

23



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO

FACULTAD DE QUÍMICA

"ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DE LA UTILIZACIÓN  
DEL BIOGÁS PROVENIENTE DE LA DIGESTIÓN  
ANAEROBIA DE LODOS VÍA COGENERACIÓN  
EN MÉXICO"

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
INGENIERO QUÍMICO  
P R E S E N T A :  
ALEJANDRO BRAVO DÍAZ NAVA



MÉXICO, D.F.



EXÁMENES PROFESIONALES  
FACULTAD DE QUÍMICA

2001

289198



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

**Jurado Asignado:**

<b>Presidente</b>	Prof. Silvia Tejada Castañeda
<b>Vocal</b>	Prof. José Luis López Martínez
<b>Secretario</b>	Prof. José Sabino Sámano Castillo
<b>1er. Suplente</b>	Prof. Baldomero Pérez Gabriel
<b>2º. Suplente</b>	Prof. Alfonso Durán Moreno

**Sitio donde se desarrolló el tema:**

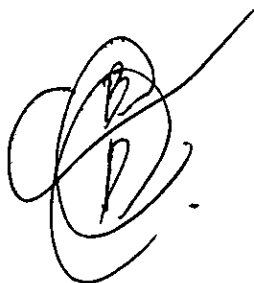
Facultad de Química

**Asesor del Tema:**

M. en I. José Sabino Sámano Castillo

**Sustentante:**

Alejandro Bravo Díaz Nava



A mi papá y mi mamá por que han confiado en mi y me han ayudado durante toda la vida a salir adelante.

A mis hermanos Héctor y Daniela, por esa unión que nos mantiene tan cerca todos los días.

A mis amigos: Juan Carlos, Jorge, Rodrigo, Adrian, Carlos, Pablo y Agustín; por todas las experiencias que hemos vivido y viviremos juntos.

A Viviana, Elisa y Pau porque estoy cuando tengo que estar, saben todo lo que las quiero

A Dieguito, por esa energía oriental legendaria que transmites, sabes bien el lugar que ocupas

A Marisol\*, mi psicóloga de cabecera; a Vane, extraños tu y yo?

A Pepe Sámano, gracias por esa buena amistad que hemos hecho en varios años

A todos aquellos que me han ayudado a lograr cada una de las metas que me he propuesto en la vida

A todo lo bueno que tiene dentro la H. Facultad de Química

## CONTENIDO

	Página
LISTA DE TABLAS .....	5
LISTA DE FIGURAS.....	6
RESUMEN .....	7
1. INTRODUCCIÓN .....	8
2. SITUACIÓN ACTUAL DEL TRATAMIENTO DEL AGUA RESIDUAL Y LODOS EN MÉXICO....	9
2.1 FUENTES DE CONTAMINACIÓN DE ACUERDO AL USO DEL AGUA.....	10
2.1.1 Contaminación Urbana.....	10
2.1.2 Contaminación Industrial.....	10
2.1.3 Contaminación Agrícola.....	10
2.1.4 Problemática del agua contaminada.....	11
2.2 SITUACIÓN DEL AGUA RESIDUAL EN MÉXICO .....	11
2.2.1 Tratamiento de aguas residuales.....	16
2.3 SITUACIÓN DEL TRATAMIENTO DE LODOS EN MÉXICO (URBANO/INDUSTRIAL) .....	17
3. POTENCIAL ENERGETICO DEL TRATAMIENTO ANAEROBIO DE LODOS.....	20
3.1 TECNOLOGÍAS APROPIADAS PARA EL TRATAMIENTO DE LODOS DE PTAR .....	20
3.1.1 Tratamiento anaerobio.....	20
3.1.2 Ventajas de la utilización de procesos anaerobios .....	23
3.1.3 Calentamiento del lodo.....	24
3.2 POTENCIAL ENERGÉTICO DE LODO Y DEL AGUA RESIDUAL.....	24
3.3 TECNOLOGÍAS APROPIADAS PARA LA DIGESTIÓN ANAEROBIA DE LODOS DE PTAR .....	25
3.3.1 Digestión anaerobia en México.....	25
3.4 POTENCIAL ENERGÉTICO DEL BIOGÁS .....	26
3.4.1 Disposición actual del biogás.....	27
3.4.2 Incentivos para la recuperación del biogás en otros países.....	28
4. CONSIDERACIONES PARA LA RECUPERACIÓN DEL BIOGÁS.....	29
4.1 CANTIDAD DE METANO GENERADA.....	29
4.1.1 Los cinco usos más adecuados para el biogás como combustible .....	30
4.2 TECNOLOGÍAS APROPIADAS PARA LA UTILIZACIÓN DE BIOGÁS .....	31
4.2.1 Contenedores de gas.....	31
4.3 BENEFICIO AMBIENTAL DE LA UTILIZACIÓN DEL BIOGÁS .....	38
4.4 IMPEDIMENTOS PARA LA RECUPERACIÓN DEL BIOGÁS.....	39
4.5 OPORTUNIDADES EN EL AHORRO DE ENERGÍA .....	40
5. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA CON BIOGÁS VIA COGENERACIÓN.....	41
5.1 SISTEMAS DE COGENERACIÓN .....	41
5.2 BREVE MARCO LEGAL DE LA COGENERACIÓN EN MÉXICO .....	41
5.3 STATUS DE LA COGENERACIÓN EN MÉXICO .....	43
5.3.1 Potencial de cogeneración en México .....	43
5.3.2 Selección y optimización de sistemas de cogeneración.....	45
5.4 TECNOLOGÍAS APROPIADAS PARA LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA CON BIOGÁS VÍA COGENERACIÓN	46
5.4.1 Motores de Combustión Interna.....	46
5.4.2 Turbinas de Gas.....	48
5.4.3 Generadores de vapor.....	50
5.4.4 Eficiencias en la cogeneración.....	52
5.5 UTILIZACIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIDA.....	54
5.5.1 Generación de Energía Mecánica.....	54

5.5.2 Generación de Electricidad .....	54
5.5.3 Generación de vapor .....	54
5.5.4 Generación de Metanol .....	55
5.6 ESQUEMA TIPO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA CON BIOGÁS VÍA COGENERACIÓN .....	56
5.6.1 Explicación del Esquema tipo de producción de energía con biogás vía cogeneración .....	58
5.7 BENEFICIOS DE LA COGENERACIÓN .....	59
<b>6. ECONOMÍA DE LA RECUPERACIÓN Y UTILIZACIÓN DEL BIOGÁS VÍA COGENERACIÓN</b> .....	<b>60</b>
6.1 POTENCIAL ECONÓMICO DE LA RECUPERACIÓN Y UTILIZACIÓN DEL BIOGÁS .....	60
6.1.1 Costos de generación de electricidad .....	60
6.2 VARIABLES ECONÓMICAS CONSIDERADAS EN UN SISTEMA DE RECUPERACIÓN Y UTILIZACIÓN DEL BIOGÁS .....	63
6.2.1 Análisis de costos .....	63
6.2.2 Aspectos económicos en la recuperación de biogás .....	65
6.2.3 Ingresos .....	65
<b>8. CONCLUSIONES</b> .....	<b>66</b>
<b>9. BIBLIOGRAFÍA</b> .....	<b>67</b>
<b>10. INTERNET WWW</b> .....	<b>70</b>
<b>ANEXO A</b> .....	<b>72</b>
A.1 PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS DEL BIOGÁS .....	72
A.2 PRODUCCIÓN DEL METANOL .....	73
A.2.1 Selección del proceso .....	74
A.3 NORMATIVIDAD .....	75
<b>ANEXO B</b> .....	<b>76</b>
<b>EL VALOR DEL DINERO A TRAVÉS DEL TIEMPO</b> .....	<b>77</b>
B.1 TIPOS DE INTERÉS .....	77
B.1.1 Interés compuesto .....	77
B.1.2 Interés nominal y efectivo .....	78
B.1.3 Interés verdadero .....	78
B.1.4 Tasas en moneda constante .....	78
B.2 SISTEMAS DE AMORTIZACIÓN DE CRÉDITOS .....	78
B.3 MÉTODOS PARA EVALUACIÓN FINANCIERA DE PROYECTOS .....	80
B.3.1 Método del periodo de recuperación .....	80
B.3.2 Método del valor anual equivalente .....	80
B.3.3 Selección de alternativas mutuamente excluyentes .....	81
B.3.4 Método del Valor Presente Neto .....	81
B.3.5 Selección de proyectos mutuamente excluyentes .....	82
B.3.6 Método de la Tasa Interna de Rendimiento .....	83
B.3.6 Método del costo de la energía ahorrada .....	83
B.4 FINANCIAMIENTO DE PROYECTOS DE COGENERACIÓN .....	84

## LISTA DE TABLAS

	Página
TABLA 1. DISTRIBUCIÓN DE PLANTAS DE TRATAMIENTO EN OPERACIÓN Y FUERA DE OPERACIÓN POR ENTIDAD FEDERATIVA .....	14
TABLA 2. ESQUEMA GENERAL DE LOS PROCESOS DE TRATAMIENTO DE AGUA .....	15
TABLA 3. CLASIFICACIÓN DEL TRATAMIENTO DE AGUA.....	17
TABLA 4. PROCESOS QUE REDUCEN SIGNIFICATIVAMENTE LOS PATÓGENOS.....	18
TABLA 5. PROCESOS QUE REDUCEN POR DEBAJO DE LOS NIVELES DE DETECCIÓN .....	18
TABLA 6. REACCIONES INVOLUCRADAS EN LA GENERACIÓN DE METANO.....	23
TABLA 7. PODER CALORÍFICO DEL METANO POR TONELADA DE SALIDA A TPN .....	27
TABLA 8. PROCESO DE REMOCIÓN DE H <sub>2</sub> S .....	37
TABLA 9. FACTORES QUE AFECTAN LA SELECCIÓN DE LA UTILIZACIÓN DEL GAS .....	40
TABLA 10. POTENCIALES DE COGENERACIÓN Y REQUERIMIENTOS DE CAPACIDAD ADICIONAL POR ESTADO DE 1998 AL 2006.....	43
TABLA 11. COSTOS DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD.....	60
TABLA 12. POTENCIAL DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD POR UNIDAD DE BIOGÁS.....	61

## LISTA DE FIGURAS

	Página
FIGURA 1. DISTRIBUCIÓN DE LOS TIPOS DE PROCESOS EN LOS SISTEMAS DE DEPURACIÓN DE AGUAS RESIDUALES MUNICIPALES.....	13
FIGURA 2. ESQUEMA DE LA DIGESTIÓN ANAEROBIA .....	22
FIGURA 3. CONTENEDOR DE MEMBRANA VACÍO.....	33
FIGURA 4. CONTENEDOR DE MEMBRANA LLENO .....	33
FIGURA 5. SOPLADOR DE GAS DE LÓBULOS TIPO CACAHUATE .....	35
FIGURA 6. COMPRESOR DE TORNILLO AERZEN .....	35
FIGURA 7. LIMPIADOR CATALÍTICO DE GAS.....	38
FIGURA 8. COGENERACIÓN VS GENERACIÓN CON SISTEMAS CONVENCIONALES.....	42
FIGURA 9. MOTOR RECIPROCANTE DEUTZ MWM V16 .....	47
FIGURA 10. MOTOR RECIPROCANTE DEUTZ MWM V12 .....	47
FIGURA 11. TURBINA DE GAS .....	49
FIGURA 12. ALABES DE TURBINA DE GAS .....	49
FIGURA 13. CALDERA DE VAPOR DE TIPO DE TUBOS DE HUMO.....	51
FIGURA 14. CORTE DE UNA CALDERA DE TUBOS DE HUMO.....	51
FIGURA 15. GRÁFICA DE EFICIENCIA CONTRA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA ...	53
FIGURA 16. POTENCIAL DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	61
FIGURA 17. PARA UN FLUJO ESTABLECIDO DE 750 M <sup>3</sup> /HORA.....	62
FIGURA 18. KWH ESTIMADOS POR AÑO .....	63
FIGURA 19. FACTOR DE RECUPERACIÓN K .....	64



## RESUMEN

El presente trabajo muestra un estudio de la situación actual del tratamiento del agua residual y el tratamiento de lodos en México tanto de origen urbano como industrial.

Con base en este estudio se analiza posteriormente el potencial energético que tiene el tratamiento anaerobio de lodos, hablando de algunas de las diferentes tecnologías que existen para el tratamiento de lodos y haciendo notorias las ventajas que los tratamientos anaerobios ofrecen.

Existen hoy en día distintas tecnologías apropiadas para la digestión anaerobia de lodos en las plantas de tratamiento de agua residual, analizando en particular la situación de México en este rubro.

Posteriormente se analiza el potencial energético del biogás que normalmente tiene un porcentaje cercano o superior al sesenta por ciento en volumen de metano que es el hidrocarburo valioso en este biogás. Existen por esta razón varios puntos que deben de ser considerados para recuperarse, de entre los que sobresalen las características del agua residual a tratar y el caudal de tratamiento de la planta.

Se muestran algunas de las tecnologías que existen y están siendo utilizadas en otros países para la utilización del biogás y para la producción y utilización de energía tanto eléctrica como térmica. Todos estos puntos están unidos en este trabajo bajo el concepto de cogeneración, planteando un esquema tipo de producción de energía secuencial partiendo del biogás que se produce en una planta de tratamiento de agua residual.

Finalmente se hace una revisión de algunos aspectos económicos y del beneficio ambiental que el uso del biogás conlleva por utilizar energía de una corriente que en México normalmente es de descarga y por ser además uno de los componentes de este gas un hidrocarburo que ha contribuido en cierta medida al efecto invernadero.

## 1. INTRODUCCIÓN

Los recursos naturales renovables se consumen a mayor velocidad que lo que son capaces de recuperarse y por otro lado los mecanismos naturales de limpieza química y biológica en la atmósfera y en los sistemas de agua y suelo se vuelven menos eficientes ante el fuerte crecimiento de las actividades de utilización de recursos, lo que intensifica la contaminación.

La dependencia de combustibles fósiles no renovables como nuestra fuente primaria de energía ha contribuido a la contaminación del aire, a la lluvia ácida, al calentamiento por el efecto de invernadero y a otros impactos negativos. Aunque estos contaminantes representan una amenaza para la salud incluso es poco probable que se abandone el uso de los combustibles fósiles en los corto y mediano plazos; lo que podemos esperar es un mejoramiento en la eficiencia de la energía mientras se lleva a cabo una transición a sistemas de energía ambientalmente seguros en el largo plazo.

A finales de la década de los 70's principalmente en Europa y Australia empieza a generarse información acerca de la recuperación de biogás en procesos anaerobios de tratamiento de agua residual. A partir de los resultados de estos estudios, la infraestructura de las plantas de tratamiento de primer mundo comienza a orientarse tanto por razones económicas como ambientales al mejor aprovechamiento de las corrientes de descarga.

Paralelamente a los beneficios inherentes al proceso anaerobio, tal como la reducción en el volumen de lodos generados en relación con el proceso aerobio; las recuperaciones del biogás emitido en el digestor anaerobio presenta ventajas en la generación de energía a partir de un hidrocarburo alifático que antes se encontraba en una corriente de descarga a la atmósfera.

Además, se ha estudiado la relación que debe existir entre la viabilidad técnica y la económica teniendo esta última como factor primordial para poder llevarse a cabo a escala industrial y siendo aplicada principalmente en plantas de tratamiento de agua residual con grandes volúmenes de flujo, beneficiando tanto al sector público como al privado mismo que en muchas ocasiones funje como el principal inversionista.

El presente trabajo busca principalmente reflejar en el contexto mexicano la factibilidad de uso del biogás como combustible para generar diferentes tipos de energía, tomando en cuenta posibles ventajas que podrían encontrarse en los planes de restructuración del sector eléctrico en el país y los incrementos en la inversión de proyectos de corte ambiental.

## 2. SITUACIÓN ACTUAL DEL TRATAMIENTO DEL AGUA RESIDUAL Y LODOS EN MÉXICO

La importancia económica y social del agua radica en que permite la vida y el desarrollo social, agrícola e industrial en los núcleos humanos y estriba entre otras cosas, en que se trata de un medio que permite las actividades de higiene de los individuos y la limpieza de los alimentos, el transporte fluvial y marítimo así como el desarrollo de la agricultura y ganadería intensiva. Cabe resaltar que de todas las sustancias presentes en forma natural en la Tierra, es el agua la que más se aproxima a la definición de solvente universal, debido a lo cual este elemento difícilmente se encuentra en estado puro. Aunado a lo anterior, su relativo bajo costo y su disponibilidad lo convierten en el solvente requerido por la industria – siendo estas, consideraciones que actualmente distan de ser en todos los casos válidas- utilizándose como materia prima transportadora en los procesos, así como fluido de intercambio de calor; como en el caso del vapor para calentamiento o del agua de enfriamiento. El agua también se utiliza para eliminar gran cantidad de desechos sobrantes de algún proceso, convirtiéndose con esto en agua residual.

La urbanización se ha llevado a cabo sin un correspondiente desarrollo en paralelo de una estructura municipal adecuada para la recolección y tratamiento de desechos sólidos y aguas residuales. La Ciudad de México, Guadalajara y Monterrey solas utilizan el 49% de los recursos de agua y generan un total combinado de 53 m<sup>3</sup>/s de agua residual, del cual solo un 15% es tratado (Monroy O., 1997).

El censo de 1990 del INEGI contaba 149,232 instalaciones industriales alrededor del país de estas 141,446 estaban en el sector de manufactura y 2,442 en el petróleo y minería. En el sector manufacturero la mayoría de las instalaciones industriales pertenecían a los giros alimentos, bebida, tabaco, textil y procesamiento de madera.

La Secretaría de Desarrollo Social estima que el sector industrial genera aproximadamente 82m<sup>3</sup>/s de agua residual; siendo las industriales más contaminantes las del azúcar, la química, la de papel, la de petróleo, el sector alimenticio y la industria del acero. La industria del azúcar es responsable en un 39% y la industria química por un 21% del total. La industria mexicana incluyendo la de generación de energía es responsable de un 35% (110 mil millones de kcal/día) sobre el total del consumo energético del país.

La combinación de una urbanización sin regular y del crecimiento industrial ha tenido fuertes impactos negativos en la calidad del agua del suelo y del aire de acuerdo con el Índice de la Calidad del Agua (ICA) de la CNA (Comisión Nacional del Agua) 29 de los principales ríos del país para los cuales existen datos fueron considerados como contaminados en 1997.

Veinte de las cuarenta cuencas principales en México, reciben el 90% de las descargas, y sólo una pequeña parte de ellas es tratada adecuadamente

Más del 95% de los residuos sólidos peligrosos generados en México son arrojados a tiraderos no adecuados o clandestinos. Por estos motivos es difícil estimar la magnitud del daño que esto provoca al agua y la tierra causados por el lixiviado de estos lugares.

## **2.1 Fuentes de contaminación de acuerdo al uso del agua**

Las principales fuentes de contaminación del agua pueden clasificarse como urbanas, industriales y agrícolas.

### *2.1.1 Contaminación Urbana*

La contaminación urbana está formada por las aguas residuales de los hogares y los establecimientos comerciales. Durante muchos años, el principal objetivo de la eliminación de residuos urbanos fue tan sólo reducir su contenido orgánico y bacterias patógenas. En los últimos años, se ha hecho un mayor hincapié en mejorar los medios de eliminación de los residuos sólidos producidos por los procesos de tratamiento.

### *2.1.2 Contaminación Industrial*

Las características de las aguas residuales industriales pueden diferir mucho tanto dentro de una sola empresa como entre varias empresas. El impacto de los vertidos industriales depende no sólo de sus características comunes, como la demanda bioquímica de oxígeno, sino también de su contenido en sustancias orgánicas e inorgánicas específicas. El control puede incluso tener lugar ahí donde se generan las aguas dentro de la planta; las aguas pueden tratarse previamente y descargarse en el sistema de tratamiento urbano; o pueden tratarse por completo en la planta y ser reutilizadas o vertidas sin más en corrientes o cuerpos de agua.

