVE	DESCRIPCIÓN		No.	DIAM (in)						
A	Entrada agua de enfriamiento		1	*						
B	Salida agua de enfriamiento		1	*						
C	Entrada de vapor		1	*						
D	Salida de agua saturada		1	*						
NOTAS:										
* Los instrumentos y tipos de boquillas también serán dados por el proveedor.										
A	29-dic-11	Para cotización		AKLN						
REV.	FECHA	DESCRIPCIÓN		ELABORÓ	REVISÓ	APROBÓ	APROBÓ			



3.7 Hojas de Datos



Hoja de Datos		Paquete Turbina de Gas		O. de T Nc		
				Página. No 1 de 1		
				Revisión No. A		
				Elaborador po AKLN		
				Aprobado por		
				Fecha: 26-jun-11		
CLIENTE:				No. De Equip: MG-301		
PLANTA: Producción de energía eléctrica y biofertilizante				CANTIDAD: 1		
UBICACIÓN Edo. Hidalgo, México				FABRICAN		
SERVICIO Producción de energía eléctrica				TIPO: Axial		
CONDICIONES DE OPERACIÓN						
TIPO: Axial de cıbro abierto (unidad paquete	No. DE ETAPAS: 1	RELACIÓN DE EXPANSI	15	rpm *		
COMBUSTIBLE: Biogás	DENSIDAD: 0.3383	Kg/m ³ @	1200	°C		
CALOR ESPECÍFICO: -	@ P cte	VISCOSIDAD	-	Cp		
CAPACIDAD: 8082.73412	Kg/h	NOM		Kg/h DIS		
TEMPERATURA (ENTRADA): 1200	°C	OP	1380	°C DIS		
TEMPERATURA (SALIDA): 551.85	°C	OP	634.6275	°C DIS		
PRESIÓN(ENTRADA): 13.8	atm	OP	15.87	atm DIS		
PRESIÓN(SALIDA): 0.817619	atm	OP	0.940261905	atm DIS		
POTENCIA 1394.582	HP					
TIPO DE ENFRIAMIENTO: Aire						
AISLAMIENTO: *	RECUBRIMIENTO: Cerámico en álabes					
PRUEBAS: Rayos X por puntos 85%	PREPARACIÓN Limpieza mecánica PESO * Kg					
COMPONENTES:						
COMPRESOR: Si	TIPO: Axial	No. De ETAPAS: *				
TEMPERATURA(ENTRADA): 27.9172735	°C	PRESIÓN:	1.6563283	atm		
TEMPERATURA(SALIDAD): 413.25	°C	PRESIÓN:	15	atm		
RELACIÓN DE COMPRESIÓN: 15						
FILTROS: SI	EFICIENCIA: *	CAÍDA DE PRESIÓN: *				
CÁMARA DE COMBSUTIÓN: SI	TIPO: tuboanaulares					
TEMPERATURA(ENTRADA): 413.25	°C	PRESIÓN(SALIDA):	15	atm		
TEMPERATURA(SALIDAD): 1200	°C	PRESIÓN(SALIDA):	13.8	atm		
ARTÍCULO:	ORROSIÓN PERMISIBL	MATERIAL:	ESPESOR:			
COMPRESOR:	*	*	*	mm		
CÁMARA DE COMSTIÓN	*	*	*	mm		
CARCASA:	*	*	*	mm		
ÁLABES:	*	*	*	mm		
TOBERAS:	*	*	*	mm		
COJINETES	*	SELLOS: *	SISTEMA DE LUBRICACIÓN *			
RECINTO ACÚSTICO:	*	SOPORTE: *				
NOTAS: * Datos dados por el proveedor						
A	29-dic-11	Para cotización	AKLN			
REV.	FECHA	DESCRIPCIÓN	ELABORÓ	REVISÓ	APROBÓ	APROBÓ



3.8 Estimado de Costos



3.8 ESTIMADO DE COSTOS

La inversión total se refiere a la cantidad total de dinero con la que se debe contar desde que el proyecto es una idea hasta su puesta en marcha. Por lo cual se involucran los costos de los equipos, el costo del terreno en donde será construida la planta, la materia prima, la mano de obra, la ingeniería, etc. (17)

A continuación en la **Tabla 16** se muestran los costos de los equipos ya instalados en sitio, este costo incluye el costo de los materiales necesarios para su montaje, como tuberías, instrumentos, cimentaciones, aislamiento, pintura, equipos eléctricos, así como mano de obra para su instalación.

Tabla 16. Costo de equipos instalados

Equipo	MXN	Equipo	MXN
TA-101	527,619	C-301	99,804
V-101	26,381	C-302	
BT-101	265,611	CC-301	9,312,138
MA-101	80,536	MG-301	
BA-101-A/B	250,689	SP-301	44,876
TR-101	13,909,650	SP-302	4,527,458
MA-102-A/B	102,639	PC-301	150,915
BA-102-A/B	199,499	MV-301	14,106,119
MA-103-A/B	88,667	MV-302	14,106,119
TR-102-A	11,361,722	EA-301	
TA-102	527,619	EA-302	
BA-103	150,769	EA-303	
SS-101	1,789,340	EA-304	3,482,405
TS-101-A/B	383,560	TP-301	
TR-201	28,488	TP-302	
FG-201	8,546	BA-301	
BA-201	96,738	EA-305	351,363
TA-201	8,009	BA-302	128,223
TA-202	3,648	ES-301	386,499
TE-301	583,594	CH-301	1,276,944



3.8 Estimado de Costos



Tabla 17. Costo de la materia prima

Materiales	MXN/años
Estiércol	6,115,294
Vapor	86,40,203
Agua de proceso	8,583,668
Agua de enfriamiento	9,820,425
Gas natural	2,274,551
Total	35,434,143

El capital de operación o trabajo es el capital adicional para sostener la planta, este capital es destinado a la compra de las materias primas, los servicios, distribución y comercialización del producto elaborado, salarios, seguros, operaciones de mantenimiento de los equipos, etc. Ver

Tabla 18.

Tabla 18. Capital de operación

Concepto	MXN/año
Predio	5,000
Mantenimiento de los equipos	9,216,320
Mantenimiento del camión	36,000
Combustible diesel	16,800
Materia prima	35,434,144
Salarios (46 personas)	3,201,600
Depreciaciones de equipo capital:	2,859,693
Total	50,769,557

La inversión total del proyecto esta integrada por el costo del equipo capital y el terreno, 2 camiones para el transporte de la materia prima y la materia primar para el arranque de la planta, así como capital de reserva para un mes de operación.

Tabla 19.



3.8 Estimado de Costos



Tabla 19. Inversión total

	MXN
Inversión en planta	83,834,226
Equipos ya instalados	79,470,383
Terreno	1,200,000
2 tractocamiones	3,000,000
Materia prima para el arranque	163,843
Reserva para un mes	4,229,396
Predio	417
Mantenimiento de los equipos	768,027
Mantenimiento del camión	3,000
Combustible	1,400
Materia prima	2,952,845
Salarios	266,800
Depreciaciones	238,308
Total	88,065,022

Para obtener el periodo de recuperación se considera que los ingresos obtenidos por la venta de energía eléctrica y biofertilizante es de 100, 886,813 MXN/año, y los egresos al año son de 50, 769,557 MXN/año, esto incluyen los gastos por mantenimiento de equipos, consumo de combustible, materia prima, salarios y depreciaciones de los equipos.