### *2.1.3 Contaminación Agrícola*

La agricultura, la ganadería comercial y las granjas avícolas, son la fuente de muchos contaminantes orgánicos e inorgánicos de las aguas superficiales y subterráneas. Estos contaminantes incluyen tanto sedimentos procedentes de la erosión de las tierras de cultivo como compuestos de fósforo y nitrógeno que, en parte, proceden de los residuos animales y los fertilizantes comerciales. Los residuos animales tienen un alto contenido en nitrógeno, fósforo y material orgánico, y a menudo albergan organismos patógenos. Los residuos de los criaderos industriales se eliminan en tierra por contención, por lo que el principal peligro que representan es el de la filtración y las escorrentías. Las medidas de

control pueden incluir el uso de depósitos de sedimentación para líquidos, el tratamiento biológico limitado en lagunas aeróbicas o anaeróbicas, y toda una serie de métodos específicos.

#### *2.1.4 Problemática del agua contaminada*

El crecimiento demográfico e industrial observado en México a partir de la década de los cuarenta, derivó en un aumento considerable en el consumo de agua y en consecuencia en mayores volúmenes residuales. Este hecho afecta sensiblemente la calidad del recurso, el equilibrio ecológico y la existencia de una gran cantidad de especies de flora y fauna acuáticas en ríos y zonas costeras.

En la actualidad se considera que casi todos los cuerpos de agua del país como son los superficiales, subterráneos, estuarios y marinos, están contaminados. De acuerdo a datos de la SEMARNAP se estima que las descargas anuales de aguas de desecho para el año 2001 serán de 237 millones de metros cúbicos. (SEMARNAP, 2000)

A medida que la humanidad avanza se van tomando en cuenta muchos parámetros que antes pasaban desapercibidos, probablemente porque no provocaban mayores daños aparentemente.

Un problema de la contaminación por descargas de aguas residuales ha sido el originado por los pobladores de localidades sin una infraestructura adecuada de drenaje. En general cuando se han construido sistemas de alcantarillado para diferentes poblaciones, se ha buscado la forma más cómoda y económica de descargar fácilmente las aguas residuales en una corriente, sin tomar en cuenta la carga de contaminantes, la cual en la mayoría de los casos es tan grande que rebasa la capacidad del cuerpo receptor y disminuye las posibilidades de un rápido tratamiento. (IMIQ, 1998)

Es muy importante pensar siempre en un tratamiento previo de los desechos de modo que se elimine la parte dañina y se obtenga un nuevo producto apto para reutilizarse sanitariamente. Con la reutilización del producto de la depuración de desechos se abre un gran horizonte hacia un mejoramiento de la salud de los habitantes de las poblaciones y para obtener incluso beneficios económicos empleando dos veces el mismo recurso.

## **2.2 Situación del agua residual en México**

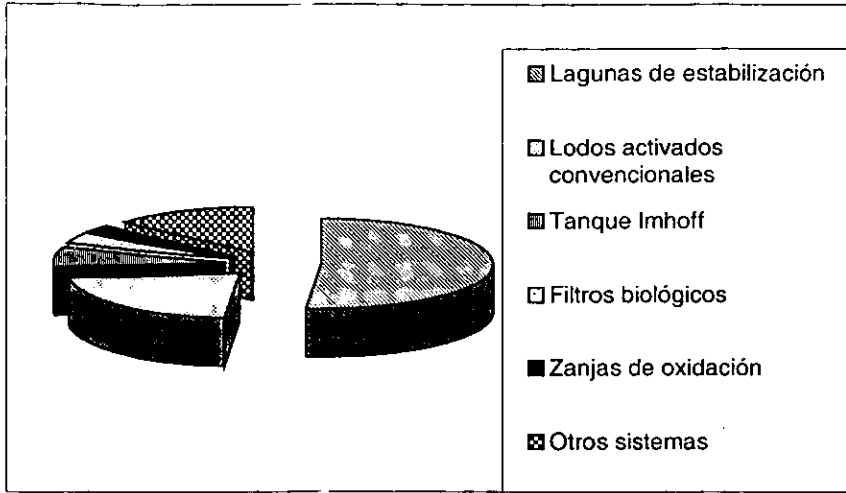
En México, durante las últimas décadas, el crecimiento poblacional y el desarrollo industrial han producido efectos que degradan el ambiente y deterioran sus recursos. Así, los procesos de deterioro, como la contaminación del agua, han dado lugar a mayores riesgos a la salud y a la calidad de vida de la población. Mención específica requiere la reciente modificación al marco normativo en materia de descarga de aguas residuales, publicada en enero de 1997, en la que

se establecen los límites máximos permisibles de contaminantes a cuerpos receptores de propiedad nacional, en función del uso del cuerpo de agua.

No obstante lo anterior y a pesar de los esfuerzos realizados, los cuerpos de agua del país reciben aún descargas de aguas residuales municipales e industriales sin tratamiento, lo que indica que se requieren de mayores inversiones para establecer programas que permitan llevar a cabo el control de estas descargas. Es importante señalar que el control de la contaminación del agua por descargas residuales no termina con la construcción de sistemas de tratamiento, sino que es necesario tener un seguimiento de estos sistemas para que cuenten con una buena operación que dé la eficiencia esperada de eliminación de contaminantes.

De acuerdo con el Inventario Nacional de Plantas de Tratamiento, México contaba, a junio de 1999, con 808 sistemas de depuración de aguas residuales municipales con una capacidad instalada de 54.98 m<sup>3</sup>/s; del total de los sistemas de tratamiento, 615 se encuentran en operación (76%) con un gasto de 35.34 m<sup>3</sup>/s. (CNA, 1999). Con base en el gasto de operación y si se estima que se generan 231 m<sup>3</sup>/s de aguas residuales (SEMARNAP, 1999), sólo se trata el 15.3% del total, por lo que se descargan al ambiente alrededor de 196 m<sup>3</sup>/s de aguas residuales sin tratamiento.

Los sistemas de depuración con que cuenta el país tienen una variedad de procesos. Los sistemas de depuración con lagunas son los más numerosos, de este modo, 416 plantas de tratamiento tienen como proceso principal lagunas de estabilización; en segundo lugar, en 174 sistemas de depuración el proceso empleado es el de lodos activados convencional. Entre estos dos sistemas se encuentran más del 70% de las plantas de tratamiento.



Fuente: CNA, 1999

FIGURA 1. DISTRIBUCIÓN DE LOS TIPOS DE PROCESOS EN LOS SISTEMAS DE DEPURACIÓN DE AGUAS RESIDUALES MUNICIPALES.

Estado	SISTEMAS DE TRATAMIENTO DE AGUAS MUNICIPALES					
	Construidos		En operación		Fuera de operación	
	Número	Número	Porcentaje	Número	Porcentaje	
Ags	94	79	84	15	16	
B.C.	10	10	100	0	0	
B.C.S	18	17	99.4	1	.6	
Camp	11	11	100	0	0	
Coah	13	7	53.8	6	46.2	
Col	23	16	69.6	7	30.	
Chis	6	0	0	6	100	
Chih	18	18	100	0	0	
D.F.	24	22	91.7	2	8.3	
Dgo	43	39	90.7	4	9.3	
Gto	9	2	22.2	7	77.8	
Gro	13	13	100	0	0	
Hgo	5	1	20	4	80	
Jal	69	51	73.9	18	26.1	
Mes	17	17	100	0	0	
Mich	13	10	76.9	3	23.1	
Mor	30	20	66.7	10	33.3	
Nay	48	32	66.7	16	33.3	
N.L.	28	27	96.4	1	3.6	
Oax	22	17	77.3	5	22.7	
Pue	11	8	72.7	3	27.3	
Qro	13	12	92.3	1	7.7	
Q. Roo	14	12	85.7	2	14.3	
S.L.P.	12	4	33.3	8	66.7	
Sin	15	10	66.7	5	33.3	
Son	64	46	71.9	18	28.1	
Tab	23	19	82.6	4	17.4	
Tamps	14	11	78.6	3	21.4	
Tlax	33	23	69.7	10	30.3	
Ver	61	43	70.5	18	29.5	
Yuc	8	8	100	0	0	
Zac	26	10	38.5	16	61.5	
<b>Total</b>	<b>808</b>	<b>618</b>	<b>76.1</b>	<b>193</b>	<b>23.9</b>	

Fuente: CNA, 1999

Tabla 1. Distribución de plantas de tratamiento en operación y fuera de operación por entidad federativa



El tratamiento de aguas residuales se clasifica en 3 apartados: biológico, fisicoquímico y físico; esto de acuerdo a la naturaleza del proceso aplicado al agua.

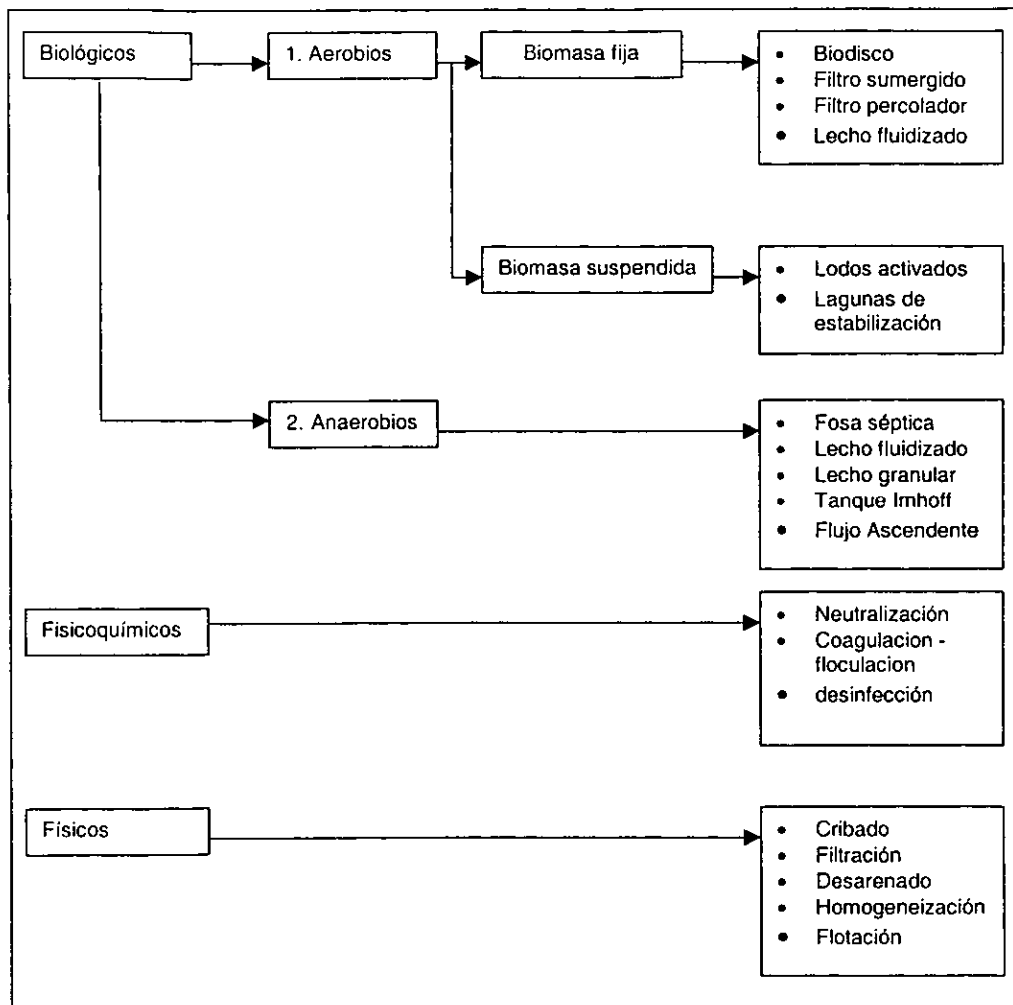


Tabla 2. Esquema general de los procesos de tratamiento de agua

### *2.2.1 Tratamiento de aguas residuales*

Se aplican diversos medios para el tratamiento de aguas residuales, tomando en cuenta las características físicas, químicas y biológicas de la materia a depurar. Así, se dice que el tratamiento de aguas se puede clasificar de diferentes maneras como sigue:

- a) Pretratamiento
- b) Tratamiento Primario
- c) Tratamiento Secundario
- d) Manejo y disposición de lodos
- e) Desinfección del efluente tratado

Pretratamiento	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Remoción de materia gruesa flotante</li> <li>• Remoción de materia granular</li> <li>• Remoción de grasas y aceites</li> <li>• Desmenuzado</li> </ul>
Tratamiento Primario	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Remoción de sólidos sedimentables</li> </ul>
Tratamiento Secundario	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Estabilización de materia orgánica biodegradable por métodos aerobios o anaerobios</li> <li>• Sedimentación de lodos secundarios</li> <li>• Recirculación de lodos activados</li> <li>• Digestión de lodos y manejo, disposición final</li> </ul>
Desinfección de efluentes tratados	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Remoción de bacterias patógenas</li> </ul>

Fuente: Serrano, 1997

**Tabla 3. Clasificación del tratamiento de agua**

### 2.3 Situación del tratamiento de lodos en México (Urbano/Industrial)

El tratamiento de lodos tiene por objetivo obtener productos que no causen problemas ambientales, ya sea por confinación, incineración, o aplicación en agricultura, según sean sus características fisicoquímicas y toxicidad. Este tratamiento se puede observar en un proceso dividido en donde en la primera parte se reduce el contenido de agua y materia orgánica y en el otro se estabilizan los lodos para dejarlos listos para su disposición y reuso.

Según los criterios de la Environmental Protection Agency (EPA), el tratamiento de lodos se puede dividir en:

- PRSP (Procesos que reducen significativamente los patógenos): Son aquellos que reducen los virus en un 90% y los coliformes fecales y totales en 99%. Estos procesos nos dan lodos tipo B y tipo C.

Proceso	Acción
Digestión Aerobia	Agita los lodos con aire y oxígeno por 6 días a 15°C o 4 días a 20°C con una reducción de sólidos volátiles del 38%
Secado con Aire	Se reparte todo el lodo en una superficie con profundidad máxima de 5 pulgadas por un mínimo de 3 meses, estando dos meses por lo menos a mas de 0°C
Digestión anaerobia	Ausencia de aire por sesenta días a 20°C o cincuenta días de 33°C a 55°C con retención mínima del 38% de sólidos volátiles.
Composteo	Con una pila estática o métodos de composteo con un mínimo de cinco días a 40°C y por 4 horas a una temperatura superior a los 55°C
Estabilización con cal	Cal suficiente para aumentar y mantener el pH a 12 por dos horas

Fuente: I.I. UNAM, 1995

Tabla 4. Procesos que reducen significativamente los patógenos

- PRFP (Procesos que los reducen por debajo de los niveles de detección): Estos procesos nos dan lodos tipo A

Proceso	Acción
Composteo	Pilas estáticas aireadas a condiciones de 55°C cuando menos 3 días
Secado en caliente	Pasta drenada directa o indirectamente con gases calientes hasta reducir la humedad en un 10% a una temperatura de 80°C
Tratamiento con calor	Calentamiento de lodo líquido a 180°C por 30 min.
Digestión Aerobia termofílica	Agitación del lodo líquido con aire y oxígeno por diez días a una temperatura de 55 a 60°C con una reducción de los sólidos volátiles del 38%
Estabilización con cal	Cal suficiente para mantener un pH de 12 por 72 horas en donde 12 horas deberá permanecer con una temperatura de 52°C

Fuente I.I. UNAM, 1995

Tabla 5. Procesos que reducen por debajo de los niveles de detección

Poniendo en claro las diferencias en infraestructura requeridas para los procesos anaeróbicos comparados con los procesos aeróbicos vemos que el beneficio de los procesos anaerobios consiste en la recuperación de energía a partir del metano contenido en el biogás entre otros beneficios adicionales. Los procesos

anaerobios también producen un residuo como abono que puede ser utilizado como mejorador de suelos.

Consecuentemente vemos que si existe un objetivo para manejar integralmente los residuos sólidos y por ende resulta interesante el analizar el potencial de incorporar digestores anaerobios cerrados en el lugar evitando así que se conviertan estos en procesos aerobios, maximizando así la producción y captura de biogás.

Un lugar dedicado a la digestión anaerobia es factible manejarlo para minimizar la emisión de gases de invernadero al recuperar el metano componente del biogás y utilizarlo como fuente de energía local y/o vendible.

### 3. POTENCIAL ENERGÉTICO DEL TRATAMIENTO ANAEROBIO DE LODOS

En México, la potabilización del agua ha originado un problema de manejo y disposición de los lodos que se generan durante su tratamiento. El problema principal es que estos residuos presentan un alto contenido de agua (90% aproximadamente), además de una pobre capacidad de deshidratación, particularmente los que se producen por el uso de sulfato de aluminio como coagulante. En la actualidad, estos lodos son bombeados y almacenados en presas o dispuestos en terrenos sin ningún tratamiento, lo que provoca un severo daño al liberar patógenos y sustancias tóxicas al ambiente.

En México, muy pocas son las plantas de tratamiento que realizan algún proceso de tratamiento de lodos residuales. Los más comúnmente utilizados son la digestión aerobia y el tratamiento con cal, procesos adoptados probablemente por su facilidad de operación. Otro proceso que recientemente está siendo usado para tratar lodos es el composteo que es el confinamiento del lodo a manera de bloques, los cuales en ocasiones son revueltos para mejorar su proceso de tratamiento, de hecho la primera planta de este tipo fue inaugurada en Agosto de 1994. (Cardoso, 1996)

#### 3.1 Tecnologías apropiadas para el tratamiento de lodos de PTAR

Para seleccionar el método de tratamiento en una PTAR (Planta de tratamiento de agua residual), se deben de tomar en cuenta las características de los sólidos y los lodos a procesar, las cuales dependen de su origen y el tiempo de almacenamiento que han tenido (Metcalf y Eddy, 1996)

Si todos los lodos se van a emplear como abonos, debe considerarse el contenido de metales pesados, pesticidas e hidrocarburos. Por otro lado debe de cuantificarse el contenido de nutrientes, incluyendo el nitrógeno, los fosfatos, humus, potasio, hidróxido de calcio y magnesio totales y solubles, y microorganismos patógenos. (Imhoff, 1971)

Si los lodos van a ser digeridos por vía anaerobia, también deben de tenerse en cuenta el pH y el contenido de ácidos orgánicos.

##### 3.1.1 Tratamiento anaerobio

La digestión anaerobia es la degradación biológica de sustancias complejas en ausencia de oxígeno atmosférico. Durante estas reacciones se libera energía y gran parte de la materia orgánica es convertida a metano, dióxido de carbono y agua.

El proceso depende de la acción de microorganismos, generalmente clasificados como productores de ácidos (acidogénicos), y productores de metano (metanogénicos):

Estos últimos son de primordial importancia en el tratamiento de las aguas residuales, y deben de controlarse rigurosamente parámetros como temperatura y

pH y asegurar el tiempo de retención suficiente para que la digestión se lleve a cabo (CNA, 1995)

La descomposición de la materia orgánica por las bacterias se realiza en ausencia de oxígeno disuelto. El oxígeno necesario para su desarrollo se obtiene a partir de su propio alimento. A lo largo de la descomposición, los materiales pasan por varios procesos: licuefacción, gasificación y mineralización, obteniéndose un producto final inerte con liberación de gases.

La digestión pasa por distintas fases, siendo las principales la fermentación ácida y la fermentación alcalina, de donde resulta la importancia del pH en el control de estas etapas.