Tabla 20. Ingresos y egresos.

Ingresos	MXN/año
Energía eléctrica	11,143,993.96
Biofertilizante	89,742,819.08
Total	100,886,813.03
Egresos	MXN/año
Predio	5,000
Mantenimiento de los equipos	9,216,320
Mantenimiento del camión	36,000
Combustible diesel	16,800
Materia prima	35,434,144
Salarios (46 personas)	3,201,600
Depreciaciones de:	2,859,693
Total	50,769,557



3.8 Estimado de Costos



En la **Tabla 21** se muestra la ganancia neta obtenida después de restar la utilidad (ingresos-egresos) menos la inversión total en periodos de un año, con el fin de obtener el periodo en el cual se recupera la inversión. La inversión total es de 88,065,022 MXN (**Tabla 19**), por lo que la inversión se recupera entre el año 3 y 4.

$$RI = Utilidad \times año - Inversión$$

Despejando en la fórmula, el periodo de recuperación de la inversión es de 3.51 años.

Tabla 21. Periodo de recuperación.

Año	MXN
0	-\$88,065,021.95
1	-\$37,947,765.84
2	\$12,169,490.26
3	\$62,286,746.37
4	\$112,404,002.48
5	\$162,521,258.59
6	\$212,638,514.69
7	\$262,755,770.80
8	\$312,873,026.91
9	\$362,990,283.02
10	\$413,107,539.12



4. Conclusiones y Recomendaciones

4.1 CONCLUSIONES

Debido al gran crecimiento demográfico se seguirán demandando cada vez más servicios indispensables para la vida moderna, como es el caso de la energía eléctrica, a pesar de que su generación sea a expensas del equilibrio del planeta, por lo cual el reto en la actualidad es encontrar otras formas para producirla sin seguir dañando al ambiente y que al mismo tiempo sea tecnológicamente y económicamente factible.

La producción de energía eléctrica y biofertilizante a partir de estiércol de ganado vacuno mediante la digestión anaeróbica y cogeneración de ciclo combinado resulta ser una buena alternativa más amigable con el medio ambiente, resolviendo parte de los problemas ambientales y energéticos. El uso de estas tecnologías tienen varios beneficios expuestos a continuación:

- Las materias primas utilizadas son recursos naturales renovables y su utilización no genera residuos.
- El estiércol existe en gran abundancia y es un desecho del sector ganadero que produce efectos nocivos al ambiente, por tanto al utilizar este residuo se evita la contaminación de la atmósfera, suelo, agua y propagación de enfermedades, aprovechándolo para producir biogás y biofertilizante.
- El uso de biofertilizante regresa a la tierra la materia orgánica degradada y fácil de asimilar, así como nutrientes y hormonas vegetales necesarias para el acondicionamiento del suelo, mejorando su estructura, porosidad, evitando la deforestación. Además reduce la cantidad de fertilizantes químicos y en cultivos orgánicos elimina completamente su uso.
- El biogás es un combustible natural no fósil, y su combustión no aumenta la concentración de CO₂ en la atmósfera, porque el CO₂ emitido en los gases de combustión del biogás es el mismo que es asimilado por las plantas que posteriormente son el alimento del ganado, los animales utilizan parte de este carbono para sintetizar biomoléculas para su propio desarrollo y el



4. Conclusiones y Recomendaciones



resto sale en forma de estiércol, una parte se convierte en biogás que con su combustión genera nuevamente emisiones de CO₂ a la atmósfera y el resto se queda en el biofertilizante que es regresado a la tierra. A diferencia de los combustibles fósiles que liberan CO₂ proveniente del petróleo que se encontraba almacenado. Así que la implementación de este proyecto estará evitando la liberación de 9, 526,436.30 kg/año de CO₂ a la atmósfera.

- Al utilizar cogeneración de ciclo combinado se aprovecha el uso del biogás para generar energía eléctrica.
- Se cubre una parte del abastecimiento de energía eléctrica demandada por la población.
- El estimado de costos indica que la planta es rentable y se recupera la inversión en 3.5 años.

Aunque este proyecto no soluciona por completo la contaminación ambiental y por otro lado se siga dependiendo de los combustibles fósiles, si aporta una alternativa real para el manejo de los residuos ganaderos y para disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero, contribuyendo a revertir el deterioro del planeta, utilizando los recursos de manera inteligente para que la vida como se conoce hasta ahora pueda continuar.

4.2 RECOMENDACIONES

Se recomienda que para la producción de biogás se analice la materia prima que se utilizará en el biodigestor, para determinar su composición exacta, ya que los datos mostrados solo se deben tomar como orientativos, pues se debe recordar que la composición puede variar mucho dependiendo de la fuente de obtención de la materia prima.

Para el cálculo de la inversión total de la planta se deben de tomar en cuenta también los servicios auxiliares, así como la parte de construcción de oficinas, enfermería, comedor, con toda la infraestructura que vaya a contar la planta. También se debe adicionar los gastos por cargos bancarios, seguros, licencias, permisos y trámites gubernamentales que se requieran.



5. Bibliografía

LIBROS:

- (1) ALEXANDER, Peter [et. al.]. *Biología*. Estados Unidos de América: Prentice Hall, 1992. pp. 150, 627-631 y 657-669.
ISBN: 0139783210
- (2) BRANAN, Carl R. *Soluciones Prácticas para el Ingeniero Químico*. 2ª. ed. México, D.F. : McGraw-Hill, 2000. Pp. 110-146 y 403-411.
ISBN: 0884157881
- (3) CENGEL, Yunus A. y BOLES, Micael A. “Ciclos de Potencia de Gas”. En su: *Termodinámica*. 6ª. ed. México, D.F. : McGraw-Hill, 2009. pp. 493-559.
ISBN: 9789791072868
- (4) CENGEL, Yunus A. y BOLES, Micael A. “Ciclos de Potencia de Vapor y Combinados”. En su: *Termodinámica*. 6ª. ed. México, D.F. : McGraw-Hill, 2009. pp. 561-616.
ISBN: 9789791072868
- (5) CHANG, Raymond y COLLEGE, Williams. *Química*. 7ª. ed. México, D.F. : McGraw-Hill, 2003. pp. 116-119 y 952.
ISBN: 0073656011
- (6) CHANG, Raymond y COLLEGE, Williams. “La química de la atmósfera”. En su: *Química*. 7ª. ed. México, D.F. : McGraw-Hill, 2003. Pp. 701-731.
ISBN: 0073656011
- (7) CRANE. *Flujo de fluidos en válvulas, accesorios y tuberías*. Naucalpan de Juárez, Edo. México: McGraw-Hill, 1992.
ISBN: 9684518463
- (8) CURTIS, Helena y BARNES, N. Sue. *Biología*. 6ª. ed. Buenos Aires: Médica Panamericana, 2001. pp. 262-263, 732-735, 757-759, 1449-1456, 1460-1461 y 1486. ISBN: 950060423
- (9) EGGELING, Gerhard, MACKENSEN, Götz y SASSE, Ludwing. *Production and utilization of biogas in rural areas of industrialized and developing countries*. Eschborn, Alemania: Deutsche essellschaft für Technische Zusammenarbeit. 1985. Pp. 51-96.