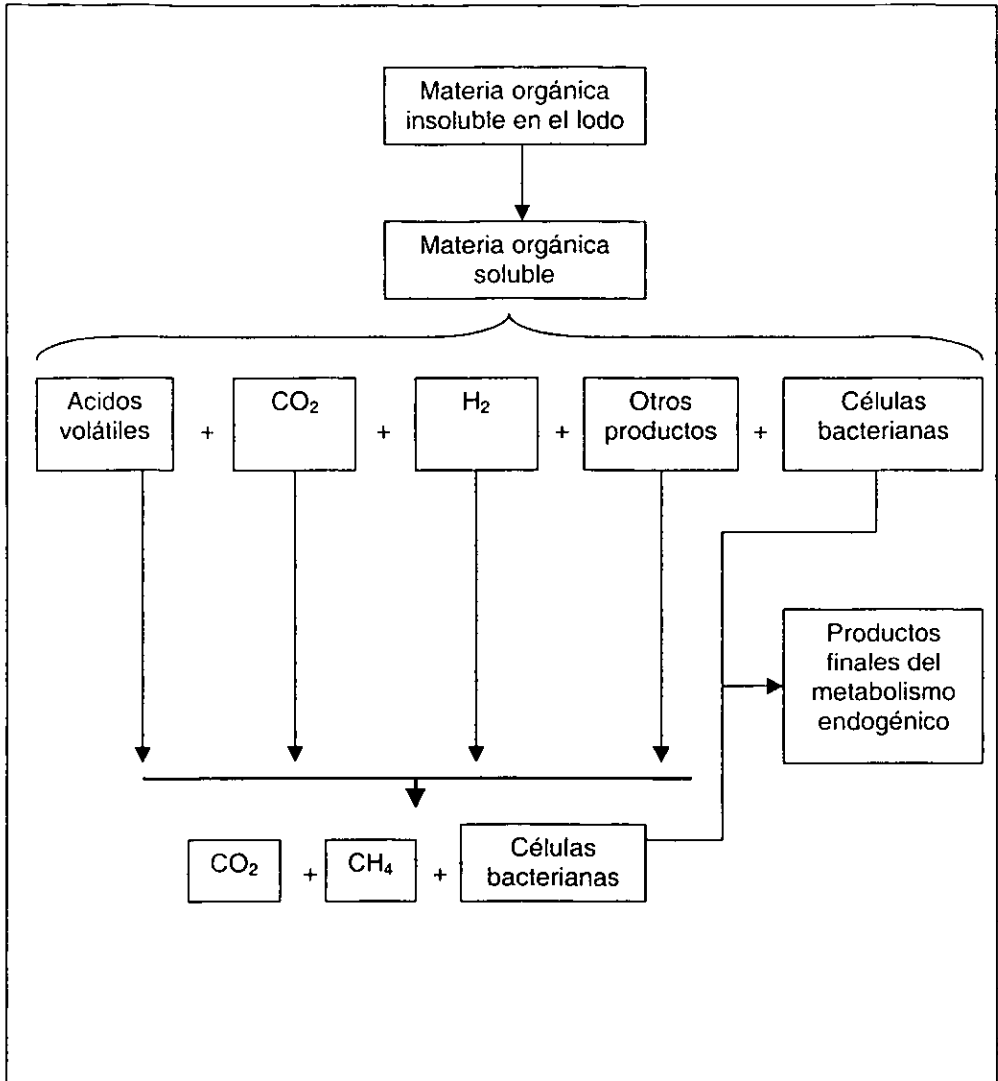
La digestión está influenciada por una serie de factores que determinan su eficiencia:

- Temperatura
- Concentración de sólidos
- Mezcla del lodo
- pH
- Ácidos volátiles en los lodos

Los factores que deben ser considerados al evaluar la factibilidad de tratamiento anaerobio para el tratamiento de agua residual industrial son:

- El origen del agua residual
- La concentración de los contaminantes orgánicos
- Temperatura
- Concentración de sólidos suspendidos
- Presencia de compuestos tóxicos
- Requerimientos de nutrientes
- Economía

(Mc Lean, 1995)



Fuente: (Hernández Muñoz, 1985)

Figura 2. Esquema de la digestión anaerobia



Para efecto de este trabajo se enfoca a la fermentación metanogénica. Los organismos metanogénicos sólo fermentan pocos compuestos, siendo la mayor parte de ellos productores de otras fermentaciones bacterianas (alcoholes, ácidos volátiles y gases).

Aunque el metano es producido a partir de todos los ácidos volátiles, al final se obtiene de dos únicas fuentes, la reducción del dióxido de carbono y de la fermentación del ácido acético.

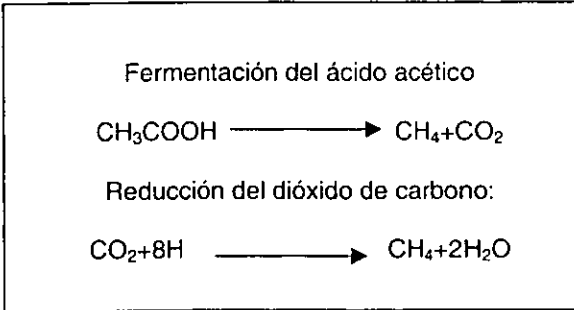


Tabla 6. reacciones involucradas en la generación de metano

### 3.1.2 Ventajas de la utilización de procesos anaerobios

Para las aguas residuales industriales biodegradables de mediana y alta concentración en materia orgánica (mayor a 5 g/l DQO), el tratamiento anaerobio ofrece claras ventajas económicas.

Los métodos anaerobios poseen cierta superioridad tecnológica en aguas residuales debido a que las cargas orgánicas que pueden tratar los reactores anaerobios fluctúan entre 10 y 20 kg DQO/m<sup>3</sup> /día, mientras que en los aerobios son alrededor de 10 veces menores, 1 a 2 kg DQO/m<sup>3</sup> /día. Para un agua residual con elevada DQO, el volumen del reactor será menor que el del reactor aerobio en esa misma proporción. Además, en condiciones aerobias, la cantidad de energía necesaria para transferir el oxígeno requerido por los microorganismos es considerable. Normalmente la energía requerida para esta transferencia de oxígeno es del orden de 1 kWh/kg DQO eliminado.

La vía anaerobia no tiene este consumo energético, y por el contrario, el metano producido contiene energía (se obtienen de 0.2 a 0.3 m<sup>3</sup> de metano a TPN

(temperatura y presión normal) por kg de DQO eliminado; con un poder calorífico de: 8850 kcal/m<sup>3</sup> ó 35135 Btu/m<sup>3</sup>).

Además de las ventajas mencionadas cabe mencionar que el tratamiento de los lodos de purga generados es indispensable antes de su evacuación final (Noyola et al. 1997).

Las 3 principales ventajas de los procesos anaerobios son:

- Bajo consumo de energía, existe una contribución positiva energética del metano contenido en el biogás en el balance de energía final
- Capacidad para manejar altas cargas orgánicas
- Baja producción de lodos de purga.

### *3.1.3 Calentamiento del lodo*

Es prioridad calentar previamente el lodo a su ingreso al digestor para asegurar de esta forma la correcta degradación, aprovechando al máximo el potencial de las bacterias y manteniéndolas seguras

Existen diversas formas de calentar el lodo. La forma más común consiste en la recirculación del mismo a través de un intercambiador de calor de agua caliente (entre 60 y 80°C). El agua es calentada por una caldera alimentada por el gas de digestión.

Se puede lograr mediante la circulación de agua caliente a través de tuberías o serpentines adosados en la pared interior del digestor. Otro sistema se basa en la inyección de vapor de agua caliente directamente en los digestores

También se puede obtener este calentamiento mediante una chaqueta por medio de la cual circula vapor de media a una presión tal que permite que el reactor se mantenga a la temperatura correcta.

## **3.2 Potencial energético de lodo y del agua residual**

Los parámetros básicos requeridos para determinar el potencial del agua residual son: la demanda bioquímica de oxígeno (DBO) y un factor de emisión. El monto del carbón degradable se obtiene de la DBO. Es el carbón degradable el que es potencialmente disponible del metano. Entre más grande sea la cantidad de carbón degradable y lo más anaerobio que sea el proceso, mayor será la cantidad de metano que se producirá.

Una vez que el potencial de metano ha sido estimado, la planta está en posición de decidir si investigaciones posteriores pueden estar garantizadas. La producción

de energía puede ser buscada para determinar si es una opción viable. Esto podría incluir una revisión de la energía utilizada en las operaciones.

Asumiendo que nada de metano se recupera, los ahorros de la recuperación de metano pueden ser calculados. La cantidad de metano recuperado es de 19.5 kg por tonelada de salida. Se multiplica este por 21 para obtener la emisión equivalente de CO<sub>2</sub>. La reducción en la emisión es igual a 0.41 toneladas de CO<sub>2</sub> de emisiones equivalentes por tonelada de producción.

### 3.3 Tecnologías apropiadas para la digestión anaerobia de lodos de PTAR

Investigaciones realizadas en muchos países del mundo señalan que la digestión anaerobia es la forma más común de estabilizar lodos residuales. El proceso presenta ventajas significativas sobre otros procesos usados para tratar lodos orgánicos. El volumen producido de lodos es más bajo que el obtenido en la digestión aerobia, los requerimientos de nutrientes son menores y no se requiere oxígeno (Chávez, *et al.*, 1995 y 1996).

En la digestión anaerobia, la materia orgánica formada por carbohidratos, proteínas y lípidos es primeramente hidrolizada por enzimas extracelulares a productos solubles de menor tamaño, los cuales pueden pasar a través de la membrana celular, donde son oxidados anaeróbiamente a ácidos grasos de cadena corta, alcoholes, dióxido de carbono, hidrógeno y amoníaco. Los ácidos grasos de cadena corta, son convertidos a acetato, hidrógeno y dióxido de carbono. Finalmente la metanogénesis ocurre de la reducción del dióxido de carbono, del hidrógeno y del acetato (Pavlostathis y Giraldo-Gómez, 1991).

Bajo condiciones anaerobias adecuadas, la fracción de materia orgánica convertida a masa celular varía entre un 2% y un 25%, en condiciones aerobias, esto puede ser tan alto como 30% e incluso 60% (Noyola, 1993). Además, el metano que se produce en la digestión anaerobia, puede ser utilizado como fuente de combustible y el lodo estabilizado puede ser empleado como un sustituto de los fertilizantes sintéticos que dañan el ambiente (Cruz, 1995).

La digestión anaerobia en dos etapas es una expansión de la tecnología de digestión de alta tasa (mayor de 40 l/s). El proceso consiste en el uso de dos tanques cerrados, donde en uno se lleva a cabo la fermentación y en el otro la separación de fases. Una buena separación de fases indica una óptima operación del gestor (Aasheim, *et al.*, 1993).

#### 3.3.1 Digestión anaerobia en México

El uso de la digestión anaerobia como sistema de tratamiento de aguas residuales comenzó tarde en México comparado con los países europeos o aun con los demás de Norteamérica. El primer digestor fue construido recientemente (en 1987) y el desarrollo posterior fue mas bien lento, considerando que hasta 1991 la

velocidad de construcción de los digestores se mantuvo entre uno y cuatro por año. Es hasta 1992, con 16 reactores construidos, cuando se alcanzó un crecimiento significativo de 400%. Durante los dos años siguientes, la velocidad de construcción permaneció por arriba de 10 reactores por año alcanzando un máximo de 19 en 1993. Esta tasa disminuyó drásticamente en 1995 debido a la crisis económica causada por la devaluación del peso mexicano en diciembre de 1994. A partir de 1996 se observó, sin embargo, una recuperación del mercado a pesar de la reducción de fondos públicos y privados disponibles para resolver problemas ambientales (Monroy, O., 1997).

Hoy en día están en operación 85 reactores anaerobios en México, y representan un volumen instalado de 228,551 m<sup>3</sup> /día tratando 216,295 m<sup>3</sup> /día (2.50 m<sup>3</sup>/s) de aguas residuales y 590 toneladas de DQO por día.

### 3.4 Potencial energético del biogás

El biogás producido en una planta de tratamiento de agua residual a partir de digestión de lodos normalmente contiene del 60 al 70% de metano (CH<sub>4</sub>), 30 a 40% de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), y hasta un 0.5% de sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S), entre otros gases inertes y vapor de agua. Los métodos para limpiar el gas se usan para la remoción del exceso de humedad, H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>.

El potencial energético que se puede obtener a partir del biogás lo podemos evaluar sabiendo que, un metro cúbico de CH<sub>4</sub> tiene un poder calorífico (contenido energético) de aproximadamente 33,810 kJ. Esto implica que un kilogramo de CH<sub>4</sub> producirá 50,312.5 kJ de energía.

A un precio de 7 centavos de dólar por kWh (*Fuente C.F.E., 1999.*) considerado por un ponderado de los distintos horarios de uso de energía de tipo industrial

Cuando las plantas contemplan cambios para implementar recuperación de energía normalmente se comprometen a una revisión de la energía que utilizan y esta es una práctica que muchas veces lleva a un ahorro en el uso de energía.

1 m<sup>3</sup> de metano contiene 33,810 kJ

1 kg de metano produce 50,312.5 kJ

19.5 kg CH<sub>4</sub>/Ton de biogás al 65%

Poder calorífico = 19.5 kg CH<sub>4</sub>/Ton x 50,313.5 kJ

Poder calorífico = 981,084 kJ = 266.97 kWh

266.97 kWh x .07 USD/kWh = \$18.69 USD /Ton de biogás

Fuente: Waste Management Workbook – Methane Capture and use, 1997  
Tabla 7. Poder Calorífico del metano por tonelada de salida a TPN

### 3.4.1 Disposición actual del biogás

Actualmente en México no es común recuperar y utilizar el biogás que se produce en los rellenos sanitarios ni en las plantas de tratamiento de agua residual por lo que se desprende hacia la atmósfera siendo el biogás y el dióxido de carbono gases de invernadero y por consiguiente contribuyentes al efecto invernadero.

Un ejemplo de esto puede ser el de los rellenos sanitarios de Santa Catarina y Santa Fe en el área conurbada del Distrito Federal en donde el biogás que se produce en estos es conducido a la superficie para ser quemado en un quemador evitándose así que el metano llegue a la atmósfera.

Existe un potencial para explotar las oportunidades de ahorro de energía y para generar energía proveniente del biogás en función de los procesos de tratamiento que son utilizados para agua residual municipal,

Aunque el tratamiento de agua residual municipal contribuye en una pequeña proporción al total de la emisión de CO<sub>2</sub> con efecto de invernadero, se trata de un proceso donde existen oportunidades para reducir esta contribución a través de usos benéficos del metano contenido en el biogás. En este sentido son más inmediatos los procesos de recuperación que en otras actividades de producción de gases de invernadero.

### *3.4.2 Incentivos para la recuperación del biogás en otros países*

La energía recuperada puede ser manejada por medio de subsidios públicos. En Estados Unidos, la ley reguladora de los intereses públicos de 1978 (PURPA) remarcó la importancia para la recuperación de energía proveniente del biogás después de la crisis del petróleo de los años 70's.

El compromiso de utilizar combustibles no fósiles en el Reino Unido benefició por lo menos algunos de los proyectos a pesar de que el mayor beneficio ha sido la industria de energía nuclear. Las plantas de biogás en Europa particularmente en Italia y Francia se han beneficiado considerablemente por los subsidios internos de la Unión Europea. En Australia, TIR's (Tasa Interna de Retorno) favorables en electricidad han beneficiado a diferentes proyectos de aprovechamiento de biogás.

## 4. CONSIDERACIONES PARA LA RECUPERACIÓN DEL BIOGÁS

El biogás es el gas que es producido de la descomposición de residuos biológicos (orgánicos) misma que se puede llevar a cabo en un relleno sanitario, en un digestor anaerobio o en una planta de tratamiento de agua residual. El componente valioso y el principal gas de invernadero contenido en el biogás es el metano. Como se señaló en el capítulo anterior, el biogás normalmente contiene más del 50% de metano.

Existen dos motivos principales en el tratamiento de agua que conducen a la recuperación de metano y su uso posterior. Primero, un análisis de energía o reevaluación de los procesos en la planta de tratamiento para identificar las oportunidades de reducir la cantidad de energía que se compra, identificando las oportunidades para utilizar la energía térmica que se desperdicia. Segundo, las normas que especifican mejoras en las condiciones de emisión de aire, controles de olor y mejor calidad del efluente. Este hecho obliga así a hacer cambios en los procesos de tratamiento.

### 4.1 Cantidad de metano generada

Antes de que se tome cualquier decisión para recuperar el biogás para la generación de energía, es necesario determinar la cantidad de metano que es potencialmente disponible y el valor de la energía que puede ser producida. Esto requiere el conocimiento de las características del agua residual industrial que se produce. Esta es información que toda planta debe tener.

El factor determinante en la cantidad de metano producido es la concentración de materia orgánica en el agua residual, medida en términos de DBO o DQO. En el agua residual industrial esta es normalmente expresada en términos de DQO. Esto arroja información acerca de la cantidad de carbón degradable que se obtendrá y por tanto del que estará disponible como  $\text{CH}_4$ .

Los datos que se requieren para hacer este análisis son:

- Componente orgánico degradable (DC) indicado en kilogramos de DC por metro cúbico de agua residual industrial y lodo producido por unidad de producto. DQO es el indicador DC apropiado para alta concentración de agua residual industrial.
- Agua residual producida en  $\text{m}^3$  por tonelada de DQO
- Salida total de agua tratada en toneladas por año
- Fracción de DQO removida como lodo
- Cantidad de metano obtenido del agua residual y del lodo

#### 4.1.1 Los cinco usos más adecuados para el biogás como combustible

- Generación de calor para ser utilizado en los procesos de las plantas.
- Generación de calor para chaquetas de calentamiento de reactores y otros equipos.
- Para poder accionar los equipos, en ocasiones se utiliza cuando se tienen equipos remotos de difícil acceso.
- En los equipos acoplados con generadores para impulsar equipo remoto; y
- En los equipos acoplados con un generador para producir energía eléctrica (US EPA y US Department of Energy, 1995)

Usos fácilmente adaptables del biogás como combustible:

1. El proceso de calentamiento es requerido para mantener el digestor anaerobio a una temperatura óptima (alrededor de 37°C para la bacteria termofílica). Otros usos para el calor incluyen la evaporación del cloro y del sulfuro de hidrógeno y para el precalentamiento de los lodos.
2. Los motores reciprocantes son utilizados en las plantas donde las mayores demandas son requeridas sólo durante las condiciones de picos de flujo o de carga, por ejemplo las bombas de agua residual cruda, las bombas para el efluente, y para los sopladores (aeradores). El uso de motores reciprocantes elimina la necesidad de tener reserva de energía eléctrica durante los periodos de picos de carga. La compañía de electricidad, puede hacer este pico de energía disponible para alguien más.
3. El equipo indirecto de motores reciprocantes puede dar al diseñador un sistema más flexible y puede ser usado:
  - Para reducir los picos en la demanda de los equipos grandes que son remotos de la fuente de combustible y de mantenimiento;
  - En conjunto con los equipos locales (equipos locales y remotos);
  - Para alcanzar velocidades de operación variables de los equipos remotos grandes; y
  - Para utilizar generadores como motores reciprocantes y para generadores de energía eléctrica de uso general
  - La flexibilidad extra que se obtiene utilizando equipo reciprocante puede ser la diferencia entre el uso eficiente e ineficiente del biogás



4. La generación de energía eléctrica para usos generales facilita el uso eficiente del biogás de las plantas con un tratamiento secundario en el proceso. La producción de biogás de las plantas con tratamiento secundario puede ser suficiente para proveer de un 60 a un 80% de las necesidades totales de energía de la planta, dependiendo de los procesos de tratamiento involucrados. En las plantas con mínimas necesidades de bombeo, el biogás puede proveer toda la energía que requieren. Los equipos generadores de energía de las plantas normalmente operan a bajas velocidades y a bajas presiones. Estos equipos de trabajo pesado pueden generar energía confiable por varios años.

Las calderas o máquinas que utilicen biogás sin reformar deben operar a temperaturas superiores a los 100°C, a menos que la temperatura de combustión se mantenga alta. De otra forma las temperaturas en el escape no serían suficientes para mantener condiciones sin condensación dentro de las cámaras de combustión y los tubos de escape. El CO<sub>2</sub> y el H<sub>2</sub>S en el gas utilizado se vuelven ácidos y extremadamente corrosivos cuando se combinan con agua. La condensación en el escape puede ser eliminada del equipo que utiliza gas sin reformar, mezclando biogás con una mezcla pobre de gas teniendo así menor contenido de H<sub>2</sub>S reduciendo la corrosión asociada con el gas amargo.

## 4.2 Tecnologías apropiadas para la utilización de biogás

Existen infinidad de fabricantes en todo el mundo con diversas tecnologías y patentes utilizadas para almacenar, tratar y transportar el biogás que se produce en todas las plantas de tratamiento de agua residual y de lodos. Cabe resaltar que esta utilización del biogás se ha vuelto común en países europeos donde han obtenido muy buenos resultados económicos y ambientales desde la implantación de estos sistemas.

A continuación se mencionan algunas de las tecnologías más usadas y de mejores resultados.

### 4.2.1 Contenedores de gas

De acuerdo con algunos fabricantes, para el almacenamiento del biogás se puede utilizar un tanque tipo balastra de baja presión para gas seco muchas veces presentado en cilindros verticales. La estructura de este almacén de gas consiste en una carcasa de acero de segmentos también de acero esmaltado. Cada plato de acero está traslapado con el siguiente y los platos atornillados uno con el otro. El techo es de acero de alto grado, hecho como una estructura de acero de forma cónica.

Dentro de los sistemas más utilizados para contener gas se encuentra el sistema de membrana en donde el gas producido es conducido a través de un sistema de tuberías y equipo de seguridad en un contenedor del tipo "gas – membrana" que

se infla. El transporte hacia otro lugar como podría ser el consumidor lo realiza un soplador de gas. Entre el almacén de gas y la tubería de entrada – salida, se encuentra una unidad que consiste en una trampa de remoción de condensados, un equipo de seguridad hidráulico para sobre presión y presión de vacío, un filtro de grava y un grupo de válvulas instaladas. Para indicar el nivel de gas se instala un detector de almacenamiento mecánico o electrónico.

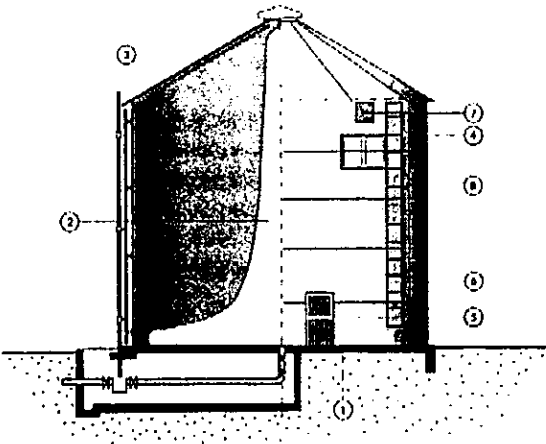
La membrana de gas está hecha de una hoja delgada y reforzada que se suspende del techo del silo y se conecta con un dispositivo en la base a la línea de gas de salida. La impermeabilidad de la membrana está controlada y calculada de acuerdo a las necesidades del usuario.

Las ventajas del sistema de membrana son:

- Comparados con los sistemas convencionales, los costos de compra y mantenimiento son más bajos.
- Requiere de poco mantenimiento
- El proceso es fácilmente controlable
- Tiene una larga vida útil

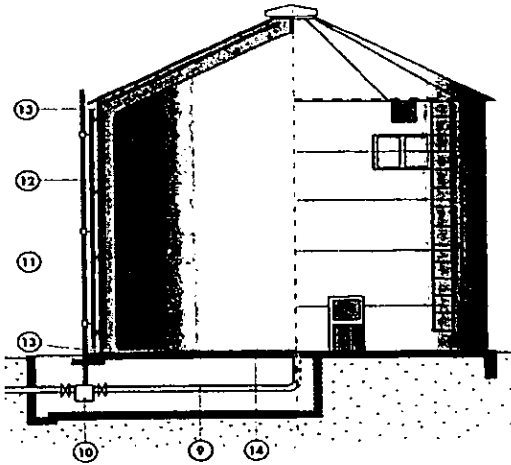
Algunas de las empresas que fabrican contenedores de gas:

- Entec. Environment Technology. Austria
- Muche Alangenbau BmbH, Alemania



Fuente: Muche Alangenbau GmbH, 1997

**Figura 3. Contenedor de Membrana Vacío**



Fuente: Muche Alangenbau GmbH, 1997

**Figura 4. Contenedor de Membrana Lleno**

#### 4.2.2 Compresores

Por su capacidad volumétrica se utilizan dos tipos de equipos para producir aire exento de aceite: *pistón rotatorio* y *centrifugo*.

Cuando se requiere un caudal relativamente alto y presiones bajas el equipo más recomendable de utilizar es un soplador.

Ambos tienen ventajas y desventajas dependiendo del tamaño de la planta y la flexibilidad en cuanto a la DBO en la corriente de agua a tratar.

Las unidades de pistón rotatorio son modulares y con el uso de motores de frecuencia y velocidad variable, en algunas de las unidades puede hacerse que el caudal varíe del 50 al 100% mediante un circuito lógico y un algoritmo que lo controle. En caso de falla normalmente se tienen conectadas otras unidades en la línea que se activan desde el propio cuarto de control en forma manual o automática.

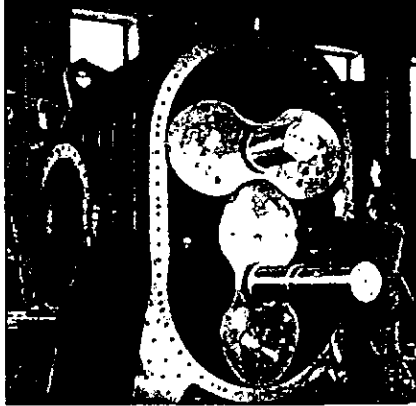
Cuando operan con motores de velocidad variable a baja velocidad consumen menos energía. Las reparaciones son relativamente sencillas y se pueden llevar a cabo en campo.

Para las unidades centrifugas se tiene como ventaja importante los costos de adquisición siempre y cuando los volúmenes de aire requeridos sean altos y la flexibilidad en el caudal no sea demasiado amplia. Normalmente se instalan dos equipos que exceden ligeramente la máxima capacidad de demanda de aire para prever mantenimiento

Cuando operan con un motor de velocidad fija, el caudal se controla a través de alabes a la succión. El ahorro de energía a caudales inferiores no es importante y las reparaciones necesariamente se llevan a cabo en talleres especializados pues los impulsores dado que giran a muy altas velocidades necesitan ser balanceados dinámicamente en equipos especiales.

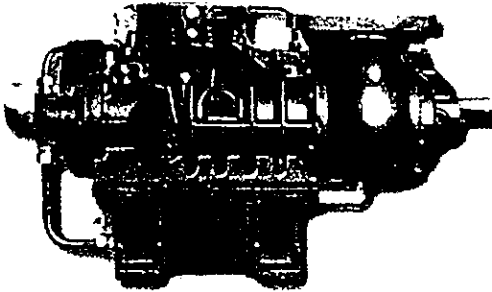
Algunas de las empresas que fabrican compresores:

- Aerzen Maschinenfabrik GmbH, Alemania
- Robussi, Italia
- Hibon, España
- Spellna, Alemania
- ZM Maschinen und Anlagentechnik GmbH, Suiza
- Roots Blowers, Estados Unidos
- Pedro Gil, España
- Ingersoll Rand, Estados Unidos
- Allis Chalmers, Estados Unidos
- Hoffmann, Estados Unidos
- Sulzer, Francia



Fuente: Catálogo Aerzen, 2000

*Figura 5. Soplador de gas de lóbulos tipo cacahuete*



Fuente: Catálogo Aerzen, 2000

*Figura 6. Compresor de tornillo AERZEN*

### 4.2.3 Purificación de gas

El Sulfuro de Hidrógeno es un gas peligroso para la salud y combinado con dióxido de carbono y vapor de agua promueve la corrosión de los equipos, tuberías y accesorios. Los sistemas catalíticos bien aplicados tienen un porcentaje de remoción de  $H_2S$  hasta del 99%, lo cual los hace sistemas confiables para su uso en este tipo de operaciones.

De entre los sistemas de purificación de gas más comunes que existen destaca el sistema catalítico de purificación que sin contener metales nobles es muy estable y eficiente. El abatimiento de hidrocarburos en el biogás es posible debajo de los valores permisibles a temperaturas bajas de operación. Para estas plantas los sistemas de optimización de gas requieren además intercambiadores de calor.

Se purifican sobre todo, las mezclas de gases que contienen como principales constituyentes nitrógeno, argón, metano y dióxido de carbono. Las impurezas como  $CO_2$ ,  $N_2$ ,  $H_2O$ ,  $CO$ ,  $SO_2$ ,  $H_2S$ ,  $CH_4$  y  $C_nH_n$  son removidos por adsorción y absorción, mientras que impurezas como  $O_2$ ,  $H_2$ , y  $NO$ , son removidas por procesos catalíticos. Por estos métodos se purifica el biogás para obtener un gas natural sintético.

La ventaja de purificar el biogás es que se obtendrá metano casi puro y se eliminarán el nitrógeno, dióxido de carbono y el sulfuro de hidrógeno. Podemos utilizar el biogás directamente de cómo sale de la planta simplemente cuidando la temperatura de operación para evitar la corrosión producida por la hidratación del  $H_2S$  y del  $CO_2$ .

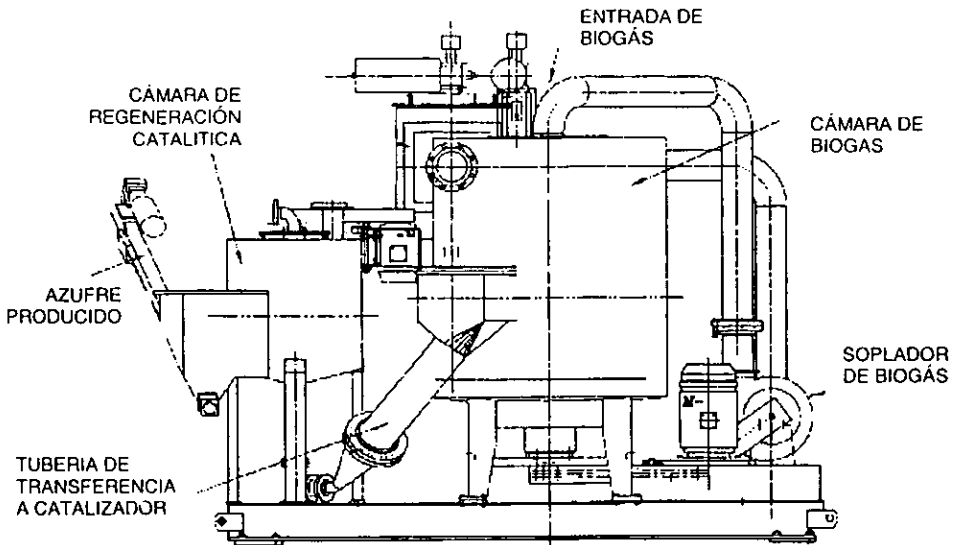
Alrededor del 10% de las plantas de tratamiento de aguas residuales de Canadá y el 25% de las plantas de Estados Unidos utilizan digestión anaerobia para reducir el volumen de lodos que posteriormente requieren de una adecuada disposición. Este proceso que produce biogás, normalmente está contaminado con pequeñas cantidades de varios gases, entre los que destacan el  $H_2S$ . Dependiendo del tipo de uso que se le vaya a dar al biogás y de la cantidad de contaminantes que contenga se recomienda limpiarlo o dejarlo de hacer. La limpieza del biogás elimina los olores nitrosos y las emisiones de sulfuro de hidrógeno, puede tener un gran ahorro en cuestiones de corrosión de equipo y tiempo de mantenimiento, además de extender la vida de los equipos, tuberías y accesorios.

Uno de los procesos utilizados para la limpieza de  $H_2S$  del biogás consiste en el uso de una superficie de contacto gas – líquido. Este proceso se lleva a cabo por medio de un impulsor de mezclado. Un proceso acuoso de reducción – oxidación convierte el sulfuro de hidrógeno en azufre y agua. Los catalizadores, los productos de reacción y los aditivos buffer son productos que cumplen con la normatividad de la Environmental Protection Agency (EPA). La concentración de entrada de gas en este tipo de dispositivos limpiadores no afecta la eficiencia de remoción.

PH = 8 - 9
<b>Absorción</b>
$H_2S_{(g)} \longleftrightarrow H_2S_{(aq)}$
<b>Ionización</b>
$H_2S_{(aq)} + OH^- \longleftrightarrow H_2S + HS^-$
<b>Ataque nucleofílico</b>
$HS^- + FeOHEDTA^- \longleftrightarrow FeHSEDTA^- + OH^-$
<b>Oxidación</b>
$FeOHEDTA^- + FeHSEDTA^- \longleftrightarrow 2FeEDTA^- + S^0 + H_2O$
<b>Reducción</b>
$H_2O + \frac{1}{2}O_2 + 2FeEDTA^- \longleftrightarrow 2FeOHEDTA^- + S^0 + H_2O$
<b>Reacción</b>
$H_2S + \frac{1}{2}O_2 \longleftrightarrow H_2O + S^0$

Fuente: OCETA Environmental Technology Profile, 1998

Tabla 8. Proceso de remoción de H<sub>2</sub>S



Fuente: OCETA Environmental Technology Profile, 1998

Figura 7. Limpiador catalítico de gas

Algunas empresas que fabrican sistemas de purificación de gases

- EVT – Mahler BmbH, Stuttgart, Alemania
- Apollo Environmental Systems Corp, Canadá

### 4.3 Beneficio ambiental de la utilización del biogás

El biogás producido en los digestores que muchas veces son abiertos a la atmósfera, aportando al aire  $\text{CO}_2$  y  $\text{CH}_4$ , componentes fundamentales del biogás que contribuyen al efecto invernadero.

Existen muchos beneficios de la captura de metano y su uso. Estos van a comprender una reducción en las emisiones de gases de invernadero. Cada



tonelada de metano que es enviado a la atmósfera tiene un potencial de calentamiento global sobre 100 años de calentamiento global equivalente a 21 toneladas de dióxido de carbono. Por consiguiente, cada tonelada de metano que es beneficiosamente usada reduce la contribución al efecto invernadero por 21 toneladas de equivalentes de CO<sub>2</sub>

Por otro lado además de limitar las emisiones, la utilización del biogás es benéfica ya que reemplaza el uso de carbón y otros combustibles fósiles para la generación de energía.

Los beneficios pueden también ser reducciones en las inconveniencias asociadas con rellenos sanitarios tales como niveles de basura, olores y ruido. Al respecto, al mejorar el tratamiento de agua residual industrial, los beneficios implican también una mejor calidad en los efluentes de las descargas.

#### **4.4 Impedimentos para la recuperación del biogás**

En general, no existen impedimentos regulatorios para recuperar el biogás y producir energía. Los principales impedimentos y problemas que se derivan son estructurales o producto de algunas decisiones históricas.

Por esto nos referimos en particular a que el precio de la disposición de residuos sólidos a rellenos sanitarios muchas veces omite los costos del impacto ambiental. Ambos pueden elevarse durante la operación y después de que los rellenos se saturen. Esto lleva a una situación donde la energía producida de otras fuentes tales como biogás y renovables, aparentemente resulta más costosa.

Si un relleno sanitario reflejara el verdadero costo de disposición (incluyendo los costos ambientales), sería posible que los recipientes cerrados de la digestión anaerobia de los desechos municipales pudieran ser financieramente viables una vez que el cargo por tratamiento de desperdicio estuviera incluido en el cálculo. Esto es, que la corriente de ingresos incluyera un cargo por tratar los residuos sólidos, ingresos de la venta de electricidad generada a partir del biogás, e ingresos de la venta de composta producida a partir de la digestión.

Los impedimentos históricos son aquellos que se asocian a la infraestructura que no puede ser fácilmente alterada para implementar la recuperación de energía. Esto es particularmente aplicable para las grandes plantas de tratamiento de agua municipal. Sin embargo, una total imposición de procesos y prácticas pueden descubrir oportunidades de ahorro de energía, incluso si no conduce a la implementación de la recuperación de biogás y uso.

En relación con el agua residual industrial, se sugiere la disminución de las cuotas de descarga o que no haya cuotas. Estas situaciones presentan un impedimento significativo para la implementación de procesos innovativos de manejo de residuos. Actualmente no existen incentivos por parte de las autoridades, aunque sostengan la tendencia hacia un mínimo de descargas (descarga cero), para que

las empresas investiguen nuevos acercamientos para el manejo de residuos, dejando a un lado la implementación de nuevas aproximaciones.

Las políticas anteponen el manejo de residuos de manera aerobia sobre la digestión anaerobia aunque ambos pueden llegar al resultado deseado.

Sin embargo, bajo muchas circunstancias, la digestión anaerobia y la captura y uso de metano son más deseables que hacer compostas aerobias estas a su vez pobremente aireadas. En este caso el proceso se convierte en anaerobio y deja escapar metano directamente a la atmósfera.

#### 4.5 Oportunidades en el ahorro de energía

Oportunidades para aprovechar el ahorro en la compra de energía en el tratamiento de agua municipal el cual nos lleva a la recuperación y uso de metano que surge de los siguientes procesos.

Existen diferentes procesos tanto internos como externos susceptibles de apoyarse en la generación de energía a partir del biogás.

Internos	Externos
<ul style="list-style-type: none"> <li>• La producción de gas y su composición: cantidad, fluctuación y calidad.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Legislaciones de calidad del aire</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Usos de la energía en la planta</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Precios del gas y de la electricidad</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Necesidades eléctricas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Legislación de la cogeneración</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Necesidades de energía mecánica</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tasa interna de retorno para la energía cogenerada</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Necesidades de calentamiento o enfriamiento</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Legislación de ruido</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aplicación de sistemas de respaldo eléctrico</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Posibilidades locales para el uso de la energía fuera de la planta</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Consideraciones operacionales</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Consideraciones del lugar, presentes y futuras</li> </ul>	

Fuente: O'Malley, 1987

Tabla 9. Factores que afectan la selección de la utilización del gas

## 5. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA CON BIOGÁS VÍA COGENERACIÓN

La cogeneración como término energético se utiliza para denominar a los sistemas de utilización secuencial de la energía para producir electricidad y otra forma degradada de energía térmica, típicamente vapor o calor de proceso. El objetivo de la cogeneración es la optimización del uso de la energía primaria, generalmente la energía química en la oxidación de los combustibles; el requerimiento de combustible para una generación independiente de electricidad y energía térmica es mayor que el requerido en la cogeneración de ambas formas energéticas (CONAE, 1995).