5. Bibliografía



- (10) HERNÁNDEZ, Alicia. “El tratamiento biotecnológico de los desechos sólidos y las aguas residuales”. En su: *Microbiología Industrial*. Costa Rica: EUNED, 2003. pp. 215-255. ISBN: 9789968312554
- (11) MACKENZIE L. Davis. *Ingeniería y Ciencias Ambientales*. México, D.F. : McGraw-Hill, 2005. pp. 445-447.
ISBN: 001044733
- (12) MARCHAIM, Uri. *Biogas processes for sustainable development*. Roma: FAO 95. 1992. Pp. 51-60.
ISBN: 921031266
- (13) ONGLEY, E.D. *Lucha contra la contaminación agrícola de los recursos hídricos*. Roma: Estudio FAO Riego y Drenaje 55. 1997. pp. 46-54. ISBN: 10204393
- (14) PERRY, Robert H. “Cogeneración”. En su: *Manual del Ingeniero Químico*, Tomo III. 6ª. ed. (3ª. en español). México, D.F.: McGraw-Hill. 1994. pp. 9-92 – 9-100.
ISBN: 9684220960
- (15) PERRY, Robert H. “Turbinas de Gas”. En su: *Manual del Ingeniero Químico*, Tomo IV. 7ª. ed. (4ª. en español). España: McGraw-Hill. 2001. pp. 29-35 – 29-56.
ISBN: 8448130081
- (16) PERRY, Robert H. “Turbinas de Vapor”. En su: *Manual del Ingeniero Químico*, Tomo VI. 6ª. ed. (3ª. en español). España: McGraw-Hill. 2001. pp. 24-20 – 24-32.
ISBN: 8448130081
- (17) PETERS, Max S. y TIMMERHAUS, Klaus D. *Plant Design and Economics for Chemical Engineers*. 4a. ed. New York: McGraw-Hill, 1991. pp. 150-170.
ISBN: 0071008713
- (18) POPPER, Herbert. *Modern Cost Engineering Techniques*. EUA: McGraw-Hill, 1970.
ISBN: 070505306
- (19) ROSS, Stephen A., WESTERFIELD, Randolph W., JEFFE, Jeffry F. *Finanzas corporativas*. 8ª. ed. México, D.F. : McGraw-Hill, 2003.
ISBN: 0073105902



5. Bibliografía



- (20) STANIER, Roger Y. [et. al.]. *Microbiología*. 2ª. ed. Barcelona, España: Reverté, S. A. 1992. pp. 356-365.
ISBN: 8429118683
- (21) URBANO Terrón, Pedro. “Los fertilizantes orgánicos”. En su: Tratado de Fitotecnia General. 2ª. ed. Madrid, España: Mundi-Prensa, 1995. Pp. 384-408.
ISBN: 8471143860
- (22) ZINSSER, Hans y WOLFGANG, K. *Microbiología*. 20ª. ed. Buenos Aires: Panamericana, 1994. pp. 52-97.
ISBN: 9500626152

TESIS:

- (23) ETCHARREN Ulloa, Pablo Andrés. Diseño de un sistema de biofiltración para la eliminación de olores en la fábrica “Lubascher y Krause” Temuco. Tesis (Licenciado en Ciencias de la Ingeniería). Temuco, Chile: Universidad Católica de Temuco, Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Ambiental, 2005. 178 p.
- (24) PEREZ Priego, Carlo Arturo. Producción y distribución de biogás. Tesis (Ingeniero Mecánico Electricista). Cuautitlán Izcalli, Edo de México: Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Estudios Superiores Cuautitlán. 2008. 67 pp.
- (25) RAMÍREZ Muñoz, Martín. Viabilidad de un proceso para la eliminación conjunta de H₂S y NH₃ contenido en efluentes gaseosos. Tesis (Grado de doctorado). Puerto Real, España: Universidad de Cádiz, Facultad de Ciencias, Departamento de Ingeniería Química, Tecnología de Alimentos y Tecnologías del Medio Ambiente. 2007. 281 pp.
- (26) REYES Morales, Yamilet Nayeli. Generación de energía eléctrica a partir de residuos con biodigestores. Tesis (Ingeniero Eléctrico-Electrónico). México, D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería. 2010. 199 pp.



5. Bibliografía



ARTÍCULOS DE REVISTAS:

- (27) CHAPPLET C., Paula. Planta de Tratamiento de Aguas la Farfana. Bit. (62): 30-34. 2008.
- (28) El-MASHAD, Hamed M. y ZHANG, Ruihong. Biogas production from co-digestion of dairy manure and food waste. Bioresource Technology. 101 (11): 4021-4028. 2010.
- (29) FUSHIMI, A. [et. al.]. Cogeneración con Ciclo combinado. Argentina. Asades. 12.: 07.49-07.56. 2008. ISBN: 03195184
- (30) KAPARAJU, Prasad, ELEGAARD, Lars, y ANGELIDAKI, Irini. Optimisation of biogas productio from manure through serial digestion: *Lab-scale and pilot-scale studies.* Bioresource Technology. 100 (2): 701-709. 2009.
- (31) PÉREZ, Heidy y VILLA, Pilar. Desulfuración Biológica: “Una Alternativa para el tratamiento de Emisiones de Gases a la Atmósfera”. Agua Latinoamérica, 5 (3): 17-20.

DOCUMENTOS DE INTERNET:

- (32) AROSA Rouco, Guillermo y MURADAS Arcay, Pablo. Cogeneración. Ciclos Combinados. Curso de biomasa forestal. Vigo, España: Universidad de Vigo, Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial. 2006. 16 pp. [Fecha de consulta: 15 de marzo de 2011] Disponible en:
<http://193.146.36.56/aulaempresa/trabajos/TRABAJOS%202006/Gullermo%20Arosa%20Rouco%20y%20Pablo%20Muradas%20Arcay/trabajo%20final%20biomasa.pdf>
- (33) BOTERO, Raúl y PRESTON, Thomas R. Biodigestor de bajo costo para la producción de combustible y fertilizante a partir de excretas “Manual para su instalación, operación y utilización”. [Fecha de consulta: 14 de febrero de 2011]. Disponible en:
<http://www.produccion-animal.com.ar/Biodigestores/04-biodigestores.pdf>
- (34) Calderón, C. Resultados de utilización de biol en diferentes cultivos en Cajamarca, ITINTEC, Perú, 1980. [Fecha de consulta: 26 de febrero de 2011]. Disponible en: <http://bases.bireme.br/cgi->



5. Bibliografía



bin/wxislind.exe/iah/online/?IisScript=iah/iah.xis&src=google&base=REPI DISCA&lang=p&nextAction=lnk&exprSearch=129614&indexSearch=ID

- (35) Características Principales de una Turbina de Gas. [Fecha de consulta: 20 de marzo de 2011]. Disponible en:
<http://www.emc.uji.es/asignatura/obtener.php?letra=3&codigo=59&fichero=1086018789359>
- (36) CARRILLO, Leonor. *Microbiología Agrícola*. [en línea]. Argentina: Universidad Nacional de Salta. 2003. [Fecha de consulta: 17 de febrero de 2011]. Capítulo 5. Rumen y Biogás. Disponible en:
<http://www.unsa.edu.ar/matbib/micragri/micagricap5.pdf>
ISBN: 9879381165
- (37) Ciclo Brayton [Fecha de consulta: 1 de enero de 2012]. Disponible en:
http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Ts_Real_Brayton_Cycle_2.png
- (38) Ciclo Rankine [Fecha de consulta: 24 de febrero de 2012]. Disponible en:
http://commons.wikimedia.org/wiki/File:CR-Prozess_T-s-Diagramm.jpg
- (39) El Banco Mundial. Indicadores del desarrollo mundial, “Emisiones de CO2 per cápita”, (2012), [Fecha de consulta: 27 de febrero de 2012]. Disponible en:
http://www.google.com.mx/publicdata/explore?ds=d5bncppjof8f9_&met_y=en_atm_co2e_pc&idim=country:MEX&dl=es&hl=es&q=emisiones+de+co2
- (40) FAO (Food and Agriculture Organization of the United Nations). [Fecha de consulta: 30 de marzo de 2012] Disponible en: <http://www.fao.org/>
- (41) FAO, Agricultura “climáticamente inteligente”. Roma, Italia, 2010. [Fecha de consulta: 23 de diciembre de 2011]. Disponible en:
<http://www.fao.org/docrep/013/i1881s/i1881s00.htm>
- (42) FAO, Climate change mitigation and adaptation in agriculture, forestry and fisheries. Roma. 2008. [Fecha de consulta: 22 de diciembre de 2011]. Disponible en: <ftp://ftp.fao.org/docrep/fao/meeting/013/ai782e.pdf>
- (43) FDA, U.S. (Food and Drug Administration). [Fecha de consulta: 15 de febrero de 2012]. Disponible en: <http://www.fda.gov/>
- (44) FDA, U.S. Protecting and Promoting Your Health, Directivas para la Industria Guía para Reducir al mínimo el Riesgo Microbiano en los



5. Bibliografía



- alimentos, para Frutas y Hortalizas Frescas. EUA. 1998. [Fecha de consulta: 1 de enero de 2012]. Disponible en: <http://www.fda.gov/Food/GuidanceComplianceRegulatoryInformation/GuidanceDocuments/ProduceandPlanProducts/ucm188933.htm#iii>
- (45) FERRAN, Relea. [et. al.]. Aprovechamiento energético de biogás de depósito controlado mediante microturbinas y eliminación biológica de ácido sulfhídrico y siloxanos. (Documento técnico de la empresa MICROPHILOX). [Fecha de consulta: 16 de septiembre de 2011]. Disponible en: http://ec.europa.eu/environment/life/project/Projects/index.cfm?fuseaction=home.showFile&rep=file&fil=LIFE05_ENV_E_000319_LAYMAN_ES.pdf
- (46) Hoja de Datos de Seguridad Dióxido de Carbono. [Fecha de consulta: 1 de enero de 2011]. Disponible en: <http://www.ar.airliquide.com/file/otherelement/pj/msds%20di%C3%A3%C2%B3xido%20de%20carbono40214.pdf>
- (47) Hoja de Seguridad IX Metano. [Fecha de consulta: 1 de enero de 2011]. Disponible en: <http://www.quimica.unam.mx/IMG/pdf/9metanol.pdf>
- (48) Hoja de Seguridad XIX Sulfuro de Hidrógeno. [Fecha de consulta: 2 de febrero de 2011] Disponible en: <http://www.quimica.unam.mx/IMG/pdf/19sulfuroh.pdf>
- (49) HILBERT, Jorge A. Manual para la producción de biogás, Argentina: Instituto de Ingeniería Rural, I.N.T.A.-Castelar,. [Fecha de consulta:]. Disponible en: <http://inta.gob.ar/documentos/manual-para-la-produccion-de-biogas/>
<http://193.146.36.56/aulaempresa/trabajos/TRABAJOS%202006/Gullermo%20Arosa%20Rouco%20y%20Pablo%20Muradas%20Arcay/trabajo%20final%20biomasa.pdf>
- (50) INE (Instituto Nacional de Ecología). [Fecha de consulta: 27 de marzo de 2012]. Disponible en: <http://www.ine.gob.mx/>
- (51) INEGI. Existencias de Ganado Bovino Según Rango de edad por Entidad y Municipio. [Fecha de consulta: 21 de marzo de 2012]. Disponible en: <http://www.inegi.org.mx/sistemas/TabuladosBasicos/Default.aspx?c=1717&s=est>



5. Bibliografía



- (52) IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change). [Fecha de consulta: 30 de marzo de 2012] Disponible en:
http://www.ipcc.ch/home_languages_main_spanish.shtml
- (53) NST de Venezuela, C.A. Manual de Operación & Mantenimiento Equipo: Cabezal Desaireador UDA-RVF. [Fecha de consulta: 6 de junio de 2011]. Disponible en: <http://www.nstvenezuela.com/cartas/MANUAL-OPERACION-MANTENIMIENTO-DESAIREADOR.pdf>
- (54) OPEX energy. Ciclos combinados. Caldera de Recuperación. [Fecha de consulta: 3 de abril de 2011]. Disponible en:
http://www.opexenergy.com/ciclos/calderas_hrsg.html
- (55) Rastrojo.[Fecha de consulta: 10 de abril de 2012]. Disponible en:
<http://es.wikipedia.org/wiki/Rastrojo>
- (56) SEMARNAT (Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales). [Fecha de consulta: 2 de febrero de 2012]. Disponible en: semarnat.gob.mx
- (57) SEMARNAT. Cambio climático en México. Consulta temática [Fecha de consulta: 12 de febrero de 2012]. Disponible en:
http://dgeiawf.semarnat.gob.mx:8080/ibi_apps/WFServlet?IBIF_ex=D3_R_AIRE02_01&IBIC_user=dgeia_mce&IBIC_pass=dgeia_mce
- (58) SEMARNAT e INE. Cambio Climático en México. [Fecha de consulta: 11 de febrero de 2012]. Disponible en:
http://cambio_climatico.ine.gob.mx/comprendercc/queeselcc/queeselcc.html
- (59) SEMARNAT. Compendio de Estadísticas Ambientales 2010. [Fecha de consulta: 23 de enero de 2012]. Disponible en:
http://aplicaciones.semarnat.gob.mx/estadisticas/compendio2010/10.100.13.5_8080/ibi_apps/WFServletcc38.html
- (60) SEMARNAT e INE. La Ciencia del Cambio Climático. México, 2007. [Fecha de consulta: 28 de enero de 2012]. Disponible en :
<http://www.ine.gob.mx/cclimatico/ciencia.html>
- (61) SEMARNAT e IMTA. Videos en Línea. [Fecha de consulta: 11 de abril de 2012]. Disponible en:
http://www.imta.mx/index.php?Itemid=90&id=315&option=com_content&view=article