### 5.1 Sistemas de cogeneración

La energía eléctrica en la industria en general ha sido tradicionalmente factor importante y fundamental para el desarrollo tecnológico y económico de nuestro país, el abasto suficiente y oportuno de energía eléctrica, es el soporte básico de la planta productiva nacional y por lo tanto, es necesario contar con el suministro de energía eléctrica en condiciones mejoradas de estabilidad y calidad, capacidad adicional cuando se requiera, adaptación a los cambios tecnológicos y adecuación a las distintas modalidades de inversión, previstas en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

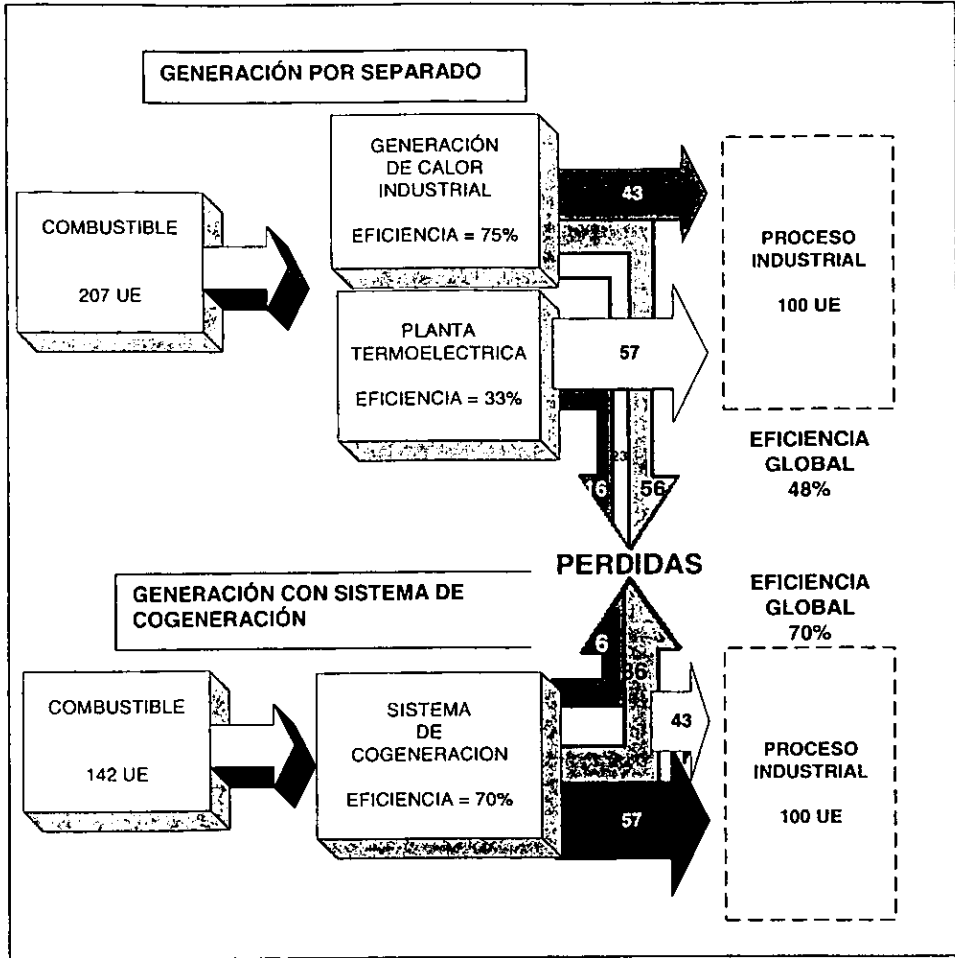
Debido a los cambios desarrollados actualmente en nuestro país para la producción y uso eficiente de la energía eléctrica, buscando siempre fuentes alternas de producción, se empieza a considerar con gran importancia el uso y aplicación de la tecnología, sobre sistemas de cogeneración, como una alternativa eficiente y económica para producir energía eléctrica y térmica en el mismo lugar de producción y consumo.

Actualmente los precios de la energía eléctrica suministrada por la Comisión Federal de Electricidad (C.F.E.) está sufriendo incrementos mensuales, y por lo tanto es muy importante analizar la posibilidad de invertir en un sistema de cogeneración, el cuál permitiría obtener ahorros económicos muy importantes y una aplicación más eficiente de los recursos energéticos

### 5.2 Breve marco legal de la cogeneración en México

En la actualidad, concientes de la situación energética del país, existen muchas empresas dedicadas a la búsqueda constante de una mayor participación privada en el desarrollo tecnológico del país y la utilización de técnicas y equipos con tecnologías más avanzadas. Dichas empresas están integrando sistemas de cogeneración de acuerdo a la capacidad y necesidades propias de cada consumidor en particular y de conformidad con el artículo 36 de la Ley y los Artículos 77, 78, 101, 103, 104, 105, 106 y 107 del *Reglamento del Servicio Público de Energía Eléctrica*.

Por otra parte y con respecto al *Documento de Prospectiva del Sector Eléctrico (1995-2004)* editado por la Secretaría de Energía, se menciona que de acuerdo con la experiencia internacional, los sistemas de cogeneración permiten un importante ahorro de energía primaria, mediante la generación conjunta de energía eléctrica y térmica para los procesos industriales, y en términos generales, se estima que el ahorro de energía primaria es de alrededor del 31%, como se muestra en el esquema anexo.



Fuente: Prospectiva del sector eléctrico, 1995 – 2004

Figura 8. Cogeneración vs Generación con sistemas convencionales

### 5.3 Status de la Cogeneración en México

En México, a pesar de que es un importante factor para la selección de un tratamiento anaerobio la posibilidad de recuperar el biogás como energía en la combustión para calderas, secado, etc., solamente sucede en 13 de las poco más de 50 plantas de tratamiento que poseen reactores anaerobios para aguas residuales mientras que en más del 50% de las plantas no queman el biogás producido y lo ventean a la atmósfera contribuyendo al efecto invernadero. Algunos otros realizan una filtración con hierro para así eliminar el H<sub>2</sub>S. Es un dato importante de notar que en todas las plantas construidas por compañías extranjeras, el biogás es quemado o recuperado y solamente se ventea en algunos de los reactores de tecnología local sin importar el tipo de agua tratada. (Fuente: Ingeniería y Ciencias Ambientales, 1998),

De las plantas de tratamiento que poseen reactores anaerobios en México para aguas residuales cada una produce en promedio 5,500 m<sup>3</sup>/día de biogás. Si cada m<sup>3</sup> de biogás con un 60% en contenido de metano produce 1.48 kW de energía eléctrica tendríamos entonces 8000 kW diarios de energía eléctrica desperdiciada por planta de tratamiento que no utilice el biogás.

#### 5.3.1 Potencial de cogeneración en México

Se ha identificado, para algunos estados seleccionados, la relación que existe entre el potencial de cogeneración y los requerimientos adicionales de capacidad del sector eléctrico, en el periodo de 1998 al 2006.

Estado	Potencial de cogeneración (MW)	Requerimientos Adicionales de capacidad (MW)	Porcentaje (%)
Jalisco	1,942	0	---
Veracruz	1,155	1,800	64.2
Nuevo León	712	450	158.2
Tamaulipas	413	3,600	11.5
Chihuahua	314	249	126.1
Sonora	263	675	39.0
Durango	130	450	28.9
<b>TOTAL</b>	<b>4,929</b>	<b>7,224</b>	<b>68.2</b>

Fuente: CONAE, 1996

Tabla 10. Potenciales de cogeneración y requerimientos de capacidad adicional por estado de 1998 al 2006

La Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, CONAE, en coordinación con algunas otras instituciones promueve las inversiones en los estados, sobre todo en los que existe mayor potencial de cogeneración producto de las actividades que ahí se desarrollan. Algunos de estos estados son Jalisco, Nuevo León, Tamaulipas y Veracruz entre otros.

La Comisión Federal de Electricidad, CFE, en su proyección del año 1998 al 2006 indica que para cubrir satisfactoriamente con las demandas energéticas debidas al crecimiento en Nuevo León, Tamaulipas y Chihuahua, se necesita instalar capacidad adicional en el periodo del año 1998 al 2006, por un total de 4,299 MW. La inversión necesaria, considerando ciclos combinados que utilicen metano asciende a 3,242 millones de dólares.

La CONAE estableció en 1999 que en por lo menos 55 empresas de esos estados se podría aprovechar un potencial de cogeneración de 1,125 MW, obteniéndose una reducción de la inversión de 849 millones de dólares y por lo tanto se sabe que es conveniente impulsar la cogeneración en todo del país.

Como resultado de la cogeneración se tendrá, generalmente, una capacidad eléctrica excedente que, de acuerdo con la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), puede ser vendida a la empresa suministradora.

Para que la energía eléctrica excedente de los cogeneradores sea recibida por la empresa suministradora sobre una base firme y a un precio que sea beneficioso para ambas partes, se debe utilizar el modelo descrito en el Convenio de Compraventa de Excedentes de Energía Eléctrica, publicado el 7 de enero de 1997 en el Diario Oficial de la Federación (DOF).

El Convenio de Compraventa de Excedentes de Energía Eléctrica permite al cogenerador (permisionario) vender sus excedentes mediante dos procedimientos de recepción:

- Subasta: el permisionario dará a conocer a la CFE quince días antes del comienzo de cada intervalo operativo, el precio al que ofrezca entregar energía en dicho intervalo para los períodos horario (punta, intermedio y de base)
- Recepción automática: la CFE, a más tardar a las 15:00 hrs. de cada día, notificará al permisionario el precio base que se prevea pagar para cada período horario del día siguiente por la energía económica. Cuando el permisionario notifique a la CFE antes de las 16:00 hrs. del día previo que entregará un bloque de energía, se considerará recepción automática notificada y se pagará a razón de 0.9 veces el costo base; cuando el aviso no se realice con esa anticipación, la entrega se considerará recepción automática no notificada y se pagará a 0.85 veces dicho costo.

La CFE pagará al cogenerador los cargos que resulten por la energía económica entregada, según los precios correspondientes al procedimiento de recepción elegido por el cogenerador.

Por el lado de la capacitación, se deberá continuar con la difusión y promoción de estos sistemas en los sectores con potenciales identificados. Asimismo, se deberá

dar mayor impulso a la Subcomisión para promover los Proyectos de Cogeneración de la CONAE, orientando sus tareas a la identificación de los obstáculos que impiden o limitan el desarrollo de la cogeneración así como a la definición de las estrategias para su superación.

Esta subcomisión fue constituida el 22 de agosto de 1996, agrupando a instituciones gubernamentales, tales como la Comisión Nacional para el ahorro de Energía (CONAE), Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y Secretaría de Comercio y Fomento Industrial (SECOFI); la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Luz y Fuerza del Centro (LFC); centros de investigación, como el Instituto de Investigaciones Eléctricas y el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP); y empresas particulares representativas de los sectores con mayores posibilidades de aprovechar la cogeneración.

### *5.3.2 Selección y optimización de sistemas de cogeneración*

La Comisión Reguladora de Energía (CRE), en materia de permisos para la generación privada de energía eléctrica ha otorgado permisos que aumentan la capacidad de generación en México, siendo el 24% del total de la capacidad en proyectos de la modalidad de cogeneración.

Se espera que esta proporción aumente ya que la normativa existente permite que las industrias puedan suplir sus necesidades energéticas mediante la implementación de proyectos de autoabastecimiento y cogeneración.

La industria de la cogeneración está tomando un auge en México ya que las condiciones para que la iniciativa privada utilice y obtenga beneficios de la cogeneración se están estableciendo. En muchas regiones del país, tradicionalmente se utiliza el combustible diesel o el combustóleo para satisfacer las necesidades de energía térmica, siendo esta en su modalidad de calor para calentamiento o para generar vapor para determinado proceso. La apertura a las empresas de distribución de gas está acelerando este auge. Siendo el gas natural el combustible de preferencia por su precio y su denominación de combustible limpio.

La capacidad de producir electricidad y energía térmica de una sola fuente ofrece beneficios múltiples incluyendo la reducción de costos de insumos energéticos como el combustóleo y tarifas eléctricas; la reducción de contaminación atmosférica y el aumento en la flexibilidad de uso y manejo de la energía. Los sistemas de cogeneración con turbinas de gas son una fuente de energía eléctrica y térmica que ofrecen un alto grado de eficiencia, confiabilidad y flexibilidad.

## 5.4 Tecnologías apropiadas para la producción de energía con biogás vía cogeneración

La generación de energía eléctrica a través del aprovechamiento del biogás producido en los sitios de disposición final ha tenido resultados aceptables a escala mundial. El metano obtenido, se utiliza para su combustión en los equipos diseñados con el propósito de generación de energía eléctrica. Existen principalmente 3 sistemas, los cuales cuentan con características y parámetros de operación propios y se describen a continuación.

### 5.4.1 Motores de Combustión Interna

Los motores de combustión interna o reciprocantes del tipo pistón alternativo, son los más utilizados para la generación de electricidad, este tipo de máquinas presentan como principal característica que las emisiones de NO, son bajas, comparativamente con las máquinas de combustión de gas natural, debido al contenido bajo de BTU del gas y al efecto diluyente del CO<sub>2</sub> presente en el biogás.

La maquinaria puede contar con equipo adicional que reducirá las emisiones a los límites deseados. Las tasas de calor del sistema de 11,000 a 13,000 Kw / B.T.U.

El problema mayor con este tipo de proyectos, es la selección apropiada del compresor para el gas combustible, adicional al acoplamiento del compresor al gas existente, así como los requerimientos de la máquina.

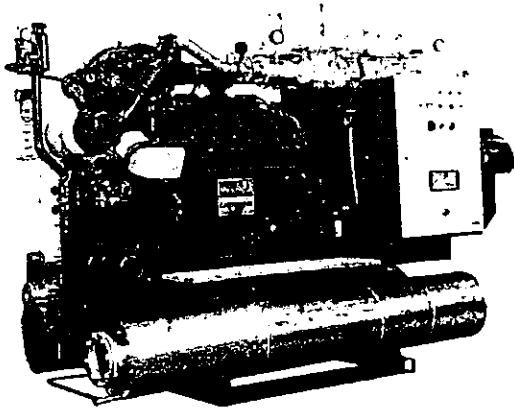
También se ha encontrado que un sistema de pretratamiento, el cual se describe al final de este inciso, extiende la vida útil de la maquinaria, reduciendo su mantenimiento. Sin embargo, un sistema de refrigeración para enfriar el gas y un filtro que atrape partículas resulta ser más efectivo. Este sistema eliminará el exceso de humedad y los componentes pesados que son difíciles de que hagan combustión y que provocan corrosión en los sistemas de lubricación del equipo y sus partes móviles.

Todas las máquinas que trabajen a base de biogás son de cuatro ciclos con ignición de chispa, cuentan con turbo cargador interenfriado y con un equipo de inducción de carga prestratificado para el control del monóxido de nitrógeno.

Los convertidores catalíticos se utilizan en una variedad de instalaciones, con máquinas generadoras a partir del Biogás con el propósito de controlar las emisiones. Sin embargo, no son ofrecidas para instalaciones comerciales en este momento, aunque los informes de pruebas indican la exitosa reducción catalítica de emisiones. Una reducción equivalente en las emisiones se puede obtener usando modificaciones en la combustión, tales como la mezcla. En el futuro una combinación de dos de las tres estrategias antes referidas, puede ser utilizada para lograr niveles de monóxido de nitrógeno abajo de 0.5 g/HP/hr.

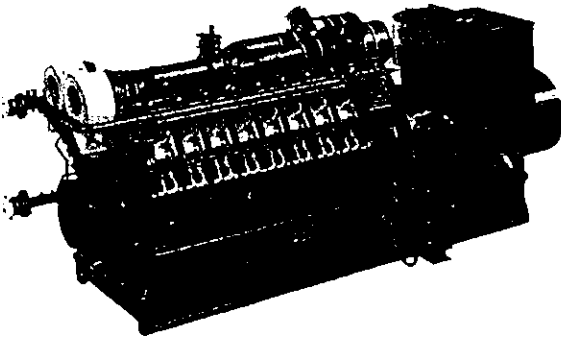


Los ajustes de precisión aire - combustible, usando microprocesadores, son un medio confiable para mantener ciertos límites de bajas emisiones, el monitoreo de oxígeno y los controles de retroalimentación son requeridos en las máquinas de baja emisión.



Fuente: Catálogo DEUTZ, 1999

*Figura 9. Motor reciprocante DEUTZ MWM V16*



Fuente: Catálogo DEUTZ, 1999

*Figura 10. Motor reciprocante DEUTZ MWM V12*

### 5.4.2 Turbinas de Gas

Las turbinas de gas son utilizadas en lugares donde se tiene un suministro confiable de gas natural o biogás en este caso. La turbina utiliza el flujo de gas como medio de trabajo para convertir energía térmica en energía mecánica. El gas se produce en el motor como resultado de la combustión de determinadas materias. Unas toberas estacionarias lanzan chorros de dicho gas contra los álabes (paletas) de una turbina, y el impulso de los chorros hace girar el eje de la turbina. Una turbina de combustión de ciclo simple incluye un compresor que bombea aire comprimido a la cámara de combustión. El combustible, en forma gaseosa, también se inyecta en dicha cámara, donde se produce la combustión. Los productos de la combustión salen de la cámara a través de las toberas y hacen moverse la turbina, que impulsa el compresor y una carga externa como un generador eléctrico.

En una instalación de turbinas trabajando con biogás en Europa, se utiliza una unidad industrial MITSUI, con una tasa de calor de aproximadamente 13,000 Btu/kW. Esta utiliza 4,500 m<sup>3</sup> de gas por minuto, y produce 6,400 KW de energía. Esta unidad fue la primera en trabajar con biogás con inyección de agua, y ha operado intermitentemente durante los pasados 2 años. La inyección de agua, es un método comprobado para el control de monóxido de carbono en las turbinas de gas y probablemente será requerido para cubrir las emisiones de monóxido de carbono. (Muche Anlagbau, 1998)



Fuente: General Electric, 1993

*Figura 11. Turbina de gas*



Fuente: General Electric, 1993

*Figura 12. Alabes de Turbina de gas*

Los controles de oxidación de emisiones por catalizadores, se encuentran en desarrollo para proveer un medio eficiente para reducir el NOx y el CO por abajo de las 10 ppm. Se requerirá una alta eficiencia en la filtración y enfriamiento (condensación), para reducir las partículas a niveles aceptables. Enfriar el gas combustible debajo del punto de condensación reduce las concentraciones de tóxicos e hidrocarburos pesados en el gas del relleno, para una emisión total en un escape.

Algunas de las empresas que fabrican turbinas de gas:

General Electric. (Estados Unidos)

Mitsui (Japón)

Centrax (Francia)

#### 5.4.3 Generadores de vapor

La tecnología más reciente de generación de energía utilizando biogás, es la generación de vapor usando el ciclo Rankine. El gas es quemado en un calentador para producir vapor sobrecalentado. El vapor es usado para mover un generador - turbina de vapor, para la producción de energía. Los beneficios de la producción de energía usando el ciclo Rankine de la combustión de biogás, consisten en una baja tasa de producción de calor de 10000 BTU/KW. Esta es la tasa mas baja y la eficiencia mas alta de todos los sistemas de producción de energía trabajando con biogás. Adicionalmente, el ciclo Rankine ha demostrado ser uno de los más bajos emisores de NOx de cualquier equipo que trabaje con biogás. Los calentadores son designados por sus bajas tasas de emisión, mediante las siguientes técnicas:

- Quemador de Bajo NOx
- Recirculación de gas
- Sistema para asentamiento de oxígeno
- Horno de bajo flujo calorífico
- Precalentamiento de aire de baja combustión

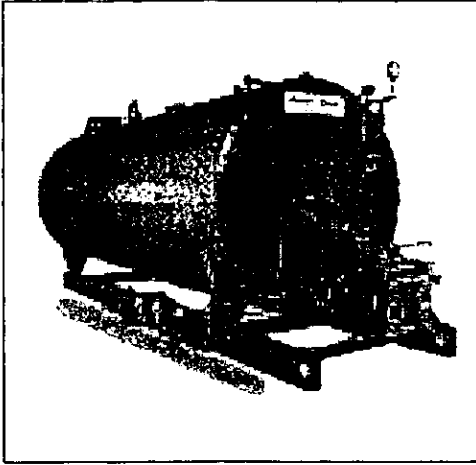
Las emisiones de NOx y CO menores de 20 ppm, se han logrado en calentadores que trabajan con biogás como combustible.

Este sistema no ha madurado tecnológicamente lo suficiente para ser recomendado con amplitud a escala mundial, sólo existen plantas que están en proceso de experimentación con este sistema.