5. Bibliografía



- (62) SEMARNAT. (México). NOM-085-SEMARNAT-1994: Norma oficial mexicana NOM-085-SEMARNAT-1994 Contaminación Atmosférica-Fuentes Fijas-Para Sólidos, Líquidos o Gases o cualquiera de sus combinaciones, que establece los niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de humos, partículas suspendidas totales, bióxido de azufre y óxidos de nitrógeno y los requisitos y condiciones para la operación de los equipos de calentamiento indirecto por combustión, así como los niveles máximos permisibles de emisiones de bióxido de azufre en los equipos de calentamiento directo por combustión. 2003. 22. pp. [Fecha de consulta: 7 de septiembre de 2011]. Disponible en:
<http://www.semarnat.gob.mx/leyesynormas/Pages/fuentesfijas.aspx>
- (63) Soluciones Prácticas ITDG. Tecnologías desafiando la pobreza, Lima, Perú. [Fecha de consulta: 1 de abril de 2011]. Disponible en:
<http://www.solucionespracticas.org.pe/fichastecnicas/pdf/FichaTecnica15-Conceptos%20de%20la%20energia%20de%20la%20biomasa.pdf>
- (64) Sumideros. [Fecha de consulta: 10 de abril de 2012]. Disponible en:
<http://www.miliarium.com/monografias/Kioto/sumideros.htm>
- (65) THERMAL ENGINEERING LTDA. Auditorías Energéticas. Importantes resultados se obtienen con la realización de auditorías energéticas aplicadas a los sistemas de generación, distribución y consumo de vapor. La reducción de costos es uno de ellos. [Fecha de consulta: 4 de enero de 2011]. Disponible en:
http://www.thermal.cl/prontus_thermal/site/artic/20110602/asocfile/20110602102250/articulo_auditoria_energetica.pdf
- (66) UNEP (United Nations Environment Programme), GRID ARENDAL and Environmental Knowledge for Change. 1. Emisiones de CO2 en el mundo y en América Latina y el Caribe. [Fecha de consulta: 1 de enero de 2012]. Disponible en: <http://www.grida.no/publications/vg/lacsp/page/2770.aspx>
- (67) United Nations Framework Convention on Climate Change. [Fecha de consulta: 2 de marzo de 2012]. Disponible en:
http://unfccc.int/porta1_espanol/items/3093.php



Anexo 1. Definiciones

BIOMOLÉCULAS

Son las moléculas de las que están constituidos los seres vivos y son los carbohidratos, lípidos, proteínas y ácidos nucleicos.

CAMALOTE



Nombre común a varias plantas acuáticas de ríos y lagunas de América del Sur. Sus hojas y tallos son flotantes. El conjunto de estas plantas que enredadas a otras, de diferentes especies, forman como islas flotantes.

CIÉNEGA



Lugar pantanoso o lleno de cieno; es decir, tierras bajas, saturadas de humedad, generalmente cubiertas por vegetación hidrófila.

DIGESTIÓN O BIODIGESTIÓN

Procesos del metabolismo bacteriano en el cual se degrada la materia orgánica en sustancias más simples.

FERMENTACIÓN

Degradación de compuestos orgánicos en ausencia de oxígeno.

FITORREGULADOR

Las fitohormonas son compuestos orgánicos sintetizados en un órgano o sistema de la planta y que se translocan a otro órgano donde a muy bajas concentraciones provocan una respuesta fisiológica.



HUMEDALES

Los humedales son superficies terrestres que se caracterizan por estar permanente o temporalmente inundadas con aguas poco profundas corrientes o estancadas, que pueden ser dulces, salobres o salinas.

METABOLISMO

La suma de todas las actividades químicas que se llevan a cabo en un ser viviente, incluye actividades, tales como, la degradación del alimento, la obtención de energía y el uso de la materia para producir nueva materia viviente. El metabolismo se divide en dos procesos conjugados: *catabolismo* y *anabolismo*. Las *reacciones catabólicas* liberan energía ya que las reacciones llevadas a cabo para degradar un compuesto se libera la energía retenida en sus enlaces químicos. Las *reacciones anabólicas*, en cambio, utilizan esta energía liberada para recomponer enlaces químicos y construir componentes de las células como lo son las proteínas y los ácidos nucleicos. El catabolismo y el anabolismo son procesos acoplados que hacen al metabolismo en conjunto, puesto que cada uno depende del otro.

RASTROJO

Conjunto de restos de tallos y hojas que quedan en el terreno tras cortar un cultivo.

SALOBRE

Agua que tiene una mayor concentración de sal en comparación con el agua dulce pero menor a el agua de mar.

SINERGIA

El resultado de la acción conjunta de dos o más microorganismos distintos.

SUMIDERO DE CO₂

Es un depósito natural o artificial (sistema o proceso) de carbono capaz absorbe el carbono de la atmósfera. Por ejemplo, los minerales, el petróleo, gas natural, rocas calizas, los océanos, los vegetales. La fotosíntesis es el principal proceso de secuestro de carbono.



Anexo 2: Emisiones de gases de efecto invernadero en México



Anexo 2. Emisiones de gases de efecto invernadero en México

Tabla 22. Emisiones de gases de efecto invernadero en México por categorías de emisión (59).

Categoría de Emisión	Subcategoría de Emisión	Año	CO2	CH4	N2O	HFC's	PFC	SF6
Consumo de Combustibles fósiles	Industria generadora de energía	1990	104,572.73	59.02	73.85	-	-	-
		1991	107,320.03	63.09	74.23	-	-	-
		1992	106,052.37	60.97	74.72	-	-	-
		1993	105,957.00	58.27	84.91	-	-	-
		1994	120,787.64	65.16	100.43	-	-	-
		1995	109,646.01	60.74	103.03	-	-	-
		1996	119,917.56	65.27	121.47	-	-	-
		1997	124,184.77	65.62	120.77	-	-	-
		1998	138,232.41	75.98	126.79	-	-	-
		1999	135,498.61	76.62	128.56	-	-	-
		2000	144,443.38	84.97	132.91	-	-	-
		2001	147,414.65	91.95	155.36	-	-	-
		2002	152,581.86	108.63	179.35	-	-	-
		2003	156,417.26	119.12	204.71	-	-	-
	2004	145,106.04	121.58	168.36	-	-	-	
	2005	150,658.69	118.82	211.87	-	-	-	
	2006	148,792.86	134.46	209.85	-	-	-	
	Manufactura e industria de la construcción	1990	55,769.37	72.16	161.96	-	-	-
		1991	55,344.53	79.28	170.42	-	-	-
		1992	55,757.22	75	164.44	-	-	-
		1993	49,469.03	77.05	171.69	-	-	-
		1994	50,357.08	68.55	158.64	-	-	-
		1995	49,620.71	75.51	175.33	-	-	-
		1996	55,608.28	77.96	181.72	-	-	-
		1997	55,862.94	83.04	194.55	-	-	-
		1998	56,399.98	84.94	198.32	-	-	-
		1999	52,503.79	78.32	186.04	-	-	-
		2000	52,676.42	75.59	174.67	-	-	-
		2001	47,731.38	76.03	177.5	-	-	-
	2002	49,498.01	74.75	178.42	-	-	-	
	2003	48,972.32	76.27	179.8	-	-	-	
	2004	58,079.08	81.74	190.1	-	-	-	
	2005	57,005.10	88.15	204.48	-	-	-	
	2006	56,552.35	83.82	196	-	-	-	
	Transporte	1990	87,872.26	388.4	888.38	-	-	-
		1991	93,813.56	417.5	954.76	-	-	-
1992		93,609.47	420.54	958.43	-	-	-	
1993		95,778.36	423.83	1,231.58	-	-	-	
1994		100,319.74	432.73	1,520.62	-	-	-	
1995		95,380.49	413.53	1,703.64	-	-	-	
1996		97,723.70	410.47	2,290.98	-	-	-	
1997		100,408.37	403.82	3,033.41	-	-	-	
1998	103,451.80	398.72	3,906.34	-	-	-		



Anexo 2: Emisiones de gases de efecto invernadero en México



Categoría de Emisión	Subcategoría de Emisión	Año	CO2	CH4	N2O	HFC's	PFC	SF6	
Consumo de Combustibles fósiles	Transporte	1999	104,846.51	388.6	4,310.10	-	-	-	
		2000	109,410.77	397.39	5,026.94	-	-	-	
		2001	109,298.67	385.13	5,967.30	-	-	-	
		2002	110,806.10	382.44	6,740.82	-	-	-	
		2003	114,549.26	387.25	7,203.55	-	-	-	
		2004	129,824.12	434.65	8,815.18	-	-	-	
		2005	126,797.07	408.13	9,164.05	-	-	-	
	2006	134,126.37	419.46	10,145.02	-	-	-		
	Otros sectores (comercial, residencial y agricultura)	1990	27,042.39	1,005.67	358.53	-	-	-	
		1991	28,032.63	1,020.75	364.59	-	-	-	
		1992	30,040.59	1,033.99	373.24	-	-	-	
		1993	31,401.64	1,041.71	382.16	-	-	-	
		1994	32,140.31	1,050.00	387.24	-	-	-	
		1995	31,609.99	1,057.18	389.23	-	-	-	
		1996	32,653.51	1,066.34	395.28	-	-	-	
		1997	32,822.27	1,074.39	398.01	-	-	-	
		1998	33,917.03	1,081.83	403.12	-	-	-	
		1999	29,647.68	1,088.50	396.73	-	-	-	
		2000	30,423.39	1,088.89	398.55	-	-	-	
		2001	29,694.26	1,085.77	395.96	-	-	-	
		2002	29,940.93	1,084.18	396.23	-	-	-	
		2003	30,547.00	1,082.64	396.07	-	-	-	
		2004	31,306.44	1,082.14	397.44	-	-	-	
		2005	29,787.69	1,078.98	392.53	-	-	-	
		2006	30,568.10	1,079.23	394.65	-	-	-	
		Emisiones fugitivas de combustibles	Combustibles sólidos	1990	-	2,365.65	-	-	-
1991				-	2,128.81	-	-	-	-
1992	-			1,909.53	-	-	-	-	
1993	-			2,266.72	-	-	-	-	
1994	-			2,548.52	-	-	-	-	
1995	-			2,556.25	-	-	-	-	
1996	-			2,951.95	-	-	-	-	
1997	-			2,700.87	-	-	-	-	
1998	-			2,681.28	-	-	-	-	
1999	-			2,833.74	-	-	-	-	
2000	-			3,177.32	-	-	-	-	
2001	-			2,688.17	-	-	-	-	
2002	-			2,537.24	-	-	-	-	
2003	-		2,918.89	-	-	-	-		
2004	-		2,541.23	-	-	-	-		
2005	-		2,602.59	-	-	-	-		
2006	-		2,410.34	-	-	-	-		
Petróleo y gas natural	1990		-	30,564.72	-	-	-	-	
	1991		-	29,841.59	-	-	-	-	
	1992		-	29,409.11	-	-	-	-	
	1993		-	31,285.80	-	-	-	-	
	1994		-	33,502.50	-	-	-	-	
	1995		-	33,118.36	-	-	-	-	
	1996		-	33,457.87	-	-	-	-	
	1997		-	34,429.44	-	-	-	-	
	1998		-	39,399.15	-	-	-	-	
	1999	-	39,504.40	-	-	-	-		
	2000	-	39,820.80	-	-	-	-		
	2001	-	38,505.08	-	-	-	-		



Anexo 2: Emisiones de gases de efecto invernadero en México



Categoría de Emisión	Subcategoría de Emisión	Año	CO2	CH4	N2O	HFC's	PFC	SF6
Emisiones fugitivas de combustibles	Petróleo y gas natural	2002	-	38,164.75	-	-	-	-
		2003	-	39,749.70	-	-	-	-
		2004	-	39,377.48	-	-	-	-
		2005	-	40,453.12	-	-	-	-
		2006	-	44,984.73	-	-	-	-
Productos minerales	Sin subcategoría	1990	16,598.93	-	-	-	-	-
		1991	17,528.87	-	-	-	-	-
		1992	18,851.19	-	-	-	-	-
		1993	20,056.93	-	-	-	-	-
		1994	21,685.21	-	-	-	-	-
		1995	19,642.43	-	-	-	-	-
		1996	22,847.53	-	-	-	-	-
		1997	25,623.07	-	-	-	-	-
		1998	25,559.08	-	-	-	-	-
		1999	25,914.97	-	-	-	-	-
		2000	31,570.11	-	-	-	-	-
		2001	33,602.30	-	-	-	-	-
		2002	31,783.86	-	-	-	-	-
		2003	30,540.79	-	-	-	-	-
2004	38,238.58	-	-	-	-	-		
2005	32,038.89	-	-	-	-	-		
2006	37,882.44	-	-	-	-	-		
Industria química	Sin subcategoría	1990	6,432.60	88.67	747.07	-	-	-
		1991	6,460.12	83.87	864.26	-	-	-
		1992	6,620.84	86.1	551.94	-	-	-
		1993	5,513.79	74.14	601.19	-	-	-
		1994	6,116.66	81.88	660.01	-	-	-
		1995	6,123.95	87.29	1,083.94	-	-	-
		1996	6,121.59	86.96	1,314.26	-	-	-
		1997	5,548.69	85.1	1,076.05	-	-	-
		1998	5,072.43	85.9	1,003.22	-	-	-
		1999	3,908.88	81.34	872.55	-	-	-
		2000	3,532.25	83.05	510.62	-	-	-
		2001	2,915.90	72.58	425.19	-	-	-
		2002	2,815.15	70.29	311.66	-	-	-
		2003	2,664.36	73.98	331.29	-	-	-
2004	2,835.38	77.95	332.96	-	-	-		
2005	2,677.21	75.23	336.91	-	-	-		
2006	2,846.38	77.35	360.79	-	-	-		
Producción de metales	Sin subcategoría	1990	9,320.83	1.27	-	-	435.5	-
		1991	7,699.42	0.61	-	-	431.77	-
		1992	7,976.21	0.57	-	-	159.97	-
		1993	8,435.05	1.17	-	-	166.42	-
		1994	8,927.44	1.07	-	-	-	-
		1995	10,592.11	1.45	-	-	67.17	-
		1996	11,169.67	1.45	-	-	396.43	-
		1997	12,103.74	1.67	-	-	428.02	-
		1998	12,905.66	1.5	-	-	398.95	-
		1999	13,127.82	-	-	-	404.67	-
		2000	12,812.08	0.01	-	-	394.77	-
		2001	10,521.41	-	-	-	332.2	-
		2002	10,642.24	-	-	-	251.57	-
		2003	11,979.23	-	-	-	161.26	-
2004	13,021.85	-	-	-	-	-		