Algunas de las empresas que fabrican calderas de vapor:

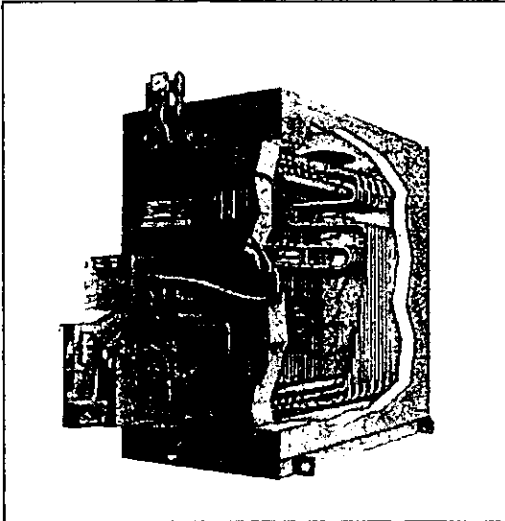
Cleaver (Estados Unidos)

Brocks (Estados Unidos)



Fuente: Cleaver Heat and Power, 1996

*Figura 13. Caldera de vapor de tipo de tubos de humo*



Fuente: Cleaver Heat and Power, 1996

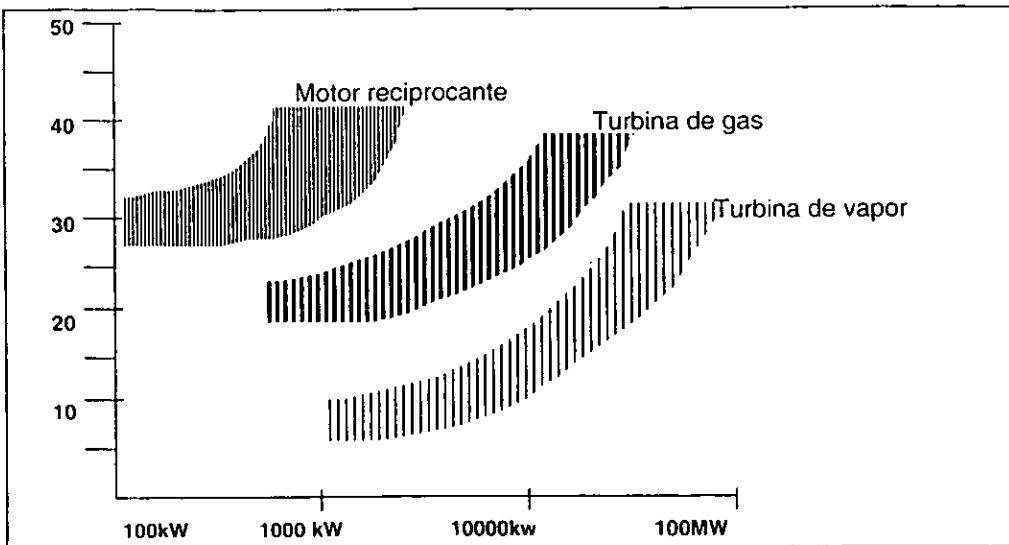
*Figura 14. Corte de una caldera de tubos de humo*

#### 5.4.4 Eficiencias en la cogeneración

El principio de la cogeneración puede ser llevado a cabo de distintos modos dependiendo de cuál sea el motor designado como primario (motor reciprocante, turbina, etc..) y cuales sean las características del combustible usado. La aplicación de los motores reciprocantes ofrece ciertas ventajas.

Entre estas las más importantes son:

- **Alta eficiencia eléctrica**, arriba del 40% para generar una cantidad máxima de electricidad la cual tiene que ser considerada para obtener energía más valiosa que el calor.
- **Alta eficiencia total**, entre el 85 y 91% en los sistemas de motores reciprocantes. Comparativamente, los sistemas de motor reciprocante con los sistemas que poseen turbinas de gas disminuye significativamente incrementando la eficiencia eléctrica de un juego de turbinas.
- **Muy bajas emisiones** debido al uso del biogás en combinación con mezcla pobre de combustible o catalizadores. Las máquinas modernas que utilizan mezcla pobre de combustible se mantienen dentro de los estándares legales para operar sin catalizadores para reducir las emisiones de NOx.



Fuente: Folleto Maquinaria IGSA, 1997

Figura 15. Gráfica de eficiencia contra producción de energía eléctrica

## 5.5 Utilización de la energía producida

### 5.5.1 Generación de Energía Mecánica.

Las experiencias que existen en cuanto a generación de trabajo mecánico teniendo como fuente de energía el biogás, indican que un método de transformación adecuado es mediante el motor de combustión interna.

Los líquidos no pueden hacer combustión, previamente deben pasar a estado gaseoso, debido a esto es que es más eficiente usar un combustible en estado gaseoso directamente, que usar un combustible líquido para transformarlo luego en gas para su combustión. Esta es una de las ventajas de usar metano en este tipo de motores.

Para que un motor de combustión interna tradicional funcione como fuente de energía, el metano, no es necesario transformarlo en forma sustancial, pero si se le deben realizar algunos cambios. Estos son más fáciles de realizar en un motor de gasolina que en un motor diesel.

### 5.5.2 Generación de Electricidad.

La producción de este tipo de energía se hace mediante una transformación de energía por medio de un motor de combustión interna y un generador.

Idealmente son necesarios cerca de  $0.62 \text{ m}^3$  de biogás ( $60\% \text{CH}_4$ ) para producir 1 KWh. Considerando que un generador tiene una eficiencia de aproximadamente un 80% se requieren  $0.78 \text{ m}^3/\text{KWh}$  de metano.

### 5.5.3 Generación de vapor

En diferentes procesos industriales se ocupa vapor para diversos usos, por ejemplo para generar electricidad por medio de centrales termoeléctricas, en hospitales, etc.

En general el vapor es producido mediante el calentamiento de agua en una caldera (unidad generadora de vapor), usando variados combustibles como carbón, leña, gas, etc. En el caso de usar biogás como combustible, habría que diseñar quemadores adecuados dependiendo de la cantidad de vapor a generar.



#### 5.5.4 Generación de Metanol

Sobre las transformaciones químicas del biogás hay escasa bibliografía y no es la tendencia general aprovechar el biogás en este tipo de transformaciones. Sin embargo, se ha experimentado en la transformación del metano contenido en el biogás a metanol.

El metano es un gas difícil de licuar debido a su baja temperatura crítica y alta presión crítica. Por esto, en los lugares donde habitualmente se produce metano, ya sea producto de desechos orgánicos o el existente en pozos petrolíferos, se le transporta en estado gaseoso. Esto se hace por medio de tuberías, incluso en aquellos casos en que existe gran distancia entre los pozos de petróleo y el eventual lugar de consumo del gas. Cuando no resulta económico el aprovechamiento del metano a largas distancias este se quema en el sitio de extracción. Una solución a este problema es la transformación de metano a metanol. Por el hecho de ser líquido en condiciones normales, su transporte es más barato que el transporte de metano.

El metanol es usado en muchas partes del mundo para calefacción, iluminación, cocina y motores de combustión interna y presenta la ventaja de ser un combustible prácticamente no contaminante.

### 5.6 Esquema tipo de producción de energía con biogás vía cogeneración

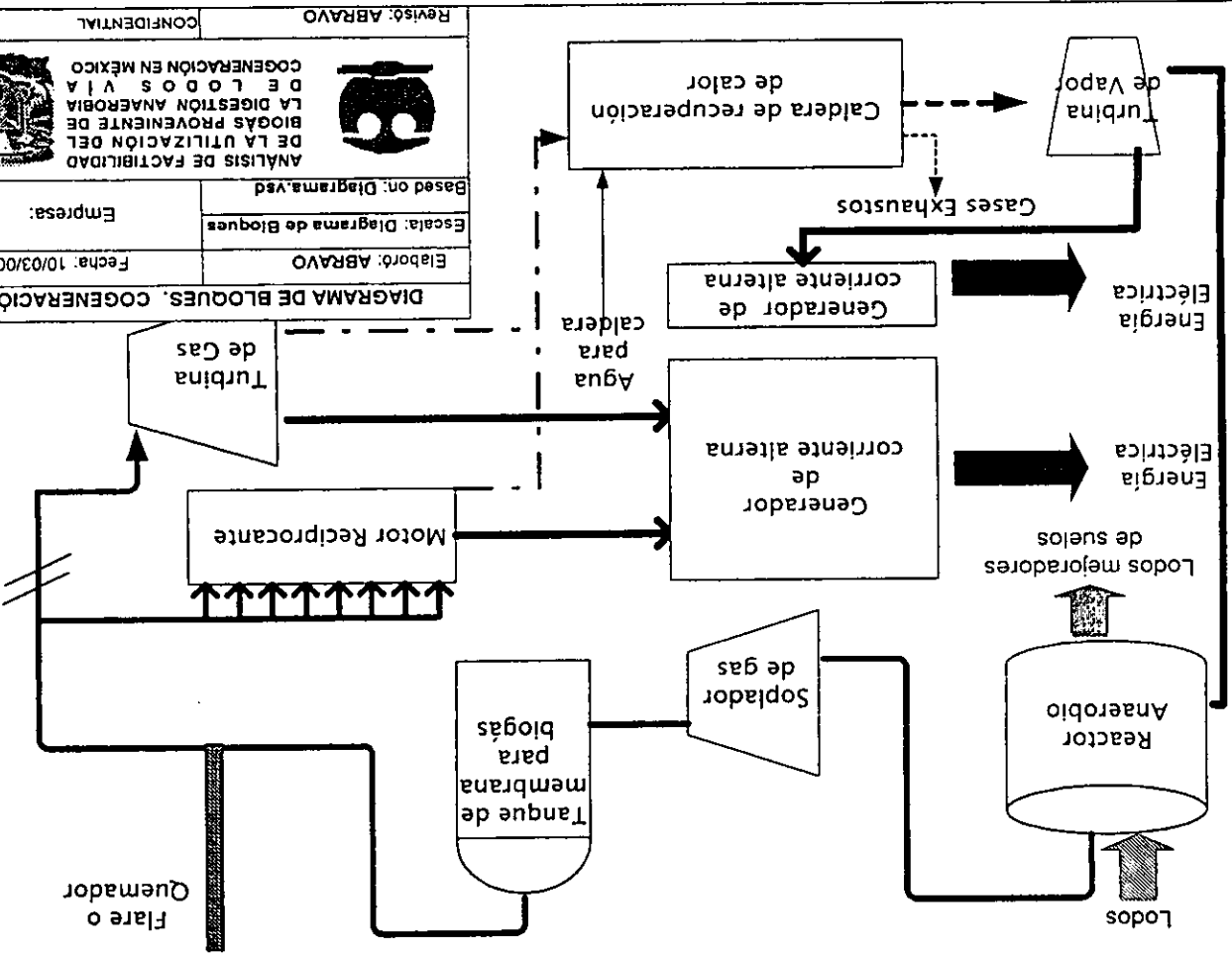


DIAGRAMA DE BLOQUES. COGENERACIÓN

Fecha: 10/03/00

Elaboró: ABRAVO

Escala: Diagrama de Bloques

Empresa:











Based on: Diagrama.vsd

ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD  
DE LA UTILIZACIÓN DEL  
BIOGÁS PROVENIENTE DE  
LA DIGESTIÓN ANAEROBIA  
DE LOS OS VÍA  
COGENERACIÓN EN MÉXICO





CONFIDENTIAL

Revisó: ABRAVO

-  Agua para caldera
-  Biogás
-  Energía Mecánica
-  Humos Calientes
-  Gases Exhaustos
-  Vapor de Alta
-  Vapor de Media
-  Energía Eléctrica
-  Entrada de Lodos de PTAR
-  Lodos mejoradores de suelos

**LEYENDA. DIAGRAMA DE BLOQUES**

Elaboró: A BRAVO	Fecha: 10/09/00
Escala: Diagrama de Bloques	Empresa:
Based on: Diagrama.vsd	
	ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DE LA UTILIZACIÓN DEL BIOGÁS PROVENIENTE DE LA DIGESTIÓN ANAEROBIA DE LODOS VÍA COGENERACIÓN EN MÉXICO
Revisó: A BRAVO	 CONFIDENTIAL

### 5.6.1 Explicación del Esquema tipo de producción de energía con biogás via cogeneración

El diagrama parte de la entrada de los lodos al reactor donde serán tratados anaerobiamente. Se forman dos productos, lodos mejoradores de suelos, que mediante distintos procesos de secado, desinfección, etc. y el biogás, nuestro componente clave en este proceso.

El biogás es conducido a través de tuberías hasta un soplador de gas el cual levanta su presión y lo lleva hasta el tanque de membrana. En este tanque de membrana se va a almacenar todo el biogás que se produce en la digestión anaerobia de lodos.

Si existen picos de producción de biogás es conveniente contar con quemador que intermitentemente elimine estos excesos que no es conveniente económicamente tener capacidad en la planta para el tratamiento y uso de ellos.

En la siguiente etapa comienza nuestra producción de energía, en este caso mecánica, ya sea mediante un motor recíprocante o por medio de una turbina de gas, las flechas de estos equipos van dirigidas hasta un primer generador que producirá energía eléctrica que será distribuida ya sea dentro de la misma planta o en la red pública.

Producto también de estos equipos están los humos calientes producto de la combustión, estos humos deben tener la capacidad calorífica adecuada para que ingresados a una caldera podamos producir vapor de alta.

A su vez este vapor de alta será utilizado para mover una turbina de vapor que tendrá dos productos utilizables, el primero es energía mecánica necesaria para producir mediante un segundo generador de corriente, energía eléctrica; el otro producto de este equipo será vapor de media que será conducido por tuberías aisladas hasta la chaqueta del reactor anaerobio para hacer que este conserve su temperatura de reacción.

## 5.7 Beneficios de la Cogeneración

Dentro de los principales beneficios de la cogeneración, cabe destacar que:

- Los sistemas de cogeneración tienen eficiencias totales más altas comparativamente que los sistemas convencionales en las plantas de energía térmica teniendo hasta un 60% de ahorro en el consumo de energía primaria.
- Las plantas de generación de energía tienen altas pérdidas en la transmisión de energía no siendo este el caso con las plantas que poseen sistemas de cogeneración debido a que están localizados cerca del usuario final.
- Las emisiones al ambiente de NO<sub>x</sub> son menores, 25% en comparación con la electricidad producida en las plantas de energía eléctrica y térmica que utilizan como combustible carbón.
- Las emisiones de CO<sub>2</sub> al ambiente son del 30 al 60% menores que en los procesos que utilizan fuentes de energía convencional, además de que no existen emisiones de azufre.
- Las plantas de cogeneración que poseen dos o más motores son productoras de energía eléctrica confiable durante los periodos de demanda pico.
- Los sistemas de cogeneración que utilizan biogás son neutrales en cuanto a CO<sub>2</sub> se refiere pero hacen uso del metano (CH<sub>4</sub>), que entre otras cosas destruye al ozono.
- Los costos de inversión para los sistemas de cogeneración que utilizan motores recíprocos son muy atractivos comparativamente con las plantas convencionales de producción de energía eléctrica. En combinación, con costos bajos de producción de electricidad se pueden obtener, tiempos de amortización de menos de 5 años

## 6. ECONOMÍA DE LA RECUPERACIÓN Y UTILIZACIÓN DEL BIOGÁS VIA COGENERACIÓN

La mejor práctica económica para tratamiento de agua residual municipal depende de la política de precios y la política regulatoria en la que una planta de tratamiento de agua residual opera. No es necesario para la mejor práctica únicamente contemplar los términos financieros de la planta para generar energía partiendo del biogás si la energía puede ser comprada más barata sin tomar en cuenta los desechos de la producción de esta. Tampoco es necesariamente lo mejor el hecho de instalar sistemas de recuperación de calor donde los costos de la recuperación de energía térmica son más costosos que el costo de la energía necesaria para generar una cantidad de calor igual a la recuperada.

El precio de la electricidad de fuentes tradicionales no toma en cuenta el efecto del impacto ambiental de la generación de electricidad tal como el impacto de las emisiones a la atmósfera o el impacto de las descargas de residuo sólido de partículas suspendidas de las plantas productoras de energía.

### 6.1 Potencial económico de la recuperación y utilización del biogás

#### 6.1.1 Costos de generación de electricidad

Una máquina de combustión interna con una capacidad de 1,100 kW (1.1 MW), utiliza 13,650 kJ para generar 1kW de electricidad.

La vida económica del motor es relativamente corta, comparada con la vida de la planta de biogás y las tuberías, aún es el equipo más caro requerido para la generación de electricidad.

Equipo	Costo anualizado
Equipo de combustión interna, construcción y auxiliares	56%
Interconexiones (electricidad, agua y gas)	7.5%
Operación y mantenimiento	36.5%
Total	100%

Fuente: US EPA, 1996

Tabla 11. Costos de generación de electricidad

### 6.1.2 Potencial de energía

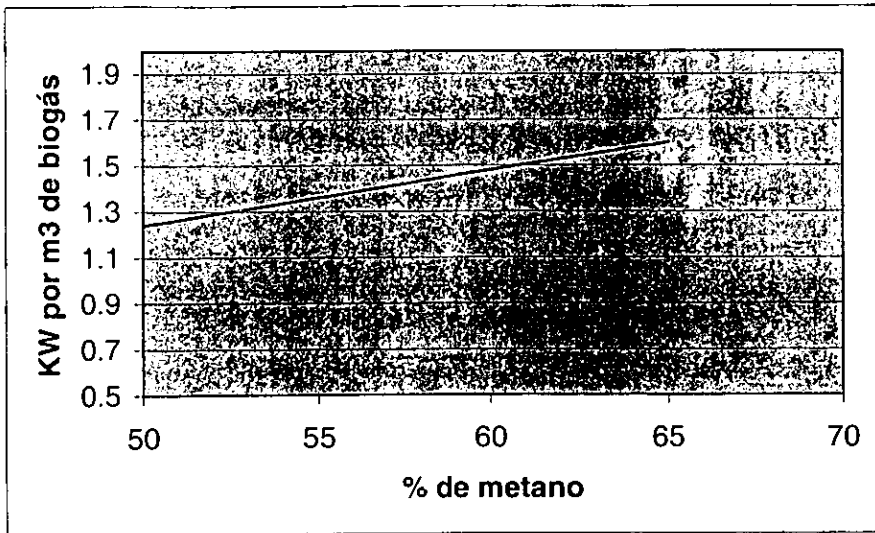
La proporción de energía en el biogás determina la capacidad calorífica asociada con el gas. El metano puro tiene una capacidad calorífica de 33,840 kJ/m<sup>3</sup>, de tal forma que el biogás a un 60% de metano tiene una capacidad calorífica de 20,305 kJ/m<sup>3</sup>.

La tabla 12 muestra el potencial de generación de energía eléctrica por m<sup>3</sup> de biogás, donde el contenido de metano se encuentra entre el 50 y 65%

% de metano	KJ por m <sup>3</sup> biogás	KW por m <sup>3</sup> de biogás
50	16,919	1.24
55	18,612	1.36
60	20,305	1.48
65	21,998	1.6

Fuente: US EPA, 1996

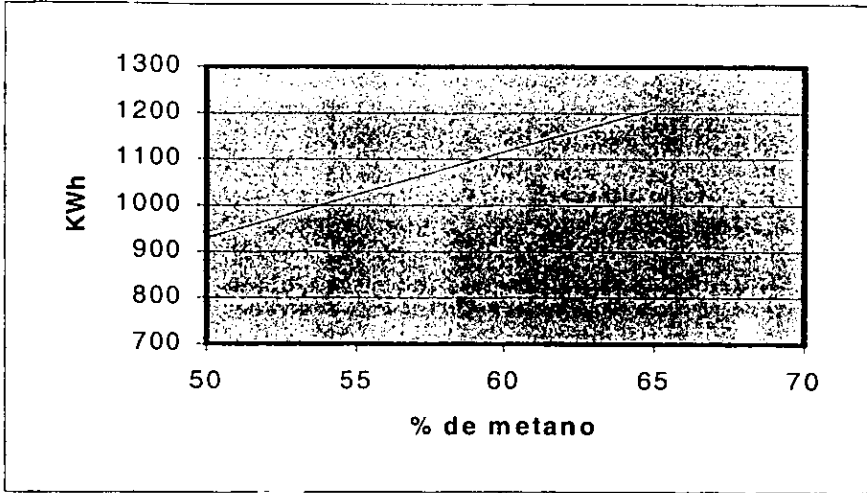
Tabla 12. Potencial de generación de electricidad por unidad de biogás



Fuente: US EPA, 1996

Figura 16. Potencial de generación de energía eléctrica

El flujo de biogás por hora varia durante el año. Una aproximación para la generación de energía es tomada, en este la capacidad está basada en los niveles más bajos de biogás de la temporada durante la vida de la máquina. Si, en el futuro, la capacidad de producción de biogás excede, entonces se utilizará un quemador.