Anexo 2: Emisiones de gases de efecto invernadero en México



Categoría de Emisión	Subcategoría de Emisión	Año	CO2	CH4	N2O	HFC's	PFC	SF6
Producción de metales	Sin subcategoría	2005	12,456.90	-	-	-	-	-
		2006	12,118.22	-	-	-	-	-
Consumo de halocarbonos y hexafluoruro de azufre	Sin subcategoría	1990	-	-	-	-	-	344.48
		1991	-	-	-	-	-	271.34
		1992	-	-	-	40.35	-	311.49
		1993	-	-	-	382.05	-	288.19
		1994	-	-	-	465.96	-	280.07
		1995	-	-	-	1,061.72	-	302.41
		1996	-	-	-	1,481.37	-	192.78
		1997	-	-	-	2,097.95	-	180.59
		1998	-	-	-	2,638.26	-	192.07
		1999	-	-	-	3,137.67	-	276.24
		2000	-	-	-	4,243.19	-	547.82
		2001	-	-	-	3,772.96	-	444.81
		2002	-	-	-	4,296.54	-	643.73
		2003	-	-	-	4,354.95	-	621.48
2004	-	-	-	4,122.60	-	1,106.82		
2005	-	-	-	5,654.46	-	666.53		
2006	-	-	-	6,016.14	-	654.08		
Fermentación entérica	Sin subcategoría	1990	-	38,802.61	-	-	-	-
		1992	-	37,947.28	-	-	-	-
		1994	-	37,255.07	-	-	-	-
		1996	-	35,752.48	-	-	-	-
		1998	-	36,548.34	-	-	-	-
		2000	-	36,321.15	-	-	-	-
		2002	-	37,366.88	-	-	-	-
		2004	-	37,250.01	-	-	-	-
2005	-	36,985.00	-	-	-	-		
2006	-	37,180.99	-	-	-	-		
Manejo de estiércol	Sin subcategoría	1990	-	1,167.29	6.26	-	-	-
		1992	-	1,127.27	6	-	-	-
		1994	-	1,162.84	6.16	-	-	-
		1996	-	1,124.46	5.92	-	-	-
		1998	-	1,134.06	6	-	-	-
		2000	-	1,131.28	6.02	-	-	-
		2002	-	1,154.45	6.14	-	-	-
		2004	-	1,159.01	6.17	-	-	-
2005	-	1,159.68	6.14	-	-	-		
2006	-	1,168.82	6.18	-	-	-		
Cultivo de arroz	Sin subcategoría	1990	-	310.08	-	-	-	-
		1992	-	294.68	-	-	-	-
		1994	-	247.58	-	-	-	-
		1996	-	242.3	-	-	-	-
		1998	-	267.2	-	-	-	-
		2000	-	224.8	-	-	-	-
		2002	-	122.79	-	-	-	-
		2004	-	158.03	-	-	-	-
2005	-	145.59	-	-	-	-		
2006	-	178.5	-	-	-	-		
Suelos agrícolas	Sin subcategoría	1990	-	-	7,100.48	-	-	-
		1992	-	-	6,631.85	-	-	-
		1994	-	-	6,790.83	-	-	-
		1996	-	-	6,906.19	-	-	-
		1998	-	-	7,441.21	-	-	-



Anexo 2: Emisiones de gases de efecto invernadero en México



Categoría de Emisión	Subcategoría de Emisión	Año	CO2	CH4	N2O	HFC's	PFC	SF6
Suelos agrícolas	Sin subcategoría	2000	-	-	7,800.50	-	-	-
		2002	-	-	7,449.32	-	-	-
		2004	-	-	6,974.56	-	-	-
		2005	-	-	6,776.68	-	-	-
		2006	-	-	6,969.35	-	-	-
Quemas insitu de residuos agrícolas	Sin subcategoría	1990	-	32.76	7.98	-	-	-
		1992	-	34.19	8.33	-	-	-
		1994	-	33.28	8.11	-	-	-
		1996	-	36.36	8.86	-	-	-
		1998	-	38.69	9.42	-	-	-
		2000	-	34.79	8.47	-	-	-
		2002	-	37.46	9.13	-	-	-
		2004	-	37.32	9.09	-	-	-
Disposición de residuos sólidos en suelo	Sin subcategoría	2005	-	41.78	10.18	-	-	-
		2006	-	38.82	9.46	-	-	-
		1990	-	17,158.33	-	-	-	-
		1992	-	20,693.68	-	-	-	-
		1994	-	25,433.09	-	-	-	-
		1996	-	31,176.59	-	-	-	-
		1998	-	39,090.71	-	-	-	-
		2000	-	37,826.48	-	-	-	-
Manejo y tratamiento de aguas residuales	Sin subcategoría	2002	-	40,690.08	-	-	-	-
		2004	-	48,151.74	-	-	-	-
		2005	-	49,267.89	-	-	-	-
		2006	-	51,193.00	-	-	-	-
		1990	-	14,640.52	1,584.10	-	-	-
		1992	-	18,262.49	1,657.78	-	-	-
		1994	-	24,784.73	1,736.00	-	-	-
		1996	-	27,043.31	1,800.02	-	-	-
Incineración de residuos	Sin subcategoría	1998	-	27,081.70	1,848.43	-	-	-
		2000	-	29,599.82	1,899.53	-	-	-
		2002	-	33,476.13	1,943.95	-	-	-
		2004	-	43,152.85	1,989.41	-	-	-
		2005	-	43,018.57	2,012.16	-	-	-
		2006	-	46,184.10	2,043.70	-	-	-
		1990	3.4	-	0.16	-	-	-
		1992	3.4	-	0.16	-	-	-
1994	3.4	-	0.16	-	-	-		
1996	5.75	-	0.43	-	-	-		
1998	77.42	-	3.5	-	-	-		
2000	102.12	-	4.99	-	-	-		
2002	102	-	4.62	-	-	-		
2004	156.47	-	7.07	-	-	-		
2005	175.94	-	7.94	-	-	-		
2006	197.8	-	8.9	-	-	-		

* Las unidades están en miles de toneladas.



Anexo 2: Emisiones de gases de efecto invernadero en México



Tabla 23. Emisiones totales de gases de efecto invernadero en México (59).

Año	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	HFC's	PFC	SF ₆
1990	388,065.44	106,734.36	10,985.37	717.70	435.50	344.48
1991	396,958.86	33,888.43	2,619.23	833.03	431.77	271.34
1992	400,310.43	111,397.63	10,459.29	574.77	159.97	311.49
1993	397,911.80	35,428.07	2,633.89	1,202.80	166.42	288.19
1994	422,012.12	126,800.09	11,470.09	1,121.99	0.00	280.07
1995	405,989.23	37,708.72	3,685.43	1,672.94	67.17	302.41
1996	430,203.53	133,732.32	13,204.42	3,021.25	396.43	192.78
1997	440,646.99	38,954.00	4,907.48	3,672.34	428.02	180.59
1998	460,316.77	148,790.29	15,591.59	3,876.39	398.95	192.07
1999	450,997.21	44,277.71	6,054.88	4,845.12	404.67	276.24
2000	471,158.74	150,096.25	16,135.65	5,473.89	394.77	547.82
2001	466,600.21	43,033.80	7,220.72	4,687.64	332.20	444.81
2002	472,704.16	155,472.15	17,372.31	5,708.81	251.57	643.73
2003	465,560.76	44,770.76	8,567.94	5,815.75	161.26	621.48
2004	488,392.88	173,708.38	18,951.30	6,277.41	0.00	1,106.82
2005	481,271.48	175,701.86	19,314.60	8,159.83	0.00	666.53
2006	492,862.16	185,390.94	20,511.67	9,586.41	0.00	654.08

* Las unidades están en miles de toneladas.

NOTA:

Las celdas sombreadas no consideran las emisiones de la fermentación entérica, manejo de estiércol, cultivo de arroz, suelos agrícolas, quema insitu de residuos agrícolas, disposición de residuos sólidos en suelo, manejo y tratamiento de aguas residuales ni incineración de residuos.

Puesto que no se contó con el registro para los años indicados en las celdas sombreadas, la gráfica de la **Figura 5** (emisiones de CH₄ y N₂O) solo considera los años en los que si se cuenta con las emisiones totales de todas las categorías.



Anexo 3: Existencia de ganado bovino según rango de edad por entidad



Anexo 3. Existencia de ganado bovino según rango de edad por entidad

Tabla 24. Ganado Bovino en México (51).

ENTIDAD Y MUNICIPIO	EXISTENCIAS TOTALES ^a	RANGO DE EDAD				PRODUCCIÓN DE ESTIÉRCOL*
		MENORES DE 1 AÑO	DE 1 A 2 AÑOS	MÁS DE 2 A 3 AÑOS	MAYORES DE 3 AÑOS	kg/día
HIDALGO	310 300	88 412	48 951	45 611	59 820	8 344 701
BAJA CALIFORNIA						
SUR	203 873	67 753	34 925	34 211	65 121	5 988 263
CAMPECHE	415 869	120 996	68 737	73 803	144 834	12 908 835
COAHUILA DE						
ZARAGOZA	681 161	154 530	114 873	140 989	259 178	22 687 858
COLIMA	157 190	45 827	32 741	26 693	48 981	4 659 865
CHIAPAS	1 406 419	420 492	232 307	232 106	431 207	41 955 125
CHIHUAHUA	1 708 887	520 144	257 698	227 380	674 727	54 080 179
DISTRITO FEDERAL	8 874	2 076	2 111	1 720	963	222 560
DURANGO	1 232 525	355 962	229 290	204 009	414 163	37 572 642
GUANAJUATO	707 618	234 617	125 280	112 805	158 553	18 972 032
GUERRERO	942 078	295 806	156 123	144 897	267 138	27 163 443
JALISCO	1 931 546	521 452	396 398	378 152	594 362	58 417 015
MÉXICO	426 538	96 114	73 918	62 519	72 178	11 669 561
MICHOACÁN DE						
OCAMPO	1 004 565	273 671	238 617	156 990	254 275	28 306 028
MORELOS	122 876	35 513	24 473	22 198	30 425	3 480 858
NAYARIT	488 946	146 185	92 248	80 310	159 189	14 662 939
NUEVO LEÓN	656 816	207 037	139 125	80 240	215 303	19 120 854
OAXACA	844 908	244 203	134 958	129 804	218 741	24 339 782
PUEBLA	344 079	91 460	58 091	52 407	65 444	9 358 616
QUERÉTARO	202 065	55 903	48 109	42 525	35 607	5 370 368
QUINTANA ROO	73 651	20 736	13 698	16 821	19 882	2 180 033
SAN LUIS POTOSÍ	800 711	223 140	149 883	166 348	203 413	23 294 896
SINALOA	964 712	276 845	252 211	159 915	260 281	27 162 303
SONORA	1 351 642	399 501	210 929	180 230	550 503	43 302 226
TABASCO	957 760	266 759	205 660	188 336	270 669	28 142 622
TAMAULIPAS	1 054 832	296 705	163 712	166 286	410 811	33 907 109
TLAXCALA	66 715	11 535	8 992	9 204	11 752	1 973 695
VERACRUZ LLAVE	2 454 171	736 877	429 948	418 816	774 105	73 464 798
YUCATÁN	408 873	111 303	79 429	71 557	129 852	12 430 611
ZACATECAS	873 391	283 421	143 205	129 937	276 547	25 677 153
TOTAL	22 803 591	6 604 975	4 166 640	3 756 819	7 078 024	680 816 971

NOTA: La información presentada corresponde a los datos captados en el cuestionario de Unidades de Producción por medio de las preguntas: 67.1, 67.3.1, 67.3.2, 67.3.3 y 67.3.4 y en viviendas con existencias de bovinos.

^a La suma de los parciales no coincide con el total dado que no se captó información sobre el rango de edad de los animales en las unidades que reportaron menos de 5 cabezas ni en las viviendas con existencias de bovinos.

* Esta columna se obtuvo calculando la cantidad de estiércol de acuerdo al número de cabezas de las estadísticas de INEGI. Se consideró un promedio de 9 kg/día para menores de 1 año, 18.59 kg/día de 1 a 2 años, 37.19 kg/día más de 2 a 3 años y 52.16 kg/día mayores de 3 años.