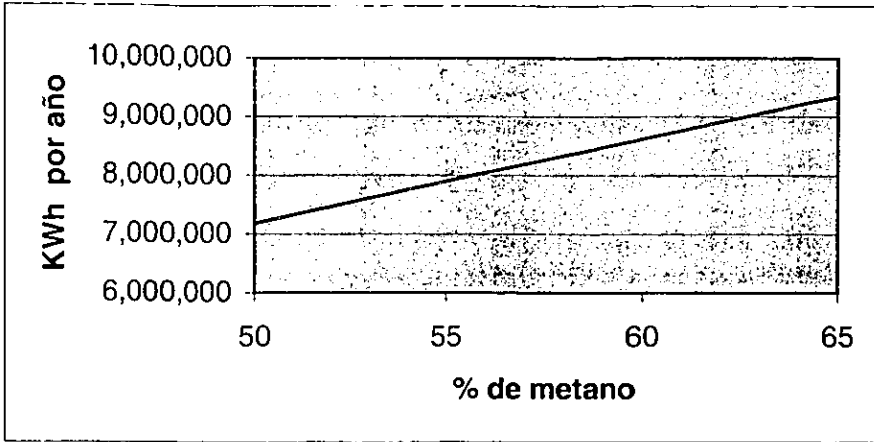
Fuente: US EPA, 1996

Figura 17. Energía generada para un flujo de 750 m<sup>3</sup>/hora

Con un equipo con capacidad de 1,100 KW, existe algún plazo para procesar el biogás a la tasa de flujo arriba de los 750 m<sup>3</sup>/hora. La cantidad mínima de kWh generados a lo largo del año puede ser estimada. El equipo es improbable que trabaje todo el tiempo a lo largo del año. Un tiempo para mantenimiento puede ser hecho. Se asume que el equipo opera el 90% del año. Además tomaremos que un 2% de la electricidad generada será usada para la propia planta.

Dado esto, la figura 18 estima el número de KWh generados anualmente que es disponible para enviarse el tendido eléctrico o para usuarios locales.





Fuente: US EPA, 1996

Figura 18. KWh estimados por año

## 6.2 Variables económicas consideradas en un sistema de recuperación y utilización del biogás

Uno de los aspectos más relevantes de estos análisis es el de poder inferir la situación financiera y económica de un sistema de recuperación y utilización de biogás. Estos costos iniciales corresponderán directamente de la planta generadora, aranceles, transporte, instalación y puesta en marcha así como la planta de tratamiento del biogás, costo que se da con base en a las cotizaciones de equipo e instalación proporcionadas por los fabricantes o proveedores del servicio. Estos costos directos demandarán la operación, supervisión y mantenimiento de las instalaciones existentes. Otro concepto ha considerar es el de la inversión inicial del costo del suministro de la energía eléctrica a la red de la Comisión Federal de Electricidad (C.F.E.).

Es de tomarse en cuenta la depreciación de los equipos, redes de captación y obra civil. En el caso de los equipos generadores y la planta de tratamiento de biogás se considera una vida útil de 10 años lo que significa un 10 % de depreciación por año y en cuanto a la obra civil se considera una vida útil de 30 años, representando un 3,33% de depreciación.

### 6.2.1 Análisis de costos

La evaluación de costos y beneficios en el periodo de análisis conlleva a la necesidad de considerarlos en función del peso que tienen en las decisiones actuales. Para ello, se utiliza el criterio del Valor Presente Neto. Cuando se descuenta el valor futuro de algo, se reduce su valor presente y cuanto mayor sea el

tiempo, menor valor presente tendrá el costo o beneficio futuro. En proyectos de rentabilidad económica, este concepto resulta congruente pues se toma en cuenta el valor del dinero y, adicionalmente, el costo de oportunidad, dado que se asume que los recursos monetarios son escasos y por ende, éstos podrían ser invertidos en cualquier otro proyecto (Rojas, 1997).

Sin embargo, en proyectos ambientales, el uso de la tasa de descuento es todavía tema de controversia (Field, 1995). Al respecto, se ha sugerido tomar la tasa de descuento basada en el Costo de Oportunidad Social, o bien, basada en el Tipo de Preferencia Temporal de la Sociedad. (Pearce y Turner, 1995).

Los costos se comprenderán de la siguiente manera:

- Costos de capital (K)
- Costos de operación (incluyen costos de mantenimiento)

La práctica standard es para determinar el factor de recuperación de capital, donde la inversión de capital es convertida en un constante flujo anual suficiente para recuperar la inversión inicial sobre la vida útil del proyecto. El valor presente descontado de la corriente anual es igualado con el valor de la inversión de capital. El factor de recuperación es derivado de asumir la tasa real de retorno,  $r$ , que es usada como tasa de descuento aplicada a las corrientes anuales de rédito necesaria para recuperar  $K$ .

$$K = \sum_{t=1}^k \frac{k}{(1+r)^t}$$

Fuente: Methane capture and use, 1997

Figura 19. Factor de recuperación  $K$

$K$  es descontada del valor presente de las corrientes anuales de rédito,  $k$ , sobre la vida del proyecto. Los réditos anuales necesitarán ser mayores que o iguales que  $k$  más los costos de operación de manera que el proyecto pueda ser viable.

### *6.2.2 Aspectos económicos en la recuperación de biogás*

Actualmente no hay ningún control obligatorio de emisión de gases de invernadero. No existen muchos proyectos de recuperación de biogás simplemente porque en principio sólo se van a captar los gases de invernadero y no a utilizar y a tratar. Deben de existir otras razones y la decisión que resulte de recuperación de biogás ampliamente dependerá de la viabilidad económica de recuperación, no obstante un proyecto que no es financieramente viable podría ser económicamente viable. La razón de esta distinción es debido a que la viabilidad financiera está determinada únicamente desde el punto de vista del que invierte, considerando que la viabilidad económica es juzgada desde la perspectiva de la comunidad como grupo. A menos que los precios sean ajustados de tal manera que reflejen los costos externos y los beneficios o subsidios que son proporcionados, un proyecto económicamente viable que no es financieramente viable no es posible que proceda.

### *6.2.3 Ingresos*

El ingreso, sin incluir los costos comprenderá cuando sean relevantes:

- La reducción en las tasas de impuestos
- Ingresos de la venta de gas
- Ingresos de la venta de energía eléctrica

## 8. CONCLUSIONES

- El proceso de digestión anaerobia presenta un volumen de producción de lodos de entre el 35 y el 50% menos que lo obtenido en la digestión aerobia.
- El biogás tiene un alto contenido energético, contando en ocasiones con un porcentaje de hasta el 65% en volumen de metano.
- La recuperación del biogás reduce el impacto del metano como gas de invernadero ya que este es utilizado benéficamente.
- Los sistemas de cogeneración que utilizan biogás, aunque emiten CO<sub>2</sub> a la atmósfera hacen un uso eficiente del CH<sub>4</sub> para la producción de distintas formas de energía utilizable.
- En México normalmente el biogás que producen las plantas de tratamiento es liberado a la atmósfera y en el mejor de los casos es quemado sin tener ningún beneficio adicional
- En varios países del mundo existe la tecnología probada para la recuperación y uso del metano.
- Los equipos utilizados en estos sistemas de recuperación cuentan con catalizadores o algunos otros accesorios para así tener muy bajas emisiones a la atmósfera.
- Los costos de inversión para los sistemas de cogeneración son muy atractivos comparativamente con las plantas convencionales de producción de energía eléctrica. Se obtienen bajos costos en la producción de electricidad y se pueden obtener tiempos de amortización para estas inversiones menores de 5 años.
- Por otro lado en México existe un rezago en cuanto a infraestructura en el sector eléctrico que no va de acuerdo con el crecimiento en el país, por lo cual se requieren fuertes inversiones de capital para balancear esta demanda con la capacidad de producción. La legislación actual en México permite la generación de energía eléctrica por métodos alternativos para ser utilizados por los propios generadores o ser vendida a CFE a las tarifas convenidas lo cual beneficiaría a los inversionistas que piensen invertir en proyectos de cogeneración.

Finalmente, este trabajo busca hacer conciencia de la situación que vivimos actualmente en México en cuanto al rezago en la utilización de tecnologías nuevas y de tecnologías alternativas para la producción de energía eléctrica a bajo costo.

## 9. BIBLIOGRAFÍA

- 1) Aquatech, (1997), "Waste Management Workbook – Methane Capture and Use", CMPS&F Pty Ltd, Australia
- 2) CONAE, (1995), "Agua, Su relación con la energía y medio ambiente", CONAE, México.
- 3) CONAE, (1995), "Diagnósticos Energéticos", CONAE, México.
- 4) CONAE, (1995), "Esquemas de Cogeneración", CONAE, México.
- 5) CONAE, (1995), "Potencial Nacional de Cogeneración", CONAE, México.
- 6) CONAE, (1995), "Termodinámica y sus Aplicaciones", CONAE, México.
- 7) DISMISA, (1998), "Directorio de Especialidades Ambientales", FEMISCA, México.
- 8) Entec Corporation, (1998), "Dry Gas Storage – The pressure less biogas storage systems", ENTEC, Austria.
- 9) Entec Corporation, (1998), "Environment Technology, Sewage, Purification – waste treatment", ENTEC, Austria.
- 10) Entec Corporation, (1998), "The BIMA Digester, patented biogas systems", ENTEC, Austria.
- 11) Falkalay, D., (1996), "Lixiviados de Relleno Sanitario", Edit. Valpo, Chile.
- 12) Farmatic and Company, (1997), "Projects for a better Environment", Farmatic, Reino Unido.
- 13) Friedemann Zacharias, (1992), "Diesel und Gastechnik", F&D, Alemania.
- 14) Glender, A, Lichtinger, V, (1994), "La Diplomacia Ambiental. México y la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Medio Ambiente y Desarrollo". FCE, México.
- 15) Grossman, M, Krueger, A., (1991), "Environmental Impacts of a North American Free Trade Agreement", Princeton, Estados Unidos.
- 16) Hernández, C., (1986), "Biogás", Comisión Nacional de Energía, Cuba.
- 17) IFAT, (1996), "Katalog IFAT", Directorio industrial Europa, IFAT, Alemania.
- 18) Ingeniería y Ciencias Ambientales, (1998), "Digestión Anaerobia en México, Estado de la Tecnología", FEMISCA – AIDIS, Año 10 No. 39 México.

- 19) Instituto de Ingeniería UNAM, (1995), **“Estudios de Desinfección del Agua Residual proveniente del Valle de México”**, Proyecto Interno, IIUNAM, México.
- 20) Jenbacher Energie, (1997), **“Cogeneración con Motores a Gas”**, Folleto Monográfico JBE, Austria.
- 21) Jenbacher Energie, (1997), **“Tradition and Modern Technology”**, Folleto Monográfico JBE, Austria.
- 22) Labeyrie, P., (1991), **“Valorisation du méthane issu du traitement des déchets solides et liquides”**, SOLAGRO, Francia.
- 23) **Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica**
- 24) Memorias del IV Seminario Taller-Latinoamericano, (1996), **“Tratamiento Anaerobio de Aguas Residuales”**, Seminario, Colombia.
- 25) Memorias del XI Congreso Nacional de Ingeniería Sanitaria y Ambiental, (1997), **“La Descentralización en la Gestión Ambiental”**, Congreso, México.
- 26) Memorias del XXV Congreso Internacional AIDIS, (1996), **“Consolidación para el Desarrollo”**, Congreso, México.
- 27) Metcalf & Eddy, (1991), **“Wastewater Engineering: Treatment, Disposal and Reuse – Third Edition”**, McGraw-Hill, Estados Unidos.
- 28) Monroy, O., Et. Al, (1997), **“Biotecnologías para el tratamiento de las aguas residuales de la Ciudad de México”**, México.
- 29) Montalvo, S., Et Al, (1994) **“Saneamiento Ambiental y Aprovechamiento del Biogás de una Planta de Tratamiento de Aguas Residuales”**, Cuba.
- 30) Morales A., (1998), **“Utilización del Biogás Proveniente de la Digestión Anaerobia de lodos Vía Cogeneración. Planta de Tratamiento de Aguas Residuales Texcoco Norte”**. Tesis Licenciatura, Facultad de Química, UNAM.
- 31) Mosler, C., (1997), **“Catálogo de Fuentes de Información Ambiental en Internet”**, OPS, OMS, México.
- 32) Muche Anlagebau GmbH, (1998), **“Gas Holder Technologies”**, Folleto Monográfico, Austria.
- 33) Noyola, A., Et Al, (1996), **“Aplicabilidad de la digestión anaerobia para el tratamiento de aguas residuales municipales”**, Proyecto Interno, Instituto de Ingeniería, UNAM, México.
- 34) Pérez, J., Et. Al, (1996), **“Evaluación Técnico – Económica de dos alternativas de aprovechamiento de Biogás en un Relleno Sanitario”**, XXV Congreso Internacional AIDIS México, México.

- 35) Perry, J., Et. Al., (1963), "Perry's Chemical Engineers Handbook", MGH, Estados Unidos.
- 36) Programa Hidráulico 1995 – 2000
- 37) Reed, C. (1993), "EPA Pushes Alternative Solutions for Wastewater", EPA, Estados Unidos.
- 38) SEDESOL, (1993), "Statistical Summary of 1992 Enforcement Actions for Nation and Mexico City Metropolitan Region", SEDESOL, México.
- 39) Serrano L. (1997), "Las Aguas Residuales y su Tratamiento", México.
- 40) US EPA, (1995), "Progress Report on US-Mexico Activities as Outlined in the Integrated Border Environmental Plan", EPA, Estados Unidos.
- 41) Vázquez, E., Et. Al., (1996), "Eficiencias de dos componentes de un reactor anaerobio", XXV Congreso Internacional AIDIS México, México.
- 42) Vázquez, E., Et. Al., (1996), "Remoción de ácidos grasos volátiles durante el tratamiento anaerobio de aguas residuales porcícolas", XXV Congreso Internacional AIDIS México, México.
- 43) Wabag GmBh, (1995), "Deutsche Babcock Process Technologies", Folleto Monográfico, WABAG, Alemania.
- 44) WEEA Corporation, (1995), "Environmental Focus Series: The Mexican Market", WEEA, Estados Unidos.

## 10. INTERNET WWW

- 1) <http://www.environment.gov.au/portfolio/esd/climate/indust2.html>
- 2) <http://www.energia.gob.mx/>
- 3) <http://www.cfe.gob.mx>
- 4) <http://conae.gob.mx>
- 5) <http://www.cre.gob.mx>
- 6) <http://www.jenbacher.co.at/cogren.htm>
- 7) <http://www.hazmatmaq.com/library/docs/FM95/FM95005.html>
- 8) <http://www.weea.org/worldwide/reports/html/113/113.htm>
- 9) <http://www.kruger.dk/doc/References/laholm.htm>
- 10) <http://www.aerzener.de/>
- 11) <http://dspace.dial.pipex.com/town/terrace/ae198/>
- 12) <http://www.dmu.ac.uk/ln/itc/ad.htm>
- 13) <http://www.microelettra.it/prenest/>
- 14) <http://www.gepartsedge.com>
- 15) <http://www.eva.wsr.ac.at/opet/bestpractice.htm>
- 16) <http://www.cfs.me.uvic.ca/PAGES/biogas.html>
- 17) <http://www.me3.org/issues/cogen/>
- 18) <http://www.containertech.com/>
- 19) <http://www.blowerengineering.com/pdblowner.htm>



**Anexo A**

**PRODUCCIÓN DE METANOL A PARTIR DEL BIOGAS**

El metanol, alcohol metílico, alcohol de la madera, de fórmula  $CH_3OH$  y peso 32.04, es un líquido neutro a temperatura ordinaria, incoloro, con un olor fuerte característico. Es una de las sustancias más importantes. Cerca del 85% del metanol producido se usa en la industria química y el resto se emplea en el sector energético. Debido a la polaridad que presenta, el metanol disuelve muchas sustancias inorgánicas, particularmente sales.

El alcohol metílico es un compuesto orgánico que se obtiene por la destilación seca de la madera o por síntesis química o por casi cualquier fuente de carbono como el petróleo, gas natural, carbón, desechos. Su importancia en el ámbito industrial en nuestro país es amplia, se usa en la fabricación de barnices, en perfumería, resinas sintéticas y para desnaturalizar el alcohol etílico. También se usa en síntesis químicas de las cuales la más importante es la obtención de formaldehído.

**A.1 Propiedades físicas y químicas del biogás**

El biogás contiene proporciones variables de bióxido de carbono y metano, usualmente 50 y 40 % respectivamente. Por lo general se encuentra saturado con agua y contiene una cantidad pequeña de compuestos traza, de los cuales destaca el sulfuro de hidrógeno. La composición del biogás depende de la composición del residuo y del equilibrio fisicoquímico alcanzado o mantenido en el licor mezclado.

Las propiedades del biogás se ven afectadas por la presencia del bióxido de carbono. En la tabla siguiente se muestra como varía la densidad con relación al contenido de metano

<b>% contenido de metano</b>	50	60	80	90	100
<b>densidad del gas con relación al aire</b>	1.040	0.942	0.745	0.652	0.555

**TABLA DENSIDADES DEL METANO Y BIOGÁS DE COMPOSICIÓN VARIABLE**

El biogás es flamable y explosivo cuando se encuentra mezclado con aire en una proporción de 5-15 % en volumen de metano y se pone en contacto con una fuente de ignición. Dentro de un relleno sanitario este gas fluye por difusión y por

gradientes de presión, si no se cuenta con sistemas de control como los de monitoreo y extracción, este gas puede provocar asfixia en plantas y confinarse en áreas urbanas.

Se estima que se emite  $1.2 \times 10^9$  t de metano anualmente a la atmósfera y tiene un tiempo de residencia de 3,3 años.

Componente	% VOL.
Metano	52-95
Bióxido de carbono	9-45
Sulfuro de hidrógeno	0.001-2
Hidrógeno	0.01-2
Nitrógeno	0.1-4
Oxígeno	0.02-6.5
Argón	0.001
Monóxido de carbono	0.001-2
Amonio	traza
Orgánicos	traza

TABLA. COMPOSICIÓN DEL BIOGÁS

### A.2 Producción del metanol

El proceso más antiguo para la producción industrial del metanol es la destilación seca de la madera. Otros procesos son la oxidación de hidrocarburos y el producto de la síntesis Fischer-Tropsch.

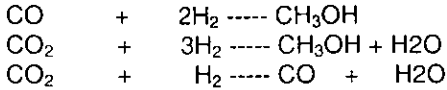
El metanol es producido a escala industrial por conversión catalítica de síntesis de gas. Los procesos se clasifican de acuerdo a la presión empleada en:

- a) Proceso a alta presión  
25-30 MPa
- b) Proceso a presión media  
10-25 Mpa
- c) Proceso a baja presión  
5-10 Mpa

La producción industrial de metanol puede subdividirse en tres operaciones principales:

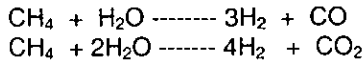
- a) Síntesis del gas
- b) Síntesis del metanol
- c) Procesamiento del metanol crudo

Los materiales carbonáceos se pueden emplear para producir el gas base de la conversión a metanol. La formación de éste se puede describir con las siguientes reacciones:

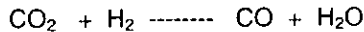


El gas natural se usa para generar el gas base y teniendo en cuenta que este es una mezcla de etano y metano principalmente, se puede esperar que el biogás producido en un relleno sanitario ( $\text{CH}_4$  Y  $\text{CO}_2$ , principalmente) sea factible de aprovecharse para producir el producto esperado, aunque el proceso se dificulta un poco por el hecho de que la única fuente de carbono es el metano.

La reacción que se lleva a cabo se da entre el metano y el vapor de agua para formar hidrógeno y bióxido o monóxido de carbono:



La mezcla resultante será deficiente en carbón según las fórmulas anteriores, sin embargo esta carencia se puede subsanar por la presencia de  $\text{CO}_2$  proveniente del biogás.



### A.2.1 Selección del proceso

Dentro de los procesos de conversión a metanol se pueden citar dos debido a las características que estos presentan para la adaptabilidad a las condiciones impuestas por la materia prima utilizada como lo es el biogás. El primero de ellos puede producir a partir de hidrocarburos gaseosos y líquidos y se compone de una desulfuración la cual prepara la materia prima para mezclarla con vapor a presión y reformada catalíticamente a altas temperaturas (800 - 850 °C)

Para producir el gas base que contendrá hidrógeno y proporciones variables de óxidos de carbono.

El calor residual del gas reformado y de síntesis se usa para generar una presión alta (900 - 1500 psi). El metanol se obtiene por un catalizador (ICI) que permite que la reacción se lleve a cabo a baja temperatura y presión. El gas se comprime entre 50 y 100 atm en un compresor centrífugo. El proceso consta de intercambiador de calor, condensador, separador, torres de destilación, etc. Se puede proporcionar  $\text{CO}_2$  externo para realizar la síntesis o purgar el exceso de hidrógeno para usarlo como combustible.

El segundo proceso (CPI-Vulcan) se emplea para producir metanol para combustible industrial, para aditivo para gasolina de motor o grado absoluto, de CO y H<sub>2</sub>, con o sin CO<sub>2</sub>, obtenido de la gasificación de algún líquido hidrocarbonado, de gas natural reformado o de hidrocarburos ligeros.

Este proceso podría emplearse dadas las características de empleo de gas ligero como materia prima, por lo que el biogás sería una buena opción. Se prepara el gas base y el CO<sub>2</sub> es convertido catalíticamente a metanol. No se requiere de generación de vapor externo. Las características del catalizador permiten alta selectividad, baja sensibilidad al sulfuro, rangos de temperaturas de operación variables, larga vida útil. El metanol crudo se refina por destilación y se emplean presiones de 100-300 atm

### **A. 3 Normatividad**

Existe la norma oficial mexicana NOM-053-SSA1-1993 de fecha de expedición en el Diario Oficial de 5 de marzo de 1996, en la que se especifican las medidas sanitarias para el proceso y uso de metanol y se considera como una sustancia tóxica. Esta norma se enfoca solamente al almacenamiento, distribución y empleo del metanol.

También determina que debe evitarse su ingestión, inhalación o contacto con la piel y que forma mezclas explosivas con aire en concentraciones entre 6 y 36.5 % en volumen. Además clasifica al metanol por el porcentaje de impurezas en: grado general (6%), grado industrial (1.0%) y grado absoluto. En el punto 7 de esta norma se dan las medidas sanitarias a cumplir. La concentración máxima permitida se fija en 200 ppm para un periodo de 8 horas y 800 ppm para 15 minutos. La determinación de la concentración se da por la norma NOM-067-STPS-1993 con fecha de publicación en el Diario Oficial del 11 de febrero de 1994, que emplea el método de cromatografía de gases.

## ANEXO B

### El valor del dinero a través del tiempo

La evaluación económica de proyectos se sustenta en el concepto del valor del dinero a través del tiempo. Un peso disponible en el momento actual tiene un valor mayor que un peso que se reciba en el futuro, debido a que el primero ganará un cierto interés al ser invertido.

Un proyecto de inversión puede representarse a través de su flujo de efectivo que muestra una serie de desembolsos requeridos (inversión inicial, costos de operación y mantenimiento, costo de la energía consumida, etc.) e ingresos generados (beneficios o ahorros) en cada período de su vida útil. Como los flujos se realizan en puntos de tiempo diferentes, es atractivo manejar los montos de dinero en moneda constante, es decir, deflactados de la inflación. En el caso de la energía que se prevea un crecimiento al mismo ritmo que la inflación, se manejará un precio constante a través de la vida útil del equipo.

Aún cuando los flujos de efectivo se expresen en moneda constante, el dinero debe valorizarse en el tiempo; en este caso mediante una tasa de interés en términos reales (por encima de la inflación).

Las fórmulas de equivalencia para manejar flujos de efectivo a través del tiempo, mediante una tasa de descuento "i", son las siguientes:

Valor Futuro (F) en el período "n" de una cantidad presente (P)

$$F = P \cdot (1+i)^n$$

Valor presente de una cantidad futura

$$P = F / (1+i)^n$$

Valor presente (P) de una serie de "n" flujos de efectivo uniformes (A)

$$P = A \cdot \left\{ \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right\}$$

Anualidad equivalente de una cantidad presente

$$A = P \cdot \left\{ \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right\}$$

#### B.1 Tipos de interés

##### B.1.1 Interés compuesto

El concepto de interés comúnmente utilizado es el denominado compuesto, debido a que los intereses devengados y no pagados en un periodo generarán a su vez intereses en el siguiente.

### *B.1.2 Interés nominal y efectivo*

Las tasas de interés que se pagan por un crédito o que se reciben por una inversión en un instrumento de renta fija (p. Ej, CETES –Certificados del Tesoro Mexicano-) están expresadas nominalmente en base anual. Sin embargo, es común que los intereses se paguen en forma más frecuente, es decir, semestral, trimestral o mensualmente. En estudios financieros de larga vida útil, los flujos de efectivo se manejan en términos anuales; en consecuencia, para una adecuada evaluación de rentabilidad se requiere transformar las tasas de interés nominales en tasas efectivas anuales.

### *B.1.3 Interés verdadero*

Existen sistemas de crédito donde la tasa de interés que se especifica no refleja apropiadamente la verdadera tasa involucrada y no pueden tomarse decisiones adecuadas. Así, en créditos de corto plazo se acostumbra cobrar los "intereses" por adelantado y el monto total solicitado se liquida al final del plazo, por lo cual se debe calcular la de interés real ( $i$ ).

### *B.1.4 Tasas en moneda constante*

Las tasas de interés que pagan los bancos (tasas pasivas) permiten al inversionista compensar la inflación y recibir además un premio o utilidad real. Por otra parte, las tasas (activas) que cobran las instituciones de crédito están determinadas por las tasas pasivas más un margen de utilidad bruta. Si bien ambas tasas en moneda corriente son muy cambiantes según la evolución del índice de precios, son relativamente estables una vez que se descuenta la inflación, para periodos anuales, como es el caso de las tasas de las UDIS (Unidades de Inversión)

En los estudios de rentabilidad de proyectos es frecuente presentar el flujo de efectivo en moneda constante. En estas situaciones, la tasa de interés o de descuento a utilizar debe estar deflactada de la inflación, a efecto de hacer consistente el análisis.

## **B.2 Sistemas de amortización de créditos**

Existen diversos sistemas de amortización de créditos. La adopción de uno de ellos depende de las políticas de recuperación que sigan las instituciones

financieras o acreedores, así como de la capacidad de pago o conveniencias del solicitante de crédito. Los tres principales esquemas de amortización, para préstamos a mediano y largo plazo, se describen y comparan a continuación, para un crédito de \$1000 contratado a una tasa fija de 10% anual y un plazo de 4 años. Cabe destacar que en todos los casos los intereses devengados se calculan sobre el saldo insoluto.

El esquema más sencillo consiste en realizar amortizaciones (del principal) de igual magnitud.

Con este sistema, el pago total en cada periodo decrece en una cantidad constante.

Una segunda alternativa de contratación de crédito consiste en efectuar pagos totales constantes.

En este esquema, el pago se determina calculando la anualidad equivalente al monto del crédito; la amortización del principal, en cada periodo, es la diferencia entre el pago realizado y los intereses devengados sobre el saldo insoluto. Es de notar que las amortizaciones son cada vez mayores, debido a la disminución progresiva del saldo y, en consecuencia, del monto de intereses.

Otro sistema es el de amortizaciones con capitalización de intereses, también denominado de pagos a valor presente. Bajo este esquema, los pagos crecen en forma exponencial, a un ritmo igual a la tasa de interés, capitalizando incluso los intereses. Con este método se posponen los pagos mayores al final del plazo, para estar en una posición más favorable al inicio del proyecto.

En los pagos anteriores los pagos son decrecientes, en el primer caso; constantes, en el segundo, y crecientes en el último. Aunque los sistemas de amortización son diferentes, son todos los equivalentes debido a que los intereses siempre se calculan sobre el saldo insoluto; esta equivalencia puede constatarse al calcular el valor presente de los pagos, usando como tasa de descuento la propia tasa de interés.

$$\text{Valor presente} = \text{Pago}/(1.10)^t$$

Normalmente en la práctica, los créditos se contratan a tasas variables, determinadas sobre la evolución de un indicador base. Los préstamos en moneda nacional se establecen comúnmente con tasa referidas al CPP (costo de captación porcentual promedio de la banca, reportado mensualmente por el Banco de México y publicado en diarios) más algunos puntos porcentuales que constituyen el margen de utilidad bruto para el ente acreedor; para créditos en dólares se sigue un criterio semejante con base en la PRIME RATE. La revisión de las tasas puede ser mensual, trimestral, semestral o anual, según la evolución del indicador base antes citado; así, la tasa revisada se aplicará sobre el saldo insoluto del periodo, según el esquema de amortización adoptado.

**ESTA TESIS NO SALE  
DE LA BIBLIOTECA**

## **B.3 Métodos para evaluación financiera de proyectos**

### *B.3.1 Método del periodo de recuperación*

Este método consiste simplemente en medir el tiempo que tarda un inversionista para recuperar, mediante los ingresos que produce el proyecto, la cantidad invertida inicialmente, sin considerar el valor del dinero en el tiempo. El criterio de aceptación del proyecto lo establece el inversionista definiendo el período máximo en que debe recuperarse la inversión.

Existen muchas objeciones para el uso de este método, entre las cuales destacan las siguientes: no considera cambios en el valor del dinero a través del tiempo; la decisión de si el proyecto es o no aceptable depende de un criterio subjetivo; es una medida de liquidez y no de rentabilidad, ya que el objetivo principal de un proyecto no debe ser recuperar el desembolso en el menor tiempo sino la rentabilidad que produce en su vida útil; no se consideran la magnitud ni la distribución en el tiempo de los ingresos o egresos posteriores al periodo de recuperación.

A pesar de estos inconvenientes, es una herramienta de análisis muy usada en proyectos de ahorro de energía; especialmente útil para aquellas empresas y medianas que carezcan de capacidad financiera suficiente para un proyecto que, aún siendo intrínsecamente muy rentable, tenga un período de reembolso excesivamente largo. También, es útil para valorar preliminarmente proyectos que no tengan un análisis muy detallado. Por último, este método no es válido para evaluar alternativas de inversión que no sean mutuamente excluyentes.

### *B.3.2 Método del valor anual equivalente*

Consiste en transformar a anualidades uniformes todos los ingresos y gastos, incluyendo la inversión inicial, que ocurren durante la vida económica de un proyecto. Si esta anualidad es positiva significa que los beneficios son mayores que los costos y, en consecuencia, el proyecto analizado deberá ser aceptado.

En este y otros métodos que toman en cuenta el valor del dinero en el tiempo, cabe destacar que la tasa de descuento o actualización ( $i$ ) apropiada debe determinarse externamente al proyecto, tomando como referencia el uso alternativo que se le puede dar al dinero y el riesgo de realizar la inversión. Es común utilizar indebidamente como tasa de descuento el costo de capital (costo promedio ponderado de las diversas fuentes a que se recurre para financiar el proyecto), en lugar de un valor mayor que tome en cuenta el costo de oportunidad



para el inversionista y que denominaremos tasa de rendimiento mínima atractiva (TREMA).

### *B.3.3 Selección de alternativas mutuamente excluyentes*

Cuando se conocen los ingresos y gastos que generan todas las alternativas de inversión, se seleccionará aquella que tenga el mayor valor anual equivalente con signo positivo. Si todas las alternativas de inversión generan anualidades equivalentes negativas, no se debe realizar ningún proyecto.

En el análisis de proyectos de cogeneración todas las alternativas incluyendo el caso base donde se compra toda la energía eléctrica a la red, tienen en común el abastecimiento total de los requerimientos de electricidad y calor de proceso de una empresa, con apoyo de la red eléctrica o sin él, con excedentes de electricidad o sin ellos. Esto significa que en todos los casos se incurrirán en costos para brindar los servicios mencionados, indispensables para el desarrollo de las actividades de la industria, con un beneficio en el proceso productivo que no puede estimarse pero que es igual en todas las alternativas. Como consecuencia, los flujos de efectivo de las alternativas a evaluar comprenden casi exclusivamente costos, excepto cuando se generen excedentes de energía eléctrica), por lo que deberá seleccionarse aquella opción que represente el mínimo costo anual equivalente.

Cuando las alternativas tienen diferente vida útil, el cálculo de las anualidades equivalentes permite comparar en forma sencilla y clara el impacto económico de cada una, sin necesidad de elaborar el flujo de efectivo para un período de análisis que sea el mínimo común múltiplo de ellas.

### *B.3.4 Método del Valor Presente Neto*

Este método consiste en transformar a valor presente, vía una tasa de actualización, todos los componentes del flujo de fondos de un proyecto. Como normalmente la inversión total ( $S_0$ ) se realiza en el tiempo cero, el valor presente neto es la diferencia entre dicha inversión y el flujo futuro de fondos actualizado. Representa, en valor presente, la magnitud absoluta en que los ingresos equivalentes de un flujo de caja superan a, o son superados por, los egresos equivalentes de dicho flujo.

$$VPN = -S_0 + \sum [S_t / (1+i)^t]$$

Donde  $S_t$  es el componente neto del flujo de efectivo en el año  $t$ , normalmente de signo positivo.

Como se mencionó anteriormente la tasa de actualización utilizada debe ser superior al costo de capital, es decir, debe aplicarse la tasa de rendimiento mínima atractiva, a fin de satisfacer el costo de oportunidad que tendría el inversionista. Si el valor presente neto es positivo significa que los beneficios son mayores que los costos y, también, que el rendimiento que se espera obtener del proyecto de inversión es mayor que el rendimiento mínimo atractivo requerido por la empresa. En este caso, el proyecto debe de emprenderse.

El valor presente neto tienen ciertas características que lo hacen adecuado como base de comparación: considera el valor del dinero en el tiempo de acuerdo al valor de "i" escogido para los cálculos; sitúa el valor equivalente de cualquier flujo de efectivo en un punto particular en el tiempo ( $t=0$ ) y en un solo índice; cualquiera que sea la sucesión de ingresos y egresos del flujo de fondos, el valor presente neto será único para un valor dado de "i".

### *B.3.5 Selección de proyectos mutuamente excluyentes*

Cuando se tienen varios proyectos alternativos para un mismo fin, se puede calcular el valor presente neto de cada uno de ellos y seleccionar aquel que tenga el valor presente máximo positivo, siempre que los ingresos y egresos de cada flujo de efectivo sea conocido. Como en la evaluación de proyectos de cogeneración solo los costos son conocidos y los beneficios derivados de la venta de excedentes de electricidad, cuando fuera el caso, se seleccionará la estrategia que minimice el valor presente de los costos netos incurridos para proporcionar las energías eléctrica y térmica requeridas por la planta.

Existe otro enfoque más para la evaluación de proyectos mutuamente excluyentes; denominado análisis incremental. Se basa en el principio de que el incremento de inversión que requiere una alternativa, respecto de otra de menor desembolso inicial, debe generar beneficios adicionales en valor presente de magnitud suficiente para justificar dicho aumento en la inversión.

Cuando se comparan dos alternativas bajo el enfoque incremental, el primer paso consiste en determinar el flujo de efectivo que represente la diferencia entre los dos flujos. Después, la del incremento adicional de inversión requerido por una alternativa sobre la otra. Se considera deseable tal incremento si produce un rendimiento superior a la tasa de rendimiento mínima atractiva, se considera que el incremento es deseable y que la alternativa que lo requiere es la mejor si su valor presente es mayor que cero.

Cuando se evalúan alternativas de cogeneración, el análisis incremental es particularmente útil por la transparencia con que exhibe los costos y beneficios de tomar una opción de mayor inversión que otra. Todas las alternativas de cogeneración tienen flujos compuestos exclusivamente de costos salvo el caso en que existan excedentes para vender a la red. Sin embargo, cuando se aplica este enfoque, el flujo de efectivo incremental entre dos alternativas muestra la inversión

adicional necesaria para conseguir beneficios netos en el abastecimiento de los servicios de energía, derivados de ahorros en la compra de electricidad a la red y de cierto incremento en el volumen de combustible requerido. Cabe resaltar que la mejor alternativa inicial deberá ser no cogenerar y su primera alternativa será el sistema de menor inversión inicial.

### *B.3.6 Método de la Tasa Interna de Rendimiento*

La tasa interna de rendimiento (TIR) es un índice de rentabilidad ampliamente aceptado. Se define como la tasa de interés  $i^*$  que reduce a cero el valor presente así como también, el valor futuro y el valor anual equivalente de una serie de ingresos y egresos

En términos económicos, la TIR representa el porcentaje o tasa de interés que se gana sobre el saldo no recuperado de una inversión, en forma tal que al final de la vida del proyecto el saldo no recuperado sea igual a cero. El saldo no recuperado de la inversión en cualquier punto del tiempo de vida del proyecto es la fracción de la inversión original que aún permanece sin recuperar en ese momento.

Si se tiene un solo proyecto para evaluar, la TIR se calcula de su flujo de efectivo con base en el concepto de valor presente neto, valor futuro o anualidad equivalente, llegándose al mismo resultado con cualquiera de ellos. La regla de decisión sería emprender el proyecto si  $i^*$  es mayor que la TREMA y rechazarlo en caso contrario.

La TIR no se puede calcular si se tiene para un proyecto de inversión con flujo de efectivo formado en su totalidad por costos, o bien por ingresos.

### *B.3.6 Método del costo de la energía ahorrada*

Cuando se evalúa la rentabilidad económica de medidas de ahorro de energía es muy conveniente calcular este índice. Básicamente consiste en transformar a anualidades equivalentes, mediante una tasa de descuento, los costos de inversión y de mantenimiento de la tecnología eficiente y de la tecnología convencional que se usa actualmente. La diferencia entre ambas anualidades es el costo adicional que tiene el sistema eficiente, el cual se divide entre la energía ahorrada durante un año. Este resultado es el costo de la energía ahorrada. El criterio de decisión es implantar la tecnología eficiente si el costo de la energía ahorrada es menor que el costo de comprar la misma.

La ventaja de este método radica en que la comparación se hace respecto a los precios y tarifas de la energía. Además, se puede comparar con facilidad

tecnologías con diferente vida útil, debido a que se basa en el cálculo de anualidades equivalentes.

#### **B.4 Financiamiento de proyectos de cogeneración**

Para proyectos de cogeneración existen algunos programas de financiamiento específicos como podría ser el Banco de Comercio Exterior con el programa llamado "Programa de Apoyo Financiero a Proyectos de Ahorro y/o Cogeneración de Energía para Empresas Exportadoras" para así poder hacer más competitivas a estas empresas mediante la disminución de consumo de energía